

La contribution au service public de l'électricité (CSPE) : mécanisme, historique et prospective

Octobre 2014

Synthèse et recommandations

1. Contexte

La contribution au service public de l'électricité (CSPE) a connu des évolutions notables depuis sa création en janvier 2003, s'agissant aussi bien du périmètre des charges qu'elle vise à compenser que des enjeux financiers associés, suscitant aujourd'hui des interrogations quant à son encadrement et à sa gouvernance.

Dans ce contexte, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a jugé utile de publier un rapport présentant une analyse rétrospective détaillée de la CSPE, ainsi qu'un scénario prospectif d'évolution à horizon 2025. Les constats issus des analyses menées ainsi que de son retour d'expérience la conduisent à formuler plusieurs recommandations d'évolution du dispositif.

2. Missions de la CRE dans le cadre de la CSPE

La CRE propose chaque année au ministre chargé de l'énergie le montant des charges de service public et le niveau de contribution permettant de les couvrir. Le calcul de ces charges inclut la régularisation des années antérieures, conduisant la CRE à réaliser chaque année un double exercice : calculer les charges constatées au titre de l'année précédente, à l'issue d'une phase de contrôle détaillé des éléments déclarés par les opérateurs supportant ces charges, et évaluer, sur la base des hypothèses transmises par les opérateurs, le montant des charges prévisionnelles au titre de l'année à venir.

La CRE assure par ailleurs la supervision des opérations de recouvrement de la CSPE et la mise en œuvre de certains mécanismes d'exonérations partielles de la contribution, en lien avec la Caisse des Dépôts. Les ressources dont elle dispose ne lui permettent toutefois pas d'affecter les moyens qui seraient nécessaires à ces tâches, par ailleurs très éloignées de ses missions de régulation, au regard de leurs enjeux financiers. La CRE estime que les missions de supervision des opérations de recouvrement et d'exonération devraient relever de l'administration fiscale.

3. L'obligation d'achat en métropole continentale entre 2002 et 2025

De nombreuses filières de production ont bénéficié d'un dispositif de soutien, parfois antérieur à 2002, dont les charges, supportées par les acheteurs obligés au premier rang desquels EDF, sont couvertes par la CSPE.

La cogénération

Au cours de la période 2002-2013, la filière cogénération sous obligation d'achat a représenté en moyenne de l'ordre de 4 000 MW de puissance installée et a bénéficié d'une rémunération totale cumulée de 17 Md€ courants, dont 9,3 Md€ de surcoûts (55 %) financés par la CSPE. La CRE s'est exprimée défavorablement à diverses reprises sur les conditions de rémunération de cette filière.

Si les contrats d'achat arrivent aujourd'hui progressivement à échéance, certaines dispositions réglementaires entrées en vigueur en 2006 prévoient toutefois, sous condition de réalisation d'investissements de rénovation, la possibilité de bénéficier des conditions tarifaires applicables à une nouvelle installation alors même que ces investissements ne représentent au mieux que 50 % de ce qu'il en coûterait aujourd'hui de construire une cogénération neuve. Ces dispositions ont pour effet de générer des rentabilités excessives pour ces installations par ailleurs déjà largement rentabilisées par les conditions tarifaires antérieures.

La CRE estime que 60 % des installations du parc actuel devraient, d'ici 2025, bénéficier de ces dispositions, leur occasionnant une rémunération complémentaire, sur les dix années à venir, de 2,4 Md€ dont 1,7 Md€ de surcoûts financés par la CSPE.

Elle recommande, en conséquence, d'abroger l'arrêté de 2006 susmentionné, ce qui incitera les producteurs dont les installations dont les contrats arrivent à échéance à vendre leur production sur les marchés de l'électricité.

L'hydraulique

Au cours de la période 2002-2013, la petite hydraulique sous obligation d'achat a représenté en moyenne un peu plus de 2 000 MW de puissance installée et a bénéficié d'une rémunération totale cumulée de 3,8 Md€ courants, dont un peu moins de 1 Md€ de surcoûts (25 %) financés par la CSPE.

À l'instar de la cogénération, cette filière bénéficie de conditions très favorables de renouvellement des contrats d'obligation d'achat sous réserve de la réalisation d'investissements de rénovation, permettant à des installations déjà largement amorties de continuer à bénéficier d'un régime subventionné au lieu de vendre leur électricité sur les marchés.

La CRE estime que 80 % du parc actuel devrait, d'ici 2025, bénéficier de ces dispositions, occasionnant une rémunération complémentaire pour ces installations, sur les dix années à venir, de 320 M€ dont 160 M€ de surcoûts financés par la CSPE. Ces faibles montants au regard de l'enveloppe globale ne doivent pas masquer les probables rentabilités excessives dégagées par ces installations.

La CRE est défavorable aux dispositions permettant aux installations hydrauliques de rester dans le cadre de l'obligation d'achat au terme de leur contrat initial. Il conviendrait à tout le moins de renforcer les exigences d'investissement et de contrôler de manière systématique leur mise en œuvre.

Le photovoltaïque

La filière photovoltaïque, qui représente en 2013 un peu plus de 4 000 MW de puissance installée, a bénéficié, au cours de la période 2002-2013, d'une rémunération totale cumulée de 5,2 Md€ courants, dont 4,7 Md€ de surcoûts (90 %) financés par la CSPE.

Le coût d'achat moyen des contrats conclus lors de cette période, en baisse depuis 2010 sous l'effet des révisions des conditions tarifaires, s'élève toujours à 480 €/MWh en 2013 et devrait encore durablement peser sur les charges de service public, aucun contrat relevant de ces dispositions contractuelles ne venant à échéance d'ici 2025.

La CRE a formulé à de multiples reprises des avis défavorables sur ces conditions tarifaires, sans qu'il en soit tenu compte.

A l'issue du moratoire de 2010, une profonde réforme des dispositifs de soutien a eu lieu, prévoyant la mise en place de tarifs auto-ajustables et le recours privilégié aux appels d'offres. Ces dispositions portent aujourd'hui leurs fruits et permettent de répercuter aux redevables de la CSPE la baisse des coûts de production que cette filière a connu au cours des cinq dernières années. Toutefois, le poids du passé restera longtemps encore prépondérant, les installations entrées en service avant 2013 représentant toujours 26 % (2,1 Md€) des charges de service public liées à l'obligation d'achat en métropole continentale en 2025.

Dans son scénario prospectif, la CRE envisage un développement de la filière au-delà des objectifs de la PPI actuelle jusqu'en 2020, avec un taux de croissance annuel de 400 MW par an. Les nouvelles installations se voient appliquer les conditions tarifaires en vigueur.

La CRE estime que la filière photovoltaïque, qui devrait représenter 10 000 MW de puissance installée en 2025 en prenant en compte la mise en service des installations lauréates des appels d'offres et avec l'hypothèse d'une poursuite de son développement au travers de l'obligation d'achat de 400 MW

supplémentaires chaque année, bénéficiera, sur les dix années à venir, d'une rémunération complémentaire de 36 Md€ dont 32 Md€ de surcoûts financés par la CSPE. Les installations mises en service avant 2013 représentent 75 % de ces montants.

L'éolien terrestre

L'éolien terrestre, qui représente en 2013 un peu plus de 8 000 MW de puissance installée, a bénéficié, au cours de la période 2002-2013, d'une rémunération totale cumulée de 6,3 Md€ courants, dont 2,7 Md€ de surcoûts (40 %) financés par la CSPE.

Cette filière a connu des conditions tarifaires stables tout au long de son développement, sur lesquelles la CRE a formulé un avis défavorable au motif qu'elles permettaient de dégager des rentabilités excessives pour les installations bénéficiant des meilleures conditions de vent. Ce constat s'est vu confirmé par les résultats de l'analyse de rentabilité, établie sur la base d'un échantillon représentatif d'installations, qu'elle a publiée dans son rapport d'avril 2014. Le coût d'achat moyen s'est établi à 88 €/MWh à fin 2013.

La CRE est donc amenée à maintenir sa recommandation de réviser les conditions tarifaires de soutien de l'éolien terrestre et, plus généralement, de faire des appels d'offres le moyen privilégié de son développement, afin de bénéficier de la maturité et de la pression concurrentielle s'exerçant sur cette filière.

D'ici à 2025, la CRE fait l'hypothèse d'une poursuite du développement de l'éolien terrestre à un rythme de 1 000 MW/an, lequel permettra d'atteindre en 2025 les objectifs prévus par la PPI pour 2020, sous l'hypothèse du maintien en service des installations dont le contrat d'achat arrive à échéance.

Les dix prochaines années verront la sortie progressive de l'obligation d'achat de 6 000 MW d'éolien terrestre. Ces installations ont bénéficié, sur la durée de leur contrat, de conditions de rémunération leur permettant d'amortir le capital initialement investi et de le rentabiliser. Si ces installations devaient continuer à fonctionner au-delà de l'échéance de leur contrat, il conviendrait dès lors qu'elles valorisent l'électricité qu'elles produiront sur les marchés, à l'exclusion de tout dispositif de soutien complémentaire.

Sur la base de ce scénario, avec les conditions tarifaires en vigueur, la filière éolien terrestre sous obligation d'achat devrait représenter 16 000 MW en 2025 et bénéficier d'une rémunération de 44 Md€ sur la période, dont 15 Md€ de surcoûts financés par la CSPE.

L'éolien en mer

Malgré un premier appel d'offres lancé en 2005 et la désignation de plusieurs lauréats, aucun parc éolien en mer n'a encore vu le jour.

Les premiers parcs issus des appels d'offres de 2011 et 2013 devraient progressivement entrer en service à partir de 2018, pour une puissance totale cible de 3 000 MW correspondant à la moitié de l'objectif prévu par la PPI actuelle pour 2020. Leur coût d'achat moyen ressort à 200 €/MWh, ce qui en fait désormais la filière sous obligation d'achat la plus coûteuse.

Les parcs qui seront entrés en service d'ici 2025 occasionneront des surcoûts de l'ordre de 10 Md€.

Pour l'ensemble des installations lauréates de ces deux appels d'offres, les exploitants devraient percevoir une rémunération totale de 50 Md€ sur la durée totale des contrats, dont 38 Md€ (76 %) de surcoûts financés par la CSPE.

La CRE estime que les appels d'offres ne sont pas un moyen de soutien adapté au développement de cette filière extrêmement capitalistique et technologiquement peu mature du fait d'un contexte technique français particulier, caractérisé par des régimes de vent nécessitant l'emploi de machines spécifiquement conçues pour y résister, des conditions de houle difficiles, des eaux rapidement

profondes et des sols qui requièrent des technologies coûteuses pour les fondations. Au surplus, la CRE a constaté une insuffisance manifeste de concurrence dans les deux derniers appels d'offres, trois concurrents seulement ayant déposé des offres.

Si l'on devait poursuivre dans la voie des appels d'offres, afin de réduire les coûts de la filière et de favoriser la réalisation des projets, il conviendrait que l'Etat prenne à sa charge les études avant-projet (étude de sol, étude de vent, etc.) et les communique avec le cahier des charges.

La biomasse

La filière biomasse s'est presque entièrement développée sous le régime des appels d'offres, les conditions d'achat des arrêtés tarifaires n'apportant pas une rémunération suffisante aux producteurs.

Toutefois, les contraintes réglementaires, les incertitudes sur le débouché chaleur qui accompagne généralement ces installations pour en améliorer l'efficacité énergétique, la forte concurrence sur les usages du bois et les éventuels conflits qui peuvent en résulter, ont significativement ralenti, voire conduit à annuler, la réalisation des projets désignés lauréats des quatre appels d'offres organisés depuis 2003.

En 2013, la filière biomasse représente une puissance installée de 308 MW à comparer aux 950 MW de puissance cumulée recherchée par les appels d'offres. Les producteurs ont perçu au cours de la période une rémunération de 572 M€ dont 319 M€ de surcoûts financés par la CSPE.

Pour l'avenir, la CRE a établi un scénario fondé sur le rythme de développement actuel de la filière. Pour accélérer le rythme, elle recommande le recours à des dispositifs de soutien comportant une dimension régionale, en privilégiant le recours aux appels d'offres.

Recommandations générales sur le soutien aux ENR et à la cogénération

Outre les recommandations spécifiques à chaque filière exposées précédemment, la CRE formule plusieurs recommandations générales sur les mécanismes de soutien aux ENR et à la cogénération :

- Mettre en place des mécanismes de soutien fondés sur la commercialisation directe de l'électricité par les producteurs, un complément de rémunération compensant *ex post* l'écart entre le gain tiré de cette vente et un niveau de rémunération de référence ;
- Ajuster la durée des contrats d'achat à la durée de vie des installations, afin de calibrer au mieux le niveau du soutien accordé ;
- Mettre en place une procédure de contrôle de la conformité des installations sous obligation d'achat assortie de pénalités dissuasives en cas de fraude avérée.

Surcoûts cumulés en Md€ au titre du passé et pour les dix ans à venir

Les surcoûts cumulés sur la période 2002-2013 s'élèvent à 19 Md€ courants. Près de la moitié relève du soutien à la filière cogénération, le deuxième poste correspondant au photovoltaïque, qui atteint déjà plus du quart des surcoûts totaux en seulement quatre ans de développement. Le quart restant est réparti pour moitié entre l'éolien terrestre et l'ensemble des autres filières soutenues.

Au cours de la période 2014-2025, les conséquences du passé se feront significativement ressentir sur le montant global de charges : selon les hypothèses retenues par la CRE, **56 % des 73 Md€ de charges de CSPE seront dus à des contrats conclus avant 2013.** S'agissant plus spécifiquement des contrats photovoltaïques, ils seront à eux seuls à l'origine de plus du tiers des charges. La poursuite du développement de la filière à des conditions tarifaires plus maîtrisées permettra de limiter les nouveaux surcoûts à 7 Md€ pour 6 000 MW de puissance installée supplémentaire.

Le soutien à l'éolien, terrestre et en mer, devrait représenter un autre tiers des charges, dont 10 Md€ pour les seuls parcs éoliens en mer mis en service à partir de 2018.

Figure 1. Surcoûts totaux liés à l'obligation d'achat cumulés entre 2002 et 2013 (Md€ courants)

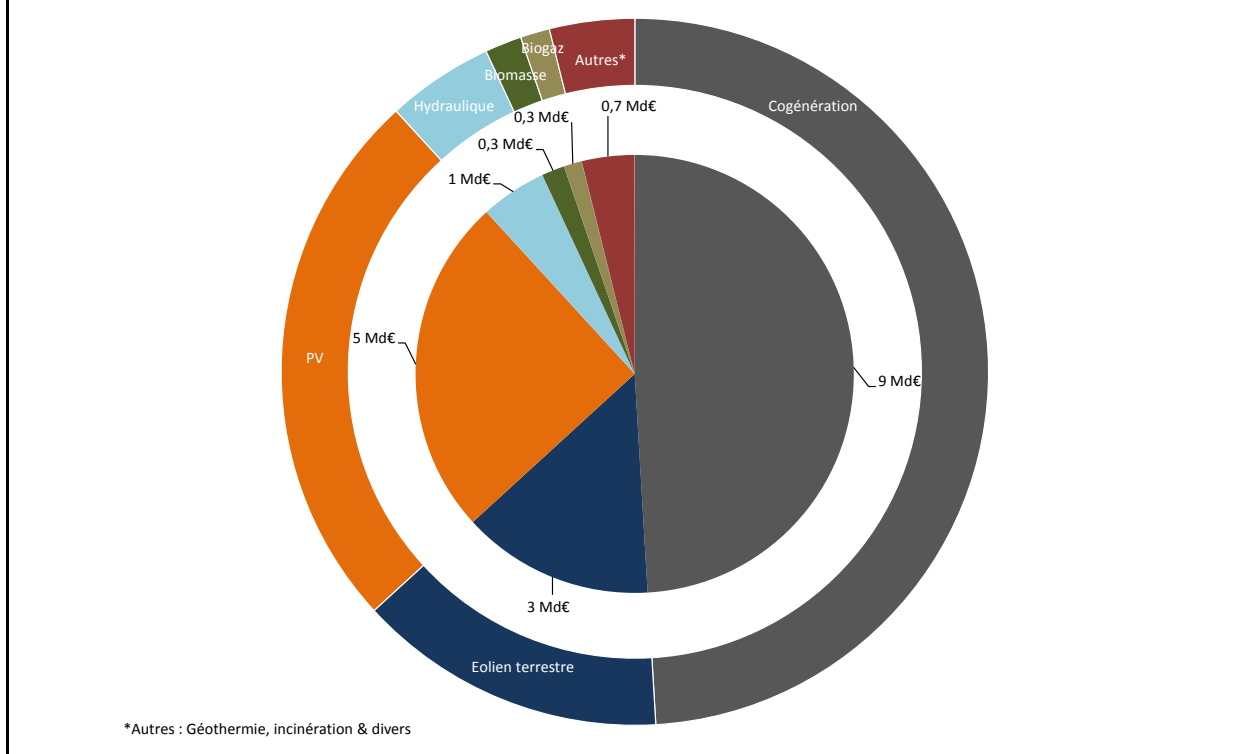
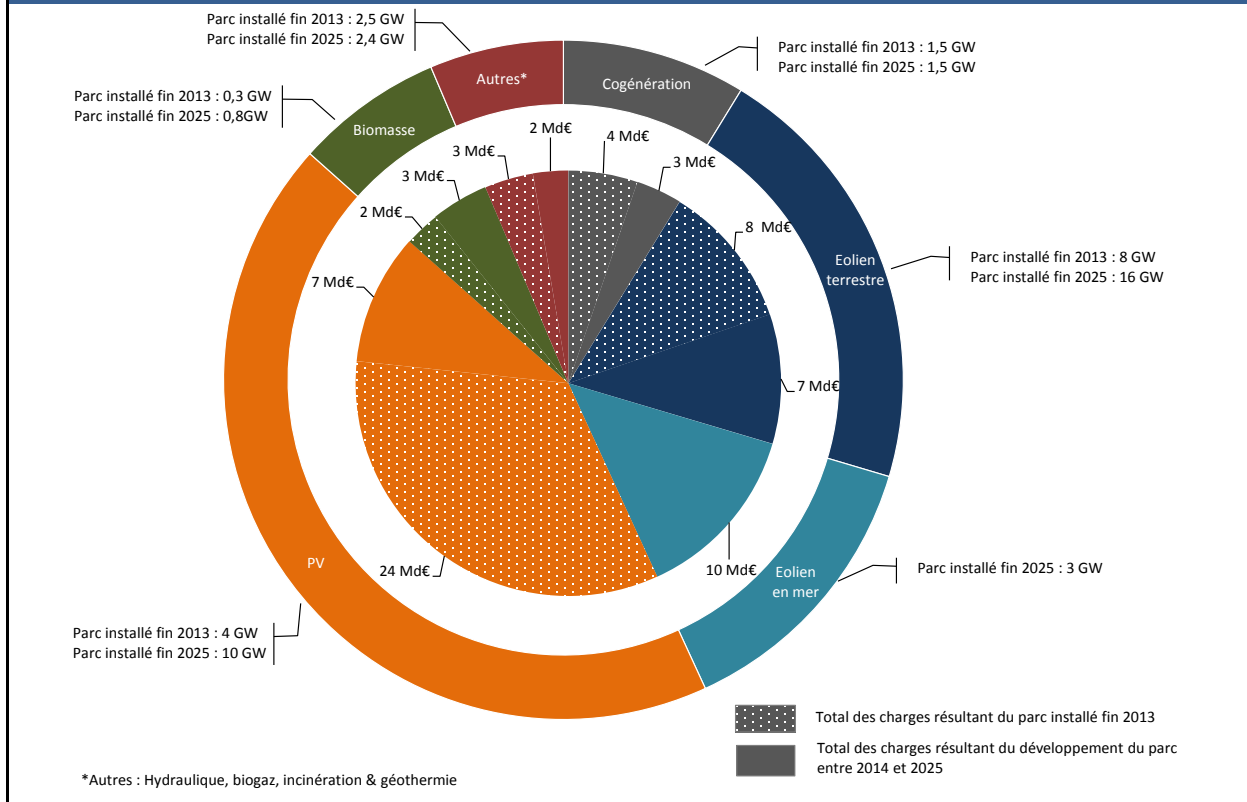


Figure 2. Surcoûts totaux liés à l'obligation d'achat cumulés entre 2014 et 2025 (Md€ courants)



4. La péréquation tarifaire dans les ZNI entre 2002 et 2025

La péréquation tarifaire permet aux consommateurs des ZNI de bénéficier des tarifs réglementés de vente applicables en métropole continentale. Cependant, les coûts de production de l'électricité dans ces zones sont en moyenne, pour l'année 2013, presque cinq fois supérieurs à la part énergie de ces tarifs – représentative des coûts de production comptables d'EDF – occasionnant pour les opérateurs historiques, EDF Systèmes énergétiques insulaires (EDF SEI) et Electricité de Mayotte (EDM), des surcoûts qui font l'objet d'une compensation par la CSPE.

Surcoûts de production des opérateurs historiques

Le parc historique d'EDF SEI et d'EDM comprend des moyens thermiques et hydrauliques, qui ont produit 5,3 TWh en 2013, ce qui représente un peu plus de 50 % de la production totale de ces territoires. Les surcoûts associés ont doublé entre 2002 et 2013 pour atteindre 940 M€. Le coût de production unitaire est ainsi passé de 108 €/MWh à 238 €/MWh.

Si le coût variable des installations hydrauliques est quasi nul, celui des moyens thermiques est fortement dépendant du cours des matières premières et de l'évolution des taux de change. Les combustibles fossiles peuvent représenter la moitié du coût de production d'EDF SEI, et atteindre 80 % à Mayotte. Au prix du combustible s'ajoute le coût d'acquisition des quotas de CO₂ qui est désormais entièrement pris en compte du fait de la suppression du mécanisme d'allocation de quotas gratuits depuis 2013.

Les charges financières représentent le deuxième poste de coût des fournisseurs historiques. Elles couvrent les amortissements et la rémunération des capitaux investis, laquelle s'est fortement améliorée depuis l'entrée en vigueur du mécanisme de la CSPE. Le taux de rémunération qui s'applique à toutes les installations de production d'électricité, qu'elles soient exploitées par EDF SEI, EDM ou un producteur tiers, a en effet été fixé par arrêté à 11 % en mars 2006, contre 7,25 % auparavant, occasionnant sur la période 2006-2013 une augmentation des charges, toutes choses égales par ailleurs, de 257 M€.

La CRE considère que ce taux de rémunération unique ne traduit ni la diversité des technologies mises en œuvre, ni les spécificités, notamment géographiques et climatiques, des ZNI et recommande au gouvernement d'introduire des dispositions réglementaires permettant de le moduler afin de tenir compte de cette diversité.

Surcoûts dus aux contrats d'achat pour l'électricité produite par des moyens conventionnels

Les achats de l'électricité produite par le parc thermique fonctionnant au fioul exploité par des producteurs tiers représentent 0,9 TWh en 2013 contre 0,1 TWh en 2002. Une partie de ces installations assure par ailleurs l'équilibre du système, occasionnant de fréquents et coûteux arrêts / démarrages.

La part de ces contrats dans les charges de service public des ZNI augmentera significativement dans les prochaines années notamment du fait de la substitution progressive d'anciennes installations d'EDF SEI par de nouvelles installations construites et exploitées par EDF Production Electrique Insulaire (EDF PEI), filiale à 100 % de la société EDF. Cette opération s'accompagnera d'importants surcoûts liés au déclassement des premières et aux investissements de construction des secondes. Pour l'année 2013, la seule centrale de Port Est, à la Réunion, pèse pour 133 M€ de surcoûts d'achat pour une production de 396 GWh, soit un surcoût de 335 €/MWh.

Les surcoûts d'achat de l'énergie thermique ont fortement augmenté entre 2002 et 2013 pour atteindre 127 M€ (hors effets de la centrale de Port Est). Cette hausse résulte de la mise en service de nouveaux moyens de production, notamment la turbine à combustion (TAC) du Galion en

Martinique, mais également de l'augmentation significative des prix des combustibles. Le coût unitaire d'achat est passé de 90 €/MWh en 2002 à 307 €/MWh en 2013.

La part de l'électricité produite par les installations fonctionnant à la bagasse et au charbon a quasiment doublé entre 2004 et 2013, atteignant 2,1 TWh pour un surcoût de production de 200 M€. Cette hausse résulte de la mise en service de nouvelles installations, de la hausse des prix du charbon et de l'instauration d'une prime pour les achats de bagasse. Le coût d'achat unitaire passe ainsi de 85 €/MWh à 148 €/MWh sur la période.

Une part de l'approvisionnement en électricité de la Corse est importée depuis l'Italie grâce à deux câbles sous-marins. 650 GWh ont été soutirés en 2013 contre 137 GWh en 2006 pour un surcoût de 19 M€ en 2013. Cette source d'approvisionnement est très économique, avec un surcoût unitaire de 30 €/MWh très faible au regard des autres moyens de production de l'île. À ce titre, le financement du renouvellement de la liaison SACOI et de la station de conversion située à Lucciana, portant la capacité de soutirage de 50 à 100 MW, doit être considéré comme un investissement prioritaire, notamment au regard du coût de l'alimentation de la Corse au gaz naturel.

Surcoûts dus aux contrats d'achat d'électricité d'origine renouvelable

La rémunération totale cumulée de la production ENR dans les ZNI depuis 2002 représente 939 M€ courants, dont 738 M€ de surcoûts financés par la CSPE, essentiellement portés par la filière photovoltaïque.

Les contrats conclus dans le cadre des arrêtés tarifaires ou des appels d'offres ont suivi les mêmes évolutions réglementaires qu'en métropole. Un certain nombre de tarifs prévoient des dispositions spécifiques aux ZNI. Par ailleurs, si un producteur parvient à démontrer que son projet ne peut être rentabilisé par le tarif d'achat en vigueur, il peut demander à bénéficier d'un contrat de gré-à-gré, qui fait l'objet d'un contrôle spécifique par la CRE.

Le développement des énergies renouvelables éolienne et photovoltaïque se heurte à un cadre juridique contraignant : d'une part les lois littoral et montagne rendent inaccessibles un certain nombre de gisements potentiels et d'autre part, le seuil de pénétration de 30 % des énergies fatales à caractère aléatoire fait courir un risque de déconnexion, et donc de moindre rentabilité, aux installations les plus récentes.

La CRE est favorable à cet égard à davantage de flexibilité, notamment en définissant un seuil applicable à chacune des zones en fonction de la typologie du parc de production existant.

Les appels d'offres éolien et photovoltaïque organisés dans les ZNI exigent aujourd'hui que les installations candidates disposent d'un dispositif de stockage décentralisé permettant de garantir la prévision de la production et de s'affranchir de l'intermittence. Toutefois, la faible capacité de ces dispositifs ne permet de reporter la production stockée qu'à des échéances très proches : ainsi, la production solaire de midi ne peut pas être utilisée pour satisfaire les besoins de la pointe du soir. En conséquence, des solutions de stockage mutualisées et commandables par le gestionnaire de réseau devraient être privilégiées en tant qu'elles permettent de réduire les effets de la pointe de consommation et de réduire les coûts.

La CRE rappelle enfin que si les ZNI sont des territoires favorables à l'expérimentation de nouvelles technologies, la CSPE ne constitue pas le véhicule approprié à leur financement, lequel doit être réalisé au moyen de dispositifs d'aides à la recherche et au développement.

Spécificité de la politique de l'énergie en ZNI

Les ZNI disposent d'une certaine autonomie s'agissant de la politique de l'énergie depuis la loi LOOM du 13 décembre 2000. La Martinique et la Guadeloupe ont bénéficié au surplus d'une habilitation énergie, dont le renouvellement est prévu par le projet de loi de transition énergétique.

Dans ce contexte, la CRE est favorable à la mise en place d'un outil de planification des investissements dans les moyens de production ou de maîtrise de la demande d'électricité, qui permettra de clarifier le rôle et les missions de chacun des acteurs et de prendre en compte des enjeux de développement économique et territoriaux que la CSPE n'a pas vocation à financer. Pour être pleinement efficace, cet outil devra préciser les objectifs par filière ainsi que par type de projets et de besoin.

La CRE recommande par ailleurs qu'une mise à jour régulière de la PPE, prévue par le projet de loi de transition énergétique, précise explicitement les projets relevant de modalités de financement spécifiques autres que la CSPE.

Surcoûts cumulés en Md€ au titre du passé et pour les dix ans à venir

Les surcoûts cumulés au titre de la péréquation tarifaire dans les ZNI sur la période 2002-2013 s'élèvent à 10,8 Md€ courants. Près de 70 % relèvent des surcoûts de production d'EDF SEI et d'EDM. Le deuxième poste correspondant aux surcoûts liés aux contrats d'achat de l'électricité produite à partir du fioul, de bagasse/charbon et des soutirages de liaisons entre la Corse et l'Italie représentent 2,3 Md€. Les surcoûts liés aux contrats d'achat des énergies renouvelables représentent moins de 10 % et sont quasi entièrement portés par le soutien à la filière photovoltaïque, dont le coût payé par la CSPE s'élève à 0,6 Md€ sur la période de 2002 à 2013.

Au cours de la période 2014-2025 et à l'instar de la métropole continentale, les conséquences du passé se feront significativement ressentir : 74 % des 26 Md€ de charges de CSPE liées à la péréquation tarifaire dans les ZNI seront dus aux installations actuellement en service et aux décisions d'investissement prises dans le passé, notamment s'agissant de la construction des installations d'EDF PEI et des coûts de démantèlement des anciennes centrales auxquelles elles viendront se substituer.

Les nouveaux besoins de puissance identifiés par EDF SEI et EDM qui ne relèvent pas explicitement d'une filière de production sont, par hypothèse, considérés comme satisfaits par des moyens de production thermiques, pour un surcoût cumulé de l'ordre 3,8 Md€.

Les surcoûts liés aux nouvelles installations ENR sont dus notamment à la mise en service d'une centrale bagasse biomasse en Martinique, d'une TAC fonctionnant au bioéthanol à La Réunion, des installations biomasse en Corse et en Guyane et des installations photovoltaïques et éoliennes avec stockage. Leur impact cumulé s'élève à 2 Md€, montant qui reste toutefois inférieur aux surcoûts générés par le parc ENR actuellement en fonctionnement, composé quasi exclusivement d'installations photovoltaïques.

Figure 3. Surcoûts totaux liés à la péréquation tarifaire cumulés entre 2002 et 2013 (Md€ courants)

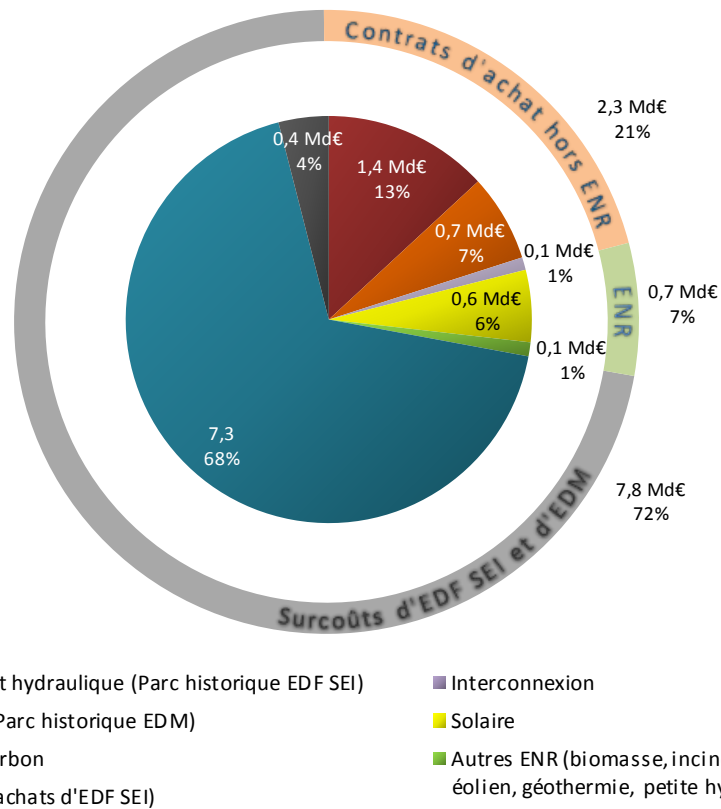
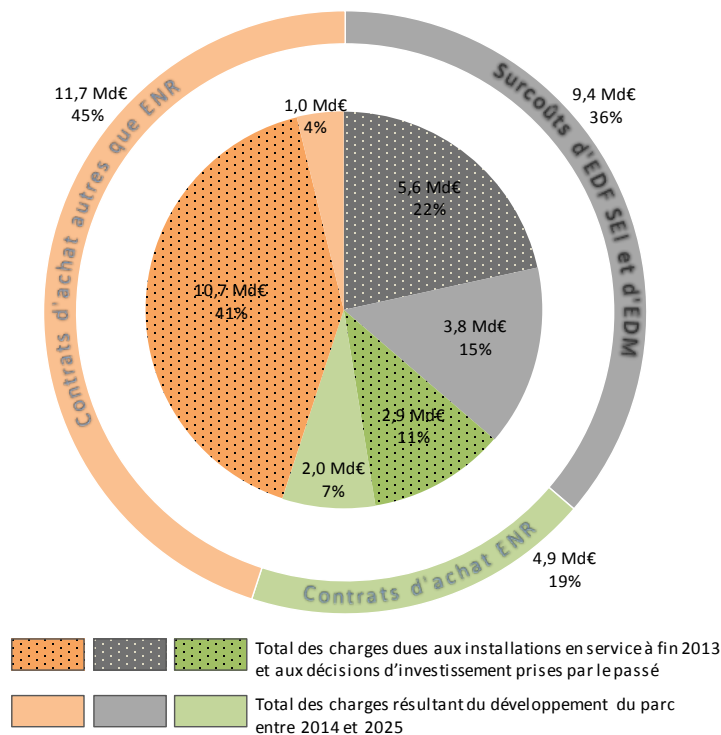


Figure 4. Surcoûts totaux liés à la péréquation tarifaire cumulés entre 2014 et 2025 (Md€ courants)



5. Les dispositifs sociaux

Le tarif de première nécessité (TPN) a connu, depuis 2004, de nombreuses difficultés de mise en œuvre, qui ne sont aujourd'hui encore que partiellement réglées.

Si le nombre de bénéficiaires a connu une nette augmentation ces trois dernières années, en particulier depuis la mise en place de l'attribution automatique, le TPN ne concerne encore que 1,7 millions de foyers en 2013 alors que 5,1 millions de foyers sont potentiellement éligibles au regard des conditions actuelles, d'après les chiffres du premier rapport publié par l'observatoire de la précarité énergétique.

Au surplus, le dispositif est coûteux : plus de 8 M€ de frais de gestion ont été exposés à la CRE pour 2013, soit 6 % des surcoûts liés au TPN ou 5 € par bénéficiaire. Aucun dispositif d'encadrement de ces frais n'est actuellement prévu par les textes, ce que regrette la CRE.

Enfin, le dispositif est d'une extrême complexité, impliquant de nombreux acteurs publics et d'importants croisements de bases de données informatiques.

C'est pourquoi la CRE a émis dès l'origine d'importantes réserves sur la capacité du dispositif à atteindre ses objectifs ; elle accueille donc favorablement le principe de la mise en place d'un chèque énergie, dispositif plus simple et concernant l'ensemble des modes de chauffage. La facilité de mise en œuvre de ce dispositif devra être recherchée.

6. Évolution de la CSPE au cours de la période 2003 – 2025

Le graphique ci-après donne une représentation de l'évolution des charges de CSPE et de la contribution unitaire sur la période passée (2003 – 2013) et future, jusqu'en 2025, avec un point d'étape en 2020.

L'évolution du parc bénéficiant d'un dispositif de soutien est construite à partir du parc installé à fin 2013 et d'hypothèses cohérentes avec le rythme de développement de chaque filière ou sur le remplacement des moyens de production d'électricité en ZNI. En particulier, s'agissant des postes de surcoût les plus significatifs :

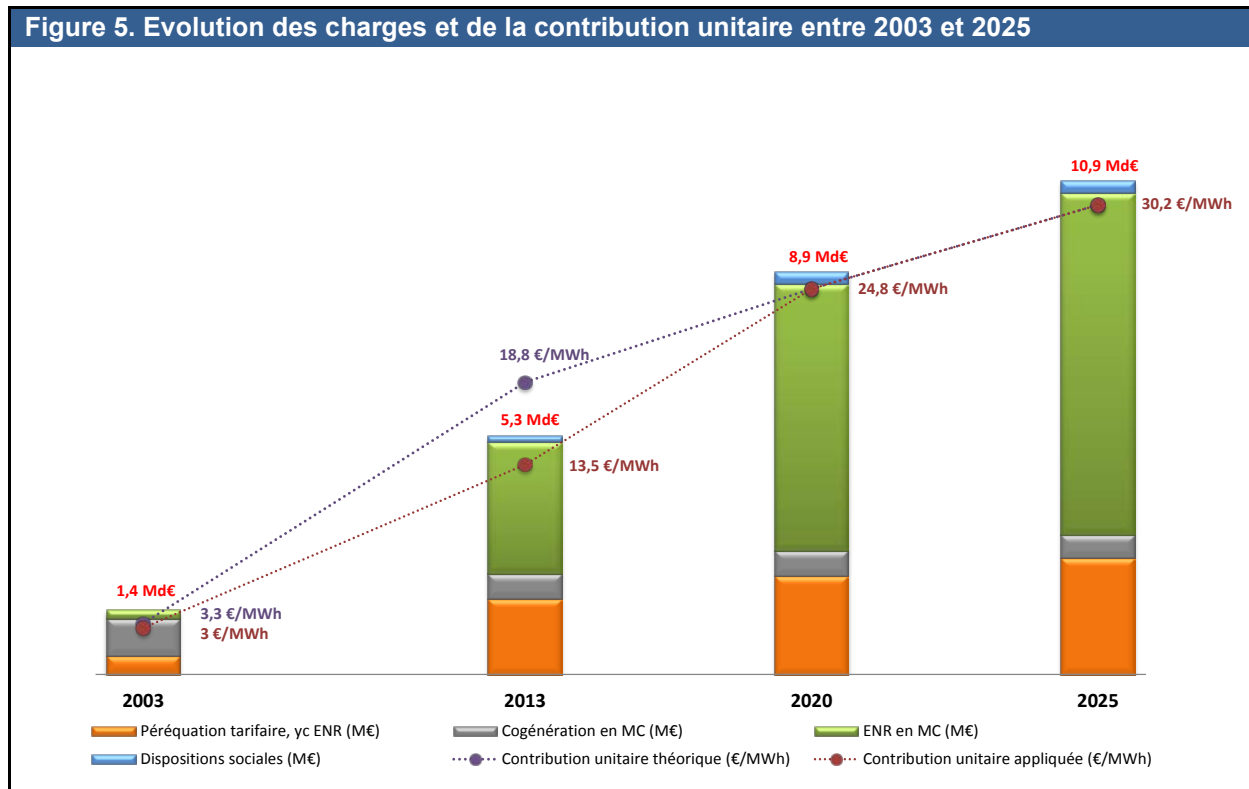
- La filière photovoltaïque poursuit son développement à un rythme de 400 MW supplémentaires par an jusqu'en 2025, pour atteindre 10 000 MW ;
- 50 % de l'objectif de 6 000 MW prévu pour 2020 est atteint en 2025 pour l'éolien offshore ;
- L'objectif prévu par la PPI pour 2020 est atteint en 2025 pour l'éolien terrestre, soit 20 000 MW de puissance installée, dont 16 000 bénéficiant d'un tarif d'achat.

Le montant des charges double entre 2013 et 2025, pour atteindre près de 11 Md€. Le poids du soutien aux énergies renouvelables devient largement prépondérant à cette échéance.

La contribution unitaire en 2013, est inférieure de 5,3 €/MWh au niveau auquel elle devrait être pour couvrir les charges de service public au titre de cette année, occasionnant ainsi un déficit de compensation exclusivement porté par EDF. Elle devrait dépasser 30 €/MWh en 2025.

La CRE rappelle que l'hypothèse de coût évité, établie comme le prévoit le code de l'énergie à partir d'une combinaison de prix de marché, joue un rôle significatif sur les trajectoires de charges, une augmentation de 10 €/MWh de celui-ci en 2025 ayant pour effet de réduire de 700 M€ les charges au titre de cette année.

Figure 5. Evolution des charges et de la contribution unitaire entre 2003 et 2025



Sommaire

Synthèse et recommandations	3
Sommaire	14
SECTION I – Le service public de l'électricité et la CSPE : présentation et état des lieux à l'automne 2014.....	16
1. Les missions de service public de l'électricité assignées aux opérateurs	16
1.1 Développement équilibré de l'approvisionnement en électricité	16
1.2 Fourniture d'électricité	18
1.3 Développement et exploitation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.....	19
2. Les charges de service public de l'électricité	19
2.1 Surcoûts liés à l'obligation d'achat et aux appels d'offres.....	19
2.2 Surcoûts de production dans les ZNI	20
2.3 Charges liées aux dispositions sociales	20
2.4 Versement de la prime transitoire pour les cogénérations de plus de 12 MW	21
2.5 Evolution des charges de service public entre 2003 et 2014	21
3. La contribution au service public de l'électricité	22
3.1 Calcul et application de la CSPE.....	22
3.2 Recouvrement de la CSPE et exonérations	24
3.3 Défaut de compensation de la CSPE	26
SECTION II – Le rôle de la CRE dans le mécanisme de la CSPE	27
1. Proposition du montant des charges prévisionnelles et de la contribution unitaire à appliquer 27	
1.1 Travaux préparatoires.....	27
1.2 Calcul des charges constatées.....	28
1.3 Calcul des charges prévisionnelles	32
1.4 Calcul des charges à compenser et de la contribution unitaire.....	33
2. Supervision des opérations de recouvrement et d'exonérations	34
2.1 Nature des missions assumées par la CRE.....	34
2.2 Recommandations de la CRE sur les missions de recouvrement de la CSPE.....	35
SECTION III – Analyse rétrospective des facteurs d'évolution des charges de service public de l'électricité.....	37
1. Soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération en métropole continentale.....	37
1.1 Contexte - Cadres législatif et réglementaire	37
1.2 Calcul du coût évité en métropole continentale.....	39
1.3 Historique du soutien par filière de production en métropole continentale	40
1.4 Recommandations sur le soutien aux ENR et à la cogénération issues du retour d'expérience de la CRE.....	67
2. Surcoûts de production dans les ZNI	70

2.1	Contexte	70
2.2	Historique d'évolution des charges.....	74
2.3	Recommandations issues du retour d'expérience de la CRE	98
3.	Charges liées aux dispositions sociales	100
3.1	Historique du dispositif du TPN	100
3.2	Évolution du nombre de bénéficiaires et des charges compensées par la CSPE	102
3.3	Recommandations sur les dispositions sociales	104
Section IV – Scénarios prospectifs d'évolution de la CSPE à horizon 2025.....		106
1.	Scénario d'évolution des charges de service public entre 2014 et 2025	106
1.1	Soutien aux ENR et à la cogénération en métropole continentale.....	106
1.2	Charges liées à la péréquation tarifaire dans les ZNI	112
1.3	Charges liées aux dispositions sociales	117
1.4	Autres postes de charges à couvrir	117
1.5	Analyse de sensibilité des résultats.....	118
2.	Éléments susceptibles de modifier le périmètre des charges incluses dans les scénarios prospectifs.....	119
2.1	Soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération en métropole continentale....	119
2.2	Péréquation tarifaire	120
2.3	Dispositions sociales	121
3.	Conclusions sur l'évolution des charges à couvrir et de la contribution unitaire.....	121
3.1	Évolution des charges à couvrir chaque année & résorption du déficit de compensation d'EDF	121
3.2	Hypothèse d'évolution de l'assiette de contribution	122
3.3	Évolution de la contribution unitaire entre 2014 et 2025	123
Table des figures		124
Table des tableaux		126
ANNEXES.....		128
1.	Historique d'évolution des charges liées à la péréquation tarifaire par zone.....	128
2.	Principales hypothèses retenues pour le calcul prospectif des charges liées à l'obligation d'achat.....	137
3.	Principales hypothèses retenues pour l'évolution du parc de production dans les ZNI.....	139

SECTION I – Le service public de l'électricité et la CSPE : présentation et état des lieux à l'automne 2014

1. Les missions de service public de l'électricité assignées aux opérateurs

La notion de service public de l'électricité, dans sa présente acception, a été introduite dans la loi du n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, à la suite de l'ouverture du marché de l'électricité.

Ses principes sont actuellement définis à l'article L 121-1 du code de l'énergie, qui dispose que « *le service public de l'électricité a pour objet de garantir, dans le respect de l'intérêt général, l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national.*

Dans le cadre de la politique énergétique, il contribue à l'indépendance et à la sécurité d'approvisionnement, à la qualité de l'air et à la lutte contre l'effet de serre, à la gestion optimale et au développement des ressources nationales, à la maîtrise de la demande d'énergie, à la compétitivité de l'activité économique et à la maîtrise des choix technologiques d'avenir, comme à l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Il concourt à la cohésion sociale, à la lutte contre les exclusions, au développement équilibré du territoire, dans le respect de l'environnement, à la recherche et au progrès technologique, ainsi qu'à la défense et à la sécurité publique.

Matérialisant le droit de tous à l'électricité, produit de première nécessité, le service public de l'électricité est géré dans le respect des principes d'égalité, de continuité et d'adaptabilité et dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de coûts, de prix et d'efficacité économique, sociale et énergétique. »

De ces principes découlent trois missions définies à l'article L 121-2 du code de l'énergie : « *développement équilibré de l'approvisionnement en électricité, [...] développement et exploitation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, [...] fourniture d'électricité* ».

1.1 Développement équilibré de l'approvisionnement en électricité

La mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité consiste (i) à réaliser les objectifs définis par la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production, arrêtée par le ministre chargé de l'énergie, et (ii) à garantir l'approvisionnement des zones du territoire non interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI). Tous les producteurs d'électricité, et notamment Électricité de France (EDF), contribuent à la réalisation de cette mission.

La réalisation des objectifs de la PPI

La PPI est un texte réglementaire qui définit les objectifs en matière de répartition des capacités de production électrique par source d'énergie primaire, par technique de production et par zone géographique. La dernière version de la PPI date de 2009¹, et fixe notamment des objectifs d'installation de capacités renouvelables en France métropolitaine à horizon 2020, déclinés par filière de production :

- 5 400 MW pour l'énergie radiative du soleil ;
- 2 300 MW de nouvelles installations pour la biomasse, le biogaz et l'incinération ;

¹ Arrêté du 15 décembre 2009 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité.

- 25 000 MW pour les énergies éoliennes et marines (19 000 MW pour l'éolien terrestre et 6 000 MW pour l'éolien en mer et les autres énergies marines) ;
- 3 000 MW de nouvelles installations pour l'énergie hydroélectrique en France métropolitaine².

Le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, en cours de discussion à l'Assemblée nationale à la date de rédaction du présent rapport, prévoit en son article 49 la définition d'une « programmation pluriannuelle de l'énergie » (PPE) devant être compatible avec les objectifs de la politique énergétique et les plafonds d'émission de gaz à effet de serre. Le volet énergie renouvelable de la PPE tiendra lieu de plan d'action national au titre de la directive 2009/28/CE³. Les objectifs de développement des filières renouvelables devraient être revus à l'occasion de la publication de la PPE.

Pour l'atteinte des objectifs de la PPI, les pouvoirs publics ont défini deux dispositifs de soutien aux installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables (ENR) ou qui mettent en œuvre des techniques performantes en termes d'efficacité énergétique, telles que la cogénération : l'obligation d'achat et les appels d'offres.

L'obligation d'achat est définie à l'article L 314-1 du code de l'énergie, lequel dispose que les opérateurs historiques, à savoir EDF, Électricité de Mayotte (EDM) et les entreprises locales de distribution (ELD) dans leur zone de desserte, sont tenus de conclure un contrat d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent des déchets ménagers, les installations de production d'électricité qui utilisent des énergies renouvelables et les installations qui mettent en œuvre des techniques performantes en termes d'efficacité énergétique telles que la cogénération.

Le décret n° 2001-410 du 10 mai 2001 détermine les conditions d'achat de l'électricité produite, qui reposent sur une rémunération à un tarif d'achat prédéfini. Les conditions d'achat de l'électricité pour chaque catégorie d'installations pouvant en bénéficier sont arrêtées par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, après avis du Conseil supérieur de l'énergie (CSE) et de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

L'obligation d'achat est aujourd'hui le principal dispositif de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération. Toutefois, lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la PPI, le ministre chargé de l'énergie peut décider de recourir à la procédure d'appel d'offres prévue à l'article L 311-10 du code de l'énergie. Cette procédure est mise en œuvre par la CRE, qui propose le cahier des charges, instruit les dossiers de candidature et transmet le classement des candidats au ministre chargé de l'énergie, lequel désigne les lauréats.

Les lauréats d'un appel d'offres signent un contrat d'achat de leur production avec leur opérateur historique, sur une durée comparable à celle de l'obligation d'achat, pour le prix proposé dans leur dossier de candidature. À l'instar du tarif d'obligation d'achat, les appels d'offres garantissent aux producteurs d'écouler leur production à un prix fixé. Les différences principales avec le dispositif d'obligation d'achat résident d'une part dans le fait que le prix d'achat n'est pas administré mais résulte de la mise en concurrence des producteurs, et d'autre part dans une limitation *a priori* du volume d'installations pouvant bénéficier du soutien public, permettant ainsi d'en contrôler le développement.

² Pour l'ensemble du parc hydroélectrique, bénéficiant de l'obligation d'achat ou non.

³ Directive 2009/29/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE.

La production électrique dans les ZNI

Les ZNI⁴ constituent des « petits réseaux isolés » du fait de leur taille et de leur absence d'interconnexion à un réseau continental. Cette caractéristique donne la possibilité aux opérateurs historiques, EDF Système Électrique Insulaire (EDF SEI) et Electricité de Mayotte (EDM) de ne pas séparer leurs activités de gestion du réseau (transport, distribution et équilibrage), de leur activité de production ou de leurs activités commerciales. Ces opérateurs sont en situation de monopole pour ce qui concerne la distribution et la fourniture. L'activité de production est partagée entre les opérateurs historiques et quelques opérateurs tiers contribuant à la production dans le cadre des contrats d'achat au titre de l'obligation d'achat, des contrats signés à l'issue des appels d'offres ou des contrats de gré-à-gré (cf. partie 2.2.).

Les parcs historiques sont composés de moyens de production thermiques et hydrauliques, alors que l'électricité achetée dans le cadre des contrats d'achat provient de sources variées (turbines à combustion, centrales bagasse-charbon, ENR - essentiellement de l'énergie photovoltaïque - et importations d'électricité en provenance d'Italie pour l'alimentation de la Corse).

Les caractéristiques géographiques de ces territoires (île, zones enclavées, relief volcanique ou montagneux, etc.) et la relative faiblesse des infrastructures portuaires ou routières imposent le recours à des solutions technologiques différentes de la métropole. Les moyens de production thermiques représentent la principale source de production d'électricité dont les coûts de production sont très sensibles aux évolutions des cours des matières premières (charbon et fioul).

Cette situation occasionne d'importants surcoûts de production d'électricité : le prix de revient du mégawattheure produit s'établit, en moyenne, autour de 225 €/MWh en 2013. Bien qu'il soit nettement supérieur à celui produit en métropole continentale (entre 4,5 et 5 fois plus cher), les consommateurs bénéficient des tarifs réglementés de vente d'électricité en vigueur en métropole. C'est le principe de la péréquation tarifaire.

À l'instar des objectifs précités dans la PPI pour la France métropolitaine, les grandes orientations de la politique énergétique sont définies dans la PPI en ZNI, dont la dernière version, en date du 15 décembre 2009, fixe un objectif de 30 % d'ENR dans la consommation finale d'énergie à Mayotte et à 50 % d'ENR dans les autres ZNI en 2020, sans déclinaison par filière, et prévoit l'installation de moyens de production supplémentaires pour satisfaire la croissance de la demande. À horizon 2030, la PPI prévoit l'autonomie énergétique de la Guadeloupe, de la Guyane, de la Martinique et de la Réunion.

1.2 Fourniture d'électricité

La mission de fourniture d'électricité consiste à assurer, sur l'ensemble du territoire, la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés, en favorisant la maîtrise de la demande. Elle concourt également à la cohésion sociale par la mise en œuvre de la tarification spéciale dite « produit de première nécessité ».

⁴ Corse, départements d'outre-mer, Saint-Pierre et Miquelon, Saint Martin, Saint Barthélémy, les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein, l'archipel des Glénan et l'île anglo-normande de Chausey. C'est la loi n°2000-108 du 10 février 2000 qui a introduit la notion de « zones non interconnectées au réseau métropolitain continental », c'est-à-dire toutes les parties du territoire français qui ne peuvent, du fait de leur éloignement, être raccordées au réseau de transport. Cette notion d'isolement a été prise en compte par l'article 26, paragraphe 1, de la directive 2003/54/CE du 26 juin 2003 (puis reprise par l'article 44 de la directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009).

Les collectivités territoriales autonomes (Polynésie française, Nouvelle-Calédonie et Wallis-et-Futuna) ne sont pas assimilées aux zones non interconnectées.

Le tarif de première nécessité (TPN) est proposé par les fournisseurs historiques, mais aussi par les fournisseurs alternatifs depuis la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013. Il consiste en une réduction forfaitaire appliquée aux clients en bénéficiant, dont le montant dépend de la composition du foyer et de la puissance de l'abonnement souscrit, et aux gestionnaires de résidences sociales, ainsi qu'en des abattements pratiqués sur certains services liés à la fourniture (gratuité de la mise en service et réduction de 80 % sur les frais de déplacement pour impayé). La procédure d'attribution du TPN est automatique depuis 2012 : les organismes d'assurance maladie et l'administration fiscale communiquent aux fournisseurs la liste des ayants droits, lesquels bénéficieront alors – sauf refus exprès de leur part – directement du TPN dès lors qu'ils seront identifiés dans la liste des clients des fournisseurs.

1.3 Développement et exploitation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité

La mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité consiste à assurer (i) la desserte rationnelle du territoire national par les réseaux publics de transport et de distribution, dans le respect de l'environnement, et l'interconnexion avec les pays voisins ; (ii) le raccordement et l'accès, dans des conditions non-discriminatoires, aux réseaux publics de transport et de distribution. Ces missions incombent à RTE, ERDF, et aux ELD en France métropolitaine, à EDF pour les ZNI, et à EDM à Mayotte.

Les coûts résultants de la mise en œuvre de la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics sont intégrés au calcul des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité. Par conséquent, ils ne font pas l'objet de développements dans le cadre de ce rapport.

2. Les charges de service public de l'électricité

Les charges de service public de l'électricité sont constituées :

- pour les missions de production d'électricité : des surcoûts résultant de l'exécution des contrats conclus par les fournisseurs historiques au titre de l'obligation d'achat ou à l'issue d'appel d'offres en métropole continentale, des surcoûts de production et des surcoûts d'achat dans les ZNI et de la rémunération transitoire de la capacité d'installations de cogénération ;
- pour les missions de fourniture d'électricité : des pertes de recettes et des coûts de gestion liés à la mise en œuvre du TPN et d'une partie de la participation financière des fournisseurs d'électricité aux fonds de solidarité logement.

2.1 Surcoûts liés à l'obligation d'achat et aux appels d'offres

Les fournisseurs historiques sont tenus de conclure des contrats d'achat de l'électricité produite par les installations éligibles à l'obligation d'achat ou lauréates d'un appel d'offres : installations de production à partir d'ENR, centrales de cogénération et installations valorisant les déchets ménagers. Le surcoût résultant de l'application de ces contrats correspond à la différence entre le coût d'achat de l'électricité produite et le coût évité par ces mêmes quantités.

Différentes références de prix sont utilisées pour le calcul du coût évité selon la nature de l'acheteur obligé : prix de marché de l'électricité *spot* et à terme, tarifs de cession⁵, tarifs réglementés de vente.

⁵ L'article L 337-10 du code de l'énergie dispose que « les entreprises locales de distribution mentionnées à l'article L 111-54 peuvent bénéficier des tarifs de cession mentionnés à l'article L 337-1 uniquement pour la fourniture des tarifs réglementés de vente et pour l'approvisionnement des pertes d'électricité des réseaux qu'ils exploitent.

Les modalités précises de calcul du coût évité pour chaque opérateur sont détaillées dans la section II.

Les surcoûts résultant de l'exécution de contrats d'achat conclus ou négociés avant la loi du 10 février 2000 entre les fournisseurs historiques et les producteurs d'électricité sont également compensés jusqu'au terme de ces contrats, dans les mêmes conditions que les contrats d'obligation d'achat. Ces contrats, qui concernaient les filières hydraulique, cogénération, éolienne et incinération, sont aujourd'hui en voie d'extinction, au fur et à mesure de leur arrivée à échéance.

2.2 Surcoûts de production dans les ZNI

Les charges liées à la production d'électricité dans les ZNI sont constituées :

- des **surcoûts de production** d'électricité à partir des installations appartenant aux fournisseurs historiques ;
- des **surcoûts d'achat** d'électricité dans le cadre de contrats conclus entre les producteurs tiers et les fournisseurs historiques, qu'ils relèvent de l'obligation d'achat (arrêtés tarifaires et appels d'offre) ou du gré à gré.

Les **surcoûts de production** supportés par EDF SEI et EDM et donnant lieu à compensation sont calculés comme l'écart entre le coût de production « *normal et complet*⁶ pour le type d'installation de production considérée dans cette zone » et la part production du tarif réglementé de vente. Le coût de production normal et complet est calculé annuellement à partir des coûts constatés dans la comptabilité appropriée⁷ des opérateurs.

Les **surcoûts d'achat** sont calculés comme l'écart entre le prix auquel le fournisseur historique achète l'électricité à un producteur tiers et la part production du tarif réglementé de vente.

2.3 Charges liées aux dispositions sociales

Les charges liées aux dispositions sociales incluent les pertes de recette occasionnées par l'octroi de réductions aux clients bénéficiant du TPN et par la gratuité ou la réduction appliquée sur certains services liés à la fourniture. Les frais de gestion directement induits par la mise en œuvre du TPN rentrent également dans l'assiette des charges.

Par ailleurs, les charges supportées du fait du TPN permettent aux opérateurs de bénéficier de la prise en compte d'une partie de leur participation au dispositif en faveur des personnes en situation de précarité (fonds de solidarité logement). Cette prise en compte peut s'élever jusqu'à 20 % des charges dues au titre du TPN, dans la limite du concours financier de l'opérateur au fonds de solidarité pour le logement.

⁶ Selon la définition adoptée par la CRE le **coût de production normal et complet** correspond aux coûts de construction et d'exploitation d'une installation de production permettant :

- d'apporter la solution la plus économique pour satisfaire le besoin du système électrique identifié dans le bilan prévisionnel du gestionnaire de réseau de la zone considérée ;
- ou de répondre à un objectif de politique énergétique prévu par la PPI.

Le coût normal et complet tient compte par ailleurs de préoccupations spécifiques qui s'apprécient en fonction des caractéristiques propres à la zone : densité du réseau électrique, éloignement des centres économiques, etc. Il ne prend pas en compte les éléments « exogènes » comme l'emploi local, le développement de filières locales etc., qui relèvent de décisions politiques.

⁷ La définition de la comptabilité appropriée est précisée dans la partie 1 de la section II.

2.4 Versement de la prime transitoire pour les cogénérations de plus de 12 MW

La loi n°2013-619 du 16 juillet 2013 a introduit à l'article L.314-1-1 du code de l'énergie des dispositions prévoyant une rémunération de la capacité des installations de cogénération d'une puissance supérieure à 12 MW. Cette prime, versée dans le cadre d'un contrat signé avec EDF, vise à compenser la perte de rémunération des installations dont le contrat d'achat négocié avant la loi du 10 février 2000 arrive à échéance, et qui ne peuvent bénéficier de l'obligation d'achat en raison de la limite de puissance prévue par le décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000. Elle a été instaurée de manière transitoire avant l'entrée en vigueur du mécanisme de capacité⁸, et sera donc versée aux installations pouvant en bénéficier jusqu'à la fin de l'année 2016 au plus tard. Les termes du contrat et le plafond de rémunération sont fixés par arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, après avis de la CRE.

Un arrêté du 19 décembre 2013⁹ a fixé le montant maximal de la rémunération annuelle à 45 000 € par MWe de puissance garantie en hiver.

Ces dispositions ont été jugées contraires à la constitution par la décision 2014-410 QPC du 18 juillet 2014 du Conseil constitutionnel (société Roquette Frères). Ce dernier a conclu que la restriction du bénéfice de cette prime aux seules installations ayant déjà bénéficié d'un contrat d'achat de leur électricité n'était pas fondée, dans la mesure où elle n'était pas justifiée par les motifs d'intérêt général d'efficacité énergétique et de sécurité des approvisionnements poursuivis par la loi.

Un amendement au projet de loi relatif à la simplification de la vie des entreprises adopté le 22 juillet 2014 par l'Assemblée nationale envisage de réintroduire ces dispositions sans leur caractère restrictif.

2.5 Evolution des charges de service public entre 2003 et 2014

Le niveau des charges de service public de l'électricité ainsi que la contribution relative des différents postes ont considérablement évolué entre 2003 et 2014¹⁰. Cette évolution est présentée dans la figure 6.

L'analyse détaillée de l'évolution des charges fait l'objet de la section III du présent rapport. Deux constats peuvent toutefois être soulignés dès à présent :

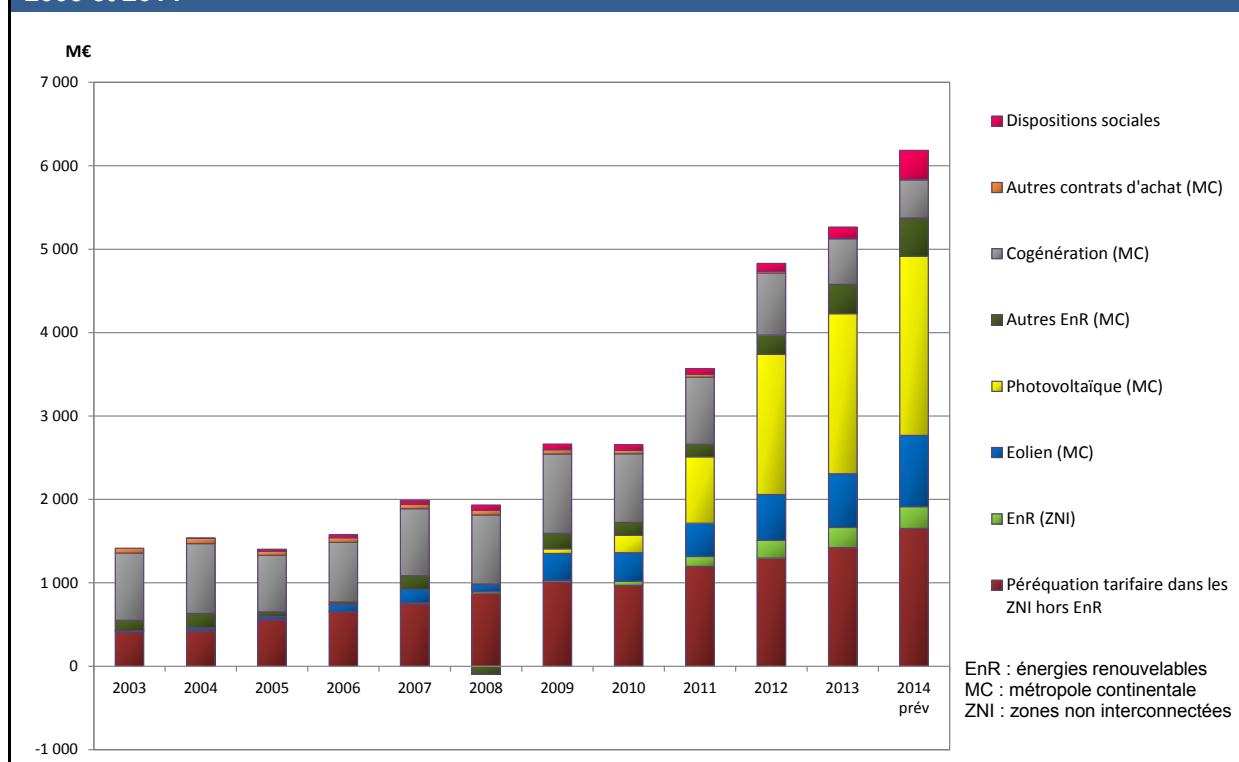
- Le montant total des charges de service public de l'électricité a augmenté de plus de 300 % entre 2003 et 2014, passant de 1 415 M€ à 6 185 M€ sur la période ;
- La contribution relative des différents postes de charges a également fortement évolué au cours de cette même période.

⁸ Le dispositif d'obligation de capacités est codifié aux articles L 335-1 et suivants du code de l'énergie. Le décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 en définit l'organisation générale.

⁹ Arrêté du 19 décembre 2013 pris en application de l'article L 314-1-1 du code de l'énergie relatif à la prime rémunérant les disponibilités des installations de cogénération supérieures à 12 MW et ayant bénéficié d'un contrat d'obligation d'achat. Voir aussi la délibération de la CRE du 10 décembre 2013 portant avis sur le projet d'arrêté.

¹⁰ Les données correspondant à l'année 2014 sont encore prévisionnelles à la date de rédaction du présent rapport.

Figure 6. Évolution des charges de service public de l'électricité au titre d'une année entre 2003 et 2014



3. La contribution au service public de l'électricité

La compensation des charges de service public de l'électricité aux opérateurs qui les supportent est assurée par une contribution, acquittée par les consommateurs d'électricité au prorata de leur consommation. La contribution au service public de l'électricité (CSPE) finance également, outre les charges de service public de l'électricité, le budget du Médiateur national de l'énergie, les frais de gestion exposés par la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) au titre de ses missions dans la gestion du dispositif prévues aux articles L 121-15 à L121-17 du code de l'énergie, ainsi que le versement de la prime aux opérateurs d'effacement prévue par l'article L 123-1 du même code.

Les modalités de calcul des charges et de recouvrement des contributions sont définies dans le décret n°2004-90 du 28 janvier 2004 relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité.

3.1 Calcul et application de la CSPE

La CRE propose chaque année au ministre chargé de l'énergie, avant le 15 octobre, le montant des charges prévisionnelles de service public de l'électricité à retenir pour l'année suivante, ainsi que le montant de la contribution unitaire permettant de couvrir ces charges et les autres postes de coûts financés par la CSPE. Le détail du calcul effectué par la CRE fait l'objet de la section II.

Charges prévisionnelles à couvrir

Le calcul des charges prévisionnelles est effectué à partir des prévisions transmises par les opérateurs. Il inclut également la régularisation des années antérieures, sur la base des charges effectivement constatées par les opérateurs.

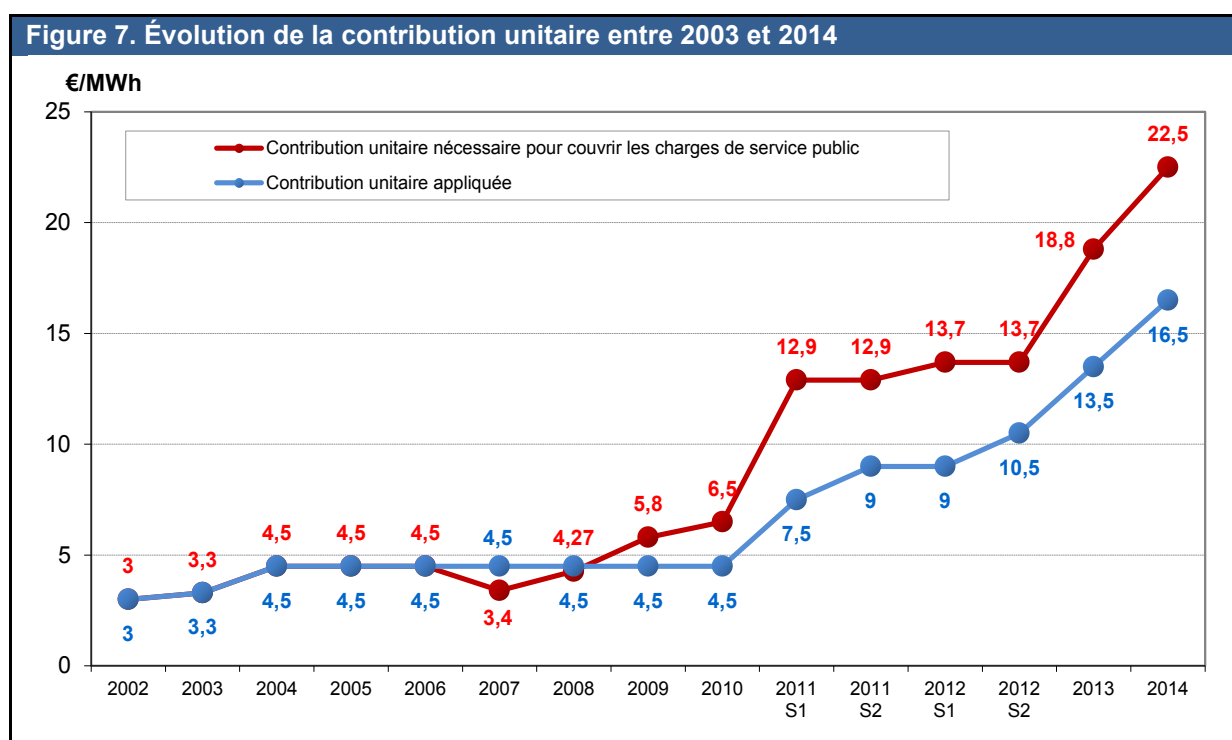
À défaut d'arrêté du ministre chargé de l'énergie avant le 31 décembre, les charges calculées par la CRE sont retenues pour l'année suivante, et la CRE notifie aux opérateurs le montant des charges prévisionnelles qui doivent leur être compensées.

Contribution unitaire

La contribution unitaire nécessaire pour couvrir les charges de service public et les autres coûts financés par la CSPE est calculée par la CRE comme le quotient entre le montant total des charges à couvrir et l'assiette prévisionnelle des kWh contributeurs pour l'année à venir.

À défaut d'arrêté du ministre chargé de l'énergie, la proposition de la CRE entre en vigueur au 1^{er} janvier de l'année suivante, dans la limite d'une augmentation de la contribution unitaire de 3 €/MWh.

Cette disposition s'applique depuis 2011. Avant cette date, la contribution unitaire était reconduite d'une année sur l'autre à défaut d'arrêté du ministre fixant son niveau. C'est ce qui s'est passé dans la pratique, conduisant à un écart entre la contribution unitaire appliquée et la contribution unitaire qui aurait été nécessaire pour couvrir les charges. La figure 7 présente l'évolution de la contribution unitaire appliquée, comparée à la contribution unitaire calculée par la CRE pour permettre la compensation des charges.

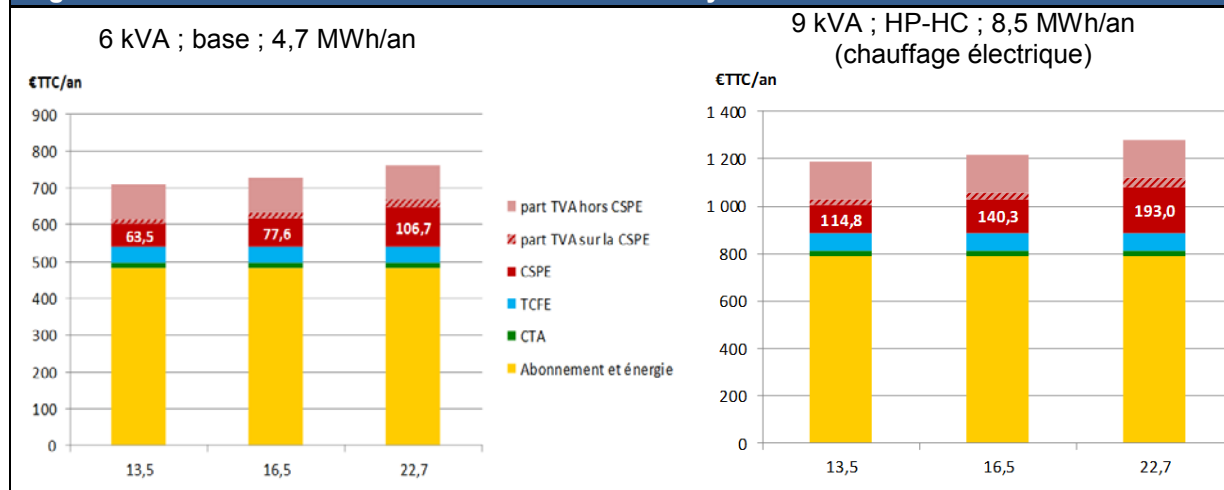


La contribution unitaire est fixée pour l'année 2014 à 16,5 €/MWh. Elle représente 13 % de la facture d'un client résidentiel moyen¹¹.

La figure ci-après indique la part relative de la CSPE pour deux types de clients en 2013 (contribution à 13,5 €/MWh) et en 2014 (contribution à 16,5 €/MWh).

¹¹ Client ayant souscrit un abonnement 6 kVA option Base et consommant 4700 kWh par an.

Figure 8. Part de la CSPE sur la facture d'un client moyen en 2014



3.2 Recouvrement de la CSPE et exonérations

Recouvrement de la CSPE

La CSPE est acquittée par l'ensemble des consommateurs d'électricité au prorata de leur consommation. Dans la pratique, elle est appliquée sur la part acheminement de la facture pour les clients en offre de marché, et sur la facture unique pour les clients aux tarifs réglementés de vente. Les redevables de la CSPE sont les fournisseurs historiques et les gestionnaires des réseaux public d'électricité ; ils reversent à la CDC, qui tient le compte spécifique de la CSPE, les contributions recouvrées auprès de leurs clients. Les fournisseurs historiques qui supportent par ailleurs des charges ne reversent les contributions recouvrées auprès de leurs clients aux tarifs réglementés que lorsque leur solde de charges n'est plus créditeur, c'est à dire lorsque l'intégralité des charges prévisionnelles qu'ils supportent a été compensée (par les contributions recouvrées auprès de leurs clients et, le cas échéant, par des versements complémentaires de la CDC). Les contributeurs qui ne sont pas raccordés aux réseaux publics s'acquittent de leur contribution directement à la CDC selon un rythme semestriel.

La CDC procède au reversement des contributions aux opérateurs qui supportent des charges selon un rythme trimestriel, dans la limite des fonds disponibles.

La figure 9 schématise les flux financiers du recouvrement et de la compensation des charges aux opérateurs.

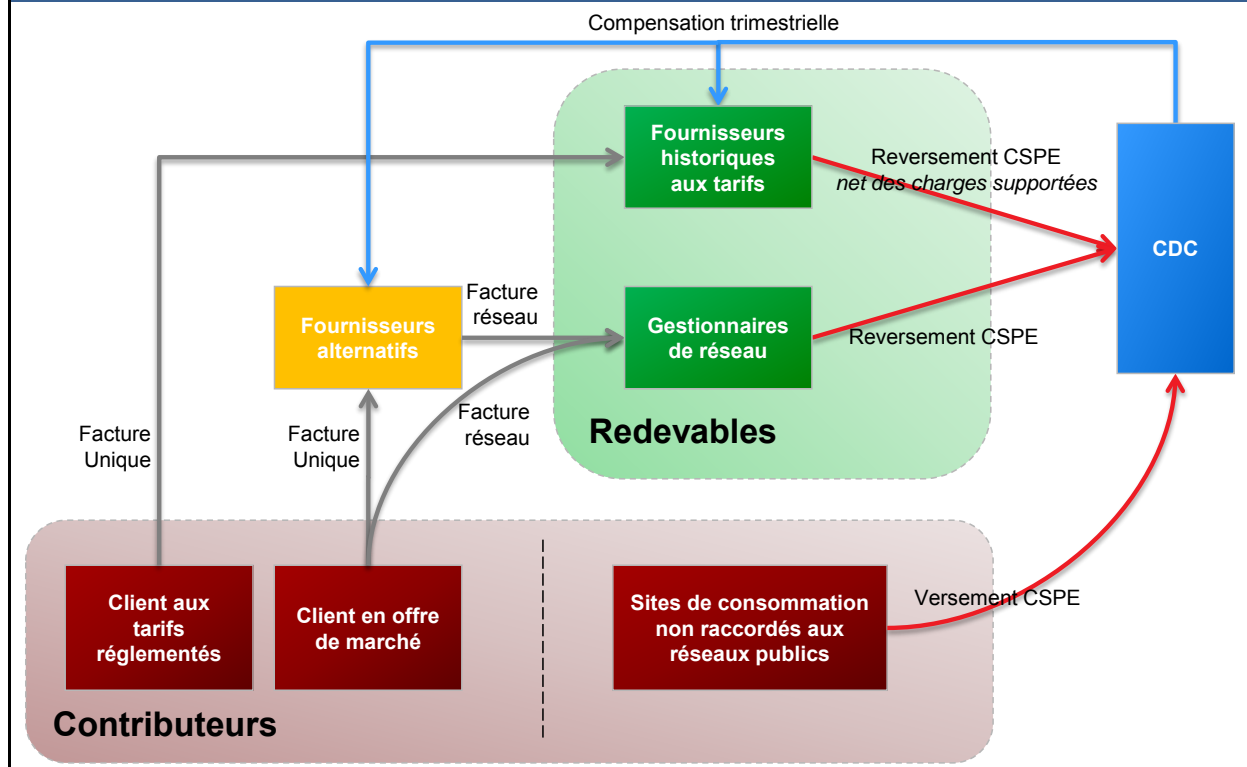
Mécanismes d'exonération partielle de la CSPE

Il existe trois mécanismes d'exonération partielle du paiement de la CSPE. Ces mécanismes, dont les effets sont cumulables entre eux, bénéficient aux entreprises.

D'une part, la contribution totale due par site de consommation¹² est plafonnée à un montant fixé à 597 889 € pour 2014. Ce plafond est réévalué chaque année. Depuis la loi de finances rectificative pour 2013, il augmente dans une proportion égale à celle de la CSPE, dans la limite toutefois d'une hausse de 5 %. Ce plafonnement est généralement appliqué directement sur la facture du site de consommation par le fournisseur ou le gestionnaire de réseau qui lui facture la CSPE. Il a bénéficié en 2013 à plus de 400 sites, pour un total de 50 TWh exonérés.

¹² Au sens du numéro SIRET.

Figure 9. Schéma de principe du recouvrement de la CSPE et de la compensation des charges



D'autre part, la contribution totale acquittée par les sociétés industrielles¹³ consommant plus de 7 GWh par an est plafonnée à 0,5 % de leur valeur ajoutée (VA). Ce plafonnement prend la forme d'un remboursement accordé l'année qui suit l'année de paiement de la contribution, une fois la valeur ajoutée définitivement établie¹⁴ ; il fait l'objet d'une validation par la CRE. À la date de rédaction du présent rapport, 1085 sociétés avaient demandé à bénéficier de ce plafonnement au titre de l'année 2012, pour un volume exonéré de 26 TWh.

Enfin, un producteur d'électricité peut bénéficier d'une exonération de contribution à hauteur du nombre de kWh produits et autoconsommés, à concurrence d'un seuil de 240 GWh par site de production. Ce même producteur peut faire bénéficier de cette exonération un seul et unique tiers consommateur sur le même site dans la limite du seuil de 240 GWh. Ces kWh n'étant par nature pas facturés par un fournisseur ou un gestionnaire de réseau, ce plafonnement ne donne généralement pas lieu à des flux financiers. La consommation exonérée par ce plafonnement est plutôt stable et s'élève à 11 TWh en 2013.

Par communiqué de presse du 27 mars 2014¹⁵, la Commission européenne a annoncé avoir ouvert une enquête approfondie afin d'examiner si les trois mécanismes d'exonération susmentionnés, bénéficiant aux grands consommateurs d'énergie situés en France, sont conformes aux règles de l'UE en matière d'aides d'Etat.

¹³ L'arrêté du 25 octobre 2006 fixant les modalités de remboursement partiel de la contribution aux charges de service public de l'électricité établit la liste des sociétés industrielles éligibles à ce plafonnement en fonction de leur code APE.

¹⁴ Dans la pratique, le remboursement peut être demandé jusqu'à deux ans après. Les données définitives relatives à ce plafonnement pour une année N ne sont donc connues qu'au 31 décembre de l'année N+2.

¹⁵ Commission européenne, Communiqué de presse du 27 mars 2014. *Aides d'Etat : la Commission autorise des aides en faveur du secteur des éoliennes terrestres en France et ouvre une enquête approfondie sur des réductions fiscales accordées aux grands consommateurs d'énergie.*

Pour 2013, on peut considérer que près de 90 TWh auront été exonérés de CSPE.

3.3 Défaut de compensation de la CSPE

Lorsque les contributions recouvrées sont insuffisantes pour compenser l'ensemble des charges d'une année, il en résulte un défaut de compensation, supporté intégralement par EDF. En effet, le décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004 prévoit que la compensation versée trimestriellement aux opérateurs par la CDC équivaut au quart des charges à compenser – déduction faite des contributions recouvrées et non reversées – pour les opérateurs dont le montant des charges à couvrir est inférieur à 10 % du montant total des charges de l'année. EDF supportant la quasi-totalité des charges, elle est compensée du solde des contributions restant après versement aux autres opérateurs.

Ce défaut de compensation résulte d'une part des écarts inhérents à l'exercice de prévision de l'assiette de contribution, et d'autre part, à partir de 2009, de l'application d'une contribution unitaire inférieure à celle calculée par la CRE. Le tableau 1 présente la chronique d'évolution de ce défaut de compensation pour EDF.

M€	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Charges à compenser	1299	1450	1712	1704	1638	1278	1582	2132	2316	4597	4966
Charges à compenser hors report du défaut de compensation¹⁶	1299	1450	1667	1460	1559	1238	1571	2275	2371	4015	4459
Compensation reçue en année N	1254	1206	1633	1664	1626	1421	1637	1550	1809	2662	3377
Défaut de compensation en année N	45	244	34	-204	-67	-183	-66	725	562	1352	1081
Défaut de compensation cumulé	45	288	323	119	52	-131	-198	527	1089	2441	3523

À fin 2012, le déficit de compensation supporté par EDF depuis 2002 s'élève à 3 523 M€. La loi de finances rectificatives pour 2013 a introduit deux dispositions visant à prendre en compte ce manque à gagner pour EDF. Le montant des charges à compenser à EDF est ainsi exceptionnellement majoré d'un montant fixé par arrêté¹⁷ à 627 M€, correspondant aux coûts de portage de cette dette jusqu'au 31 décembre 2012. Le montant des charges à compenser chaque année à chaque opérateur intégrera par ailleurs une valorisation financière de l'écart entre les charges à compenser et le montant de la compensation effectivement reçue, à un taux fixé par décret à 1,72 %¹⁸.

¹⁶ Le défaut de compensation supporté par EDF étant reporté dans le montant des charges à compenser selon la méthode de calcul détaillée dans la section II, il est retraité ici pour isoler le défaut de compensation créé chaque année.

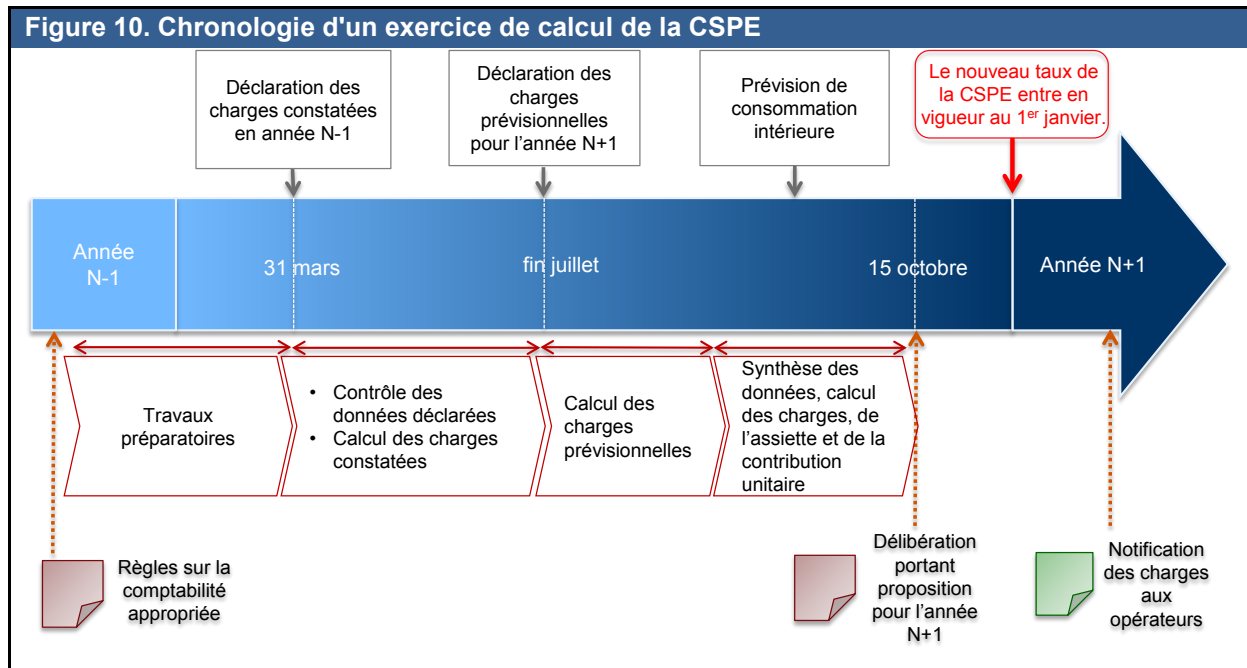
¹⁷ Arrêté du 18 septembre 2014 relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité et pris en application de l'article 59 de la loi n° 2013-1279 du 29 décembre 2013.

¹⁸ Décret n° 2014-1136 du 7 octobre 2014 modifiant le décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004 relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité. Du fait d'une publication du décret postérieure à la rédaction du rapport, la valorisation financière des écarts non compensés n'a pas été prise en compte dans les différents calculs et simulations.

SECTION II – Le rôle de la CRE dans le mécanisme de la CSPE

1. Proposition du montant des charges prévisionnelles et de la contribution unitaire à appliquer

La CRE propose chaque année au ministre chargé de l'énergie, avant le 15 octobre, le montant des charges prévisionnelles de service public de l'électricité et la contribution unitaire à appliquer¹⁹. La chronologie des tâches effectuées par la CRE dans le cadre d'un exercice de calcul de la CSPE, lesquelles sont détaillées dans le présent chapitre, est présentée dans la figure 10.



1.1 Travaux préparatoires

Aux termes de l'article L 121-9 du code de l'énergie, les charges de service public de l'électricité sont calculées sur la base d'une comptabilité appropriée tenue par les opérateurs qui les supportent, et qui est établie selon des règles définies par la CRE. Ces règles, qui précisent l'ensemble des éléments de nature comptable et technique nécessaires au calcul des charges, ainsi que le format selon lequel ils doivent être transmis, sont mises à jour annuellement pour tenir compte de l'évolution des contextes législatif et réglementaire. La version de ces règles en vigueur à ce jour est celle du 29 janvier 2014²⁰.

La mise à jour des règles de la comptabilité appropriée s'accompagne d'une mise à jour des outils informatiques servant à la déclaration (plateforme en ligne de déclaration) et des outils utilisés par la CRE pour le calcul des charges et leur contrôle.

¹⁹ En application de l'article 6 du décret n°2004-90 du 28 janvier 2004 relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité.

²⁰ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 29 janvier 2014 relative aux règles de la comptabilité appropriée des fournisseurs supportant des charges de service public de l'électricité.

1.2 Calcul des charges constatées

Les opérateurs qui supportent des charges de service public de l'électricité transmettent leur déclaration de charges constatées à la CRE avant le 31 mars. Cette déclaration est accompagnée d'une attestation de leurs commissaires aux comptes ou du comptable public. Elle porte sur l'année passée (année N-1), mais peut également inclure des éléments au titre d'années antérieures qui n'avaient pas encore été déclarés (reliquats).

Compte tenu de la multiplicité des acteurs supportant des charges (environ 150 fournisseurs), la CRE a mis en place en 2013 une plateforme de déclaration en ligne²¹ à l'usage des ELD et des fournisseurs alternatifs, qui garantit un traitement homogène et simplifié de l'ensemble des déclarations. Les déclarations d'EDF et d'EDM ont chacune un format spécifique et sont adressées directement à la CRE par voie électronique.

1.2.1 Charges liées à l'obligation d'achat et aux appels d'offres

Les fournisseurs qui supportent les charges dues aux contrats d'obligation d'achat et issus des appels d'offres sont les opérateurs historiques, à savoir EDF et les ELD en métropole continentale, EDF SEI dans les ZNI hors Mayotte et EDM à Mayotte.

Les fournisseurs ayant conclu des contrats dans le cadre de l'obligation d'achat ou à l'issue d'un appel d'offres transmettent une base de données, sous la forme d'un tableur, regroupant pour chacun des contrats :

- Des informations permettant d'identifier l'installation de production (nom de l'installation, filière de production, puissance, réseau de raccordement, adresse, n° SIRET) ;
- Des informations permettant de caractériser le contrat (arrêté tarifaire ou appel d'offres dont il relève, dates d'entrée en vigueur et d'échéance) ;
- Le détail mensuel de l'énergie facturée par les producteurs ;
- Le détail mensuel de la rémunération versée aux producteurs (prime fixe, rémunération variable, primes).

L'ensemble de ces éléments fait l'objet de contrôles automatiques permettant de vérifier la cohérence des éléments déclarés et leur conformité à la réglementation, notamment en ce qui concerne la rémunération des producteurs. Cette étape de contrôle donne généralement lieu à une phase de questions-réponses avec les opérateurs, permettant de converger vers une base définitive corrigée des éventuelles erreurs détectées.

La différence entre le coût d'achat déclaré par les opérateurs et le coût évité calculé par la CRE constitue le montant des charges liées à l'obligation d'achat et aux appels d'offres. La référence de calcul des coûts évités dépend de la nature de l'acheteur obligé. Dans le cas des reliquats, la référence de coût évité de l'année au titre de laquelle les charges sont déclarées est utilisée.

Calcul du coût évité d'EDF Obligation d'achat

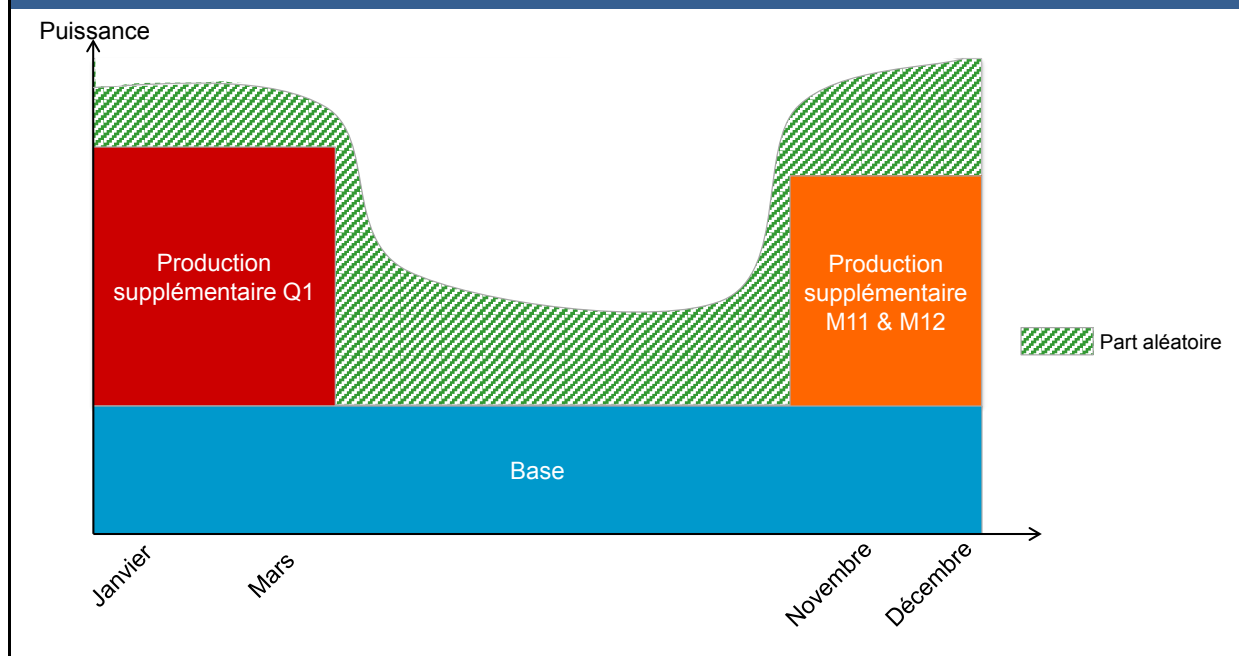
Le coût évité à EDF en métropole continentale est calculé par référence aux prix de marché de l'électricité. En pratique, la quasi-totalité de la production, à l'exception des cas particuliers présentés *infra*, est distinguée entre une part quasi-certaine²², valorisée à la moyenne mensuelle des prix de marché à terme, et une part aléatoire, valorisée à la moyenne mensuelle des prix de marché spot. La part quasi-certaine est composée d'un ruban de base, produit et acheté toute l'année, et de trois blocs

²¹ www.cspe.cre.fr

²² La part quasi-certaine du parc de production correspond à la part dont la puissance est disponible à tout instant (sur la période de temps considérée) avec une probabilité de l'ordre de 90 % et dont EDF peut donc anticiper l'achat. La part restante est appelée « aléatoire ».

supplémentaires, correspondant au surplus de production hivernaux du premier trimestre et des mois de novembre et décembre²³. Elle est revue chaque année en fonction des prévisions de parc installé, et du retour d'expérience sur la disponibilité des filières sous OA, à l'occasion du calcul des charges prévisionnelles présenté au paragraphe 1.3 de la présente section.

Figure 11. Représentation schématique de la répartition entre part quasi-certaine et part aléatoire dans le calcul du coût évité



La référence de coût évité pour la production photovoltaïque (PV) est, quant à elle, un prix de marché profilé, calculé en appliquant aux prix de marché spot horaires les coefficients du profil PRD3 (profil utilisé par les gestionnaires de réseau pour reconstituer la production PV). Cette méthode est équivalente à celle qui consisterait à appliquer le profilage aux volumes facturés.

Le coût évité par les filières horosaisonnalisées (hydraulique) et dispatchables (cogénération ou diesel) est calculé par une valorisation précise de l'énergie en fonction de sa période de production²⁴. Un coût fixe évité, calculé par référence aux prix issus des appels d'offres lancés par RTE pour des réserves complémentaires, est également intégré dans le cas des filières dispatchables pour tenir compte du caractère garanti de sa production sur appel d'EDF.

Les coûts évités des contrats d'achat déclarés en tant que reliquats sont calculés par référence aux prix spot mensuels.

Calcul du coût évité des ELD

Pour les ELD, le coût évité est calculé par référence aux prix de marché, sauf pour les quantités se substituant à des achats aux tarifs de cession (TC), pour lesquelles ces tarifs sont pris comme référence. Dans la pratique, la totalité du coût évité pour les ELD est calculée par référence aux tarifs de cession. Les opérateurs déclarent leurs achats au TC à un pas mensuel, permettant d'affecter les tarifs mensuels aux volumes d'achat déclarés. Dans le cas où les contrats d'obligation d'achat

²³ Le détail du calcul fait l'objet de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 juin 2009 relative à l'évolution des principes de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

²⁴ Des éléments complémentaires détaillant la production à une maille journalière ou horaire sont intégrés à cet effet dans la comptabilité appropriée.

permettent aux ELD de réduire la puissance souscrite au TC, en raison du caractère garanti d'une partie de la production, un coût fixe évité correspondant à la différence entre le prix de l'abonnement payé et le prix de l'abonnement qui serait payé en l'absence d'obligation d'achat est également pris en compte.

Calcul du coût évité d'EDF SEI et d'EDM

Le coût évité dans les ZNI est calculé par référence à la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente (PPTV). Celle-ci est calculée en retranchant du chiffre d'affaires les coûts liés à l'acheminement et à la commercialisation. La valeur ainsi trouvée est rapportée au nombre de MWh vendus. Les éléments permettant la réalisation de ce calcul sont déclarés pour chaque ZNI par les fournisseurs dans leur comptabilité appropriée. Le coût évité est calculé comme le produit des volumes achetés ($V_{\text{acheté}}$) – hors pertes – par la part production, et en particulier ne prend donc pas en compte le caractère saisonnier de la production.

$$\text{Coût évité}_{\text{ZNI}} = \sum_{\text{ZNI}_i} \text{PPTV}_i \cdot V_{\text{acheté}_i} \cdot (1 - \text{Pertés}_i)$$

1.2.2 Charges liées aux surcoûts de production et aux surcoûts d'achat dus aux contrats de gré-à-gré dans les ZNI

Les surcoûts de production et les surcoûts d'achat dus aux contrats de gré-à-gré décrits précédemment (cf. chapitre 2.2. de la section I) sont évalués comme l'écart entre le coût de production « *normal et complet pour le type d'installation de production considérée dans cette zone* » (coût normal et complet - CNC) et la part production du tarif réglementé de vente.

S'agissant des coûts de production supportés par EDF SEI et EDM, les éléments permettant leur contrôle et leur évaluation au titre de l'année considérée sont déclarés dans la comptabilité appropriée, regroupant pour chaque zone :

- Des informations de production de chaque installation de production d'électricité (volume produit brut et net, taux de pertes par zone) ;
- Le détail des achats de combustible par installation et par type de combustible et des achats de quotas de CO₂ (volume acheté, coût d'achat, résultats d'application des programmes de couvertures²⁵) ;
- Le détail des autres coûts de production : certains éléments sont détaillés à la maille de l'installation (amortissements linéaires et accélérés, charges externes, impôts et taxes) ; d'autres éléments sont présentés à la maille de la zone considérée (capitaux immobilisés, besoin en fonds de roulement, rémunération du personnel avec le détail du nombre d'ETP, achats autres que les combustibles et les quotas de CO₂, coûts commerciaux, frais généraux, frais de prestations externes, etc.) ;
- Le détail des recettes de production non tarifaires à retrancher des coûts de production.

En outre, EDF SEI et EDM fournissent les courbes de charges des principaux moyens de production. Pour les installations de petite taille, les courbes de charge sont communiquées par filière. Ces données, complétées par les taux de disponibilité des installations, permettent d'effectuer le contrôle de la disponibilité des moyens de production appartenant aux fournisseurs historiques et de vérifier la bonne application du critère de préséance économique pour déterminer leur fonctionnement. Les écarts éventuellement constatés sont valorisés sur les bases des coûts qui auraient pu être évités. Leur valorisation vient en déduction des coûts de production constatés.

²⁵ EDF SEI et EDM peuvent mettre en œuvre - à condition de recevoir un accord préalable de la CRE - des mécanismes de couverture des achats. Une couverture à partir de SWAP a été mise en œuvre par EDF SEI à partir de l'exercice budgétaire 2008 (à partir de 2011 pour EDM).

Le coût évité est calculé comme le produit des volumes produits par les installations appartenant à EDF SEI et à EDM – hors pertes – par la PPTV.

S'agissant des coûts d'achat issus des contrats de gré-à-gré, la CRE évalue le CNC à partir des éléments du dossier de présentation du projet qui lui est transmis préalablement à sa réalisation²⁶. Le CNC évalué par la CRE détermine les composantes du prix d'acquisition de l'électricité (notamment la prime fixe et le prix proportionnel au volume d'électricité produit) payé par la suite par EDF SEI ou EDM au producteur tiers. EDF SEI et EDM exposent donc les coûts d'achat correspondants avec des informations permettant d'identifier l'installation de production dans le même tableur et selon le même format que les contrats d'obligation d'achat et les contrats issus des appels d'offres. Les coûts d'achat déclarés font l'objet de contrôles par la CRE visant à s'assurer du respect des conditions contractuelles, notamment le CNC.

Le coût évité est calculé comme le produit des volumes achetés – hors pertes – par la PPTV.

Dans le cas des reliquats, la PPTV utilisée est celle de l'année au titre de laquelle sont déclarées les charges.

1.2.3 Charges liées aux dispositions sociales

Les fournisseurs qui supportent les charges dues aux dispositions sociales sont les opérateurs historiques à savoir EDF, les ELD, EDF SEI dans les ZNI hors Mayotte et EDM à Mayotte, ainsi que les fournisseurs alternatifs en métropole continentale.

Les fournisseurs concernés déclarent les pertes de recettes supportées en raison de l'application du TPN à leurs clients, liées à des réductions forfaitaires sur leur facture, à des mises en service gratuites ou à des interventions pour impayés²⁷. La cohérence des éléments déclarés avec les dispositions réglementaires en vigueur est contrôlée par la CRE en comparant les pertes de recettes unitaires par client ou par intervention aux tarifs ou aux barèmes en vigueur.

Les fournisseurs déclarent également les surcoûts de gestion directement induits par la mise en œuvre du TPN, lesquels sont constitués des frais de personnel et des frais de prestations externes le cas échéant. Certains fournisseurs ont en effet recours à un prestataire pour identifier leurs clients éligibles au TPN. Si la CRE procède à une analyse critique de ces frais de gestion au regard du nombre de clients de chaque fournisseur, de la complexité des opérations réalisées et d'une étude comparative des frais déclarés par l'ensemble des fournisseurs, il n'existe toutefois pas, à l'heure actuelle, de disposition réglementaire permettant de les encadrer.

La participation financière de ces fournisseurs aux FSL²⁸ est également prise en compte, dans la limite de 20 % du montant des charges liées à l'application du TPN.

²⁶ Le Vbis de l'article 4 du décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004 précise que : « le projet de contrat d'achat d'électricité [entre le producteur tiers et le fournisseur historique] est communiqué à la Commission de régulation de l'énergie, assorti des éléments nécessaires à l'évaluation de la compensation. (...) La Commission de régulation de l'énergie évalue le coût de production normal et complet pour le type d'installation de production considérée dans cette zone en appliquant le taux de rémunération du capital immobilisé fixé, après avis de la Commission de régulation de l'énergie, par arrêté du ministre chargé de l'énergie en application de l'article L 121-7 du code de l'énergie. (...) La Commission de régulation de l'énergie notifie aux parties, dans les deux mois suivant la réception du dossier complet, le résultat de son évaluation, sur la base de laquelle est calculée la compensation. »

²⁷ Seuls 20 % du coût de l'intervention sont facturés aux clients bénéficiant du TPN.

²⁸ Les consommateurs en difficulté peuvent bénéficier d'un service de maintien de l'énergie et d'une aide au paiement des factures en liaison avec les services sociaux, à travers le Fonds de solidarité pour le logement (FSL).

L'ensemble de ces éléments constituent les charges liées aux dispositions sociales.

1.3 Calcul des charges prévisionnelles

La CRE évalue les charges prévisionnelles au titre de l'année à venir (année N+1) à partir des prévisions qui lui sont envoyées par les opérateurs. Le format de déclaration est légèrement simplifié par rapport à la déclaration de charges constatées, et aucune attestation comptable n'est nécessaire. L'envoi de déclaration de charges prévisionnelles n'est pas prévu par les textes réglementaires, mais garantit aux opérateurs une prise en compte fine de l'évolution attendue de leurs charges.

La précision de cette prévision est par ailleurs devenue un enjeu financier, puisque la loi de finances rectificative pour 2013 a introduit le principe d'une valorisation financière des écarts entre les contributions recouvrées pour une année et les charges constatées, à un taux d'intérêt de 1,72 %. À partir de l'exercice de charges prévisionnelles 2015, la CRE retiendra donc les données transmises par les opérateurs sans remettre en cause leurs hypothèses. Elle pourra cependant être amenée à indiquer aux opérateurs les hypothèses qu'elle ne partage pas. Pour les opérateurs qui n'enverront pas de déclarations de charges prévisionnelles, la CRE continuera à établir sa prévision à partir des charges constatées. Les opérateurs concernés seront informés de cette démarche.

1.3.1 Charges liées à l'obligation d'achat et aux appels d'offres

Les prévisions de quantités d'électricité achetées et de coûts d'achat correspondants sont établies par les acheteurs obligés sur la base de leur connaissance du parc installé et de scénarios d'évolution de la puissance installée par filière de production, fondés sur leur connaissance des projets en développement ou sur des hypothèses générales de développement des filières.

La méthode de calcul du coût évité pour EDF en métropole continentale est la même que celle décrite pour le calcul des charges constatées. La référence utilisée est constituée des prix de marché à termes connus à la date du calcul pour l'année à venir.

La CRE évalue également chaque année, à partir de scénarios d'évolution des filières sous obligation d'achat partagés avec EDF, la valeur des blocs de puissance quasi-certaine du parc de la métropole continentale pour les trois années à venir. La dernière mise à jour de ce calcul, en novembre 2013²⁹, détermine ainsi les blocs de puissance quasi-certaine pour les années 2014 à 2016, afin de permettre à EDF d'adapter sa politique de couverture sur les marchés à terme en conséquence.

Le coût évité dans les ZNI est évalué à partir de prévisions d'évolution des tarifs réglementés, et pour les ELD à partir de prévisions d'évolution des tarifs de cession et des prix de marché.

1.3.2 Charges liées aux surcoûts de production dans les ZNI

Dans les ZNI, les prévisions de production d'électricité tiennent compte des hypothèses de croissance de la consommation locale et des scénarios d'évolution des parcs.

Le coût évité est évalué à partir de prévisions d'évolution des tarifs réglementés.

1.3.3 Charges liées aux dispositions sociales

Les charges liées aux dispositions sociales pour l'année à venir sont évaluées à partir des prévisions de perte de chiffre d'affaires des fournisseurs au regard du cadre réglementaire en vigueur, de leurs frais de gestion prévisionnels et de leur participation aux FSL.

²⁹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 28 novembre 2013 relatives aux valeurs de la puissance équivalente quasi-certaine nécessaires pour le calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat en métropole continentale.

1.4 Calcul des charges à compenser et de la contribution unitaire

Calcul des charges à compenser

Une fois déterminées les charges constatées au titre de l'année N-1, les éventuels reliquats et les charges prévisionnelles au titre de l'année N+1, la CRE calcule les charges à compenser à chaque opérateur selon la formule suivante :

$$CP_{N+1} = CP'_{N+1} + (CC_{N-1} - CP'_{N-1}) + (CP_{N-1} - CR_{N-1}) + \text{reliquats}$$

dans laquelle :

- **CP_{N+1}** : charges prévisionnelles à compenser en année N+1 ;
- **CP'_{N+1}** : charges prévisionnelles au titre de l'année N+1, calculées sur la base des prévisions transmises par les opérateurs ;
- **CC_{N-1}** : charges constatées au titre de l'année N-1 ;
- **CR_{N-1}** : compensation reçue en année N-1.

Cette formule intègre deux termes de régularisation. D'une part, l'écart entre les charges constatées et les charges prévisionnelles au titre de l'année N-1 ($CC_{N-1} - CP'_{N-1}$) régularise, deux ans après, l'erreur de prévision des charges. D'autre part, l'éventuel écart entre les charges prévisionnelles et les charges recouvrées ($CP_{N-1} - CR_{N-1}$) compense, deux ans après, le déficit de compensation.

Les éventuels reliquats de charges au titre d'exercices antérieurs à l'année N-1, qui n'avaient pas encore été déclarées, sont également pris en compte.

La CRE notifie par courrier le montant définitif des charges retenues pour l'année à venir aux opérateurs qui les supportent.

Calcul de l'assiette de contribution et de la contribution unitaire

La CRE détermine chaque année, pour l'année suivante, l'assiette prévisionnelle des kWh contributeurs, à partir des prévisions de consommation qui lui sont transmises par les gestionnaires de réseau. Les volumes d'exonération prévisionnels, qui viennent en déduction de la consommation prévisionnelle, sont estimés à partir des différentes données à disposition :

- Les volumes exonérés par application du plafonnement par site sont estimés à partir des données de consommation pour l'année passée et d'une hypothèse quant à l'évolution de ce plafond pour l'année à venir ;
- Les volumes exonérés par application du plafonnement à 0,5 % de la VA des sociétés industrielles sont estimés à partir des données collectées par la CRE dans le cadre de la validation des demandes de remboursement ;
- Les volumes autoconsommés et exonérés de contribution sont estimés à partir des déclarations reçues par la CRE.

Le montant de la contribution unitaire permettant de couvrir l'intégralité des charges financées par la CSPE est calculé comme le quotient de ces charges par l'assiette de contribution prévisionnelle :

$$CSPE = \frac{CP_{N+1} + \text{Frais CDC} + \text{Budget MNE} + \text{Prime effacement}}{\text{Assiette prévisionnelle}}$$

Dans la pratique, le calcul de l'assiette de contribution dépend du niveau de la CSPE, du fait de son impact direct sur les volumes exonérés. Ce calcul est donc réalisé de manière itérative jusqu'à converger vers une valeur définitive.

2. Supervision des opérations de recouvrement et d'exonérations

2.1 Nature des missions assumées par la CRE

La CRE supervise les opérations de recouvrement et d'exonérations de la CSPE, et est destinataire des déclarations que doivent effectuer les redevables et les contributeurs. Le nombre important de ces déclarations a conduit la CRE à mettre en place en 2012 une plateforme de déclaration en ligne³⁰ couplée à un système d'échanges d'informations automatisé avec la CDC, ce qui permet une gestion dématérialisée et simplifiée de ces opérations.

Recouvrement des contributions

Les redevables de la CSPE déclarent à la CRE les contributions recouvrées auprès de leurs clients, dans les délais applicables en matière de taxe sur la valeur ajoutée³¹. Les gestionnaires de réseau reversent directement à la CDC les contributions recouvrées, tandis que les fournisseurs historiques ne les reversent qu'une fois leurs charges pour l'année compensées.

Les consommateurs qui s'approvisionnent en électricité sans utiliser les réseaux publics ou qui autoproduisent l'électricité qu'ils consomment déclarent spontanément à la CRE les kWh consommés, selon un rythme semestriel. Ils reversent les contributions correspondantes directement sur le compte de la CDC (une fois le seuil d'exonération atteint dans le cas des auto-producteurs).

Ces deux mécanismes de recouvrement représentent respectivement environ 1000 et 150 déclarations à traiter chaque année. La CRE les valide après avoir procédé à un contrôle de cohérence des éléments déclarés, reposant notamment sur une comparaison avec les déclarations antérieures. La CRE constate également les défauts de déclaration et de paiement, et, le cas échéant, met en demeure les contributeurs défaillants. Dans la pratique, le recours à cette disposition est extrêmement rare.

Compensation des charges

À l'issue du mois suivant chaque trimestre, la CRE calcule la compensation à verser à chaque opérateur, selon le mécanisme décrit au 3.3 de la section I. La compensation versée aux ELD et à EDM vise à couvrir chaque trimestre le quart de leurs charges prévisionnelles (aucune compensation n'est versée aux opérateurs ayant recouvré auprès de leurs clients un montant supérieur au quart de leurs charges). La compensation versée à EDF correspond au solde des contributions disponibles sur le compte CSPE une fois les versements aux ELD et à EDM effectués.

Les virements correspondants, dont la liste est adressée automatiquement par la CRE à la CDC, sont effectués dans les cinq jours ouvrés suivant la fin du mois ; les sommes non versées à cette échéance portent intérêt au taux légal.

Exonérations de CSPE

Le plafonnement de la contribution des sociétés industrielles à 0,5 % de leur VA prend la forme d'une demande de remboursement, adressée à la CRE l'année suivant celle au titre de laquelle le remboursement est demandé, une fois la VA déterminée. La CRE vérifie l'éligibilité des sociétés à ce plafonnement et le montant du remboursement demandé. Les ordres de paiement correspondants sont envoyés automatiquement à la CDC. Les sociétés bénéficiant du plafonnement à 0,5 % de la VA peuvent également demander l'arrêt de la facturation de la CSPE à partir du moment où la contribution totale payée sur l'année en cours excède le plafond à 0,5 % de la VA de l'année précédente, afin de ne pas subir un décalage de trésorerie pouvant être significatif. Une fois l'arrêt de

³⁰ www.cspe.cre.fr

³¹ Dans la pratique, la plupart des redevables envoient leur déclaration à une fréquence mensuelle ou trimestrielle.

facturation validé par la CRE, le(s) fournisseur(s) et /ou le(s) gestionnaire(s) de réseau qui facturent la CSPE à la société en question sont informés pour application dès l'émission de la prochaine facture. La contribution de la société est régularisée l'année suivante, une fois la VA définitive connue.

Les autoproducteurs, qui sont exonérés de contribution pour un volume auto-produit et consommé de 240 GWh, adressent spontanément à la CRE une déclaration indiquant la quantité d'électricité produite et, le cas échéant, l'identité du tiers qu'ils souhaitent faire bénéficier de l'exonération. Cette déclaration est obligatoire, quand bien même elle ne donne pas nécessairement lieu à un paiement ou à un remboursement.

Le plafonnement de la contribution due par site de consommation est généralement appliqué directement par le fournisseur ou le gestionnaire de réseau sur la facture du contributeur. Dans le cas de contributeurs ayant plusieurs contrats avec des fournisseurs ou gestionnaires de réseau pour un même site de consommation, le paiement des contributions au-delà du plafond donne lieu à régularisation à l'occasion des déclarations semestrielles de consommation. Cette déclaration, validée par la CRE, conduit à un remboursement versé par la CDC directement sur le compte du consommateur.

Ces trois exonérations ont représenté respectivement 1000, 70 et une dizaine de déclarations à traiter en 2012. La CRE constate une augmentation sensible du nombre de sociétés demandant à bénéficier du plafonnement à la VA, qui est passé d'environ 450 en 2009 à plus de 1000 en 2012 et suit une tendance toujours croissante. Si une meilleure connaissance du dispositif peut contribuer à cette hausse du nombre de demandes, la raison principale en est probablement l'augmentation forte de la contribution unitaire au cours de ces dernières années, corrélée à un contexte économique difficile dans lequel la valeur ajoutée des entreprises industrielles augmente peu.

Le plafonnement par site bénéficie également à davantage de consommateurs, dans la mesure où ce plafond augmente à un rythme beaucoup plus faible que la contribution unitaire : il a augmenté de 20 % entre 2003 et 2014, passant de 500 k€ à 598 k€, tandis que la contribution unitaire a augmenté de 400 % sur cette même période. L'évolution de ces deux plafonnements et leur impact sur l'assiette de contribution mériteraient d'être suivis de manière précise. Pour 2013, les exonérations représentent environ 18 % de la consommation (de l'ordre de 90 TWh exonérés pour une consommation d'environ 473 TWh).

2.2 Recommandations de la CRE sur les missions de recouvrement de la CSPE

Les ressources consacrées par la CRE à la réalisation de l'ensemble des opérations décrites dans cette section sont nécessairement contraintes par le budget qui lui est alloué.

Un département est spécifiquement dédié au calcul des charges de service public de l'électricité et du gaz, ainsi qu'à la réalisation des missions qui sont confiées à la CRE dans ce cadre, avec l'appui des directions juridique et financière : évaluation des contrats de gré à gré dans les ZNI, mise en œuvre des appels d'offres lancés par le ministre chargé de l'énergie, préparation des avis sur les projets d'arrêtés tarifaires, etc. Les moyens dont dispose la CRE ne lui permettent pas d'affecter plus de 0,5 ETP à la supervision des opérations de recouvrement (un agent y consacre la moitié de son temps de travail), ce qui apparaît insuffisant, au regard des enjeux financiers sous-jacents.

La CRE a par ailleurs investi environ 300 k€ dans le développement de la plateforme de déclaration en ligne qui permet la gestion dématérialisée de l'ensemble des opérations de recouvrement et d'exonérations ainsi que la déclaration des charges des ELD et des fournisseurs alternatifs. Un budget annuel compris entre 30 k€ et 50 k€ est également alloué à l'hébergement et la maintenance de la plateforme, ainsi qu'aux évolutions nécessaires à la suite des modifications régulières des textes législatifs et réglementaires. Ces montants, modestes au regard de l'enjeu financier que représente la CSPE, n'en sont pas moins significatifs dans le contexte d'une réduction du budget de fonctionnement de la CRE. La CRE considère qu'ils pourraient être pris en charge par la CSPE, au même titre que les frais de gestion de la CDC.

De manière générale, la CRE estime ne pas disposer de ressources lui permettant d'assurer efficacement les missions de supervision du recouvrement et d'exonérations de la CSPE, s'agissant notamment des opérations de contrôle des déclarations, qui sont par ailleurs très éloignées de ses missions de régulation et devraient relever de l'administration fiscale. Ce constat est accentué dans le contexte du contentieux de masse dont fait l'objet la CSPE ; une question prioritaire de constitutionnalité a été transmise au Conseil constitutionnel³², portant sur le caractère insuffisamment précis de la définition de ses modalités de recouvrement par le législateur. La CRE a été saisie de 47 000 demandes de remboursement de la CSPE fondés sur ce moyen, et sur celui de l'illégalité du tarif éolien de 2008. Ce type de contentieux devrait relever à l'évidence de l'administration des impôts. Le traitement de ces demandes, s'il incombait *in fine* à la CRE, mobiliserait des ressources équivalentes à une très large part de ses effectifs, au détriment de ses missions de régulation.

³² Décision n° 2014-419 QPC du 8 octobre 2014 du Conseil constitutionnel.

SECTION III – Analyse rétrospective des facteurs d'évolution des charges de service public de l'électricité

1. Soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération en métropole continentale

1.1 Contexte - Cadres législatif et réglementaire

La loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité a défini le cadre du soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération en vigueur aujourd'hui, décrit à la section I, reposant sur l'obligation d'achat et les appels d'offres.

Les contrats conclus ou négociés par les fournisseurs historiques avec des producteurs tiers avant l'entrée en vigueur de cette loi entrent également dans le champ des charges de service public de l'électricité. L'obligation d'acheter l'électricité injectée par les producteurs non nationalisés (installations de production d'une puissance inférieure à 8 MW) a en effet été historiquement introduite dans le cadre d'un marché monopolistique, afin de garantir un débouché à ces installations³³. Cette obligation d'achat, qui pouvait être suspendue s'il était constaté que l'équilibre offre-demande pouvait être assuré à des conditions satisfaisantes par les moyens de production existants, a été rendue permanente pour la cogénération et les ENR par le décret n° 94-1110 du 20 décembre 1994. Les contrats dont les surcoûts ont été pris en compte au titre des charges de service public ont été conclus entre les années 1980 et 1990 pour une durée de 12 à 15 ans ; ils arrivent actuellement progressivement à échéance.

L'obligation d'achat, introduite par la loi n°2000-108 du 10 février 2000, est organisée par le décret n°2000-1196 du 6 décembre 2000 qui fixe à 12 MW, pour la plupart des filières de production, la limite de puissance des installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité, et par le décret n°2001-410 du 10 mai 2001 relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite. Les installations de production ne peuvent en bénéficier qu'une seule fois, à l'exception des installations hydroélectriques dont le contrat peut être renouvelé sous certaines conditions (cf *infra*). Par ailleurs, pour certaines filières de production, une installation ayant bénéficié d'un contrat d'obligation d'achat et ayant réalisé un programme d'investissement minimum peut être considérée comme mise en service pour la première fois et devenir éligible à un nouveau contrat d'achat³⁴.

En application de la loi n°2000-108 du 10 février 2000, dont la rédaction initiale prévoyait la définition de conditions d'achat prenant en compte les coûts d'investissement et d'exploitation évités par les acheteurs obligés, une première série d'arrêtés tarifaires a été publiée entre les années 2001 et 2002. La loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (loi « POPE ») a modifié la rédaction de la loi n°2000-108 du 10 février 2000, en précisant qu'une prime peut s'ajouter aux coûts évités aux acheteurs obligés. Cette dernière prend en compte la contribution de la production livrée ou des filières à la réalisation des objectifs de politique énergétique définis dans la loi. Son niveau ne peut conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés dans les installations bénéficiant de ces conditions d'achat excède une rémunération normale des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités et de la garantie dont bénéficient ces installations d'écouler l'intégralité de leur production à un tarif déterminé. Une deuxième série d'arrêtés tarifaires a été publiée à partir de 2006 en application de cette loi, revalorisant les tarifs d'achat de certaines filières. Une troisième série d'arrêtés tarifaires a été publiée en 2011 pour certaines filières.

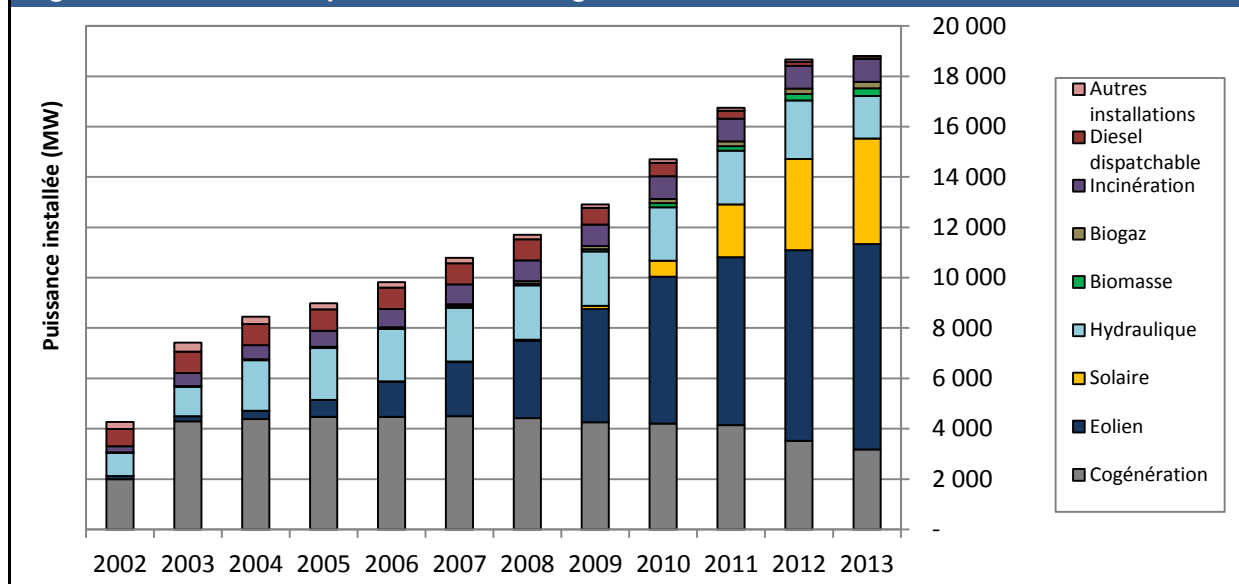
³³ Voir par exemple le rapport de Jean Syrota sur « l'évaluation des missions de service public de l'électricité » (février 2000).

³⁴ Article 9 ter du décret n°2001-410 du 10 mai 2001.

La procédure d'appel d'offres a quant à elle essentiellement permis le développement de la filière biomasse et récemment celui de la filière photovoltaïque, une tentative en 2004 pour l'éolien offshore n'ayant donné aucun résultat ; elle a été peu utilisée pour les autres filières.

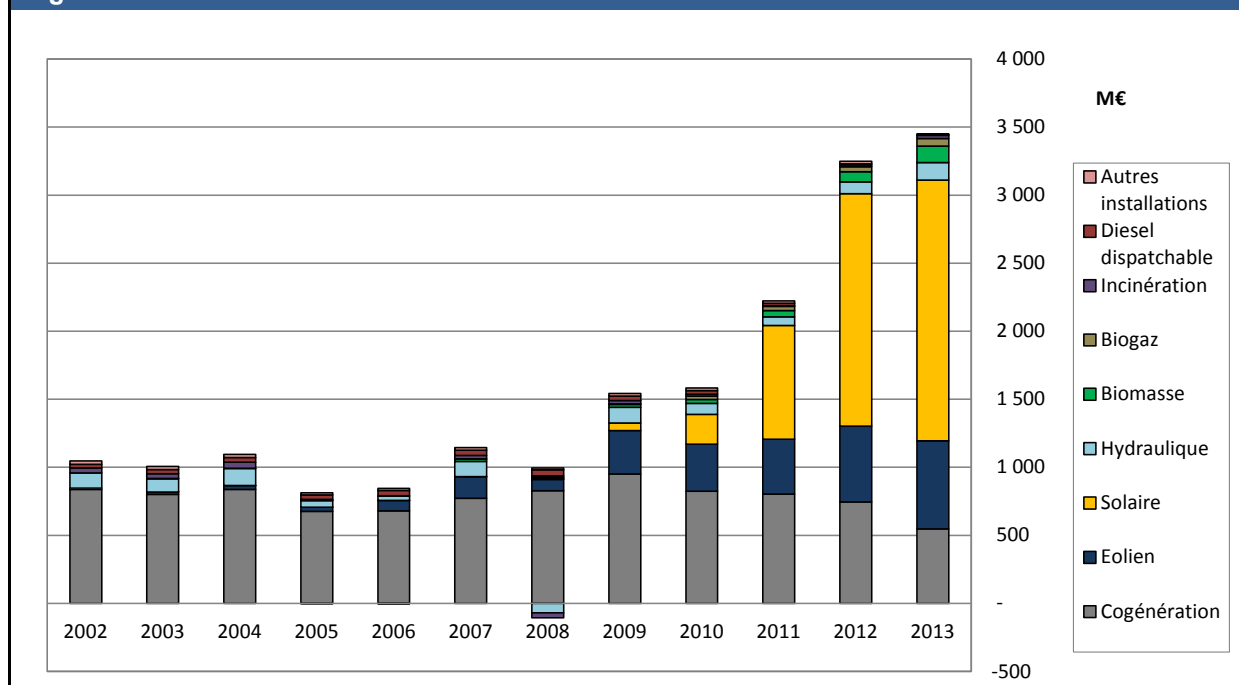
L'évolution du parc total bénéficiant de ces mécanismes de soutien est présentée dans la figure suivante.

Figure 12. Evolution du parc total sous obligation d'achat entre 2002 et 2013



Les surcoûts pour chaque année résultant de l'exécution de ces contrats d'achat sont présentés dans la figure suivante.

Figure 13. Evolution des surcoûts d'achat totaux entre 2002 et 2013



Une analyse détaillée de l'évolution du soutien à chaque filière est présentée ci-après.

1.2 Calcul du coût évité en métropole continentale

Les coûts évités ont évolué de manière significative entre 2002 et 2013, en raison des fluctuations des prix de marché et des affinements successifs de la formule de calcul. Il est intéressant de rappeler ces évolutions, qui constituent un sous-jacent au calcul des surcoûts compensés par la CSPE, avant d'étudier en détail chaque filière bénéficiant de l'obligation d'achat.

1.2.1 Evolutions de la formule de calcul du coût évité

La rédaction initiale de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 prévoyait l'évaluation par la CRE du coût évité à EDF par référence aux coûts d'investissement et d'exploitation évités. Le décret d'application précisait que ces coûts devaient être évalués dans le contexte du parc de production national et du marché. À l'issue d'une consultation publique menée en 2001, la CRE a retenu une référence aux prix de marché de gros de l'électricité pour évaluer le coût évité. Cette méthode présentait de bonnes propriétés de simplicité de mise en œuvre, d'objectivité et de transparence, notamment en cas de contentieux. La référence aux prix de marché a par la suite été introduite explicitement dans la loi par la loi de finances rectificative pour 2004.

Les références de marché utilisées pour le calcul ont évolué au fil des années, en fonction du développement de ces marchés. Les coûts évités par les quantités achetées étaient calculés à partir de la moyenne mensuelle de la référence de prix marché retenue, à l'exception des cas particuliers décrits ci-après qui ont été distingués dès 2002. Le coût évité par les installations bénéficiant d'un contrat d'achat à différence horosaisonnaire est calculé par poste horosaisonnier, afin de prendre en compte la corrélation temporelle entre les volumes produits par ces installations et achetés par EDF, et le prix de marché. Le service rendu par les installations bénéficiant de contrats d'achat dits « dispatchables », dont la production sur appel de l'acheteur obligé est garantie, est pris en compte par l'introduction d'un coût fixe évité.

Les coûts évités prévisionnels étaient calculés sur la base des indices de prix de marché à terme, représentatifs du niveau futur des prix spots de l'électricité tels qu'anticipés par les acteurs de marché. La CRE a observé pour les années 2006 et 2007 un différentiel significatif entre les prix à terme et les prix spot, induisant des niveaux de régularisation importants à intégrer *ex post* au montant des charges à compenser.

En 2009, à la suite d'une consultation publique, la CRE a adopté la méthode de calcul actuellement en vigueur et décrite au chapitre 1.2 de la section II, qui valorise la part quasi-certaine de la production à la moyenne arithmétique des prix de marché à terme observés sur le marché EEX Power Derivatives et la part aléatoire à la moyenne arithmétique des prix de marché *day-ahead* observés sur le marché EPEX Spot.

Une autre modification structurante a été apportée à la méthodologie de calcul du coût évité en 2011, à la suite de la concertation post-moratoire PV et du rapport Charpin-Trink³⁵. Celui-ci recommandait, entre autres, de revoir le calcul du coût évité par la filière PV, afin de tenir compte de son profil de production particulier. En effet, la méthode générique de calcul du coût évité par la production aléatoire, fondée sur les moyennes mensuelles des prix de marché, ne reflétait pas le caractère exclusivement diurne de la production PV. La référence utilisée depuis l'exercice 2012 est désormais un prix de marché profilé, obtenu en appliquant aux prix de marché spot horaires les coefficients du profil PRD3³⁶.

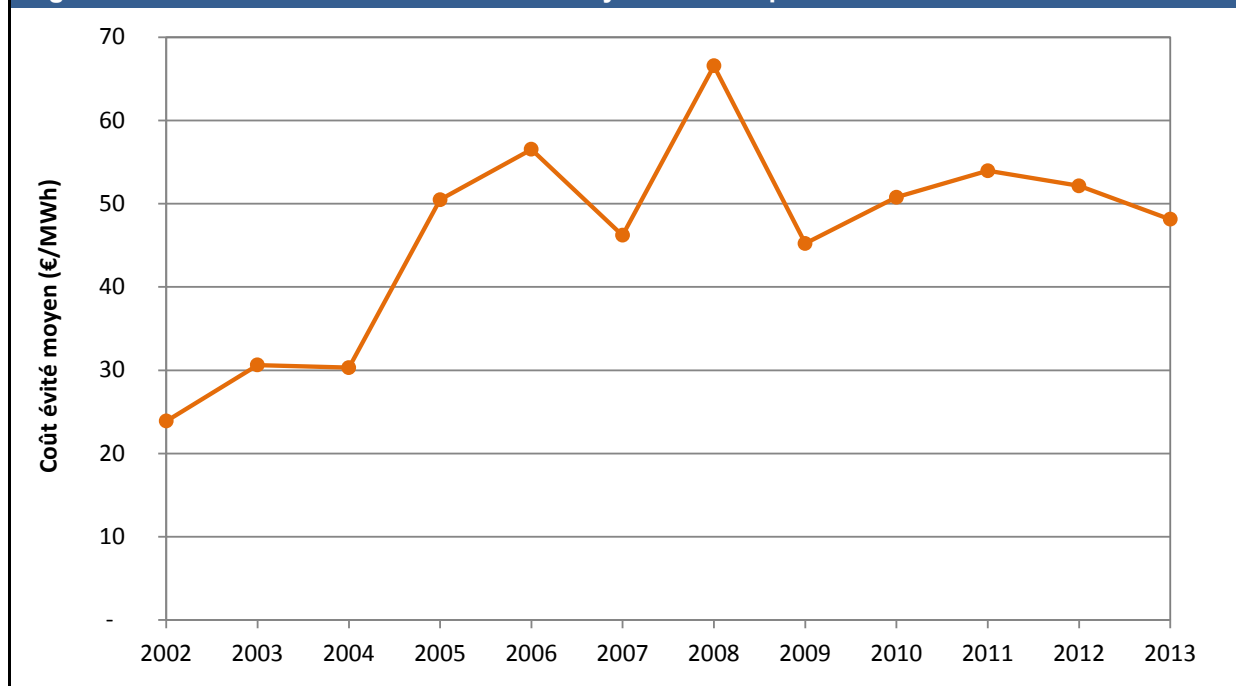
³⁵ Cf le chapitre 1.3.3 de la présente section.

³⁶ Profil utilisé par les gestionnaires de réseau pour reconstituer la production PV.

1.2.2 Évolution du coût évité unitaire moyen entre 2002 et 2013

La figure 14 présente l'évolution du coût évité unitaire moyen en métropole continentale entre 2002 et 2013³⁷, calculé comme le quotient entre les coûts évités totaux calculés pour chaque année et le volume total d'électricité. Ce coût évité unitaire moyen prend en compte les différentes méthodes de calcul de coût évité décrites *supra* ainsi que les coûts évités des reliquats.

Figure 14. Évolution du coût évité unitaire moyen en métropole continentale entre 2002 et 2013



Le coût évité pour EDF représente environ 95 % du coût évité total en métropole continentale et l'évolution des prix de marché de gros en constitue le principal facteur d'évolution. Après une forte augmentation depuis 2002, avec deux pics en 2006 et 2008 à respectivement 56,5 et 66,6 €/MWh, le coût évité unitaire moyen décroît depuis 2011 et s'établit à 48,1 €/MWh en 2013.

1.3 Historique du soutien par filière de production en métropole continentale

Le développement de la production d'électricité d'origine renouvelable, par cogénération et par incinération de déchets ménagers a résulté des différents dispositifs de soutien qui ont été mis en place par les pouvoirs publics. Ce paragraphe en rappelle le contexte pour chaque filière et présente, pour la période 2002-2013, l'évolution du parc installé, le coût d'achat unitaire moyen constaté de l'électricité produite et les charges de service public correspondantes.

Avertissement

Les données présentées sont celles de la comptabilité appropriée établie chaque année par les opérateurs à l'occasion de leur déclaration de charge. Elles correspondent à des données de facturation. Il y a donc un léger décalage avec la puissance installée à la même date et avec les flux physiques de production.

³⁷ Ces données incluent les coûts évités des reliquats.

Les données présentées pour chaque année intègrent également les éléments déclarés *a posteriori* par les opérateurs en tant que reliquats. Il en résulte un écart avec les données publiées chaque année par la CRE.

Si les données par filière sont exactes, la CRE ne peut garantir l'exactitude à la maille des différents types de contrat du détail des données transmises par les opérateurs dans le cadre de leurs déclarations de charges pour les premières années du dispositif.

Les contrats d'achat prévoient une indexation de la rémunération du producteur, afin de tenir compte de l'évolution du coût du travail et des matières premières entre la publication de l'arrêté et la mise en service de l'installation dans le cas de l'obligation d'achat, et pendant la durée de vie de l'installation de manière générale, ce qui explique la progression de la rémunération de chaque type de contrat.

1.3.1 Cogénération au gaz naturel

Contexte réglementaire

La cogénération a pu se développer naturellement en France métropolitaine, notamment dans les secteurs industriels pour lesquels des besoins thermiques élevés coïncident avec des besoins électriques subsidiaires³⁸. Le parc installé a toutefois véritablement décollé à partir de 1997³⁹, avec la mise en place d'un modèle de contrat d'achat (« 97-01 »), approuvé par le ministre chargé de l'énergie. L'électricité produite par les installations de cogénération est rémunérée dans ce cadre pendant 12 ans à un tarif construit en prenant comme référence les coûts de production évités par un cycle combiné au gaz avec turbine (CCGT), d'une puissance de 650 MW, ayant un rendement de 51 % et alimenté en gaz naturel au tarif grand transport (tarif STS). Un deuxième modèle de contrat (« 99-02 »), approuvé en 2000, améliore le rendement du CCGT pris comme référence pour le calcul de la rémunération en le portant à 52,5 %, et exclut les installations d'une puissance supérieure à 40 MW. La structure tarifaire de ces contrats est composée de trois éléments :

- Une rémunération fixe (prime fixe annuelle), reflétant les coûts fixes du CCGT de référence et ajustée en fonction du taux de disponibilité effective de l'installation de cogénération pendant les 5 mois d'hiver ;
- Une rémunération variable tenant compte des coûts variables du CCGT de référence. Le prix du gaz sous-jacent est plafonné pour le calcul de cette part variable ;
- Une rémunération complémentaire valorisant l'efficacité énergétique de l'installation.

Les installations bénéficiant de ce contrat peuvent opter, dans le cas où le prix du gaz dépasse le prix plafond fixé par le contrat, pour un fonctionnement de « mise à disposition du système électrique » ou « dispatchable » pour chaque mois de l'hiver tarifaire. Dans ce cadre, la décision d'appeler l'installation est prise par l'acheteur obligé en fonction des besoins du système électrique. Une prime fixe complémentaire est alors versée au producteur.

Un premier tarif d'obligation d'achat a été défini en 2001⁴⁰, pour les installations respectant la limite de puissance de 12 MW fixée par le décret n°2000-1196 du 6 décembre 2000. Ce tarif, également d'une durée de 12 ans, reprend la structure définie pour les contrats 97-01 et 99-02. Il fait implicitement référence à un CCGT ayant un rendement de 54 %.

³⁸ Voir l'étude réalisée par le CEREN sur « le parc français des équipements de cogénération au 31 décembre 2003 ».

³⁹ Voir par exemple le rapport de l'inspection générale des finances et du conseil général des mines sur « les installations de cogénération sous obligation d'achat » (janvier 2007).

⁴⁰ Arrêté du 31 juillet 2001 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations de cogénération d'électricité et de chaleur.

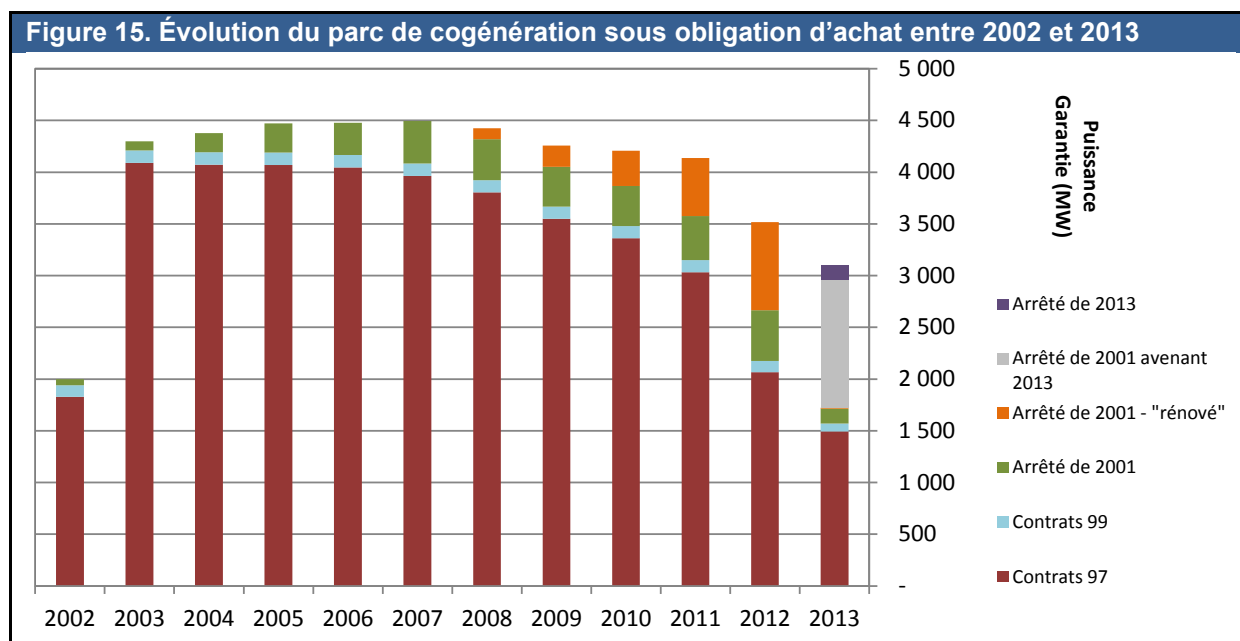
La hausse du prix du gaz constatée à partir de 2004, dépassant les plafonds prévus par les différents modèles de contrats, a conduit la plupart des producteurs à considérer que seul le mode de fonctionnement dispatchable était économiquement envisageable, ce qui aurait pu avoir des conséquences notables pour les consommateurs de chaleur (industriels, réseaux de chauffage) qu'ils alimentaient. En conséquence, les pouvoirs publics ont autorisé le déplafonnement partiel de la rémunération variable, à 92,5 % de la valeur déplafonnée pour l'hiver 2005. Ce déplafonnement a par la suite été systématiquement reconduit.

Un arrêté pris en 2006⁴¹ a défini le programme d'investissements à réaliser par un producteur pour que son installation soit considérée comme mise en service pour la première fois et puisse ainsi bénéficier d'un nouveau contrat d'achat. Le montant d'investissements minimum à réaliser sur une période de 3 ans est fixé à 350 €/kW. Cet arrêté a à ce jour principalement bénéficié aux installations ayant conclu un contrat 97-01 ou 99-02, lesquels arrivaient progressivement à échéance.

Un nouvel arrêté tarifaire, modifiant les conditions de l'arrêté de 2001, a été publié en octobre 2013⁴². Les principales modifications portent sur la part gaz de la rémunération variable, qui est calculée par référence aux prix de marchés de gros du gaz et aux coûts d'acheminement, et sur l'efficacité énergétique à atteindre pour bénéficier de la rémunération complémentaire. Le plafonnement de la rémunération variable est calculé à partir de l'écart entre les prix de marché de gros de l'électricité et du gaz. Cet arrêté introduit également un mode de fonctionnement « continu jours ouvrés », incitant les producteurs à produire pendant les périodes de plus forte consommation. Ces nouvelles conditions tarifaires peuvent s'appliquer par avenant aux contrats d'achats signés dans le cadre de l'arrêté de 2001.

Puissance installée sous obligation d'achat

La figure 15 présente l'évolution du parc bénéficiant des différents contrats d'achat présentés *supra* entre 2002 et 2013.



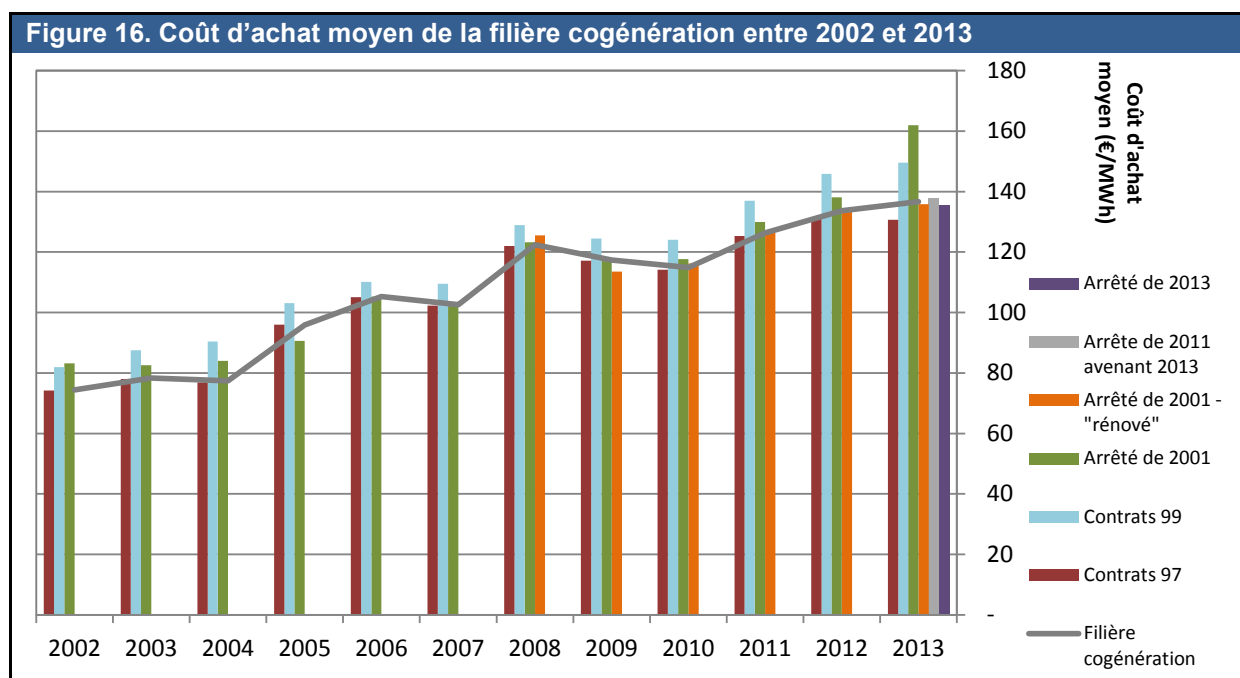
⁴¹ Arrêté du 14 décembre 2006 relatif à la rénovation des installations de cogénération d'électricité et de chaleur valorisée.

⁴² Arrêté du 11 octobre 2013 modifiant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations de cogénération.

La quasi-totalité du parc de cogénération bénéficiant d'un contrat d'achat a été installée dès 2003 dans le cadre du contrat 97-01. L'arrêté de 2001 a permis le développement de 410 MW entre 2001 et 2007. À cette date, les contrats historiques 97-01 et 99-02 ont commencé à arriver à échéance. Les installations de moins de 12 MW ont alors pu bénéficier d'un nouveau contrat d'achat dans le cadre de l'arrêté « rénovation » de 2006. La quasi-totalité des producteurs bénéficiant de l'arrêté de 2001 ont signé dès la fin de l'année 2013, l'avenant leur permettant de basculer dans le cadre tarifaire prévu par l'arrêté publié en octobre de cette même année. Le parc de cogénération sous obligation d'achat représente 3,2 GW de puissance maximale en 2013 ; il devrait encore diminuer de 900 MW d'ici la fin de l'année 2014 en raison de l'arrivée à échéance des contrats 97-01 et 99-02 des installations de plus de 12 MW, qui sont exclues du cadre de l'obligation d'achat. Ces installations vont pour autant contribuer aux charges de service public pour plusieurs années encore, dans la mesure où elles bénéficient de la prime transitoire à la capacité décrite au chapitre 2.4 de la section I.

Coût d'achat moyen de l'électricité produite

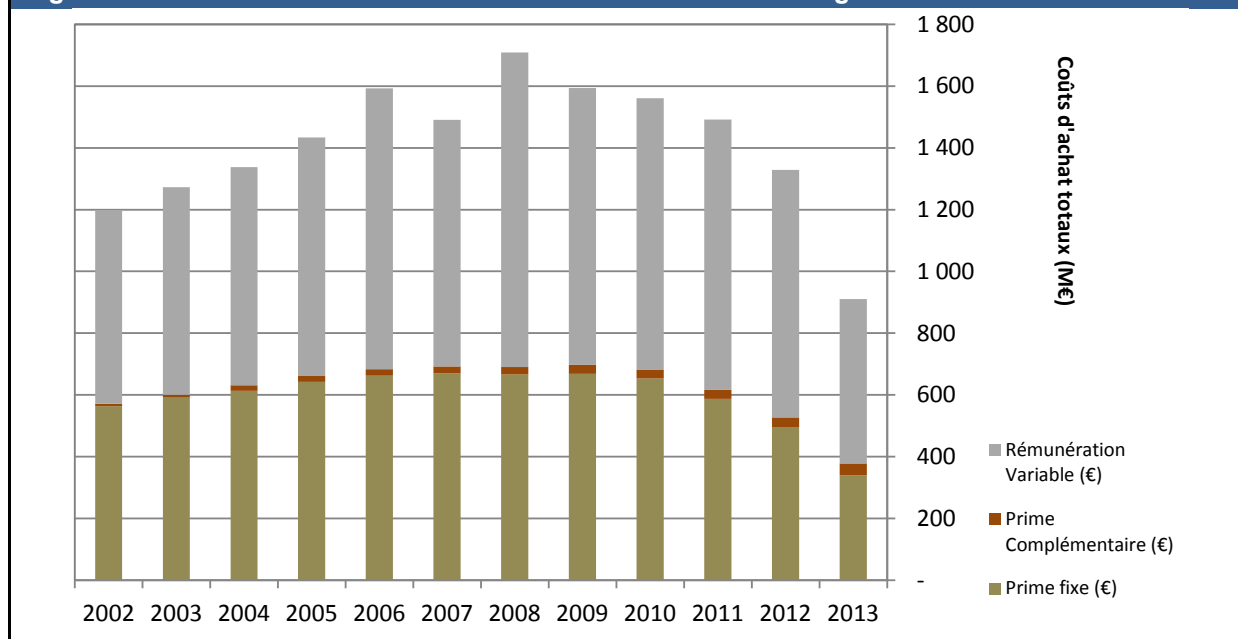
La figure 16 présente l'évolution du coût d'achat moyen de l'électricité de la filière entre 2002 et 2013, déclinée pour chaque type de contrat.



Les différents types de contrats dont ont bénéficié les installations de cogénération ont procuré chaque année aux producteurs des rémunérations moyennes comparables entre elle. Les contrats 99-02 se distinguent toutefois, avec un coût d'achat supérieur de 9 % au coût moyen. Celui-ci a progressé de 80 % au cours de cette période, sous l'effet de l'indexation des contrats et de l'augmentation du prix du gaz, pris en compte par le déplafonnement appliqué depuis 2005, pour s'établir à 137 €/MWh à fin 2013. Les conditions de l'arrêté de 2013 n'ont trouvé à s'appliquer que sur une partie de l'année 2013, si bien que la rémunération moyenne des installations en bénéficiant a été inférieure à celle des installations encore sous le régime de l'arrêté de 2001.

La figure 17, qui présente la ventilation du coût d'achat entre part fixe, part variable et rémunération complémentaire, met en évidence l'importance de la part fixe dans la rémunération des cogénérateurs et l'impact du déplafonnement du prix du gaz dans leur rémunération variable.

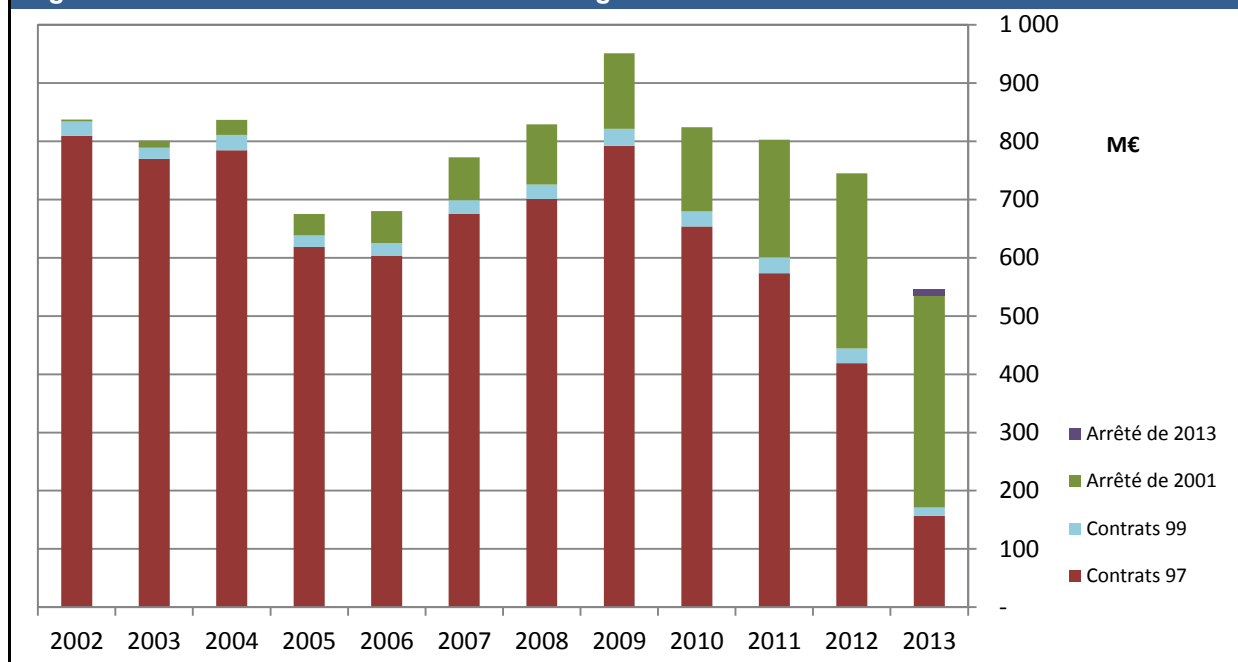
Figure 17. Ventilation de la rémunération des installations de cogénération entre 2002 et 2013



Surcoûts d'achat compensés par la CSPE

La figure 18 présente l'évolution des surcoûts liés à la filière cogénération entre 2002 et 2013.

Figure 18. Surcoûts d'achat liés à la filière cogénération entre 2002 et 2013



L'évolution des surcoûts d'achat liés à la filière cogénération entre 2002 et 2008 résulte, à puissance installée quasi-constante, du double effet d'une hausse continue du coût d'achat, notamment à partir de 2005 avec le dé plafonnement de la part gaz de la rémunération variable, et d'une hausse des coûts évités sur cette même période. La forte hausse du coût évité en 2005 explique la baisse des surcoûts pour cette même année. À partir de 2006, la hausse de la rémunération moyenne tire le surcoût vers le haut, avec un pic en 2009 à 951 M€. La sortie de l'obligation d'achat de nombreuses installations à partir de 2012 explique la forte baisse du surcoût, qui s'établit à 547 M€ pour 2013.

La rémunération totale cumulée des cogénérateurs entre 2002 et 2013 représente 17 milliards d'euros courants, dont 9,3 milliards d'euros de surcoûts financés par la CSPE.

1.3.2 Hydraulique

Contexte réglementaire

Le développement de la filière hydroélectrique de petite puissance a été favorisé dès 1984 par l'adoption d'un modèle de contrat d'achat approuvé par le ministre chargé de l'énergie (contrat « H84 »). Ces contrats, conclus pour une durée de 15 ans, prévoient une structure tarifaire comportant :

- Une rémunération de l'électricité produite, à un tarif différencié entre les périodes d'été et d'hiver ;
- Une majoration de qualité, valorisant la régularité de la production au cours de la période d'hiver.

Un deuxième modèle de contrat d'achat est entré en vigueur en 1997 (contrat « H97 »). Il ouvre la possibilité aux producteurs d'opter pour une rémunération horosaisonnalisée à 4 ou 5 postes, distinguée selon la période de l'année (été ou hiver) et la période de production (heures pleines, heures creuses ou période de pointe).

Un premier tarif d'achat a été arrêté en 2001⁴³, qui fixait les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations hydroélectriques d'une puissance inférieure à 12 MW pour une durée de 15 ans. Les producteurs pouvaient opter pour plusieurs structures tarifaires, à 1, 2, 4 ou 5 postes. Les tarifs intégraient également une majoration de qualité, et étaient modulés en fonction de la puissance de l'installation, favorisant celles d'une puissance inférieure à 600 kW.

Un arrêté publié en 2005⁴⁴ (arrêté « rénovation ») a défini les conditions selon lesquelles une installation pouvait être considérée comme mise en service pour la première fois et bénéficier d'un nouveau contrat d'achat. Le montant minimum d'investissements de rénovation à réaliser sur une période de 3 ans a été fixé à 1 000 €/kW pour les installations de plus de 300 kW et 800 €/kW pour les installations de moins de 100 kW, les valeurs intermédiaires étaient obtenues par interpolation linéaire. Ce cadre a été assoupli par un deuxième arrêté, publié en 2011⁴⁵, qui allongeait à 5 ans la période sur laquelle devait être réalisés ces investissements, et qui permettait la prise en compte des montants d'investissements réalisés et non amortis pour l'atteinte du montant minimum.

Un nouveau tarif d'achat a été arrêté en 2007⁴⁶. Il a repris la structure horosaisonnalisée du tarif précédent ainsi que la majoration de qualité. Il a introduit une prime pour les petites installations, maximale pour les installations d'une puissance inférieure à 400 kW.

Afin de garantir un cadre de soutien aux installations bénéficiant d'un contrat H97, lesquelles arrivaient massivement à échéance en octobre 2012, la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi « NOME ») a introduit à l'article L 314-2 du code de l'énergie la possibilité pour ces installations de bénéficier d'un renouvellement de leur contrat, selon les mêmes conditions que le contrat initial, sous réserve de la réalisation d'un programme d'investissements minimum.

⁴³ Arrêté du 25 juin 2001 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, cours d'eau et mers.

⁴⁴ Arrêté du 7 septembre 2005 relatif à la rénovation des installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, cours d'eau et mers.

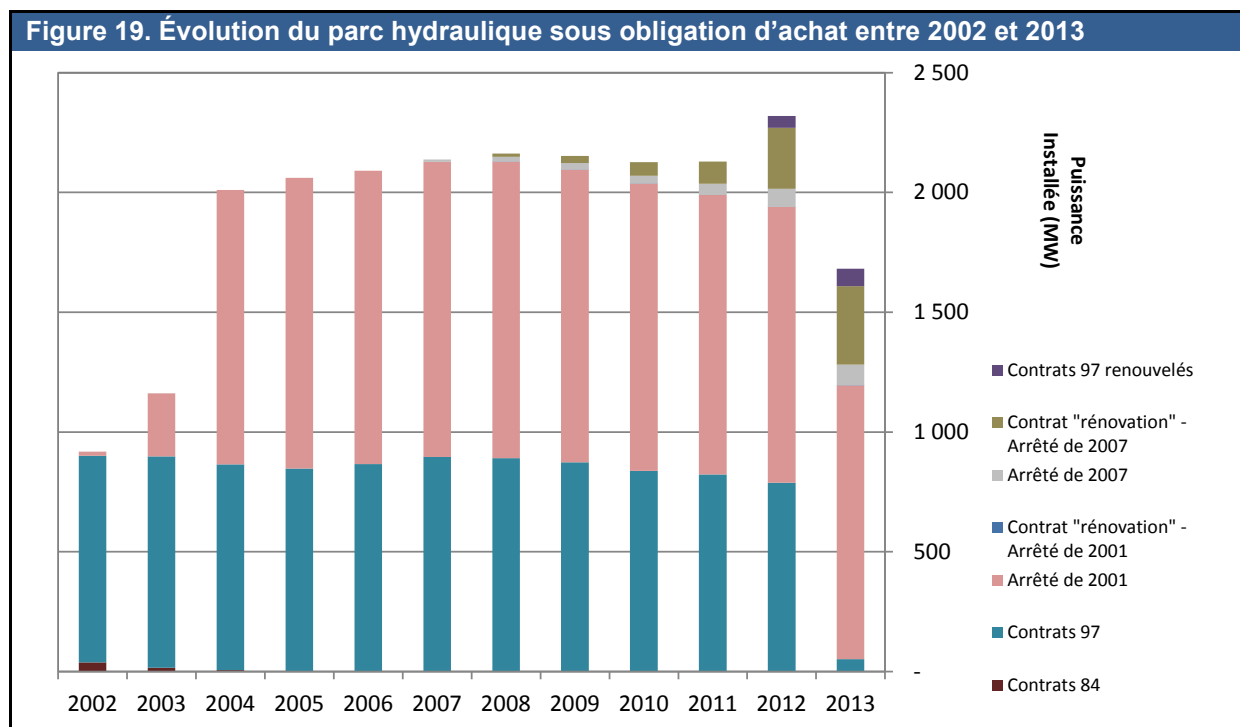
⁴⁵ Arrêté du 14 mars 2011 relatif à la rénovation des installations utilisant l'énergie hydraulique.

⁴⁶ Arrêté du 1^{er} mars 2007 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, cours d'eau et mers.

Ce programme d'investissements, défini dans un arrêté de 2012⁴⁷, est plus souple que celui défini par les arrêtés de 2005 et 2011 mentionnés *supra* : les investissements peuvent être réalisés sur une période de 8 ans, et doivent correspondre au minimum à 750 €/kW pour les installations de plus de 300 kW et 550 €/kW pour les installations de moins de 100 kW, les valeurs intermédiaires étant obtenues par interpolation linéaire.

Puissance installée sous obligation d'achat

La figure 19 présente l'évolution du parc bénéficiant des différents contrats d'achat présentés *supra* entre 2002 et 2013.

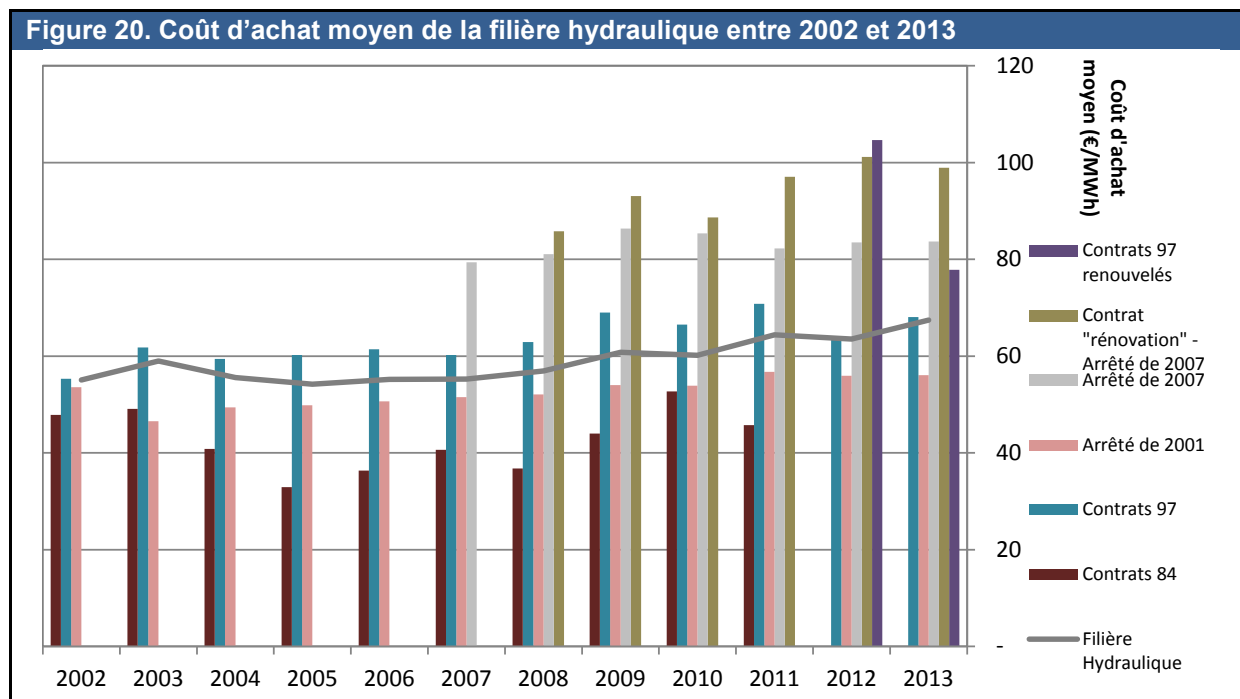


Le parc bénéficiant des contrats négociés H84 et H97 correspondait à 900 MW en 2002. L'arrêté de 2001 a rapidement conduit à l'installation de 1,1 GW de nouvelles capacités de production en 2004, portant le parc total bénéficiant de l'obligation d'achat à 2 GW à cette date. Le tarif défini par l'arrêté de 2007 a quant à lui bénéficié à 86 MW d'installations à fin 2013. Le parc hydraulique bénéficiant de contrats d'achat est resté globalement stable entre 2004 et 2012, avant l'arrivée à échéance massive des contrats H97. Les producteurs ayant bénéficié d'un contrat H97 ont alors majoritairement opté pour l'option « rénovation » (327 MW à fin 2013) plutôt que l'option « renouvellement » (73 MW à fin 2013). Certains producteurs sont par ailleurs sortis de l'obligation d'achat à cette occasion. Ce choix résulte d'un arbitrage entre le montant d'investissements de rénovation à réaliser et la rémunération prévue dans les différents cas.

⁴⁷ Arrêté du 10 août 2012 définissant le programme d'investissement des installations de production hydroélectrique prévu à l'article L 314-2 du code de l'énergie.

Coût d'achat moyen de l'électricité produite

La figure 20 présente l'évolution du coût d'achat moyen de l'électricité de la filière entre 2002 et 2013, déclinée pour chaque type de contrat.



Le coût d'achat moyen de l'électricité produite par les installations hydrauliques sous obligation d'achat s'élève à 55 €/MWh en 2002. Il évolue en fonction de la répartition de la production selon les différents postes de tarification et de l'indexation des tarifs. Le tarif de l'arrêté de 2007 favorise les petites installations, qui bénéficient d'un prix d'achat de l'électricité produite supérieur à 80 €/MWh. Les contrats H97 renouvelés bénéficient d'une rémunération supérieure aux contrats H97 initiaux en raison de l'indexation des tarifs. Le parc hydraulique sous obligation d'achat étant majoritairement constitué à fin 2013 d'installations bénéficiant du tarif de l'arrêté de 2001, le coût d'achat moyen évolue peu malgré l'entrée en vigueur de nouvelles conditions tarifaires plus favorables, et s'établit à 67 €/MWh en 2013.

Surcoûts d'achat compensés par la CSPE

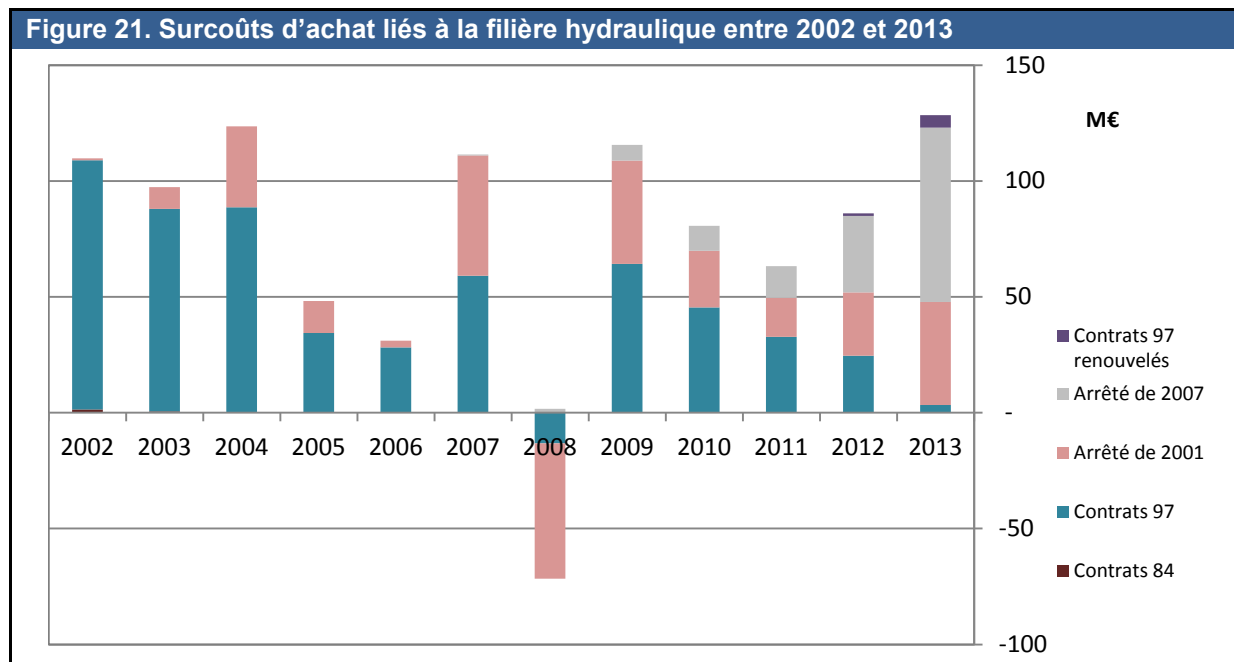
La figure 21 présente l'évolution des surcoûts liés à la filière hydraulique entre 2002 et 2013⁴⁸.

Dans un contexte de stabilité du parc sous obligation d'achat entre 2004 et 2012 et de faible augmentation de la rémunération moyenne des installations, l'évolution des surcoûts liés à la filière hydraulique dépend fortement de l'évolution des coûts évités. Ainsi, l'augmentation des coûts évités unitaires en 2005 et 2006 se traduit par une forte baisse de ces surcoûts. Le pic enregistré en 2006 conduit même à des surcoûts négatifs, représentant -70 M€ dans le calcul des charges au titre de cette année. La baisse des prix de marché depuis 2011 est le principal facteur explicatif de la hausse des surcoûts observée depuis lors, qui s'établissent à 129 M€ pour 2013.

La rémunération totale cumulée perçue par les producteurs hydrauliques entre 2002 et 2013 s'élève à 3,8 milliards d'euros courants, dont 926 millions d'euros courants de surcoûts financés par la CSPE.

⁴⁸ Les données transmises dans la comptabilité appropriée ne permettent pas de distinguer pour le calcul des surcoûts les installations rénovées. Celles-ci sont donc comptabilisées au titre de l'arrêté dont elles relèvent.

Figure 21. Surcoûts d'achat liés à la filière hydraulique entre 2002 et 2013



1.3.3 Solaire

Contexte réglementaire

Le développement de la filière solaire photovoltaïque (PV) en France métropolitaine a débuté avec la publication d'un premier arrêté tarifaire en 2002⁴⁹. Le tarif d'achat de l'électricité, applicable pour une durée de 20 ans, est fixé à 152,5 €/MWh en métropole continentale. L'indexation de la rémunération comporte un coefficient de dégressivité annuel de 5 % pour le tarif applicable aux nouvelles installations. L'électricité produite au-delà du seuil de durée de fonctionnement annuelle de 1 200 h/an est rémunérée à un tarif décoté de 50 €/MWh. Le tarif prévu par cet arrêté, qui ne couvrait pas les coûts de revient de la filière, devait être complété par des aides à l'investissement accordé par l'ADEME (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie) pour permettre le développement de la filière.

Un deuxième arrêté tarifaire a été publié en 2006⁵⁰. Il définit un tarif de base de 300 €/MWh, applicable sur une durée de 20 ans, auquel s'ajoute une prime de 250 €/MWh dans le cas d'installations intégrées au bâti (IAB), applicable lorsque les équipements de production d'électricité photovoltaïques assurent également une fonction technique ou architecturale essentielle à l'acte de construction. Le bénéfice de cette prime est ouvert aux producteurs fournissant une attestation sur l'honneur. Le plafond de durée de fonctionnement annuelle au-delà duquel le tarif décoté de 50 €/MWh s'applique est par ailleurs porté à 1 500 h/an.

Un appel d'offres portant sur la réalisation de centrales solaires au sol, d'une puissance de 5 ou 10 MWc, pour un objectif total de 300 MWc, a été lancé en 2009 par le ministre chargé de l'énergie. La CRE a reçu 119 dossiers de candidature, représentant une puissance totale de 867 MWc. Le prix moyen des projets susceptibles d'être retenus était significativement supérieur au tarif d'achat applicable à ce type d'installations. Cet appel d'offres a *in fine* été déclaré sans suite par le ministre chargé de l'énergie.

⁴⁹ Arrêté du 13 mars 2002 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil.

⁵⁰ Arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil.

Dans le contexte d'une baisse des coûts de production de la filière, les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations PV ont été revues à la baisse deux fois au cours de l'année 2010. Un premier arrêté tarifaire publié en janvier 2010⁵¹ introduit une grille tarifaire complexifiée, aux termes de laquelle les installations IAB situées sur un bâtiment à usage principal d'habitation, d'enseignement ou de santé bénéficient d'un tarif fixé à 580 €/MWh, tandis que le tarif d'achat applicable aux installations IAB situées sur les autres bâtiments est fixé à 500 €/MWh. Une nouvelle catégorie d'installations, dites en intégration simplifiée au bâti (ISB), est introduite, pour laquelle le tarif d'achat est fixé à 420 €/MWh. Les conditions d'intégration au bâti sont définies de manière plus précise, mais une simple attestation sur l'honneur du producteur demeure toujours la seule justification requise pour bénéficier du tarif correspondant. Les autres installations bénéficient d'un tarif fixé à 314 €/MWh, lequel, pour les installations d'une puissance crête supérieure à 250 kWc, est majoré dans les régions bénéficiant des conditions d'ensoleillement les moins favorables.

Un second arrêté, publié en août 2010⁵², a limité le bénéfice du tarif de 580 €/MWh aux installations IAB situées sur un bâtiment à usage principal d'habitation d'une puissance crête inférieure ou égale à 3 kWc. Un tarif de 510 €/MWh a été fixé pour les installations IAB situées sur un bâtiment à usage principal d'habitation d'une puissance supérieure à 3 kWc et les installations IAB situées sur un bâtiment à usage d'enseignement ou de santé. Les autres installations IAB bénéficiaient d'un tarif de 440 €/MWh, et les installations ISB d'un tarif de 370 €/MWh. Le tarif applicable aux autres installations a été fixé à 276 €/MWh, lequel, pour les installations d'une puissance crête supérieure à 250 kWc, était majoré dans les régions bénéficiant des conditions d'ensoleillement les moins favorables.

Les conditions d'achat de la filière PV, globalement très favorables au regard des coûts de production, et des diverses aides dont elle a bénéficié – crédits d'impôts notamment – ont eu pour conséquence un développement de la filière beaucoup plus rapide que ce qui avait été anticipé par les pouvoirs publics, laissant craindre une dérive des charges de service public de l'électricité. Un moratoire sur l'obligation d'achat PV a été décrété en décembre 2010⁵³ pour une durée de 3 mois, au cours de laquelle une consultation a réuni l'ensemble des acteurs de la filière afin de redéfinir des modalités de soutien plus adéquates. Le rapport rédigé à l'issue de cette concertation⁵⁴ préconisait un contrôle des volumes soutenus, avec un objectif annuel de 500 MWc de nouvelles installations par an. La maîtrise du développement de la filière serait assurée par le recours privilégié aux appels d'offres pour les installations de plus de 100 kWc, et par l'introduction de tarifs d'achat auto-ajustables, dont le niveau serait dégressif en fonction des volumes de demandes de raccordement enregistrées, pour les autres installations.

Un arrêté tarifaire publié en mars 2011⁵⁵ a repris ces préconisations. Il a introduit un coefficient de dégressivité trimestriel des tarifs d'achat, dont le niveau dépend de la puissance cumulée des demandes complètes de raccordement reçues par les gestionnaires de réseau à chaque trimestre. Un tarif d'achat pour les installations d'une puissance supérieure à 100 kWc a été maintenu, mais à un niveau ne permettant *a priori* pas de rentabiliser ce type d'installations. Par ailleurs, la segmentation de la grille tarifaire a encore été affinée.

Le dispositif a été complété par le lancement de deux appels d'offres en 2011 :

⁵¹ Arrêté du 12 janvier 2010 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil.

⁵² Arrêté du 31 août 2010 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil.

⁵³ Décret n° 2010-1510 du 9 décembre 2010 suspendant l'obligation d'achat de l'électricité produite par certaines installations utilisant l'énergie radiative du soleil.

⁵⁴ Rapport de la concertation avec les acteurs concernés par le développement de la filière photovoltaïque, février 2011.

⁵⁵ Arrêté du 4 mars 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil.

- Un premier appel d'offres portant sur des installations d'une puissance comprise entre 100 et 250 kWc (« 100-250 kWc »), pour une puissance cible de 300 MWc, répartie sur sept périodes de candidature successives ;
- Un second appel d'offres portant sur des installations d'une puissance comprise entre 250 kWc et 12 MWc (« + 250 kWc »), pour une puissance cible de 450 MWc répartie en trois familles d'installations : installations sur bâtiments, installations utilisant des technologies innovantes et installations utilisant des technologies matures.

L'arrêté tarifaire de 2011 a été modifié en janvier 2013⁵⁶ : la décroissance des tarifs a été plafonnée à 20 % par an et la distinction des tarifs selon l'usage des bâtiments a été supprimée, à la suite de son annulation par le Conseil d'État dans le cadre de l'arrêté tarifaire de 2010⁵⁷. Un autre arrêté⁵⁸ a par ailleurs introduit une majoration des tarifs de 5 ou 10 % pour les installations utilisant des modules fabriqués dans l'espace économique européen. Cette majoration a été supprimée en avril 2014⁵⁹, à la suite d'une mise en demeure des autorités françaises par la Commission européenne d'abroger cette disposition, en ce qu'elle constituait une entrave à la libre circulation des panneaux solaires.

Une nouvelle série d'appels d'offres a été lancée en 2013 :

- Un appel d'offres pour des installations entre 100 et 250 kWc, pour une puissance cible de 120 MWc, répartie sur trois périodes de candidature successives ;
- Un appel d'offres pour des installations d'une puissance comprise entre 250 kWc et 12 MWc, pour une puissance cible de 400 MWc répartie en deux familles d'installations : installations au sol utilisant des technologies innovantes et installations sur bâtiments utilisant des technologies matures.

Puissance installée sous obligation d'achat

La figure 22 présente l'évolution du parc bénéficiant des différents contrats d'achat présentés *supra* entre 2002 et 2013.

Le développement de la filière est négligeable jusqu'en 2007, avec un peu moins de 7 MWc d'installations bénéficiant de l'arrêté tarifaire de 2002 à cette date. Le tarif de 2006 permet un développement de la filière à partir de 2008, qui s'accélère en 2010 et 2011 avec respectivement 476 et 861 MWc de nouvelles installations pour ces années. L'arrêté de janvier 2010 conduit quant à lui à l'installation de 603 MWc en 2011 et 936 MWc en 2012. La croissance de la filière est maîtrisée en 2013, avec 573 MWc de nouvelles installations mises en service. Les premières installations lauréates des appels d'offres lancés en 2011 ont été mises en service en 2012 et 2013. Les installations lauréates des appels d'offres lancés en 2013 seront mises en service entre 2014 et 2015. Le parc installé à fin 2013, qui représente 4,2 GW, est dominé par les installations bénéficiant des arrêts de 2006 et 2010 avec respectivement 44 et 38 % de la puissance installée.

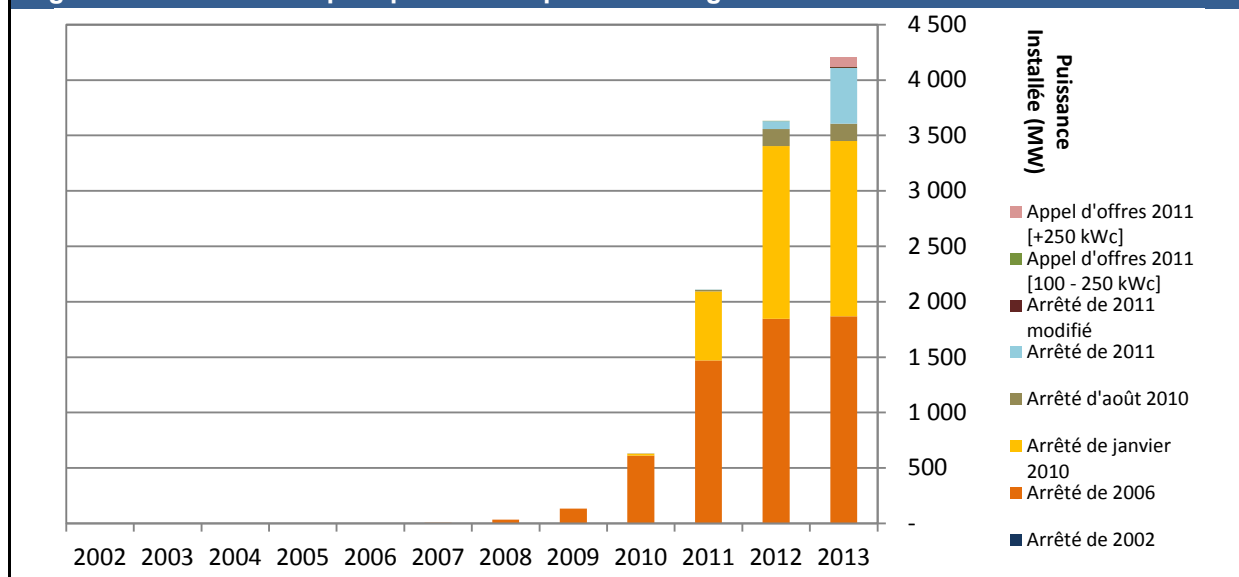
⁵⁶ Arrêté du 7 janvier 2013 modifiant l'arrêté du 4 mars 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil.

⁵⁷ Conseil d'Etat, 12 avril 2012, Syndicat national des producteurs d'énergie photovoltaïque et autres, décision n° 337528 annulant partiellement l'arrêté du 12 janvier 2010 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil.

⁵⁸ Arrêté du 7 janvier 2013 portant majoration des tarifs de l'électricité produite par certaines installations utilisant l'énergie radiative du soleil.

⁵⁹ Arrêté du 25 avril 2014 portant diverses dispositions relatives aux installations utilisant l'énergie radiative du soleil.

Figure 22. Evolution du parc photovoltaïque sous obligation d'achat entre 2002 et 2013

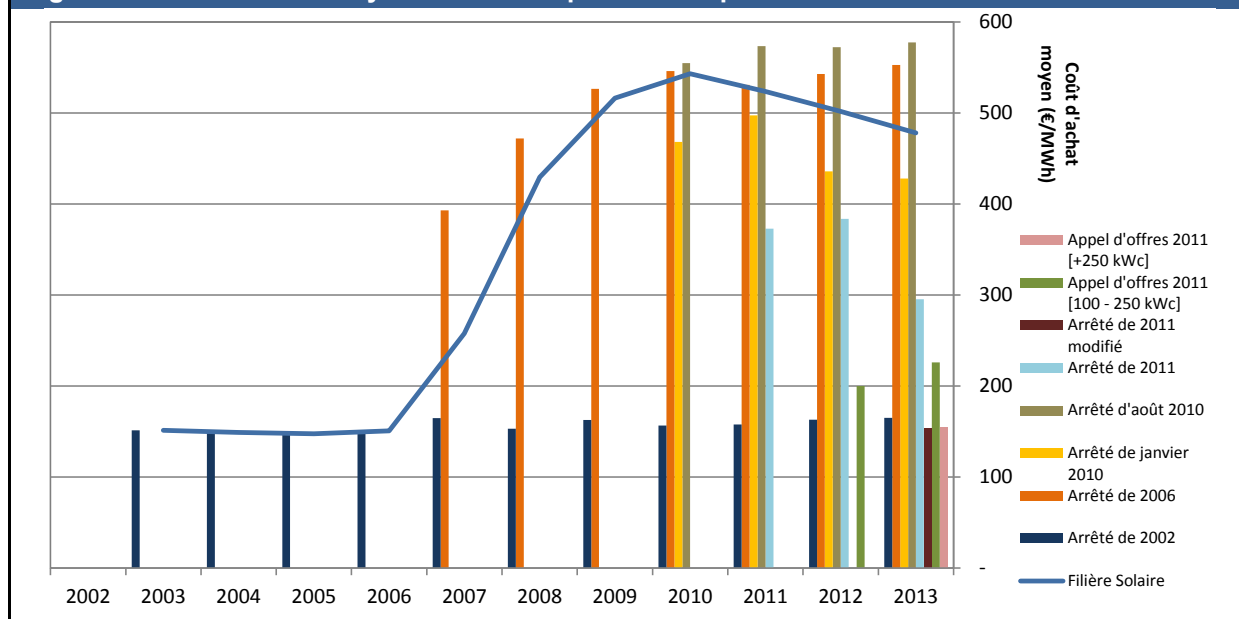


Coût d'achat moyen de l'électricité produite

La figure 23 présente l'évolution du coût d'achat moyen de l'électricité de la filière entre 2002 et 2013, déclinée pour chaque type de contrat.

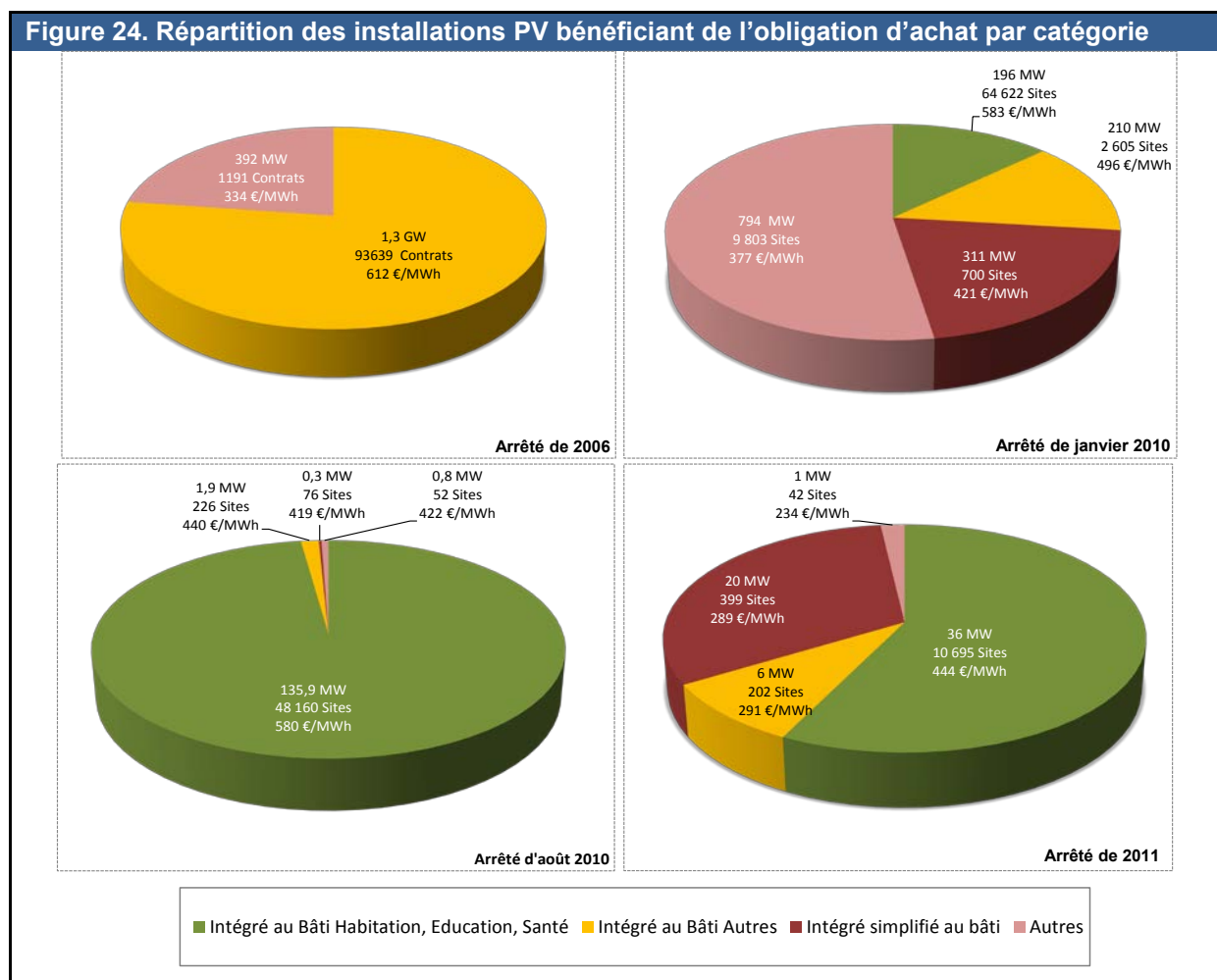
Le coût d'achat de l'électricité produite par les installations PV relevant de l'arrêté de 2002 reste stable, autour de 150 €/MWh. L'arrêté tarifaire de 2006 a pour effet de doubler ce coût la première année, lequel ne cesse ensuite de progresser entre 2007 et 2010, en raison notamment de l'indexation favorable du tarif, pour culminer à 546 €/MWh en 2010. Le coût d'achat moyen de la filière décroît à partir de 2011, sous l'effet de la mise en service d'installations bénéficiant des nouveaux arrêtés tarifaires fixant des conditions d'achat moins avantageuses ou lauréates des appels d'offres de 2011, pour atteindre 478 €/MWh à fin 2013.

Figure 23. Coût d'achat moyen de la filière photovoltaïque entre 2002 et 2013



Type d'installations bénéficiant de l'obligation d'achat

La figure 24 complète cette analyse en présentant, pour le parc des installations ayant signé un contrat d'achat avec EDF en 2012, la répartition des installations selon les différentes catégories tarifaires prévues par les arrêtés successifs.



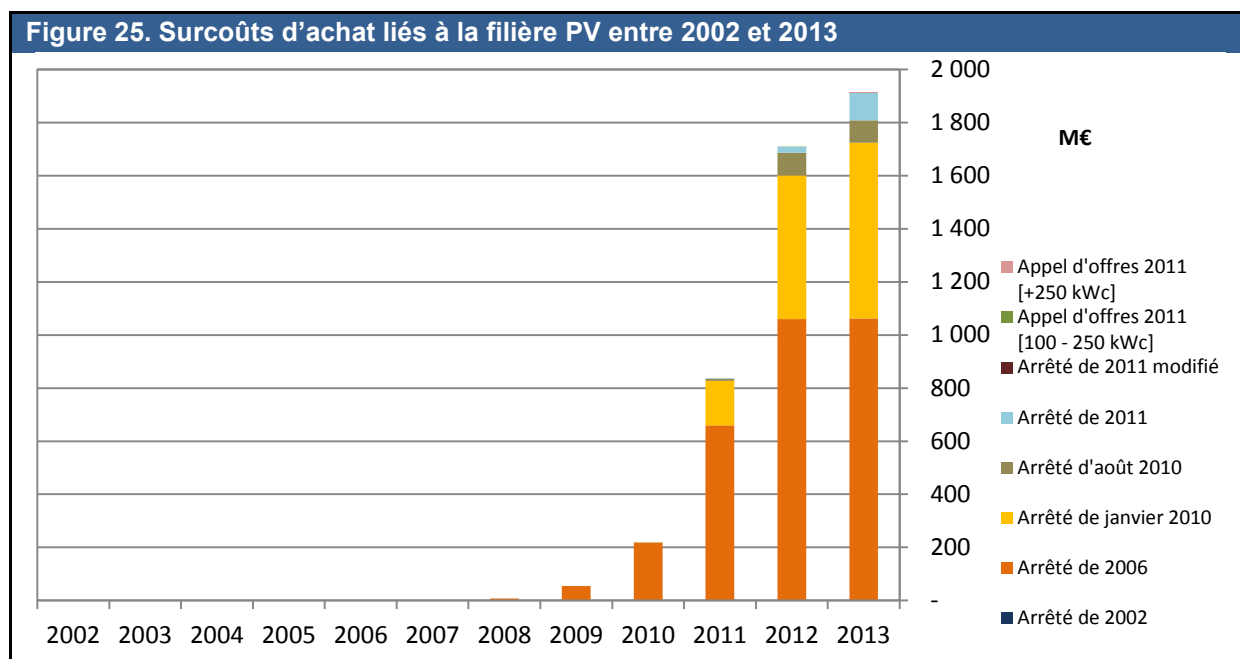
Les installations bénéficiant de la prime d'intégration au bâti représentent la majorité, en termes de puissance installée, des installations sous obligation d'achat. Les trois quarts des installations rémunérées au tarif de 2006 bénéficient de la prime d'intégration au bâti, et bénéficiaient en 2012 d'un tarif d'achat moyen de 612 €/MWh. Cette proportion passe à 98 % dans le cas de l'arrêté d'août 2010 pour les installations situées sur les bâtiments à usage principal d'habitation, pour un tarif d'achat moyen de 580 €/MWh. Cette proportion est plus faible pour l'arrêté de janvier 2010, en raison du nombre important d'installations classifiées comme « Autres », lesquelles correspondent dans de nombreux cas à des installations mixtes, c'est-à-dire pour lesquelles une partie de la puissance installée bénéficie du tarif IAB et l'autre du tarif ISB.

Surcoûts d'achat compensés par la CSPE

La figure 25 présente l'évolution des surcoûts liés à la filière solaire photovoltaïque entre 2002 et 2013.

L'évolution des surcoûts liés à la filière PV dépend en premier lieu de l'évolution du parc installé. Ils progressent significativement à partir de 2009, avec une nette accélération entre 2010 et 2012, passant ainsi de 218 à 1 708 M€ sur cette période. La croissance des surcoûts ralentit en 2013, année pour laquelle ils représentent 1 920 M€.

La rémunération totale cumulée perçue par les producteurs photovoltaïques entre 2002 et 2013 s'élève à 5,2 milliards d'euros courants, dont 4,7 milliards d'euros financés par la CSPE.



1.3.4 Eolien terrestre

Le développement de la filière éolien terrestre a débuté dans les années 1990 avec l'adoption du modèle de contrat pour l'éolien expérimental (contrats « éolien simplifié »), prévoyant une rémunération fondée sur les prix de vente d'EDF, auxquels s'ajoute le cas échéant une majoration de qualité en hiver.

Il a par la suite été soutenu avec le lancement du programme Éole 2005, qui visait à installer une puissance de 250 à 500 MW à l'horizon 2005. Ce programme a pris la forme d'un appel à propositions organisé par EDF, dont certaines tranches étaient réservées aux ZNI.

Un premier arrêté tarifaire est publié en juin 2001⁶⁰, qui définit les conditions de rémunération de l'électricité produite par les parcs éolien à terre pour une durée de 15 ans. La rémunération de base sur les 5 premières années du contrat d'achat est fixée à 83,8 €/MWh. La rémunération sur les 10 dernières années du contrat d'achat décroît en fonction de la durée de fonctionnement moyenne sur les 5 premières années, afin de garantir une rentabilité comparable aux installations bénéficiant de l'obligation d'achat indépendamment de leurs conditions de vent. L'indexation de ce tarif comporte un coefficient de dégressivité annuel de 3,3 % pour le tarif applicable aux nouvelles installations.

Un appel d'offres est lancé en 2004, pour une puissance cible de 500 MW. À l'issue de celui-ci, 7 projets ont été retenus, pour une puissance totale de 278 MW. Dans les faits, une seule installation, d'une puissance de 52 MW, a été mise en service.

Un nouvel arrêté est pris en juillet 2006⁶¹, qui définit des conditions d'achat comparables à l'arrêté de 2001. La rémunération de base, applicable pour les 10 premières années du contrat d'achat, est fixée à 82 €/MWh. La rémunération des 5 années suivantes est décroissante, selon le même principe que celui introduit dans l'arrêté de 2001. Le coefficient de dégressivité annuel est ramené à 2 %.

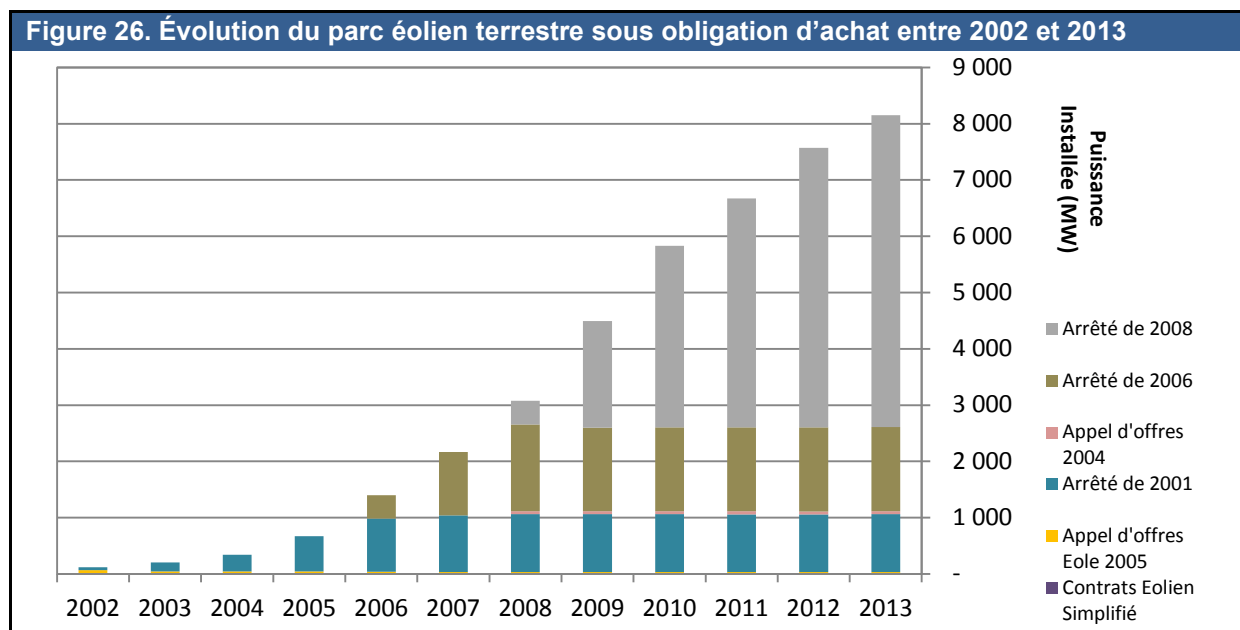
⁶⁰ Arrêté du 8 juin 2001 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent.

⁶¹ Arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent.

A la suite de l'annulation de cet arrêté par le Conseil d'État, un nouvel arrêté a été publié en novembre 2008⁶², qui reprenait exactement les conditions de l'arrêté de 2006. Celui-ci a également été annulé par le Conseil d'État, dans une décision du 28 mai 2014, au motif qu'il instituait une aide d'État qui aurait dû être notifiée à la Commission européenne. Un nouvel arrêté tarifaire, reprenant exactement les conditions de l'arrêté de 2008, a finalement été publié en juin 2014⁶³ à la suite de cette décision.

Puissance installée sous obligation d'achat

La figure 26 présente l'évolution du parc bénéficiant des différents contrats d'achat présentés *supra* entre 2002 et 2013.



Le développement de la filière, relativement lent au début des années 2000 (671 MW à fin 2005), s'est accéléré dès 2006 avec un rythme de croissance maximal en 2009 (+ 1 417 MW), pour une puissance installée totale de 4 492 MW en fin d'année. Ce rythme s'est ralenti depuis, pour atteindre 575 MW d'installations nouvelles en 2013. Le parc total installé à fin 2013 représente 8 149 MW. Dans un contexte de grande stabilité des conditions de rémunération des producteurs éoliens, avec un tarif d'achat quasi inchangé depuis 2001, ces variations s'expliquent en premier lieu par l'impact des différentes contraintes réglementaires (zones de développement de l'éolien - ZDE, règles des « cinq mâts », norme ICPE etc.) et des nombreux recours dont font l'objet les parcs éoliens à terre.

Coût d'achat moyen de l'électricité produite

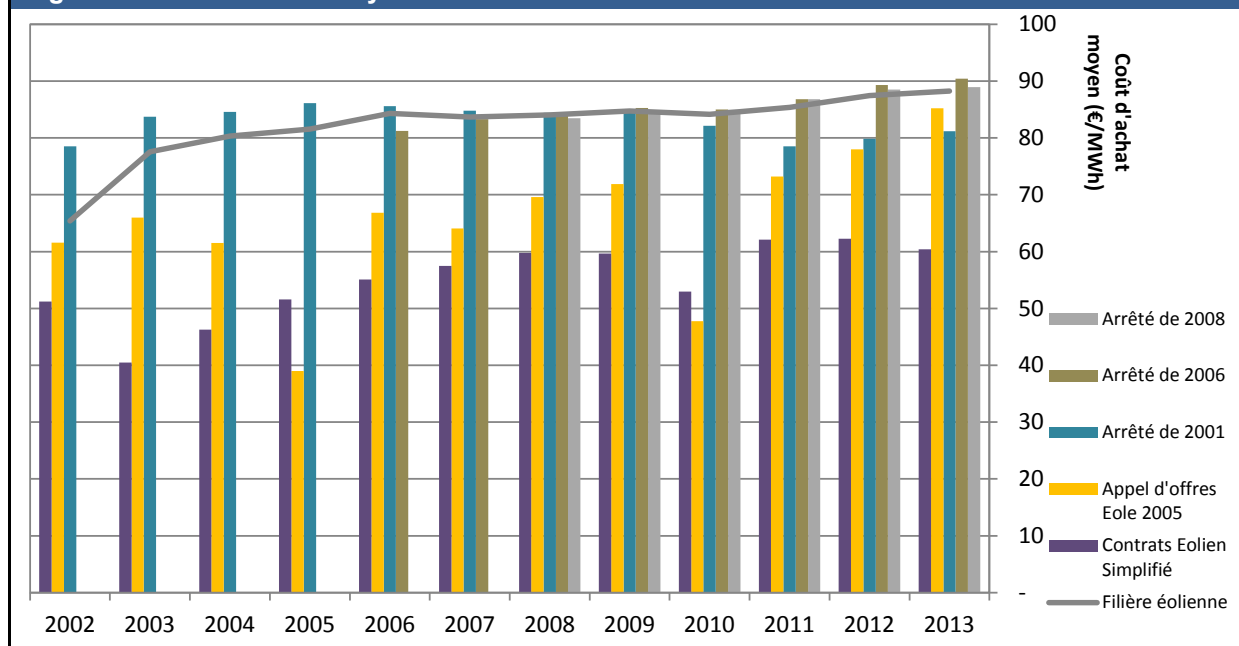
La figure 27 présente l'évolution pour chaque type de contrat du coût d'achat moyen de l'électricité de la filière entre 2002 et 2013.

À l'exception des contrats « Éolien simplifié » et « Éole 2005 », qui bénéficient de conditions particulières, les conditions d'achat fixées par les arrêtés de 2001, 2006 et 2008 apportent une rémunération quasi-identique aux producteurs. Le prix d'achat moyen de l'appel d'offres de 2004 n'est pas présenté dans cette figure, dans la mesure où une seule installation est actuellement en service. On observe par ailleurs que l'indexation des tarifs compense le coefficient de dégressivité annuelle, dans la mesure où le coût d'achat moyen progresse chaque année. Il s'établit à 88 €/MWh à fin 2013.

⁶² Arrêté du 17 novembre 2008 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent.

⁶³ Arrêté du 17 juin 2014 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent implantées à terre.

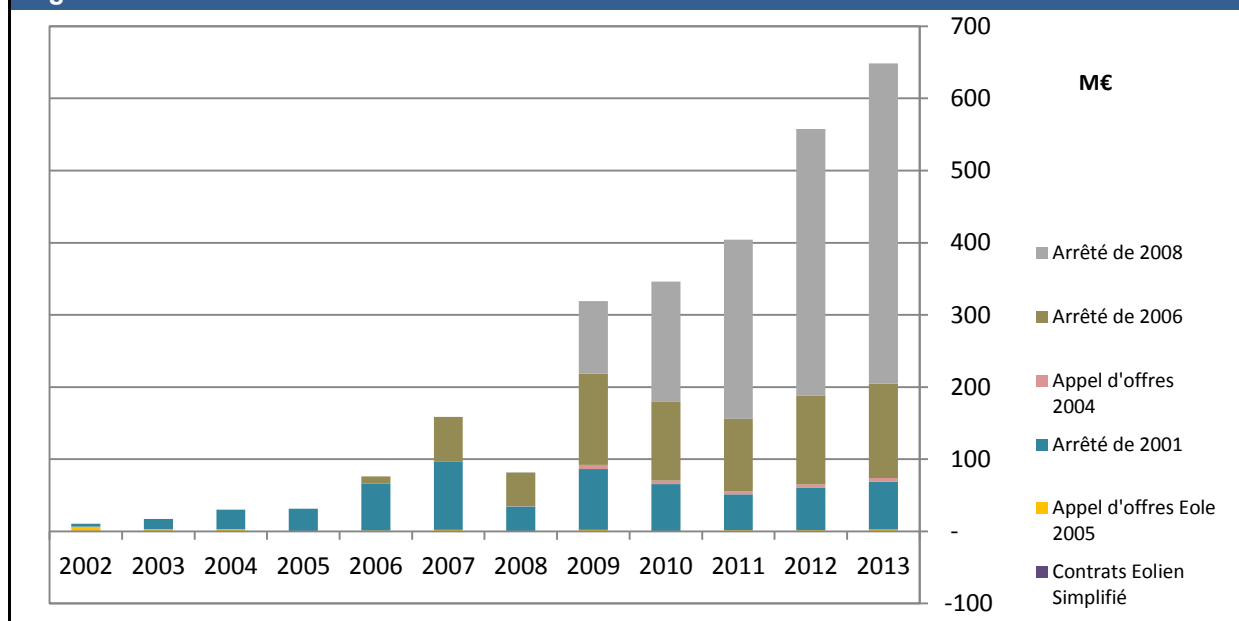
Figure 27. Coût d'achat moyen de la filière éolien terrestre entre 2002 et 2013



Surcoûts d'achat compensés par la CSPE

La figure 28 présente l'évolution des surcoûts liés à la filière éolien terrestre entre 2002 et 2013.

Figure 28. Surcoûts d'achat liés à la filière éolien terrestre entre 2002 et 2013



L'évolution des surcoûts d'achat de la filière éolien entre 2002 et 2013 est globalement corrélée à l'évolution du parc installé, dans un contexte de stabilité du tarif d'achat sur cette même période. La baisse du surcoût en 2008, à 81 M€, s'explique par la hausse des prix de marché cette même année. Les surcoûts n'ont cessé de progresser chaque année depuis lors, et représentent 642 M€ pour 2013.

La rémunération totale cumulée perçue par les producteurs éoliens entre 2002 et 2013 s'élève à 6,3 milliards d'euros courants, dont 2,7 milliards d'euros financés par la CSPE.

1.3.5 Biomasse

Contexte réglementaire

La filière de production d'électricité à partir de biomasse a bénéficié d'un premier arrêté tarifaire en 2002⁶⁴, qui définit les conditions d'achat applicables pour une période de 15 ans aux installations d'une puissance inférieure à 12 MW. Outre une rémunération de l'électricité produite, dépendant de la disponibilité des installations en hiver, cet arrêté introduit une prime en fonction de leur efficacité énergétique.

Un premier appel d'offres est lancé en 2003, avec un objectif de 200 MW d'installations de production d'électricité à partir de biomasse et 50 MW à partir de biogaz. Il était ouvert aux projets d'une puissance supérieure à 12 MW. À l'issue de cet appel d'offres, 14 projets, représentant une puissance de 216 MW, ont été retenus. Dans les faits, 5 installations seulement, représentant 78 MW, ont été mises en service.

Un deuxième appel d'offres est lancé en 2006 pour un objectif de 300 MW de nouvelles installations, distingué en deux tranches : 220 MW pour les installations d'une puissance supérieure à 9 MW, et 80 MW pour celles dont la puissance est comprise entre 5 et 9 MW. Cet appel d'offres introduit une incitation à la cogénération, avec une efficacité énergétique minimum requise de 50 % et une prime à l'efficacité énergétique. 24 projets représentant une puissance installée de 330 MW ont été sélectionnés, mais seuls 5 d'entre eux, représentant 116 MW, ont été mis en service à ce jour.

Un troisième appel d'offres, lancé en 2009, reprend dans l'ensemble les conditions du précédent. L'objectif de puissance installée, fixé à 250 MW, est différencié selon les régions afin de prendre en compte les conflits d'usage. 32 projets, pour une puissance totale de 266 MW, ont été sélectionnés, parmi lesquels 14, représentant 85 MW, ont été mis en service à fin 2013. On peut s'attendre à la mise en service d'autres installations lauréates jusqu'en 2016.

Un nouveau tarif d'achat est arrêté en 2009⁶⁵, qui modifie significativement les conditions de rémunération par rapport à l'arrêté de 2002. La rémunération de base, fixée à 45 €/MWh, n'est plus modulée en fonction de la disponibilité de l'installation en hiver. Les installations d'une puissance supérieure à 5 MW et dont l'efficacité énergétique est supérieure à 50 % bénéficient d'une prime complémentaire, constituée d'une part fixe de 80 €/MWh et d'une part proportionnelle à l'efficacité énergétique comprise entre 0 (pour une efficacité énergétique de 50 %) et une valeur théorique maximale de 50 €/MWh (pour 100 %).

Un quatrième appel d'offres est lancé en 2010, avec un objectif de 200 MW. Il vise exclusivement les installations d'une puissance supérieure à 12 MW, évitant ainsi la coexistence de deux mécanismes de soutien pour un même type d'installations. Il ne définit pas d'efficacité énergétique minimum à respecter par les candidats ; toutefois, l'électricité produite n'est rémunérée qu'à un tarif de base de 45 €/MWh pour les années pour lesquelles l'efficacité énergétique constatée serait inférieure à 60 %. 15 projets ont été retenus à l'issue de cet appel d'offres, pour une puissance totale de 421 MW. Aucune de ces installations n'a été mise en service à ce jour.

Un nouveau tarif d'achat est publié en 2011⁶⁶, qui reprend la structure du tarif de 2009. Les deux principales modifications apportées portent sur le niveau du tarif, qui est diminué de 3,5 %, et sur

⁶⁴ Arrêté du 16 avril 2002 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal l'énergie dégagée par la combustion de matières non fossiles d'origine végétale.

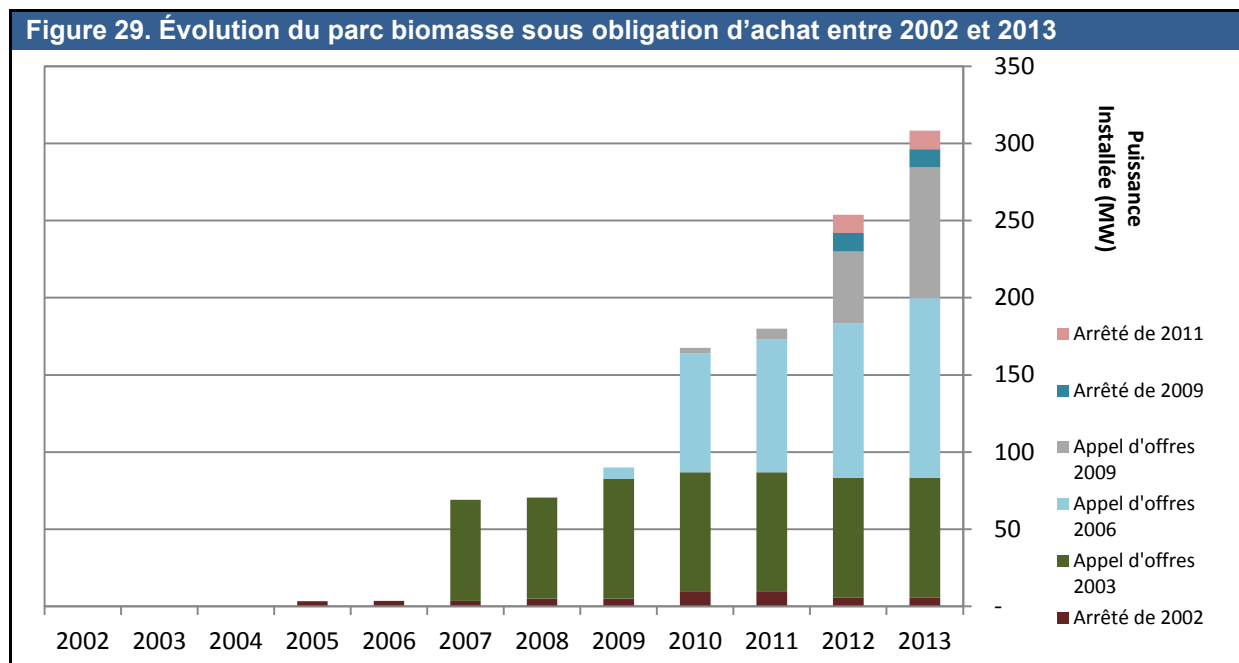
⁶⁵ Arrêté du 28 décembre 2009 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant, à titre principal, l'énergie dégagée par la combustion de matières non fossiles d'origine végétale ou animale.

⁶⁶ Arrêté du 27 janvier 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal l'énergie dégagée par la combustion de matières non fossiles d'origine végétale ou animale.

l'extension du bénéfice de la prime complémentaire aux installations de plus de 1 MW destinés à alimenter en chaleur des entreprises de scierie.

Puissance installée sous obligation d'achat

La figure 29 présente l'évolution du parc bénéficiant des différents contrats d'achat présentés *supra* entre 2002 et 2013.



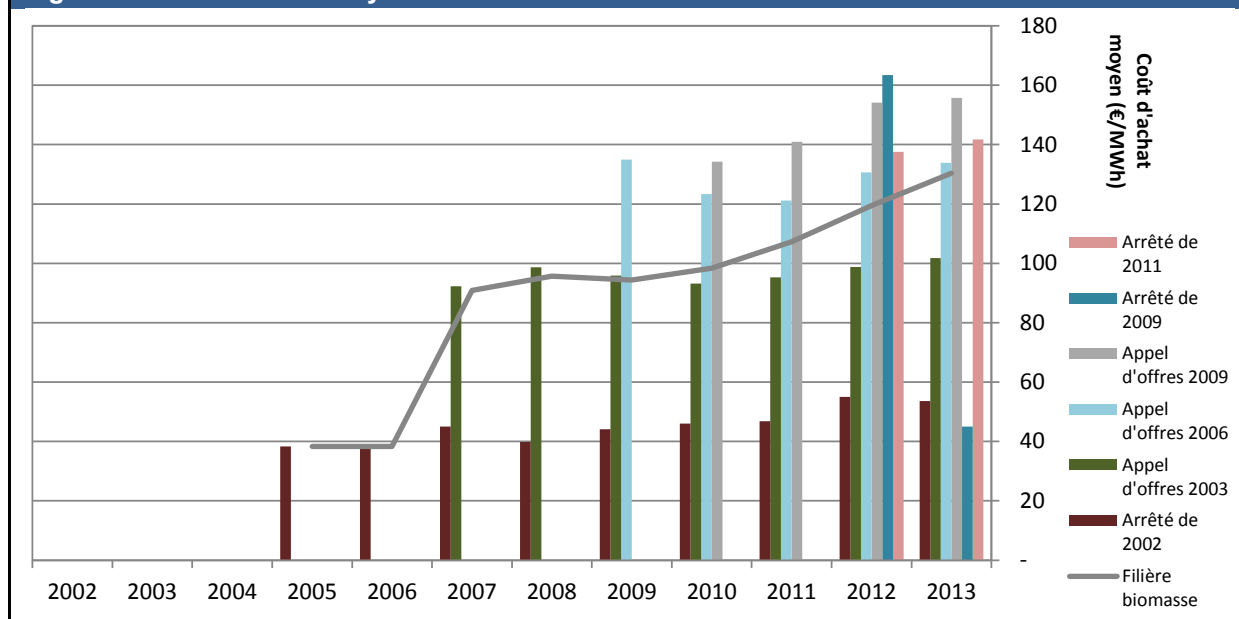
Les tarifs d'achat successifs n'ont favorisé que marginalement le développement de la filière biomasse en métropole continentale : les arrêtés de 2002, 2009 et 2010 ne bénéficient respectivement qu'à deux installations (6 MW), une installation (12 MW) et une installation (12 MW). La première mise en service est intervenue en 2005. Ce sont majoritairement les appels d'offres qui ont permis le développement de la filière, qui représente 303 MW à fin 2013. Leur taux d'échec important tempère toutefois ce constat. En effet, s'il est encore trop tôt pour tirer des conclusions sur les appels d'offres de 2009 et 2010, on observe que seulement 35 % des installations lauréates – en termes de puissance – ont finalement été mises en service à l'issue des appels d'offres de 2003 et 2006.

Coût d'achat moyen de l'électricité produite

La figure 30 présente l'évolution pour chaque type de contrat du coût d'achat moyen de l'électricité de la filière entre 2002 et 2013.

Le coût d'achat moyen des projets bénéficiant de l'arrêté de 2002, de 38 €/MWh, est relativement faible à la mise en service des installations. La rémunération moyenne de la filière biomasse a ensuite fortement progressé, sous l'effet de la mise en service des installations lauréates des appels d'offres successifs, pour lesquelles le prix moyen demandé par les candidats a constamment augmenté : 92 €/MWh pour l'appel d'offres de 2003, 123 €/MWh pour celui de 2006 et 154 €/MWh pour l'appel d'offres de 2009. Le coût d'achat moyen de la filière atteint 130 €/MWh à fin 2013. La forte baisse de la rémunération de l'installation bénéficiant de l'arrêté de 2009 s'explique par des conditions d'exploitation particulières pour cette année.

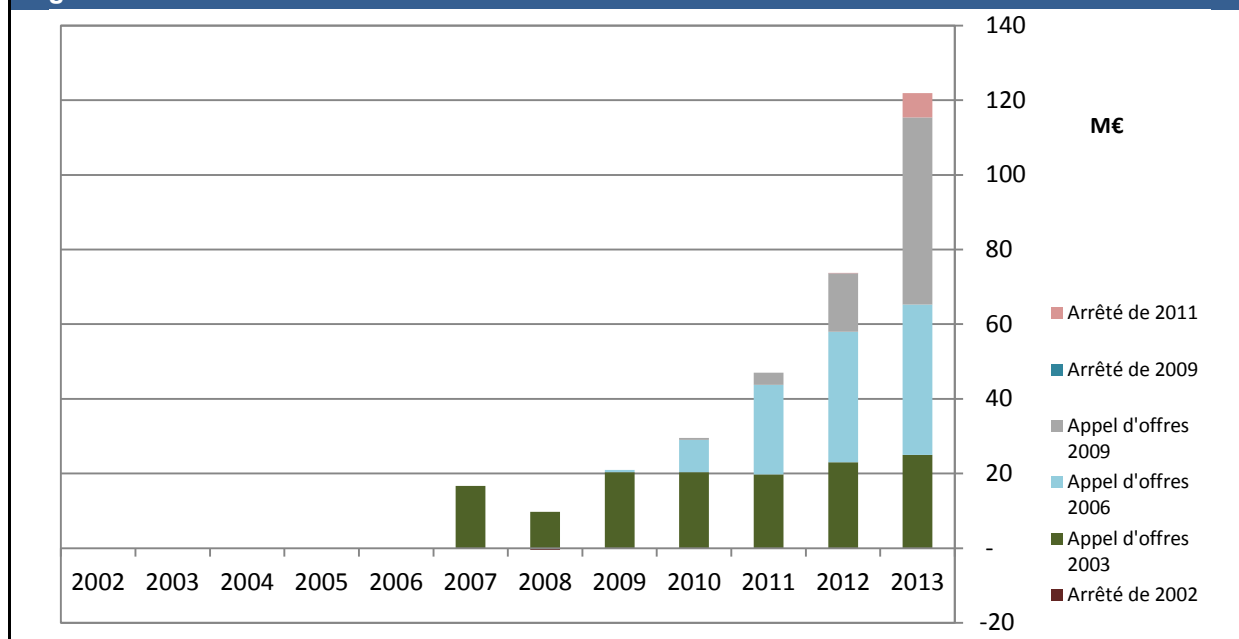
Figure 30. Coût d'achat moyen de la filière biomasse entre 2002 et 2013



Surcoûts d'achat compensés par la CSPE

La figure 31 présente l'évolution des surcoûts liés à la filière biomasse entre 2002 et 2013.

Figure 31. Surcoûts d'achat liés à la filière biomasse entre 2002 et 2013



Les surcoûts liés aux installations bénéficiant de l'arrêté de 2002, négatifs jusqu'en 2008, ne sont pas visibles sur la figure en raison de l'écart très faible entre le tarif d'achat et la référence de coût évité retenue. Les surcoûts d'achat liés à la filière biomasse progressent régulièrement au fur et à mesure de la mise en service des installations lauréates des appels d'offres. Ils augmentent de 65 % entre 2012 et 2013, principalement en raison de la mise en service de 38,5 MW d'installations issues de l'appel d'offres de 2009, qui sont celles bénéficiant des conditions de rémunération les plus avantageuses de la filière.

La rémunération totale cumulée perçue par les exploitants d'installations de production d'électricité à partir de biomasse entre 2002 et 2013 s'élève à 572 M€ courants, dont 319 M€ financés par la CSPE.

1.3.6 Biogaz

Le développement de la filière de production d'électricité à partir de biogaz a été lancé par les pouvoirs publics en 1998 dans le cadre d'un « plan biogaz » pour la valorisation du biogaz de décharge. Ce plan s'est concrétisé par un appel à projets lancé par EDF, au terme duquel les installations lauréates bénéficiaient d'un contrat d'achat (contrat « BG ») de leur production pour une durée de 10 ans.

Un premier arrêté tarifaire, publié en 2001⁶⁷, définit pour une durée de 15 ans les conditions de rémunération des installations valorisant le biogaz de décharge. La rémunération de l'électricité produite est modulée en fonction de la disponibilité de l'installation, et les installations les plus performantes bénéficient d'une prime en fonction de leur efficacité énergétique.

Les installations valorisant le biogaz de méthanisation entrent quant à elles dans le cadre d'un arrêté tarifaire de 2002⁶⁸. Les conditions d'achat sont similaires à celles définies par l'arrêté de 2001, avec une prime à l'efficacité énergétique légèrement inférieure.

Un appel d'offres de 2003⁶⁹ vise 50 MW d'installations de production d'électricité à partir de biogaz issu de différentes sources : gaz de décharge, gaz des stations d'épuration et biogaz de méthanisation. Un projet, d'une puissance de 16 MW, a été retenu à l'issue de l'appel d'offres et a été mis en service.

Un arrêté tarifaire, publié en 2006⁷⁰, vise les installations de production d'électricité à partir de biogaz de décharge et de gaz de méthanisation, et se substitue donc aux arrêtés tarifaires de 2001 et 2002. Il définit, pour une durée de 15 ans, des conditions de rémunération de ces installations significativement supérieures à celles en vigueur précédemment, fondées sur :

- Une rémunération de l'électricité produite, inversement proportionnelle à la puissance de l'installation jusqu'à 2 MW, comprise entre 75 et 90 €/MWh ;
- Une prime à l'efficacité énergétique, d'un montant maximal de 30 €/MWh ;
- Une prime de 20 €/MWh applicable aux installations de méthanisation.

Un nouvel arrêté⁷¹ modifie en 2011 les conditions d'achat applicables à ces installations, en structure comme en niveau. La rémunération de l'électricité est alors composée de :

- Un tarif de référence, inversement proportionnel à la puissance de l'installation jusqu'à 2 MW, compris entre 81 et 97 €/MWh pour les ISDND⁷² et entre 112 et 134 €/MWh pour les autres installations ;
- Une prime à l'efficacité énergétique, d'un montant maximal de 40 €/MWh ;
- Une prime pour le traitement des effluents d'élevage, inversement proportionnelle à la puissance de l'installation et d'un montant maximal de 26 €/MWh.

Ces conditions d'achat reconduisent le tarif de l'arrêté de 2006, indexation comprise, pour les ISDND. Pour les autres installations, elles conduisent à une augmentation du tarif d'achat comprise entre 5 et 12 %.

⁶⁷ Arrêté du 3 octobre 2001 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent des déchets ménagers ou assimilés en utilisant le biogaz de décharge.

⁶⁸ Arrêté du 16 avril 2002 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par méthanisation.

⁶⁹ Cf chapitre 1.3.5 de la présente section.

⁷⁰ Arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz.

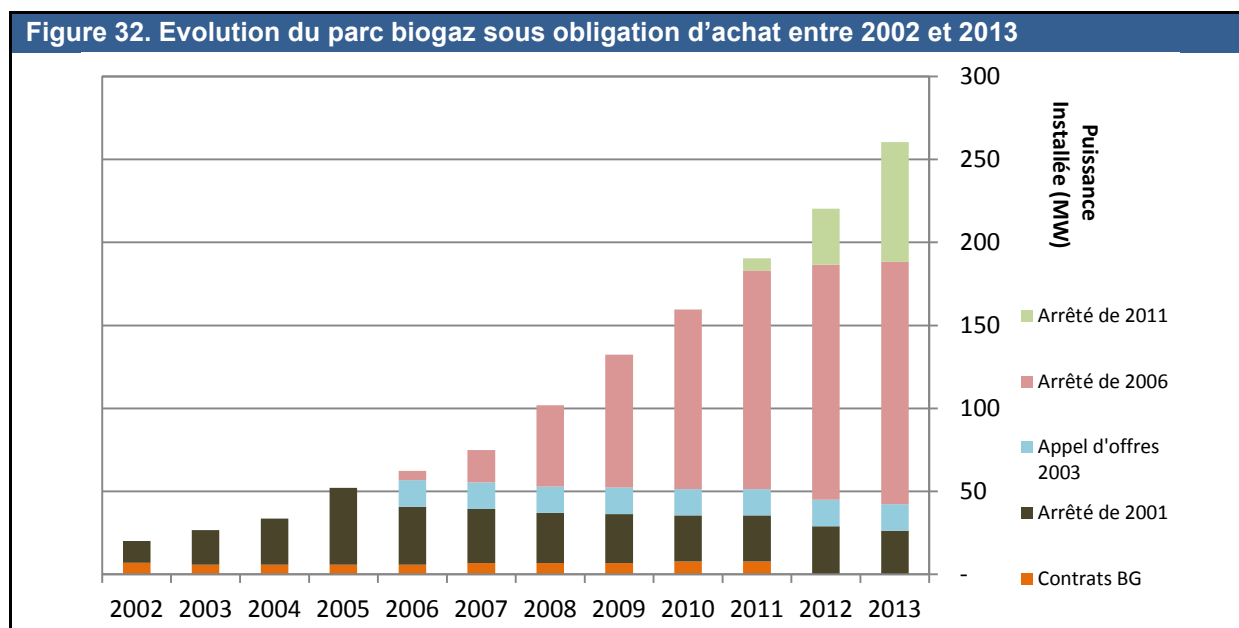
⁷¹ Arrêté du 19 mai 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz.

⁷² Installations de stockage de déchets non dangereux.

Un arrêté de février 2013⁷³ prévoit les conditions d'achat applicables aux installations de valorisation mixte du biogaz par injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel et production d'électricité, aux termes duquel ces installations bénéficient du tarif qui serait applicable à une installation dont la totalité de la production de biogaz serait dédiée à la production d'électricité. Un arrêté de juillet 2013⁷⁴ atténue la décroissance de la prime pour le traitement des effluents d'élevage pour les installations d'une puissance comprise entre 200 kW et 1 MW.

Puissance installée sous obligation d'achat

La figure 32 présente l'évolution du parc bénéficiant des différents contrats d'achat présentés *supra* entre 2002 et 2013.



La filière biogaz a régulièrement progressé entre 2002 et 2013. Les contrats « BG », conclus à l'issue de l'appel à proposition lancé par EDF, ont bénéficié à 4 installations pour 7 MW, et sont maintenant tous arrivés à échéance. L'arrêté tarifaire de 2001 a bénéficié à 19 installations représentant 46 MW. Une installation de 16 MW, qui bénéficiait précédemment de cet arrêté, a été mise en service en 2006 à la suite de l'appel d'offres de 2003. Les deux arrêtés tarifaires de 2006 et 2011 ont à leur tour permis un développement régulier de la filière, qui comptabilise 260 MW à fin 2013.

Coût d'achat moyen de l'électricité produite

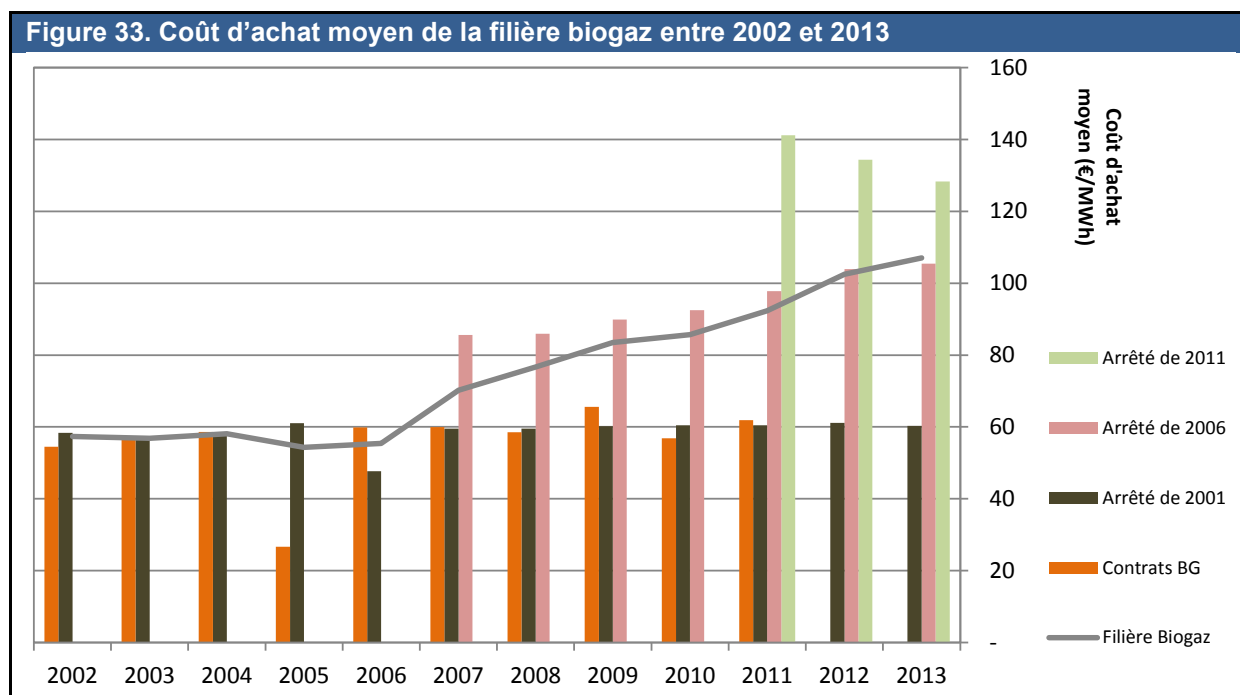
La figure 33 présente pour chaque type de contrat l'évolution du coût d'achat moyen de l'électricité de la filière entre 2002 et 2013.

Le coût d'achat moyen de l'électricité produite par la filière reste stable, autour de 60 €/MWh, jusqu'en 2006. La revalorisation des conditions d'achat opérée par l'arrêté de 2006 conduit en 2007 à une augmentation du tarif d'achat moyen de 26 €/MWh par rapport au tarif précédent, tandis que la publication de l'arrêté de 2011 l'augmente encore de 37 €/MWh. Le coût d'achat de la filière a en conséquence fortement progressé entre 2002 et 2013, passant de 57 à 107 €/MWh au cours de cette

⁷³ Arrêté du 27 février 2013 modifiant l'arrêté du 19 mai 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz.

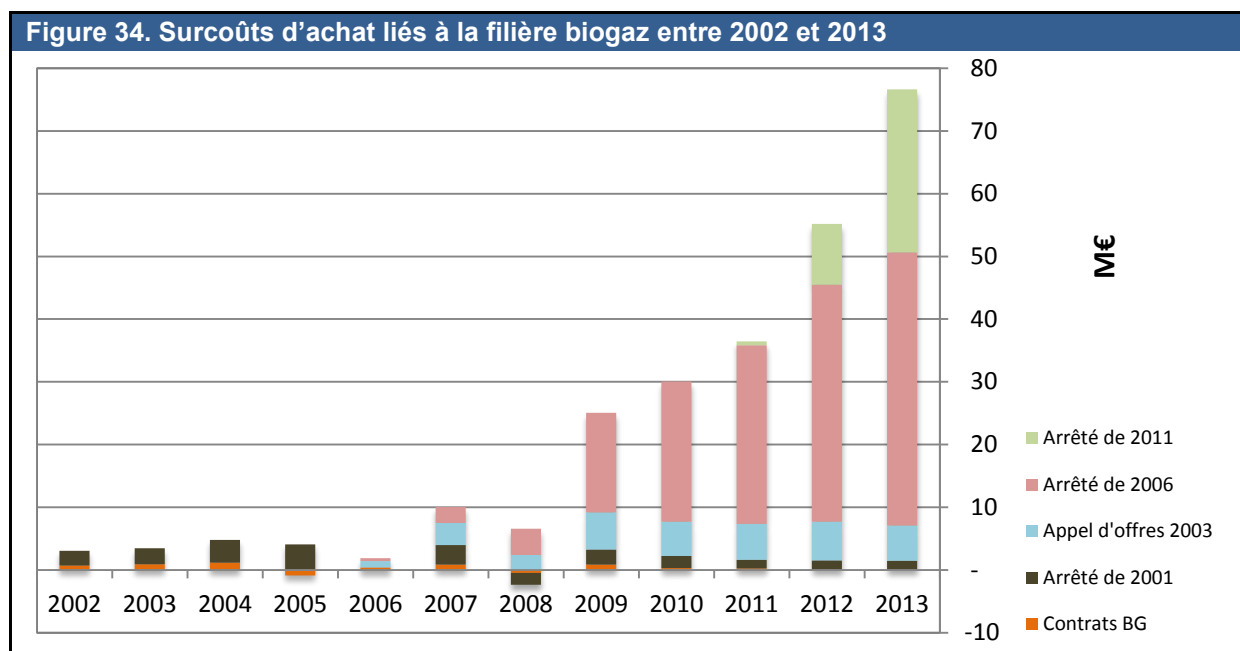
⁷⁴ Arrêté du 30 juillet 2013 modifiant l'arrêté du 19 mai 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz.

période. Le coût d'achat moyen pour l'appel d'offres de 2003 n'est pas présenté dans cette figure, dans la mesure où une seule installation est en service.



Surcoûts d'achat compensés par la CSPE

La figure 34 présente l'évolution des surcoûts liés à la filière biogaz entre 2002 et 2013.



Les surcoûts d'achat de la filière biogaz restent inférieurs à 10 M€ par an jusqu'en 2008, en raison de la rémunération relativement faible des installations bénéficiant des contrats BG et de l'arrêté de 2001 constituant alors la majorité du parc sous obligation d'achat. Ils augmentent fortement en 2009, sous l'effet de la baisse du coût évité unitaire et du développement des installations bénéficiant de l'arrêté de 2006. Les surcoûts d'achat liés à la filière biogaz s'élèvent à 77 M€ en 2013.

La rémunération totale cumulée perçue par les exploitants d'installations de production d'électricité à partir de biogaz entre 2002 et 2003 s'élève à 551 M€ courants, dont 254 M€ financés par la CSPE.

1.3.7 Incinération

Contexte réglementaire

Les installations de production d'électricité à partir de l'incinération d'ordures ménagères ont bénéficié à partir de 1999 d'un modèle de contrat d'achat approuvé par les pouvoirs publics (contrat « DM »). Ce contrat, d'une durée de 15 ans, prévoyait une rémunération fondée sur une prime fixe, modulée en fonction de la disponibilité de l'installation en hiver, et sur une rémunération de l'énergie produite, à un tarif différencié selon la saison tarifaire.

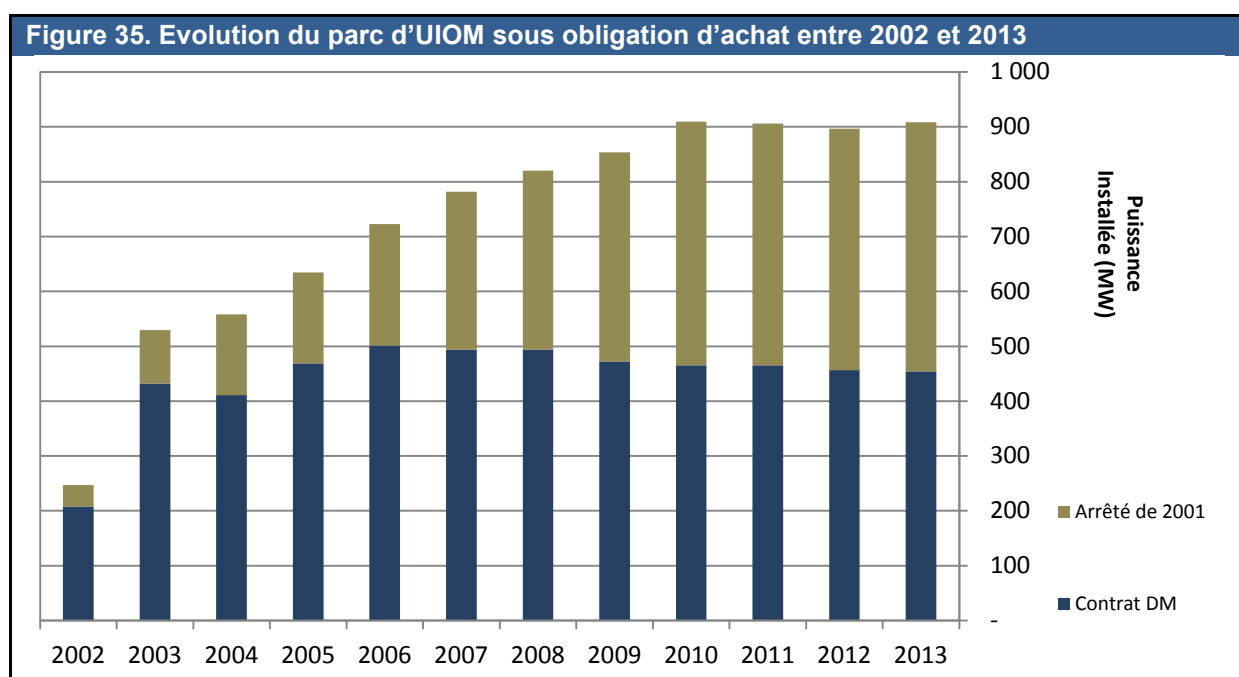
Un arrêté tarifaire, publié en 2001⁷⁵ et toujours en vigueur, définit les conditions d'achat de l'électricité produite par les UIOM⁷⁶. Celles-ci reposent, pour une durée de 15 ans, sur :

- Une prime fixe, modulée en fonction de la disponibilité de l'installation en hiver ;
- Une rémunération saisonnalisée de l'électricité produite ;
- Une prime à l'efficacité énergétique, d'un montant maximal de 3 €/MWh.

Un arrêté publié en 2006⁷⁷ (arrêté « rénovation ») définit les conditions selon lesquelles une installation d'incinération d'ordures ménagères peut être considérée comme mise en service pour la première fois et bénéficier d'un nouveau contrat d'achat. Le montant minimum d'investissements de rénovation à réaliser sur une période de 3 ans est fixé à 720 €/kW.

Puissance installée sous obligation d'achat

La figure 35 présente l'évolution du parc bénéficiant des différents contrats d'achat présentés *supra* entre 2002 et 2013.



⁷⁵ Arrêté du 2 octobre 2001 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent des déchets ménagers ou assimilés, à l'exception des installations utilisant du biogaz.

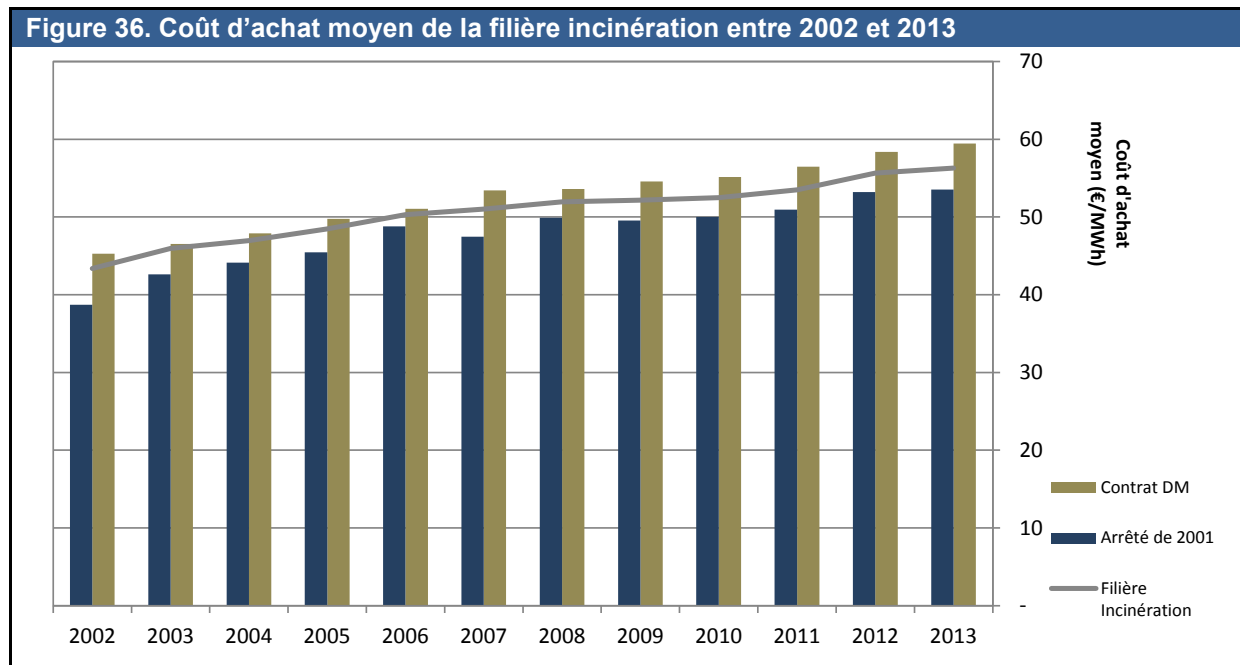
⁷⁶ Usines d'incinération d'ordures ménagères.

⁷⁷ Arrêté du 14 décembre 2006 relatif à la rénovation des installations qui valorisent des déchets ménagers ou assimilés, à l'exception des installations qui valorisent le biogaz.

Les contrats DM ont permis le développement d'un parc d'UIOM culminant à 502 MW en 2006 avec 45 installations en service. L'arrêt de 2001 a permis un développement régulier de la filière entre 2002 et 2010, qui s'est ralenti depuis lors, avec une puissance installée de 908 MW à fin 2013.

Coût d'achat moyen de l'électricité produite

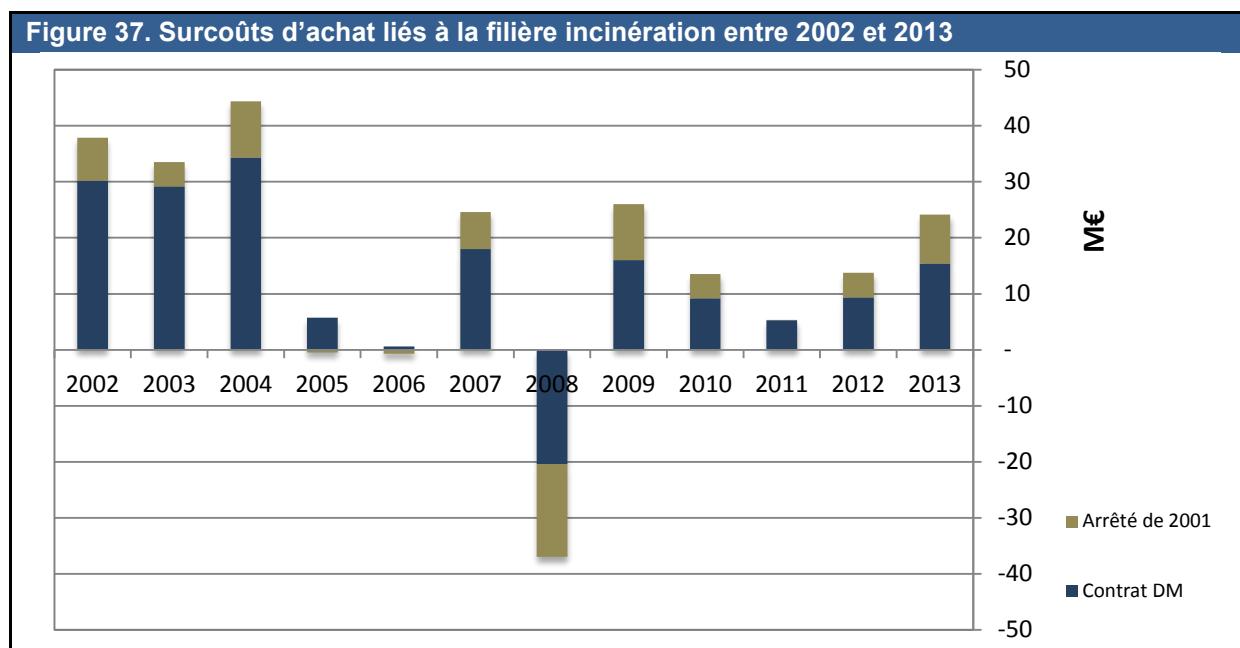
La figure 36 présente l'évolution pour chaque type de contrat du coût d'achat moyen de l'électricité de la filière entre 2002 et 2013.



Le coût d'achat moyen des MWh produits par les installations d'incinération croît régulièrement sous l'effet de l'indexation des tarifs entre 2002 et 2013, pour passer de 43 à 56 €/MWh sur cette période. Les installations ayant signé un contrat DM bénéficient d'une rémunération supérieure de 10 % en moyenne à celle des installations sous le régime de l'arrêt de 2001.

Surcoûts d'achat compensés par la CSPE

La figure 37 présente l'évolution des surcoûts liés à la filière incinération entre 2002 et 2013.



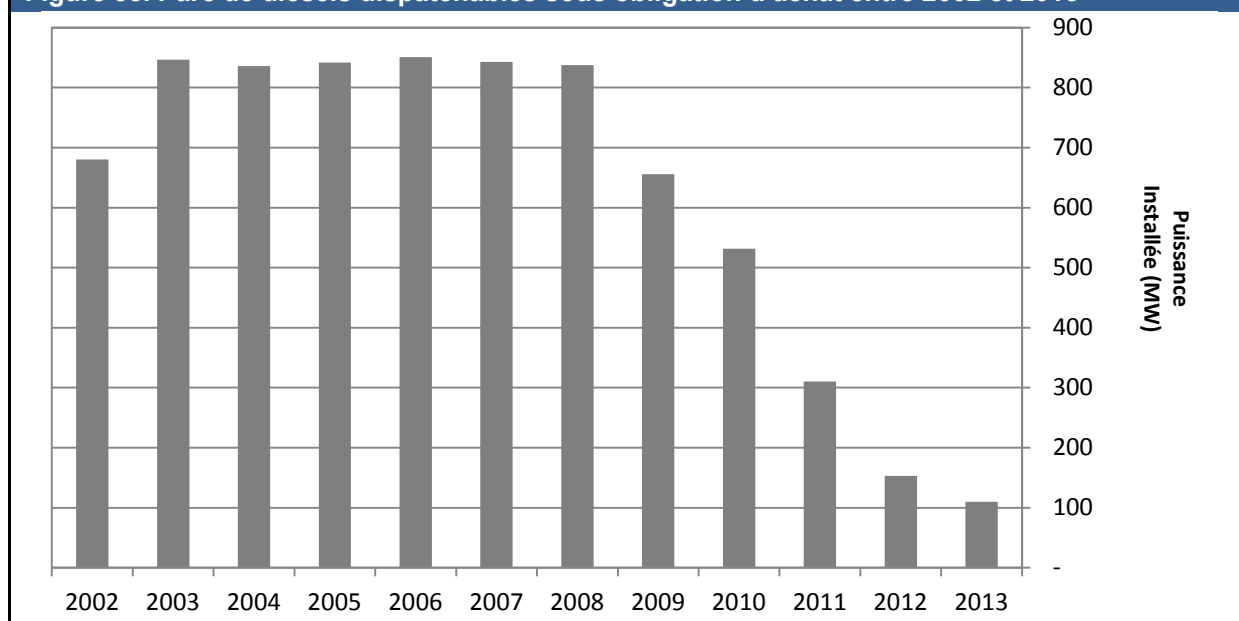
Les surcoûts de production imputables à la filière incinération représentent un montant annuel inférieur à 50 M€ depuis 2002. Ils sont négatifs pour l'année 2008 en raison de l'augmentation du coût évité unitaire, qui dépasse le coût d'achat de la filière.

La rémunération totale cumulée perçue par les exploitants d'installations d'incinération entre 2002 et 2013 s'élève à 1,5 milliards d'euros courants, dont 191 M€ de surcoûts financés par la CSPE.

1.3.8 Diesels dispatchables

Deux modèles de contrats dits « appels modulables », approuvés en 1997 (contrats « 97-02 » et « 97-08 »), bénéficient aux installations de pointe construites dans les années 1990. La rémunération de ces installations repose majoritairement sur une prime fixe valorisant le caractère garanti de leur production sur appel d'EDF. Ces contrats, qui ont représenté 850 MW en 2006, sont en voie d'extinction.

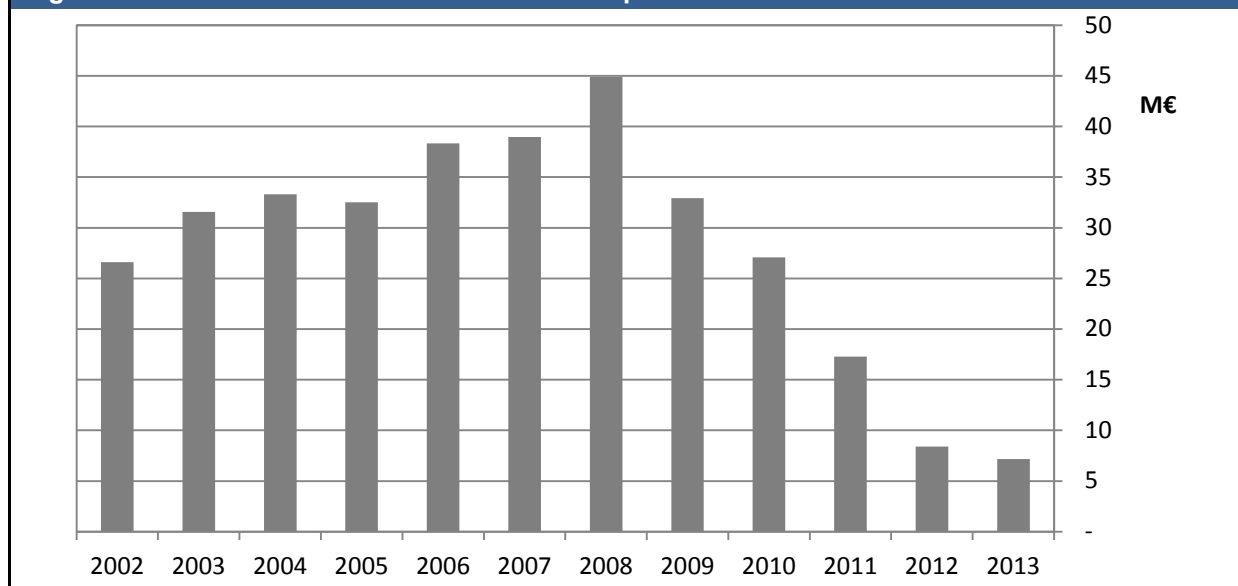
Figure 38. Parc de diesels dispatchables sous obligation d'achat entre 2002 et 2013



Le coût d'achat moyen de ces installations dépend fortement de leur taux d'appel. Elle peut donc évoluer significativement d'une année à l'autre, sans que cela traduise un bouleversement des conditions de rémunération.

Les surcoûts induits par la filière des diesels dispatchables sont présentés dans la figure 39.

Figure 39. Surcoûts d'achat liés aux diesels dispatchables entre 2002 et 2013



La rémunération totale cumulée perçue par les exploitants d'installations diesels dispatchables entre 2002 et 2013 s'élève à 622 M€ courants, dont 339 M€ de surcoûts financés par la CSPE.

1.3.9 Autres filières

Plusieurs autres filières, marginales en termes de surcoûts par rapport à celles détaillées *supra*, bénéficient également de contrats d'achat de leur production.

Petites installations

Un arrêté de 2002⁷⁸ prévoit les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations d'une puissance inférieure à 36 kW. Ce contrat, d'une durée de 15 ans, rémunère la production au tarif réglementé applicable à un consommateur ayant souscrit un abonnement pour une puissance souscrite égale à la puissance de l'installation. Les producteurs peuvent le cas échéant choisir entre le bénéfice de cet arrêté et celui de l'arrêté visant spécifiquement leur filière.

Géothermie

La filière géothermie a fait l'objet de plusieurs arrêtés tarifaires depuis 2002. Un premier arrêté, publié en 2002⁷⁹, prévoit une rémunération de l'énergie produite modulée en fonction de la disponibilité de l'installation et une prime à l'efficacité énergétique. Il est remplacé par un arrêté de 2006⁸⁰, qui prévoit un achat de l'électricité produite à un tarif de base de 120 €/MWh, complétée par une prime à l'efficacité énergétique d'un montant maximal de 30 €/MWh. Ces tarifs sont revus à la hausse dans l'arrêté tarifaire de 2010⁸¹ : la rémunération de base passe à 200 €/MWh, et le montant maximal de la prime à l'efficacité énergétique à 80 €/MWh. Une seule installation de géothermie, d'une puissance de 1,8 MW, a été mise en service à ce jour en métropole continentale, sous le régime de l'arrêté de 2010.

⁷⁸ Arrêté du 13 mars 2002 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA pouvant bénéficier de l'obligation d'achat.

⁷⁹ Arrêté du 13 mars 2002 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie des nappes aquifères ou des roches souterraines.

⁸⁰ Arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie des nappes aquifères ou des roches souterraines.

⁸¹ Arrêté du 23 juillet 2010 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie des nappes aquifères ou des roches souterraines.

Gaz de mine

Le décret n°2014-375⁸² est venu étendre le bénéficiaire de l'obligation d'achat aux installations d'une puissance installée inférieure ou égale à 12 MW utilisant l'énergie dégagée par la combustion ou l'explosion du gaz de mine, à la condition qu'il s'agisse d'un gaz de récupération. La CRE a rendu son avis par délibération du 3 octobre 2013 sur le projet d'arrêté tarifaire. À la date de publication du présent rapport, l'arrêté n'a pas encore été publié au Journal officiel.

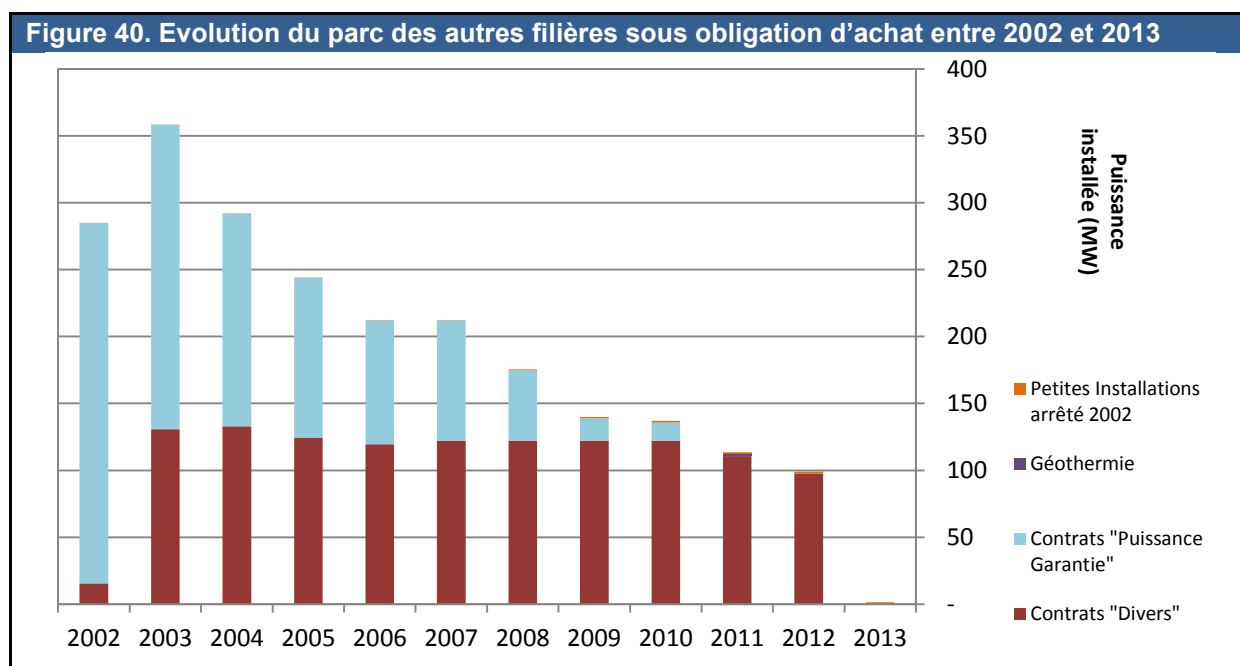
Puissance garantie

Il s'agit de contrats négociés en 1993, aujourd'hui tous échus, et qui ne contribuent donc plus aux charges de service public.

Divers

EDF a négocié avec divers producteurs des contrats d'achat de leur production, visant à répondre à un contexte particulier. Le plus important en termes de puissance installée était celui signé en 1999 avec une centrale de production d'UEM – Usine d'Electricité de Metz, d'une puissance de 97 MW. Ces contrats sont aujourd'hui tous échus, et ne contribuent plus aux charges de service public.

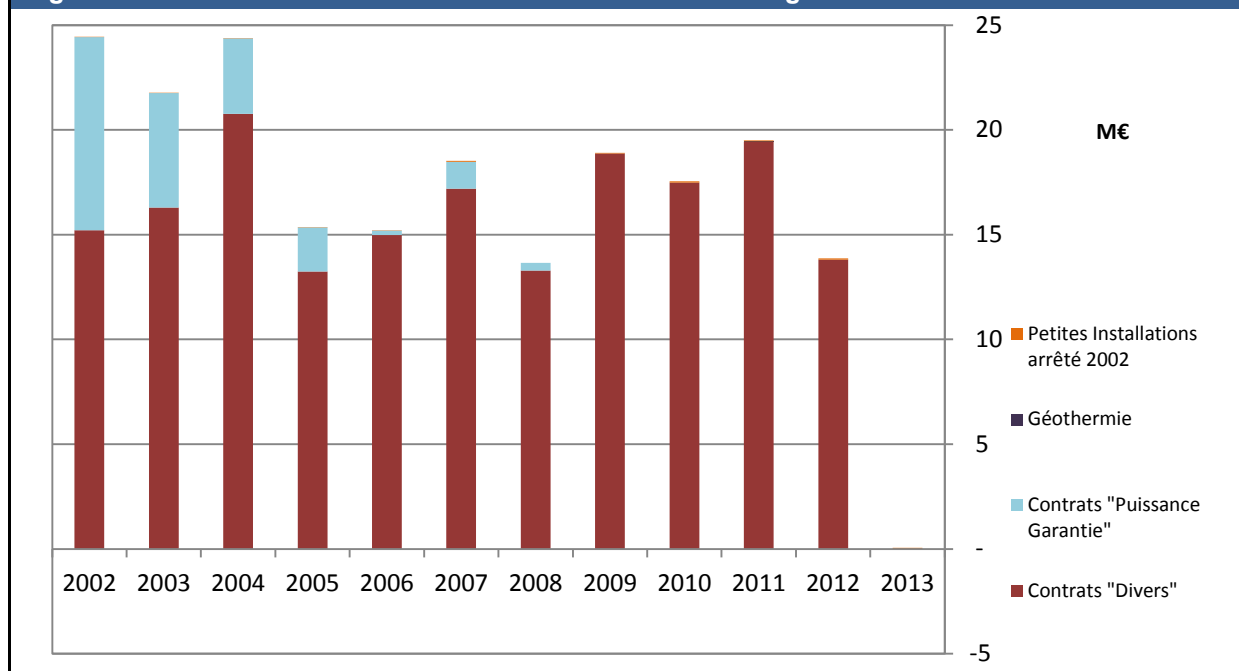
La figure 40 présente le parc de ces autres filières sous obligation d'achat entre 2002 et 2013. Celui-ci était dominé par les contrats à puissance garantie et les contrats divers. Avec l'arrivée à échéance de ces contrats, il est quasi-nul en 2013, avec 1,3 MW de petites installations.



La figure 41 présente les surcoûts associés à ces contrats. Ceux-ci, inférieurs à 25 M€ par an depuis 2002, ne représentent plus que 49 k€ en 2013.

⁸² Décret n° 2014-375 du 28 mars 2014 fixant pour l'énergie électrique fournie à partir du gaz de mine la limite de puissance des installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité.

Figure 41. Surcoûts d'achat liés aux autres filières sous obligation d'achat entre 2002 et 2013



La rémunération totale cumulée perçue par les producteurs entre 2002 et 2013 s'élève à 418 M€ courants, dont 207 M€ de surcoûts financés par la CSPE.

1.4 Recommandations sur le soutien aux ENR et à la cogénération issues du retour d'expérience de la CRE

1.4.1 Rôle de la CRE s'agissant des mécanismes de soutien aux ENR et à la cogénération

La CRE joue un rôle consultatif s'agissant des mécanismes de soutien aux ENR et à la cogénération.

Elle met en œuvre la procédure d'appel d'offres à partir de conditions générales définies par le ministre chargé de l'énergie, et émet un avis sur le choix des lauréats envisagé par ce dernier au terme de l'instruction qu'elle a menée.

Elle émet un avis sur les arrêtés tarifaires, en application de l'article L 314-4 du code de l'énergie, évaluant notamment le respect des critères définis à l'article L 314-7 du code de l'énergie, qui dispose que le niveau des tarifs d'obligation d'achat « ne peut conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés dans les installations bénéficiant de ces conditions d'achat excède une rémunération normale des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités et de la garantie dont bénéficient ces installations d'écouler l'intégralité de leur production à un tarif déterminé ». Pour chaque arrêté tarifaire sur lequel elle est saisie pour avis, la CRE évalue le taux de rentabilité interne du capital investi permis par le niveau du tarif proposé pour une série d'installations représentatives, qui est comparé à un coût moyen pondéré du capital (CMPC) de référence, établi sur la base d'un échantillon d'entreprises du secteur des énergies renouvelables.

La CRE a attiré à plusieurs reprises l'attention des pouvoirs publics sur les conditions tarifaires de certains arrêtés qui occasionnaient des rentabilités excessives. Elle avait à cet égard, dès 2006, alerté la puissance publique sur le niveau de la prime à l'intégration au bâti de l'arrêté photovoltaïque de 2006. Elle a à nouveau souligné la rentabilité très élevée induite par les deux arrêtés tarifaires de 2010, et sur l'impact attendu sur les charges de service public.

1.4.2 *Recommandations sur les mécanismes de soutien en général*

Les mécanismes de soutien mis en place doivent permettre d'atteindre les objectifs de développement des filières au meilleur coût. À ce titre, la CRE est favorable à la généralisation des appels d'offres pour les filières concurrentielles, pour lesquels les candidats proposent un prix d'achat de leur électricité fondé sur leur meilleure connaissance des coûts de production à date et sur une attente de rentabilité raisonnable, ce qui permet de rapprocher le niveau de soutien des coûts de production réels. Afin de garantir une concurrence efficace, le prix doit être le critère discriminant dans le choix des lauréats. Dans le cas contraire, les candidats pourront se livrer à des arbitrages entre les différents critères de notation et demander un niveau de soutien excessif au regard des risques effectivement supportés. Les appels d'offres permettent également aux pouvoirs publics de déterminer la localisation des nouvelles installations, après une étape préalable de levée des risques permettant d'identifier en amont les conflits d'usage potentiels, les ressources disponibles et les synergies locales envisageables.

S'agissant des filières pour lesquelles le niveau de développement de la concurrence est insuffisant ou des installations de faible puissance, l'obligation d'achat constitue une solution efficace. Elle permet notamment un développement continu du fait de sa logique de guichet ouvert. Le niveau de rémunération arrêté par les pouvoirs publics doit toutefois reposer sur une connaissance précise des coûts de production des filières. Pour pallier l'asymétrie d'information entre pouvoir publics et acteurs privés, une analyse des coûts des installations en fonctionnement est nécessaire. La CRE a entrepris un tel travail pour les filières éolien terrestre, photovoltaïque et biomasse, qui a fait l'objet d'un rapport publié en avril 2014⁸³. Par ailleurs, le tarif doit être suffisamment flexible pour adapter le soutien à l'évolution des coûts des filières. L'exemple de la filière PV, pour laquelle le tarif d'achat a été insuffisamment ajusté à la baisse des coûts de la filière, conduisant à une bulle et à un montant de charges significatif à financer, illustre particulièrement cette nécessité.

Les mécanismes de soutien visent à apporter une rentabilité normale aux installations qui en bénéficient sur la durée de leur contrat d'achat. Il est donc primordial que la durée de celui-ci soit ajustée à la durée de vie des installations, faute de quoi celles-ci bénéficieront d'un surcroît de rentabilité lié à leur exploitation sur la durée de vie restante une fois l'investissement intégralement amorti. Cette recommandation générale trouverait particulièrement à s'appliquer pour les filières éolien et PV, qui bénéficient de contrats d'achat pour une durée de respectivement 15 et 20 ans, alors que la durée de vie des installations de production que l'on peut envisager au regard du retour d'expérience disponible est de respectivement 20 et 25 ans au minimum.

La CRE considère par ailleurs qu'une réforme des mécanismes de soutien devrait permettre de préparer l'évolution des moyens de production bénéficiant d'un dispositif entièrement régulé vers un système marchand, afin d'inciter les producteurs à anticiper l'arrivée à échéance de leur contrat d'achat. Dans la mesure où les filières bénéficiant de ces mécanismes ont des structures de coût très capitalistiques, le niveau du soutien public nécessaire pour déclencher la décision d'investissement dépend fortement du coût du capital auquel peuvent se financer les développeurs de projet. Un dispositif de soutien offrant la garantie d'un revenu fixe sur la durée de vie de l'installation diminue le niveau de risque et améliore les conditions de financement. La CRE s'est ainsi prononcée en faveur d'un mécanisme de soutien fondé sur la commercialisation directe de leur électricité par les producteurs – sur les marchés ou au travers de contrats bilatéraux – complétée par le versement d'un complément de rémunération compensant *ex post* l'écart entre le gain tiré de cette vente et un niveau de rémunération de référence, garantissant ainsi une rentabilité normale aux producteurs sur le long terme.

⁸³ [Rapport de la CRE sur les coûts et la rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine.](#)

La CRE estime enfin nécessaire la mise en place de procédures de contrôle, notamment *in situ*, de la conformité des installations bénéficiant d'un contrat d'achat. L'application de sanctions dissuasives à l'encontre des producteurs pour lesquels une fraude serait avérée serait par ailleurs indispensable. L'enjeu principal que la CRE identifie à ce stade concerne le respect du critère d'intégration au bâti dans la filière photovoltaïque. La part prépondérante de ces installations dans le parc installé, malgré les contraintes architecturales fortes qu'elles sont censées respecter, laisse en effet supposer un taux de fraude important, d'autant plus qu'une simple attestation sur l'honneur permet de bénéficier du tarif correspondant.

1.4.3 Recommandations spécifiques à chaque filière de production

Solaire photovoltaïque

Le montant des charges liées au PV, qui représentent, en 2013, 55 % des charges liées aux contrats d'achat en métropole continentale avec 1 915 M€, relève surtout des effets des contrats passés, conclus dans le cadre des arrêtés de 2006 et 2010.

La CRE estime que les mécanismes de soutien actuellement en vigueur, reposant sur des tarifs d'achat auto-ajustables pour les petites installations et des appels d'offres pour les installations de plus de 100 kWc donnent des résultats satisfaisants, en ce qu'ils permettent de respecter la cible de développement de la filière tout en exerçant une pression à la baisse sur les coûts d'achat.

Hydraulique & cogénération

Les arrêtés « rénovation » publiés en 2005 et 2006 pour ces filières permettent aux producteurs, une fois leur premier contrat d'achat arrivé à échéance et leur installation rentabilisée, de bénéficier d'un deuxième contrat d'achat et de rester dans un système subventionné, alors qu'elles auraient vocation, si elles ne sont pas arrivées au terme de leur durée de vie, à commercialiser leur production sur les marchés. De surcroît, ces installations bénéficient des tarifs applicables à une nouvelle installation de production, alors que les seuils d'investissement minimum fixés par ces arrêtés ne correspondent qu'à environ 50 % de l'investissement d'une installation neuve, conduisant à des rentabilités encore supérieures.

En conséquence, dans le souci de réduire les charges de service public, la CRE recommande l'abandon de ces dispositions.

Eolien terrestre

S'agissant de la filière éolien terrestre, la CRE a souligné dans son avis du 30 octobre 2008 et dans son rapport d'avril 2014 sur les coûts et la rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine, que le tarif issu de l'arrêté du 17 novembre 2008 induisait une rentabilité excessive, en particulier pour les parcs bénéficiant des meilleures conditions de vent, en raison de sa trop faible différenciation en fonction du productible des installations. La CRE préconisait donc un ajustement de la structure du tarif qui n'a pas été pris en compte dans l'arrêté tarifaire de 2014, qui reconduit les conditions de l'arrêté de 2008, ce qu'elle ne peut que déplorer.

Au-delà de cette évolution du tarif d'obligation d'achat, la CRE considère que le soutien à la filière éolien terrestre, suffisamment mature et concurrentielle, devrait être organisé autour d'appel d'offres permettant de réduire le niveau du soutien.

Enfin, compte tenu de son niveau de développement, la filière ne doit pas bénéficier d'un arrêté tarifaire dit de rénovation pour les installations sortant de l'obligation d'achat. Celles-ci ont au contraire vocation à valoriser leur production sur les marchés de l'électricité.

Biomasse

Le taux d'échec important des appels d'offres et le peu de succès des arrêtés tarifaires illustrent les spécificités de cette filière, pour laquelle il est très difficile de déterminer *ex ante* un dispositif de soutien national en raison de la diversité des installations, tant en termes de puissance que de plan

d'approvisionnement ou de débouché chaleur. La CRE estime que des appels d'offres ou des tarifs d'achat intégrant une dimension régionale pourraient constituer un mécanisme efficace pour développer cette filière.

Biogaz

Les installations de cogénération à partir de biogaz, et plus particulièrement dans le cas de la filière méthanisation, bénéficient de nombreuses aides à l'investissement se cumulant avec le bénéfice de l'obligation d'achat. S'il est délicat d'évaluer précisément l'effet de ces aides, en raison de leurs singularités, il ne peut toutefois être exclu qu'elles conduisent certaines installations à bénéficier de rentabilité excessive.

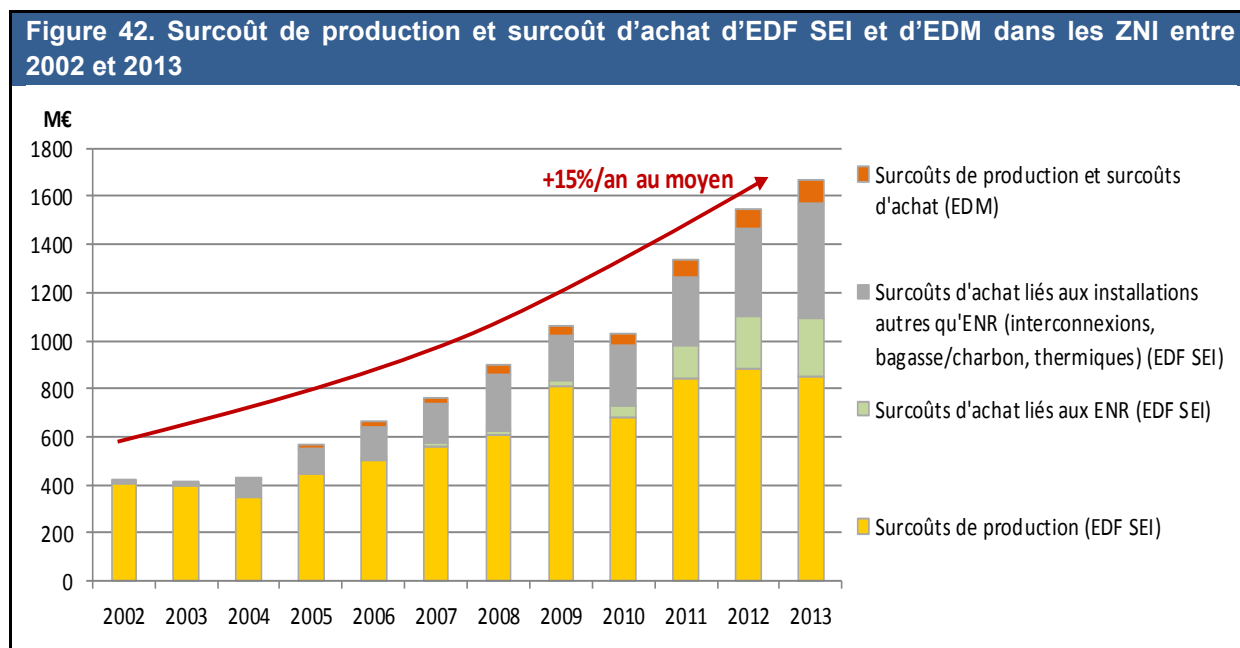
2. Surcoûts de production dans les ZNI

2.1 Contexte

Depuis 2003, les charges dues à la péréquation tarifaire connaissent une croissance significative de 15 % par an en moyenne. L'intégralité des charges est supportée par les opérateurs historiques EDF SEI et EDM, qui sont en situation de monopole pour la fourniture d'électricité dans les ZNI. Ces charges se composent des :

- **surcoûts de production** correspondant aux charges dues à l'exploitation des parcs de production appartenant aux fournisseurs historiques ;
- **surcoûts d'achat** correspondant aux charges dues aux achats d'électricité dans le cadre des contrats d'achat conclus entre les fournisseurs historiques et les producteurs.

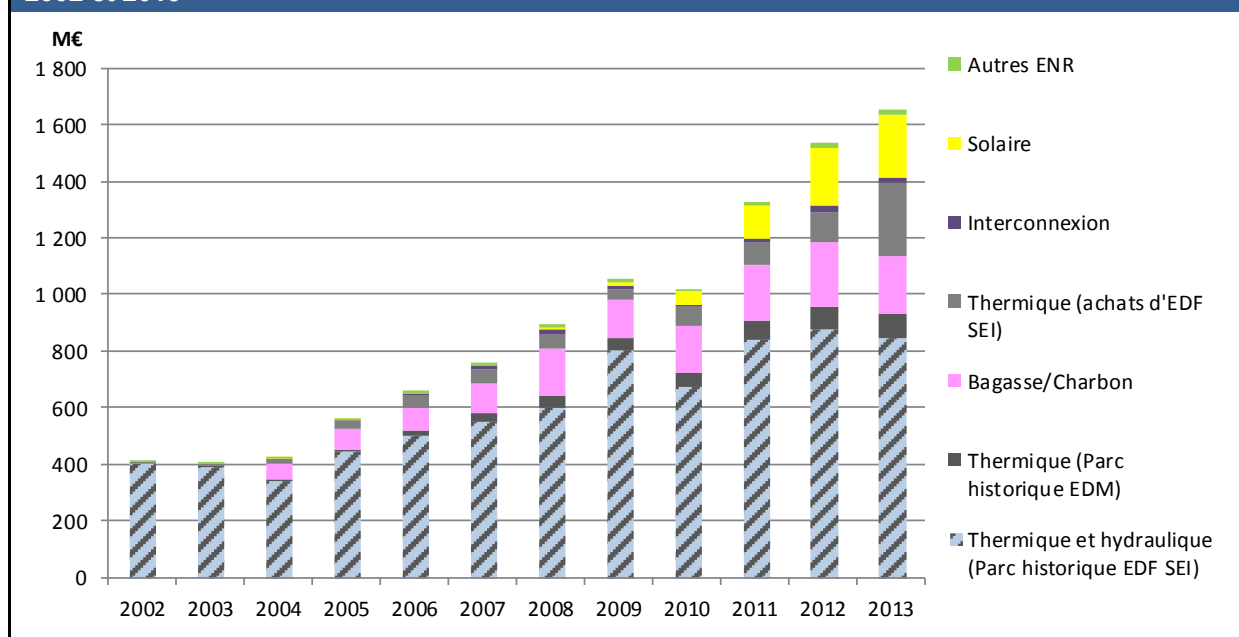
La figure 42 présente l'évolution du surcoût de production et du surcoût d'achat de l'électricité dans l'ensemble des ZNI entre 2002 et 2013.



La figure 43 présente l'évolution du surcoût de production et du surcoût d'achat de l'électricité dans l'ensemble des ZNI entre 2002 et 2013, déclinée par filière de production. Les surcoûts de production liés au parc historique d'EDF SEI ne peuvent être ventilés par filière car il n'est pas possible de réaffecter par site de production certains frais de gestion/production qui sont mutualisés au niveau d'une ZNI.

La figure 43 est déclinée pour chacune des ZNI en annexe.

Figure 43. Surcoût de production et surcoût d'achat d'EDF SEI et d'EDM dans les ZNI entre 2002 et 2013

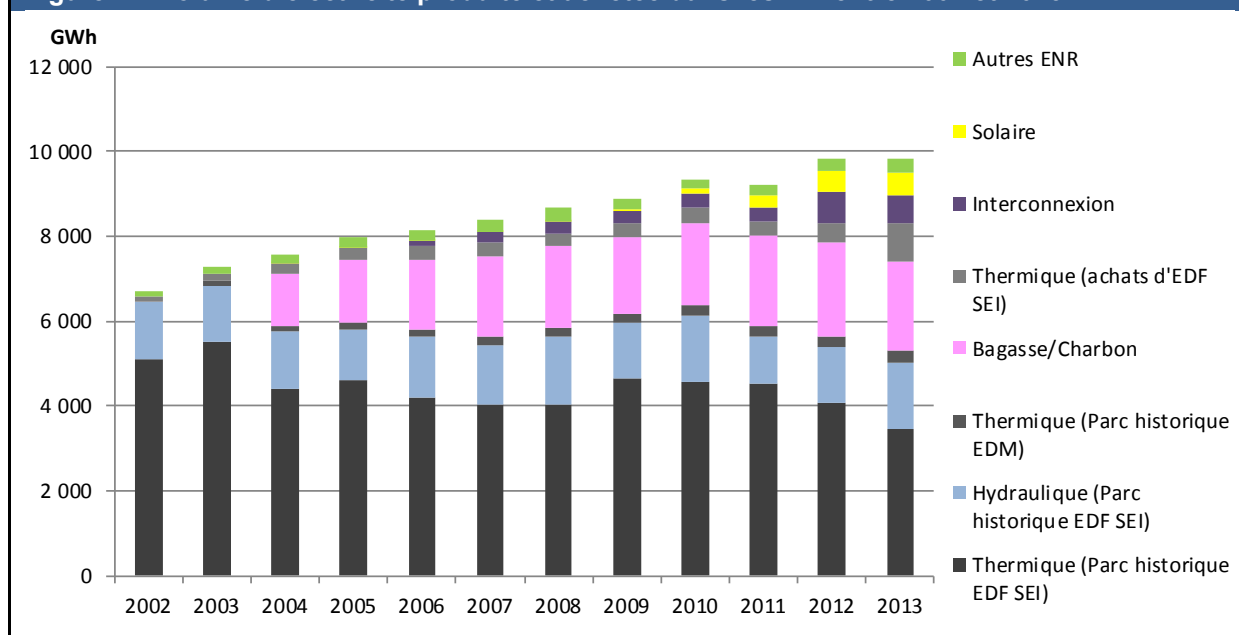


Tandis que le parc historique d'EDF SEI est composé de moyens de production thermiques et hydrauliques, le parc historique d'EDM comprend exclusivement des installations thermiques. L'électricité achetée dans le cadre des contrats d'achat provient de sources variées (turbines à combustion, centrales bagasse-charbon, énergies renouvelables et importation d'électricité en provenance d'Italie pour l'alimentation de la Corse).

Les surcoûts de production et d'achat dans les ZNI sont directement fonction des volumes d'électricité produits.

La figure 44 présente l'évolution du volume de l'électricité produite et achetée pour l'ensemble des ZNI entre 2002 et 2013, décliné par filière. La figure 44 est déclinée pour chacune des ZNI en annexe.

Figure 44. Volume d'électricité produite et achetée dans les ZNI entre 2002 et 2013

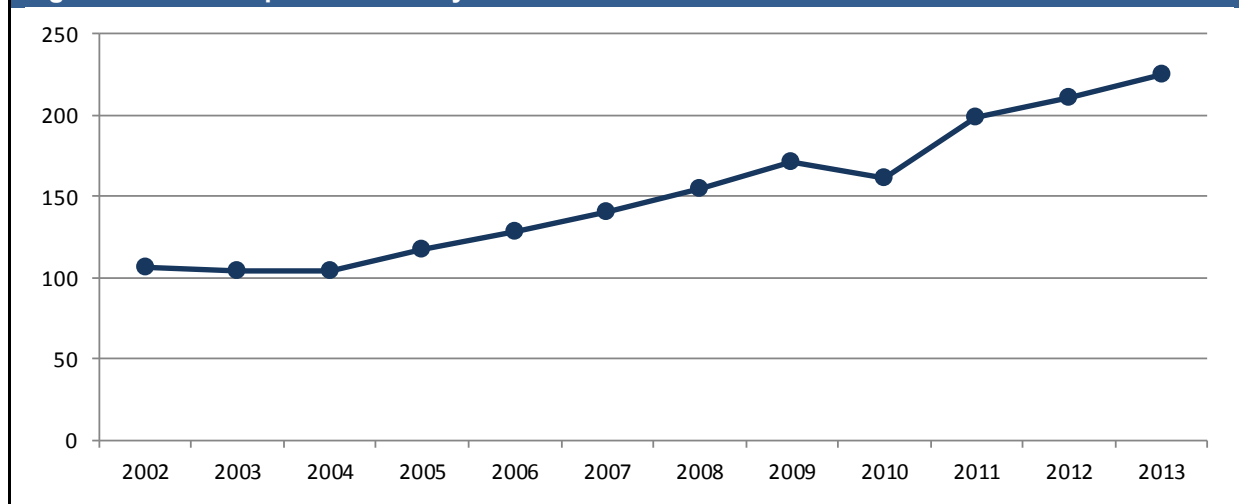


Dans toutes les ZNI, à l'exception de la Guyane, la production est majoritairement assurée par des moyens de production fonctionnant au fioul. Les centrales bagasse/charbon viennent en complément.

Le développement des ENR dans les ZNI, hydraulique mis à part, est modeste et essentiellement porté par la filière photovoltaïque.

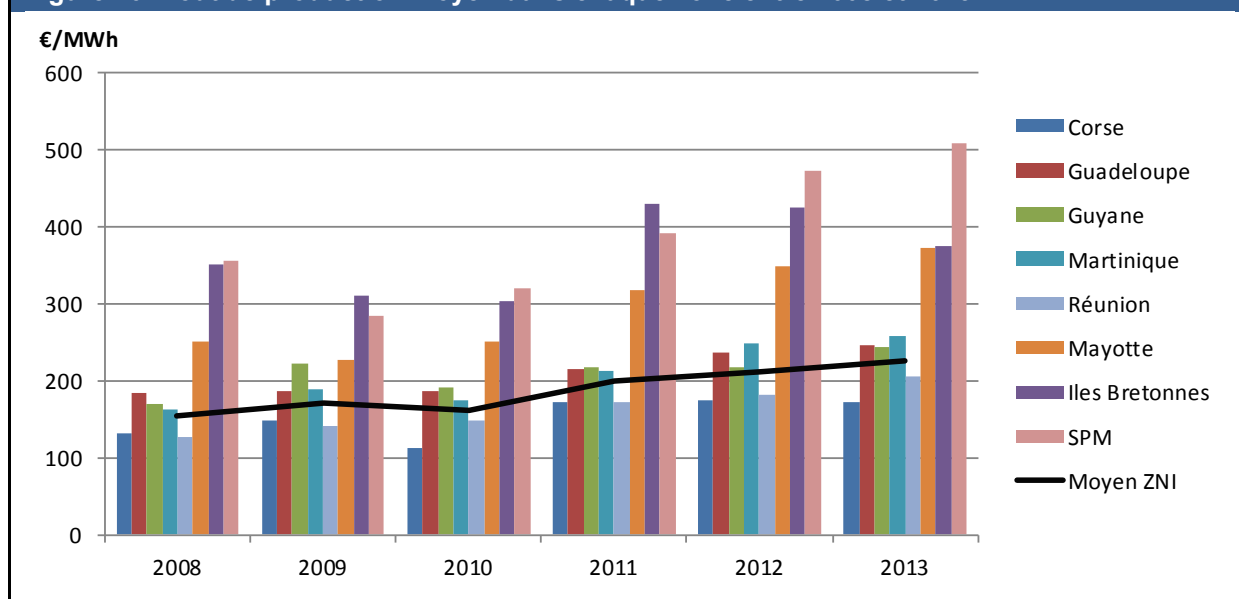
Les coûts de production sont particulièrement élevés dans les ZNI et atteignent en moyenne 225 €/MWh en 2013.

Figure 45. Coût de production moyen dans l'ensemble des ZNI entre 2002 et 2013



Les coûts moyens de production par zone dépendent fortement des caractéristiques du parc installé. La figure 46 présente ces coûts⁸⁴. Ils s'échelonnent, en 2013, entre 206 €/MWh à La Réunion, 172 €/MWh en Corse, 259 €/MWh en Martinique, 243 €/MWh en Guyane et 247 €/MWh en Guadeloupe.

Figure 46. Coût de production moyen dans chaque zone entre 2008 et 2013



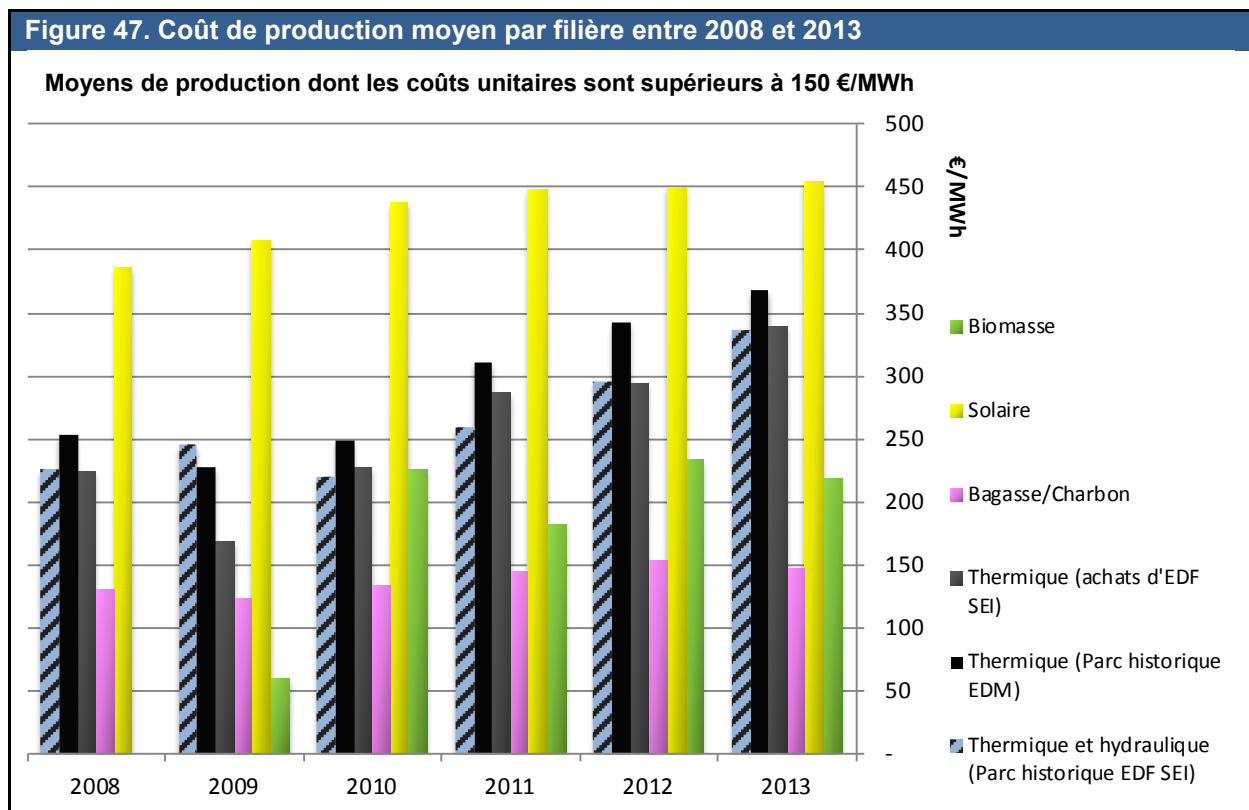
⁸⁴ En l'absence de répartition précise des coûts de production par zone pour la période du 2002 à 2007, les coûts ne sont présentés qu'à partir de 2008.

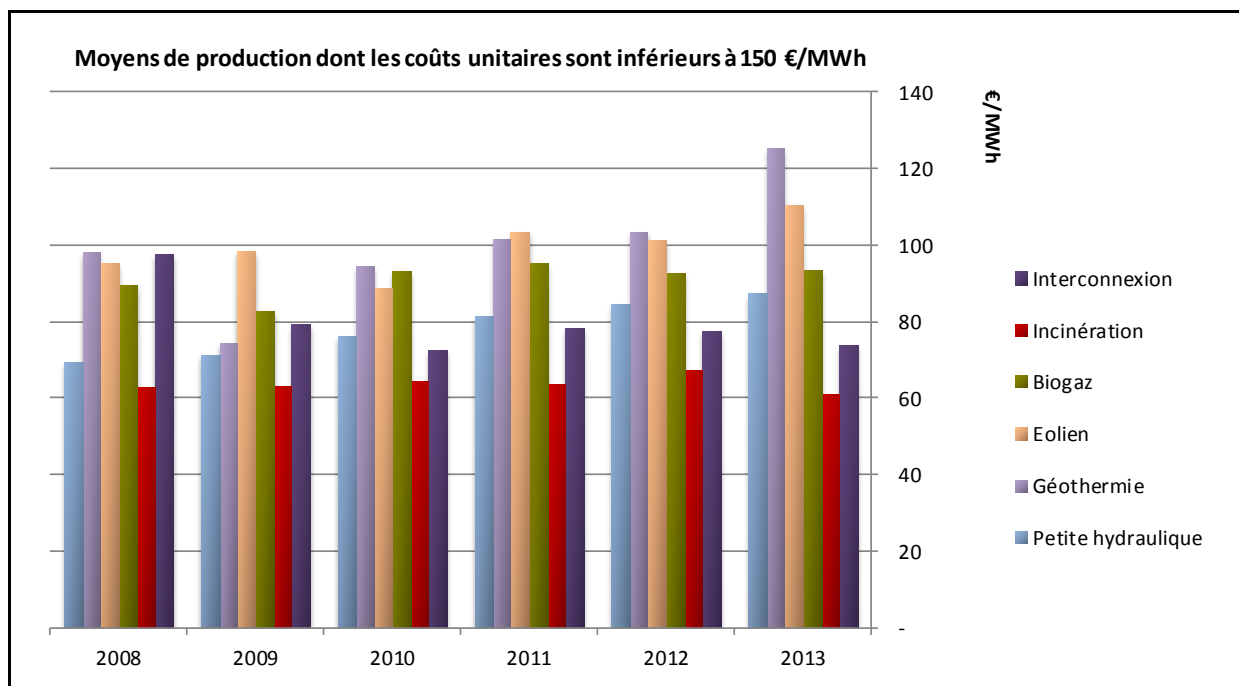
Une attention particulière doit être portée à ces grandeurs :

- Ces coûts dépendent du taux d'appel des TACs, taux fortement dépendant de nombreux facteurs exogènes comme l'hydraulicité, la croissance de la demande, les événements exceptionnels (grève, indisponibilité technique, etc.) ;
- La CRE ne retient pas au titre des charges à compenser certains coûts qui ne sont pas justifiés (c'est notamment le cas de la liaison SACOI en Corse jusqu'en 2011 et du contrat éolien à Saint Pierre et Miquelon). Ainsi ces installations, contribuant à l'équilibre offre/demande, ne sont pas incluses dans le calcul du coût de production unitaire moyen.
- Il existe un décalage entre la production réelle et la facturation des coûts.

Les coûts de production à Mayotte, à Saint-Pierre-et-Miquelon sont particulièrement élevés du fait de la part prépondérante des moyens thermiques fonctionnant au fioul dans la composition du parc.

La figure 47 donne la répartition des coûts moyens de production par filière, en faisant la distinction entre les coûts des moyens les plus couteux, dont le niveau est supérieur à 150 €/MWh, et ceux des moyens de production dont les coûts sont inférieurs à ce niveau. Les coûts de production de chaque zone, déclinés par filière de production, sont présentés en annexe.





La filière photovoltaïque est la filière de production la plus onéreuse, avec des coûts d'achat qui dépassent 450 €/MWh en 2013. Elle est suivie par les moyens de production fonctionnant au fioul. Les coûts de production des centrales bagasse/charbon ont été relativement stables entre 2008 et 2013 à un niveau compris entre 120 €/MWh et 150 €/MWh. Les filières incinération, hydraulique, géothermique, biogaz et éolien sont les plus compétitives. Toutefois, leur développement reste pour l'instant très limité.

2.2 Historique d'évolution des charges

2.2.1 Surcoût de production des fournisseurs historiques

Le montant des surcoûts de production ouvrant droit à la compensation s'obtient par différence entre les coûts de production constatés et la quote-part des recettes de production correspondant à la vente de l'électricité produite par les moyens de production appartenant aux fournisseurs historiques. L'écart entre le taux d'accroissement des coûts de production et celui des recettes de production conduit mécaniquement à la hausse substantielle du surcoût de production (cf. figure 48).

Les coûts de production déclarés par EDF SEI et par EDM sont contrôlés et validés, le cas échéant après ajustements, par la CRE qui effectue également le contrôle des recettes de production permettant de déterminer la part production dans les tarifs réglementés de ventes et le coût évité⁸⁵.

L'application relativement récente de la péréquation tarifaire à Mayotte induit quelques spécificités dans l'évolution des surcoûts de production d'EDM. Cela conduit à distinguer le cas d'EDM du cas d'EDF SEI.

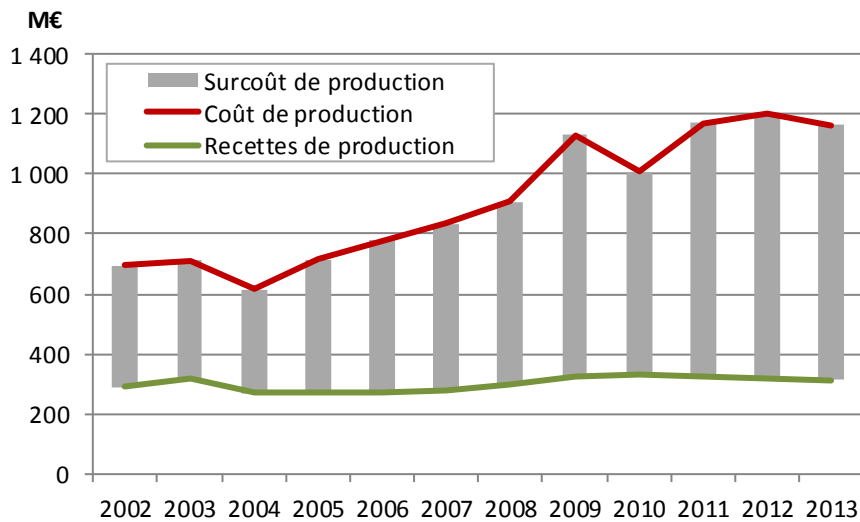
Surcoût de production d'EDF SEI

Les recettes de production étant déterminées par la part relative de la production dans les tarifs réglementés de ventes (PPTV), elles évoluent de la même manière que la demande en électricité et les TRV. Ces derniers ont augmenté au minimum de 17 % depuis 2002.

⁸⁵ Le calcul du surcoût de production est précisé dans le chapitre 1.2 de section II.

Comme le montre la figure 48, l'évolution des surcoûts de production d'EDF SEI est essentiellement due à l'évolution des coûts de production.

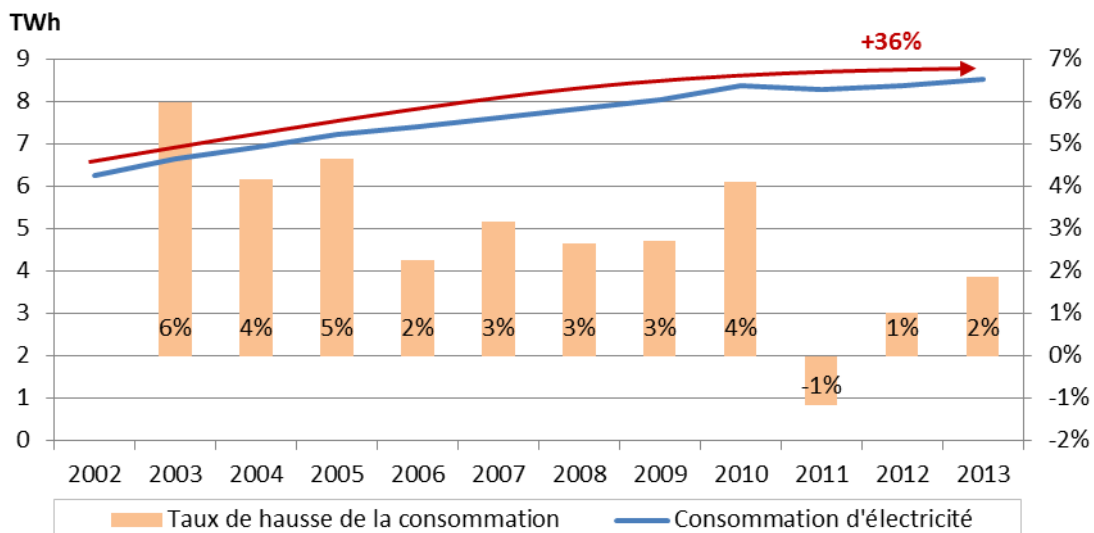
Figure 48. Surcoût de production dans les ZNI (hors Mayotte) entre 2002 et 2013



Evolution des coûts de production d'EDF SEI

Les coûts de production dans les ZNI évoluent en relation directe avec l'augmentation de la consommation électrique dans ces zones.

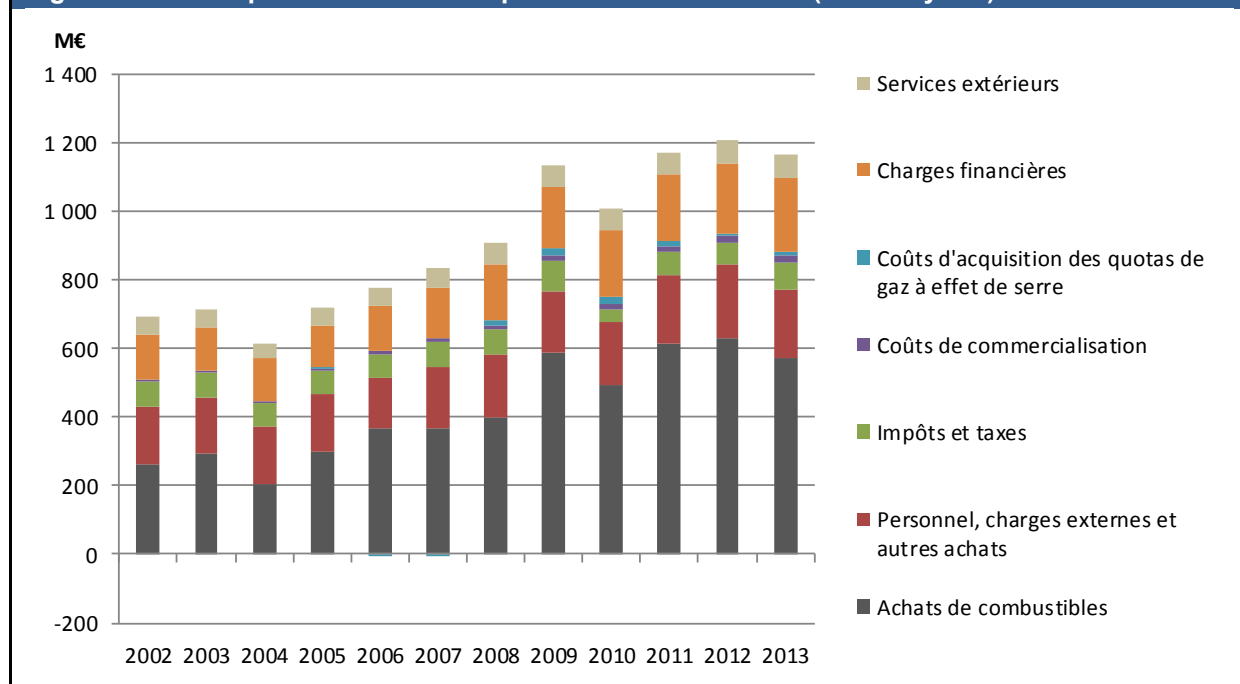
Figure 49. Consommation d'électricité dans les ZNI (hors Mayotte) entre 2002 et 2013



La croissance de la consommation électrique se ralentit à partir de 2010 du fait de conditions économiques dégradées. Par ailleurs, l'année 2011 a été marquée par d'importants mouvements sociaux qui ont touché quasiment toutes les ZNI et ont eu d'importantes conséquences sur le fonctionnement des entreprises locales. Enfin, les effets cumulés des actions de MDE sur la baisse de la demande, difficiles à quantifier, ne peuvent pas être exclus.

La figure 50 présente l'évolution du coût de production de l'électricité entre 2002 et 2013, ventilé selon les principaux postes de charges.

Figure 50. Décomposition du coût de production dans les ZNI (hors Mayotte)



La part des coûts de combustibles est prépondérante dans les coûts de production d'EDF SEI. Les moyens thermiques sont de plus en plus sollicités pour répondre à la demande croissante, tant en base qu'en pointe. L'augmentation des volumes de combustibles achetés, conjuguée à la hausse des prix des matières premières (cf. figure 51) conduit à la croissance des coûts de production.

Les coûts de production d'EDF SEI sont appelés à diminuer très significativement dans les prochaines années du fait de l'arrêt des installations de production thermique qui sont progressivement démantelées et remplacées par de nouvelles installations de production construites et exploitées par EDF Production Electrique Insulaire (EDF PEI), filiale à 100 % du groupe EDF. Ce renouvellement du parc s'accompagne d'une augmentation de la puissance installée dans certaines zones, en raison de l'anticipation à l'époque de la prise de décision d'une croissance importante de la consommation.

Achats de combustibles

Les coûts de production des moyens thermiques sont très sensibles aux évolutions des cours des matières premières et aux taux de change. L'approvisionnement en combustible représente le principal poste de charge ; il varie entre 40 % et 50 % des coûts de production en fonction de l'année.

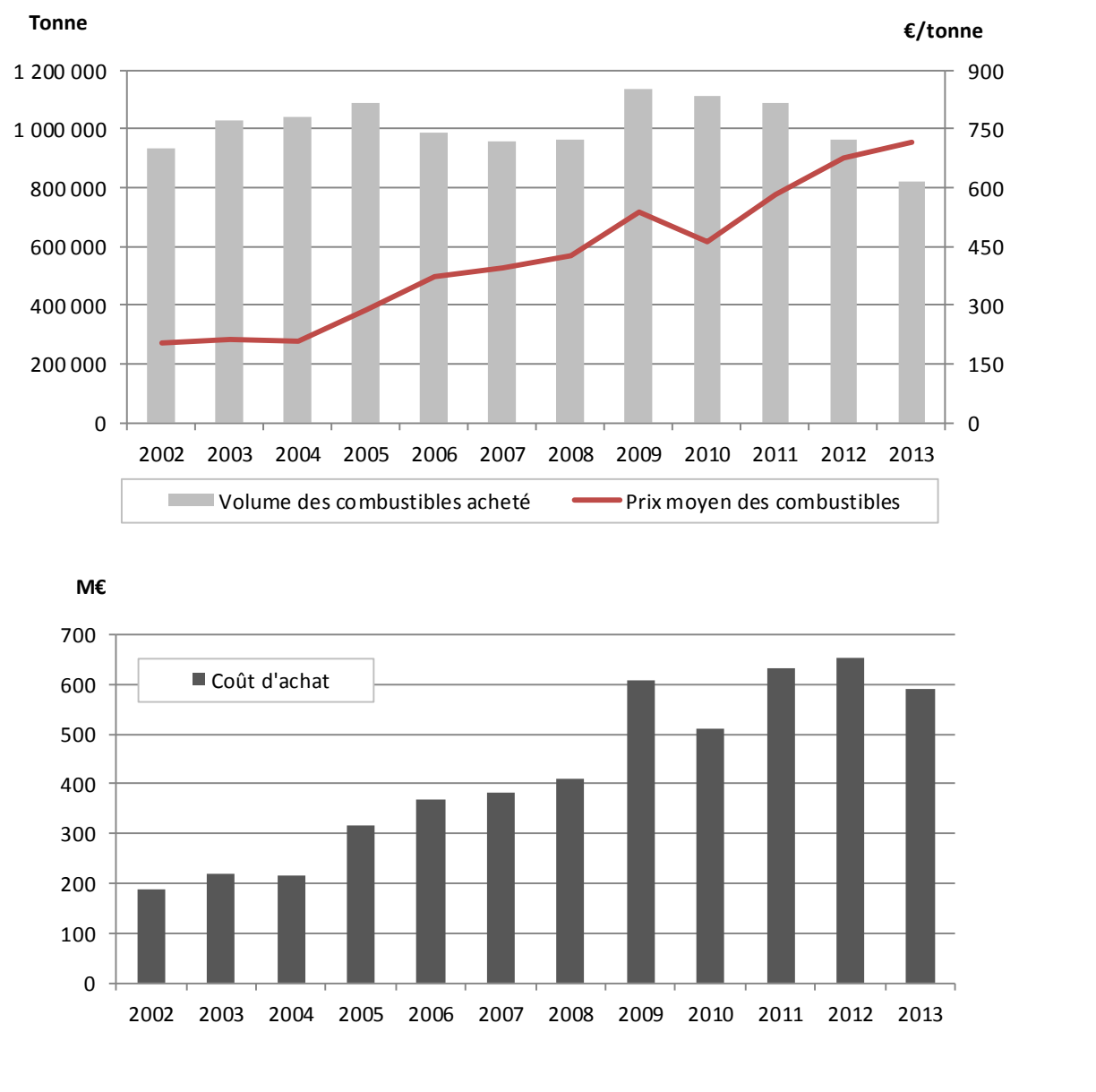
Les coûts générés par les achats de combustibles résultent de la combinaison d'un effet volume et d'un effet prix. La fréquence d'appel des moyens de production thermiques dépend de l'évolution naturelle de la demande, fonction de la démographie et de l'activité économique ainsi que des aléas affectant les conditions climatiques ayant des effets sur l'hydraulicité ou sur le recours à la climatisation (ou au chauffage dans le cas spécifique de la Corse). Par ailleurs, les moyens thermiques d'EDF SEI compensent les indisponibilités des installations des producteurs tiers.

Depuis l'exercice 2007, EDF SEI a mis en place une couverture de ses achats de combustible afin de les rendre plus prévisibles et de lisser les effets de fluctuations des prix de marchés.

Par ailleurs, en Martinique, EDF SEI achetait une partie de ses combustibles à des prix administrés auprès de la SARA, ce qui a conduit à un surcoût par rapport aux prix de marché. Prenant en compte le fait (i) que la CSPE compense les surcoûts de production correspondants aux particularités du parc de production inhérentes à la nature de la zone considérée, (ii) que EDF SEI achète du combustible à prix administré dans le cadre du régime de réquisitions préfectorales et (iii) qu'un recours tendant à l'indemnisation d'EDF SEI avait été déposé, il a été décidé de ne pas inclure dans les charges de

service public d'EDF le surcoût correspondant à la différence entre le prix administré et le prix de marché. Le préfet a mis fin à la réquisition d'EDF SEI en juillet 2014⁸⁶.

Figure 51. Coût d'achat des combustibles (tous types confondus) dans les ZNI (hors Mayotte) entre 2002 et 2013



Les charges financières

Les charges financières constituent le deuxième poste de coûts de production d'EDF SEI. Elles couvrent les amortissements et la rémunération des capitaux investis⁸⁷ dans les installations de

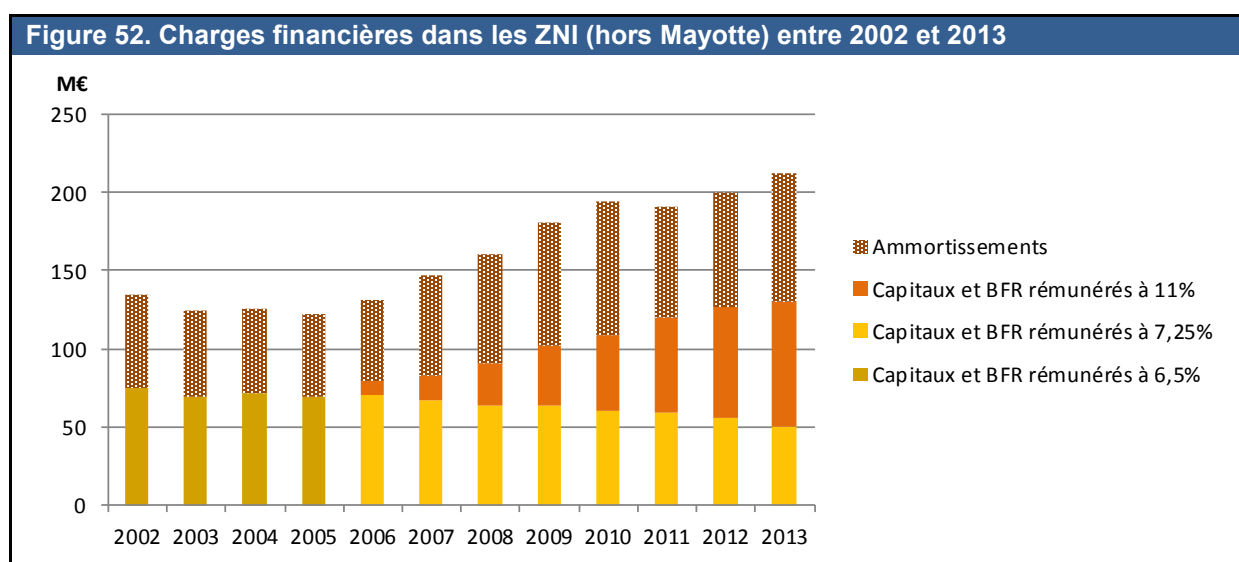
⁸⁶ Les jugements n° 1101229-1 et n°1101165-1 du Tribunal Administratif de Fort de France, qui portent respectivement sur les installations de Point des Carrières et de Bellefontaine, annulent les ordres de réquisition contestés en ce que le Préfet ne pouvait légalement en l'état ordonner à EDF de s'approvisionner auprès de la SARA. Ces jugements font suite à la décision en juin 2014 du Conseil d'Etat (n°372803) condamnant l'Etat à verser une provision de 10 millions à EDF au titre des surcoûts supportés par cette dernière du fait des réquisitions.

production d'électricité. Les capitaux immobilisés sont valorisés à leur valeur nette comptable après déduction des amortissements avec un taux de rémunération qui dépend de l'année de leur mise en service.

Les conditions de rémunération des capitaux ont significativement évolué depuis 2002. Jusqu'à fin 2005, la CRE pouvait apprécier les conditions de rémunération du capital investi dans la production d'électricité dans les ZNI. Cette pratique a été modifiée par la loi de programme sur les orientations de la politique énergétique qui a introduit la fixation du taux par le ministre en charge de l'énergie. Ainsi, le taux de rémunération des capitaux, qui était de 6,5 % jusqu'au 31 décembre 2005, puis de 7,25 % à compter du 1^{er} janvier 2006, a été porté à 11 %⁸⁸ par l'arrêté du 23 mars 2006.

La croissance des charges financières résulte de l'installation des nouveaux moyens de production et de l'application d'un taux de rémunération des capitaux plus élevé. Par ailleurs, les charges financières couvrent la rémunération du besoin en fonds de roulement qui comprend des stocks de combustibles et dont la valeur est donc sensible au cours des matières premières..

L'évolution des amortissements dépend (i) de la mise en service de nouveaux moyens de production et (ii) des amortissements accélérés du fait de la décision de déclasser des installations avant leur fin de vie prévisionnelle.



L'information transmise par EDF SEI dans le cadre de sa comptabilité appropriée ne permet pas de ventiler les amortissements entre les actifs rémunérés aux taux différents.

⁸⁷ La rémunération des capitaux investis couvrent :

- les actifs nets de production immobilisés ;
- les immobilisations en cours ;
- le besoin en fonds de roulement.

⁸⁸ Dans les termes de l'arrêté du 23 mars 2006, le taux de 11 % nominal avant impôt « s'applique à la rémunération du capital immobilisé dans les investissements suivants :

- création de moyens de production nouveaux ;
- augmentation de capacités de production existantes ;
- mise aux normes environnementales de capacités de production existantes ;
- rénovation de capacités de production existantes. »

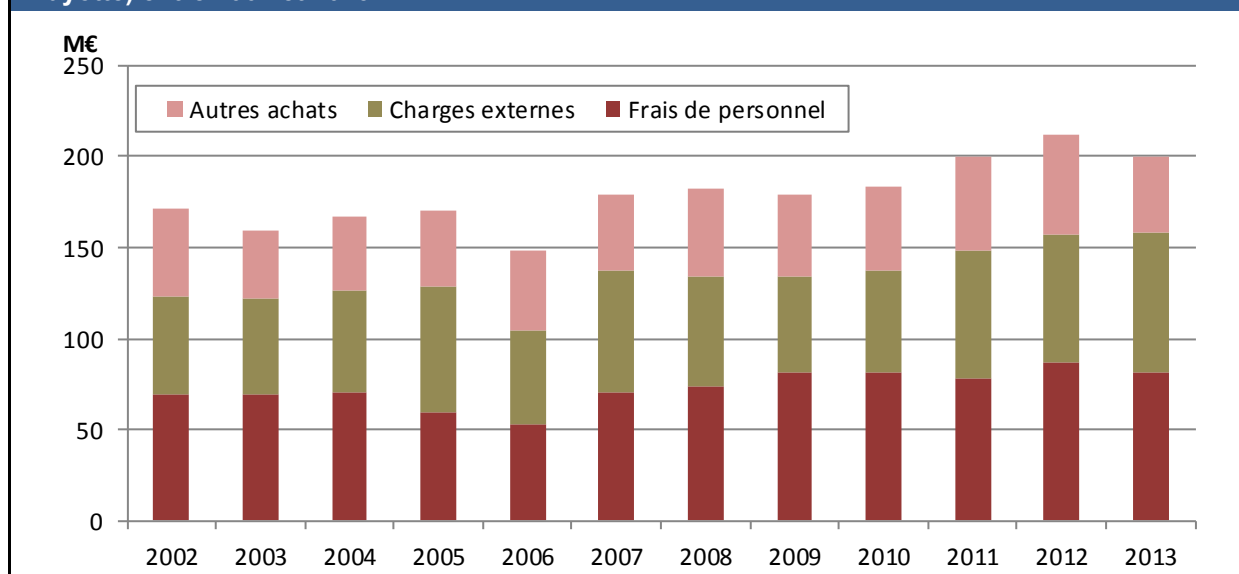
Aucun taux de rémunération n'a été fixé pour les investissements réalisés dans les îles bretonnes des Glénan, Ouessant, Molène et Sein et dans l'île de Chausey. Pour ces îles, le taux de 7,25 % utilisé pour la rémunération des capitaux immobilisés avant la publication de l'arrêté du 23 mars 2006 continue à s'appliquer.

Les dépenses de personnel, charges externes et autres achats

Ce poste de charges comprend l'ensemble des dépenses de personnel (masse salariale, cotisations sociales, taxes afférentes), les achats réalisés hors combustibles et hors énergie ainsi que l'ensemble des prestations de services extérieurs et les autres frais de gestion courante (prestations payées à EDF Trading par exemple).

La variation des charges externes est liée en général aux frais de réparation, de maintenance ou de démantèlement des installations de production.

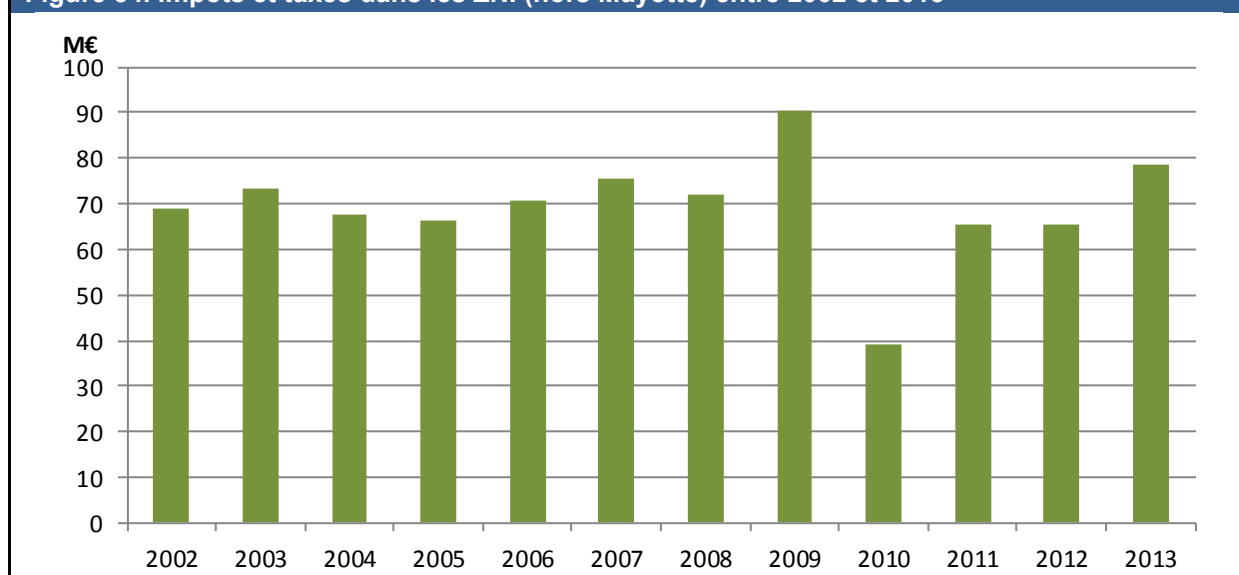
Figure 53. Dépenses de personnel, charges externes et autres achats dans les ZNI (hors Mayotte) entre 2002 et 2013



Les impôts et taxes

Ce poste de charges regroupe l'ensemble des impôts et taxes hors ceux afférents aux dépenses de personnel (taxes professionnelle et foncière, taxe générale sur les activités polluantes, taxe sur les carburants, etc.).

Figure 54. Impôts et taxes dans les ZNI (hors Mayotte) entre 2002 et 2013



L'augmentation significative du poste impôts et taxes en 2009 résulte d'une augmentation de la taxe sur les carburants, notamment en Guyane, d'une augmentation de l'assiette de calcul de la taxe

professionnelle en Guadeloupe et à La Réunion et enfin d'un dégrèvement de taxe professionnelle inférieur à celui appliqué l'année précédente. La forte diminution en 2010 s'explique, d'une part, par la réforme de la taxe professionnelle, et d'autre part, par le remboursement de la taxe intérieure sur les produits pétroliers portant sur les années 2004 à 2007 en Corse.

Les frais liés aux quotas CO₂

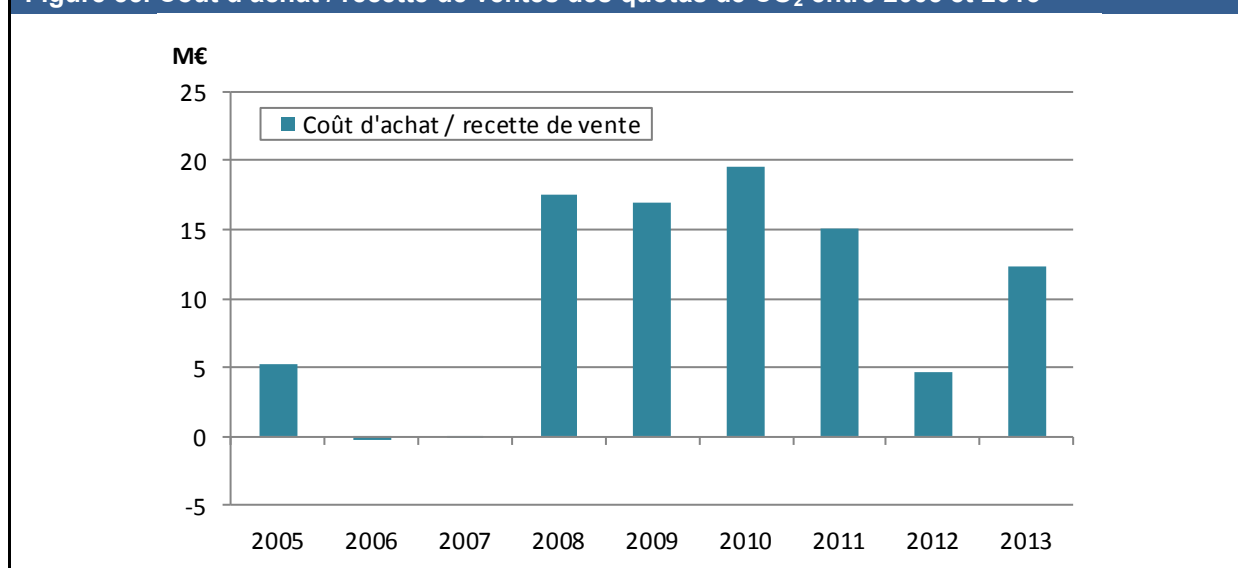
Les frais de gestion des quotas CO₂ résultent de la combinaison d'un effet volume qui dépend directement de la fréquence d'appel des moyens de production thermiques, et d'un effet prix résultant des échanges sur le marché des quotas et de l'évolution du contexte réglementaire qui détermine l'attribution des allocations gratuites de quotas.

Le plan national d'affectation des quotas d'émissions de gaz à effet de serre mis en place en février 2005⁸⁹ prévoyait une phase transitoire d'attribution gratuite de quotas de CO₂ en faveur des industries productrices d'électricité jusqu'à la fin 2007.

Ces allocations ont été réduites sur la période allant de 2008 à 2012⁹⁰. Les émissions de CO₂ affectent mécaniquement les coûts de production, dans la mesure où un déficit de quotas par rapport aux émissions effectives des centrales concernées oblige l'exploitant à acquérir les quotas manquants sur les marchés d'échange prévus à cet effet. Inversement, un excédent de quotas permet à l'exploitant de vendre ceux-ci à un prix donné. Ce gain vient en diminution des coûts de production à compenser.

Les allocations gratuites de quotas ont complètement disparu à compter de 2013⁹¹ ce qui explique la hausse des dépenses d'acquisition de quotas en 2013.

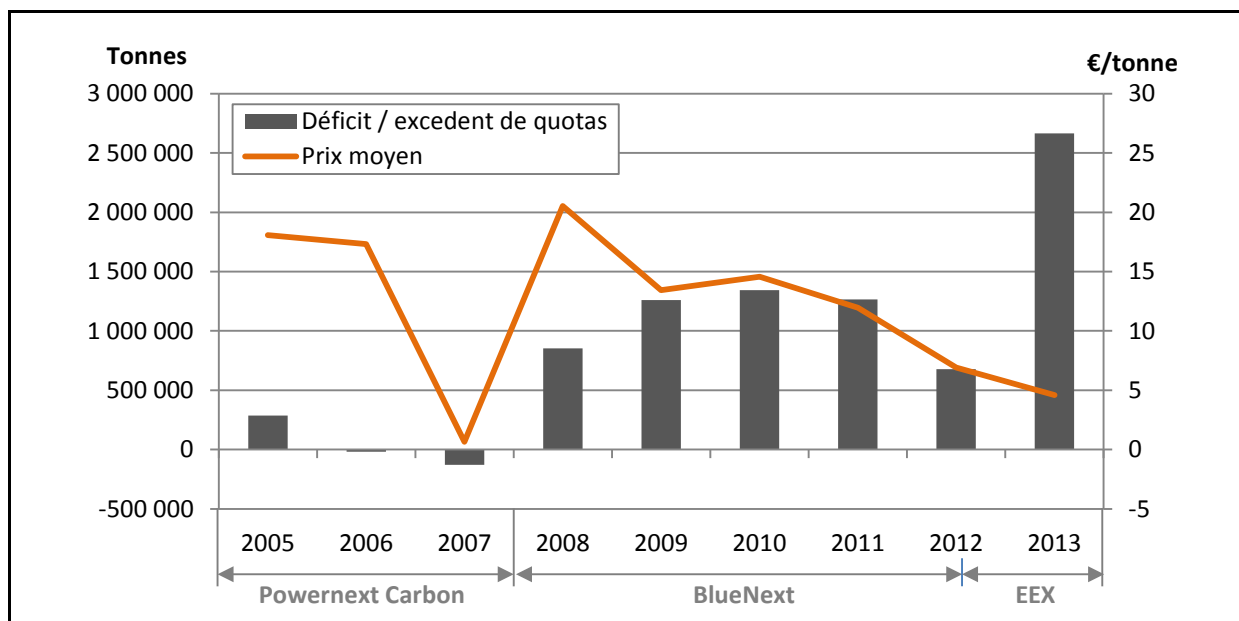
Figure 55. Coût d'achat / recette de ventes des quotas de CO₂ entre 2005 et 2013



⁸⁹ Décret n°2005-190 du 25 février 2005 approuvant le plan national d'affectation des quotas d'émission de gaz à effet de serre établi pour la période 2005-2007 (PNAQ1).

⁹⁰ Arrêté du 31 mars 2008 relatif à la vérification et à la quantification des émissions déclarées dans le cadre du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre pour la période 2008-2012 (PNAQ2).

⁹¹ La directive européenne 2009/29 CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative aux émissions de gaz à effet de serre, déclinée en droit français par l'ordonnance n°2012-827 du 28 juin 2012 relative au système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre pour la période 2013-2020 (PNAQ3), exclut la production d'électricité des quotas gratuits.



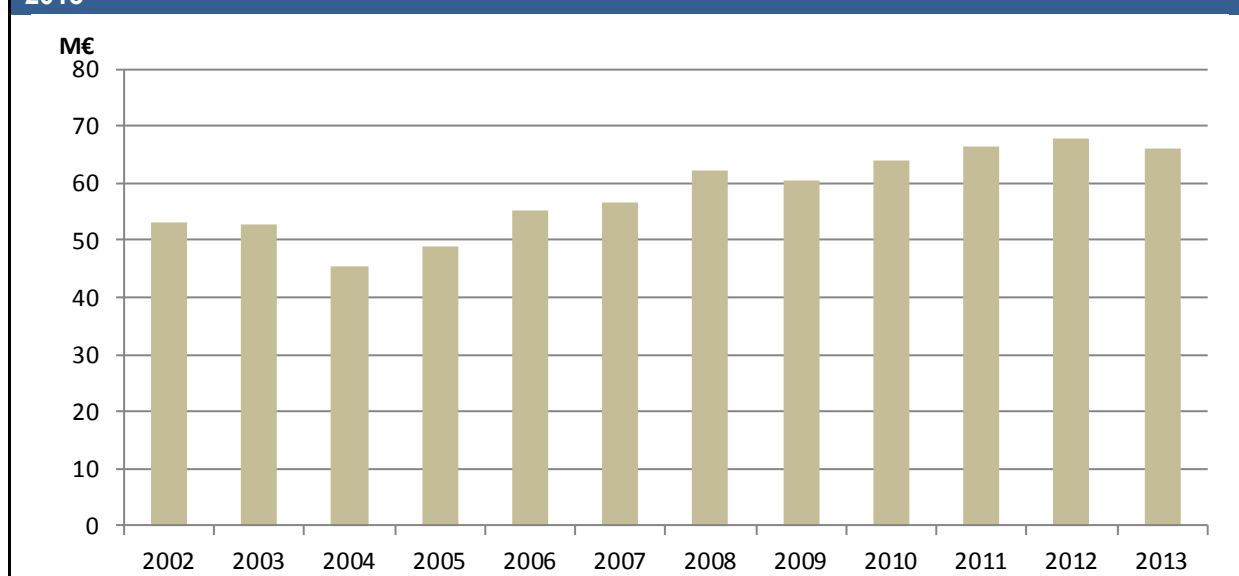
Le prix des quotas CO₂ sur le graphique correspond au prix moyen évalué par la CRE pour la valorisation des déficits / excédents de quotas d'EDF SEI en référence au marché qui s'avérerait le plus représentatif pendant la période étudiée.

La faible valeur du prix en 2007 s'explique par l'effondrement du marché des quotas de CO₂. Le prix a retrouvé son niveau de 2008 et il est, depuis 2010, en décroissance continue.

Les services extérieurs

Ce poste de coûts comprend l'ensemble des frais de structure, dont la quote-part est affectée à l'activité de production. Il s'agit des frais communs exposés localement (fonctions communes, véhicules, informatique, immobilier) et des dépenses de la direction d'EDF SEI. Ce poste inclut également les prestations de services externes assurées par les entités supports de la direction centrale du Groupe EDF telles que la formation professionnelle, la recherche et développement, les services informatiques et télécommunications, la gestion de l'immobilier ou celle des assurances ainsi qu'une quote-part des charges centrales du Groupe EDF.

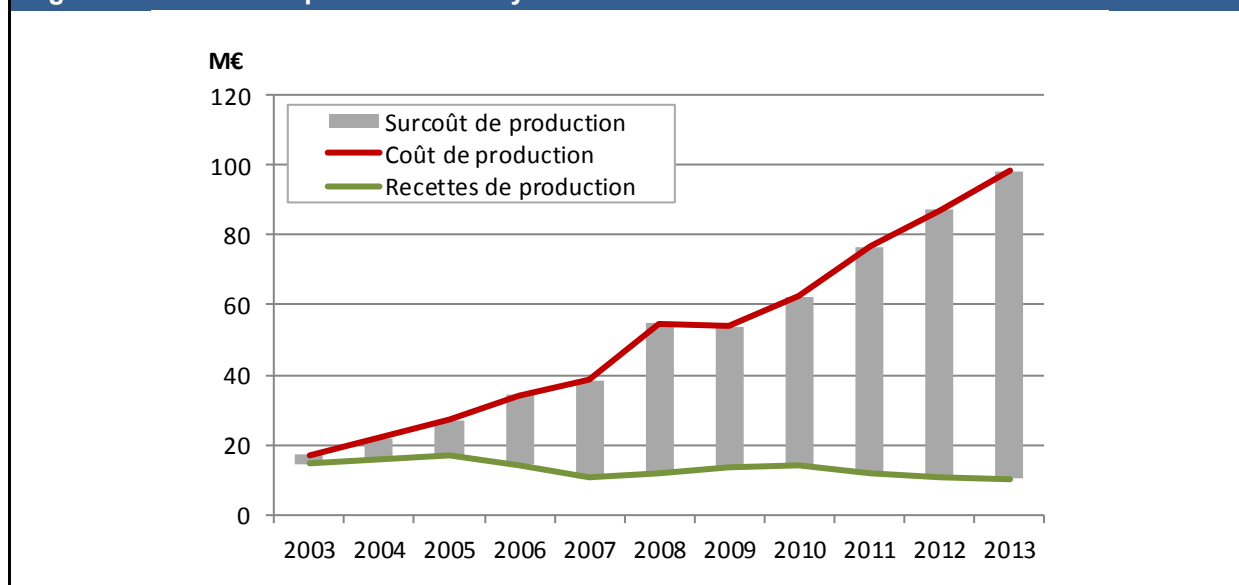
Figure 56. Dépenses liées aux services extérieurs dans les ZNI (hors Mayotte) entre 2002 et 2013



Surcoût de production d'EDM

Comme l'illustre la figure 57, la croissance des surcoûts est très importante à Mayotte.

Figure 57. Surcoût de production à Mayotte entre 2003 et 2013



Elle s'explique principalement par :

- la mise en œuvre progressive de la péréquation tarifaire, diminuant les recettes de production malgré la hausse de la demande ;
- une croissance soutenue de la consommation (d'environ +13 % par an entre 2003 et 2007), conséquence de la baisse des tarifs d'électricité et de la croissance démographique et économique ;
- la hausse sensible des prix des combustibles fossiles, qui constituent la source d'énergie primaire des centrales thermiques composant le parc de production de Mayotte.

Impact de la mise en œuvre progressive de la péréquation tarifaire à Mayotte

La péréquation tarifaire a été mise en place à Mayotte de manière progressive à partir de 2003. Elle s'est achevée le 1^{er} janvier 2007 avec l'alignement des tarifs de vente hors taxes d'EDM sur ceux de la métropole⁹².

Cinq arrêtés successifs ont été pris pour abaisser de manière progressive les tarifs de vente d'électricité à Mayotte entre le 1^{er} janvier 2003 et le 1^{er} janvier 2007, selon la séquence suivante :

- le 1^{er} janvier, le tarif « petite fourniture 3 kVa » d'EDM a été aligné sur le premier tarif « clients domestiques » en vigueur en métropole pour les consommations bimestrielles inférieures à 300 kWh tandis que les autres tarifs en vigueur à Mayotte étaient abaissés en moyenne de 10 % ;
- le 1^{er} août 2004, tous les tarifs non encore alignés d'EDM ont subi une nouvelle baisse, de 10 % en moyenne ;
- le 1^{er} août 2005, les tarifs de vente à Mayotte ont été redéfinis de telle sorte qu'ils soient en moyenne 1,7 fois supérieurs aux tarifs appliqués en métropole ;

⁹² Ce dispositif a été instauré par l'ordonnance n°2002-1451 du 12 décembre 2002 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité à Mayotte : « les tarifs de vente de l'électricité aux clients non éligibles et les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution à Mayotte seront, dans un délai qui ne peut excéder cinq ans, progressivement alignés sur ceux de la métropole. [...] Un arrêté conjoint des ministres chargés de l'économie, de l'énergie et de l'outre-mer fixe la procédure et les conditions de cet alignement. »

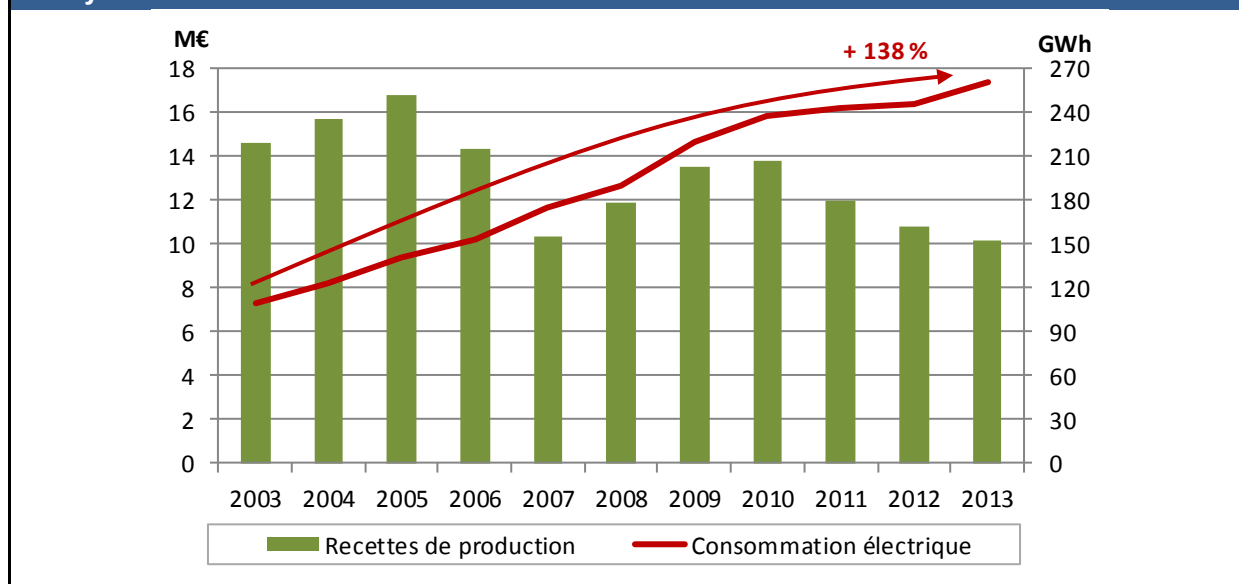
- le 1^{er} juin 2006, avec l'application d'une nouvelle formule de calcul, les tarifs d'EDM sont environ 1,5 fois supérieurs à ceux appliqués en métropole ;
- le 1^{er} janvier 2007, les tarifs d'EDM ont été alignés sur ceux de la métropole.

L'impact de l'application de la péréquation tarifaire à Mayotte sur la compensation des charges est double, car elle induit :

- un accroissement mécanique des surcoûts de production au regard de la part des coûts de production non couverts par les recettes tarifaires ;
- une hausse de la consommation due au fait que pour un même montant consacré aux dépenses d'électricité, les clients mahorais peuvent désormais acheter un volume plus important.

A l'instar des autres ZNI, la croissance de la consommation se ralentit depuis 2010 du fait du ralentissement de l'économie.

Figure 58. Chronique d'évolution de la consommation électrique et des recettes de production à Mayotte entre 2003 et 2013



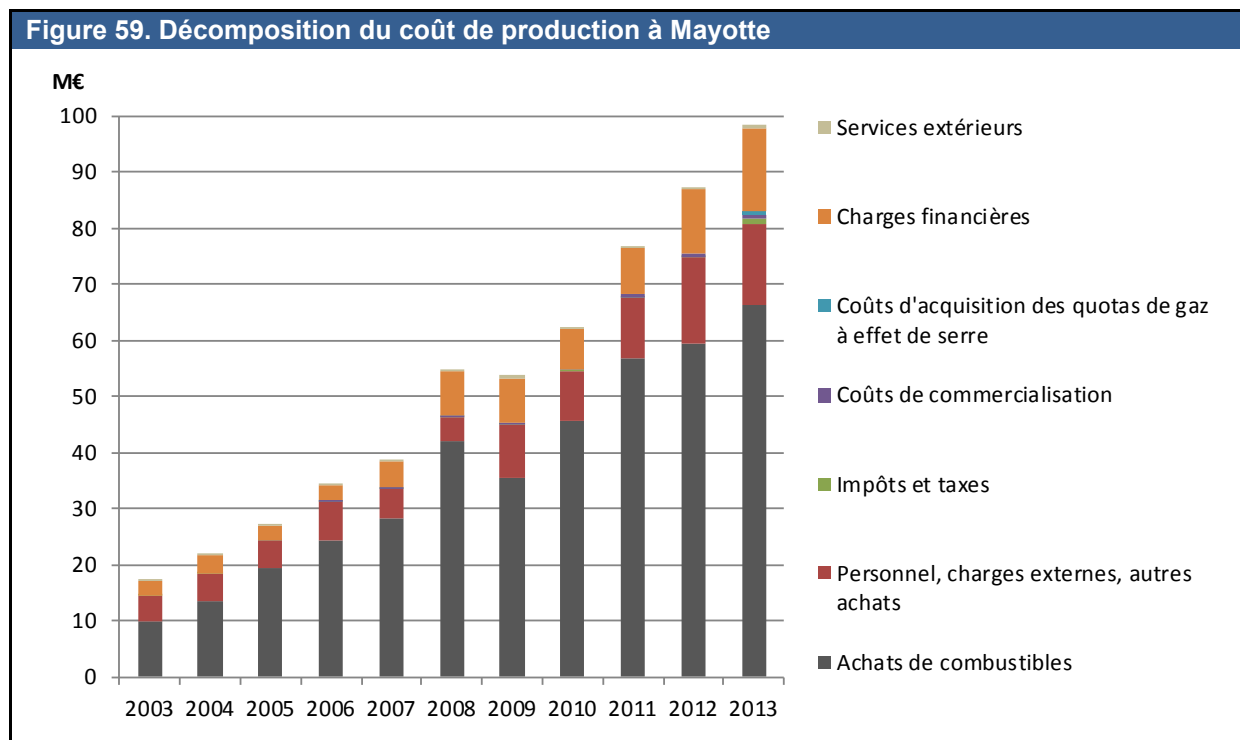
Suivant les mêmes modalités de calcul que pour EDF SEI, les recettes de production d'EDM sont obtenues en retranchant du chiffre d'affaires issu de la vente d'électricité les recettes de distribution et les recettes relatives à la gestion de la clientèle, puis en ajoutant les recettes liées à la vente des pertes et des services systèmes. Cependant, comme le TURPE ne s'applique pas à Mayotte et en application de l'article L 362-4 du code de l'énergie, les recettes d'acheminement sont considérées égales aux coûts de réseau⁹³. Par conséquent, la part des recettes de production se trouve ainsi grevée des coûts d'entretien et d'investissement du réseau, tirant mécaniquement à la hausse le surcoût de production d'EDM.

⁹³ L'ordonnance n°2012-510 du 18 avril 2012 a adapté la législation relative au service public de l'énergie dans le Département de Mayotte en complétant l'article L 362-4 du code de l'énergie de sorte que « les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de l'électricité, ainsi que la part correspondante de ces tarifs dans les tarifs réglementés de vente (...) sont égaux aux coûts d'utilisation des réseaux publics de distribution de l'électricité de Mayotte réellement supportés par la société concessionnaire (...) ».

Par ailleurs, à Mayotte, la CRE évalue les recettes de gestion clientèle non pas en utilisant la répartition normative du TURPE (80 %/20 %⁹⁴), mais en considérant, après analyse, que les recettes de gestion clientèle représentent 65 % des coûts de gestion supportés par EDM.

Coût de production d'EDM

La figure 59 présente l'évolution du coût de production de l'électricité entre 2003 et 2013, ventilé selon les principaux postes de charges.



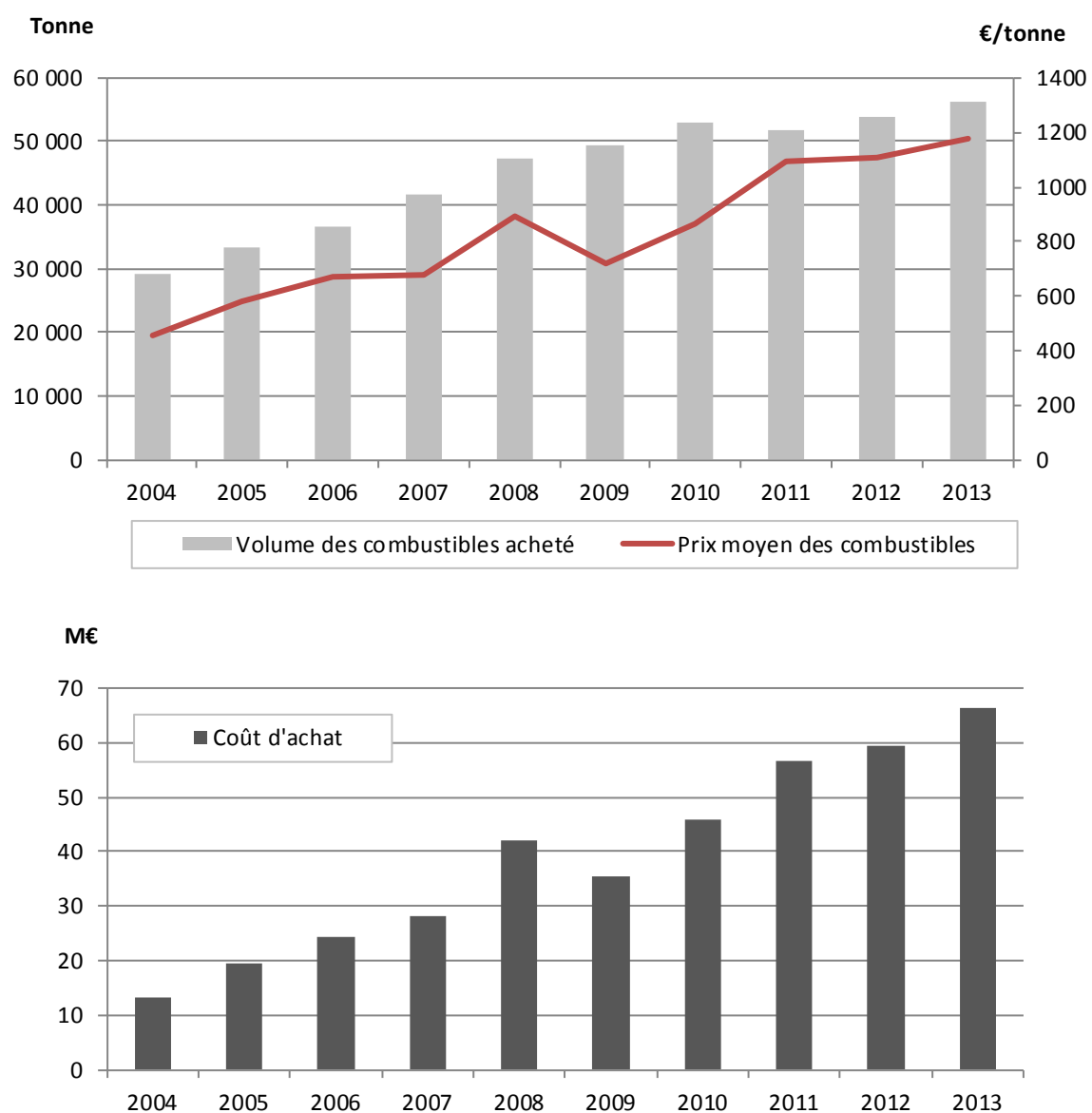
Achats de combustibles

Avant 2009, le parc de production à Mayotte était seulement composé de deux centrales thermiques fonctionnant au fioul. À partir de 2009, les premières installations photovoltaïques se sont développées dans le cadre des arrêtés tarifaires, sans toutefois remettre en question la prépondérance des moyens thermiques, pour lequel l'approvisionnement en combustible représente entre 60 % et 80 % des coûts de production.

La hausse des coûts d'achat de combustibles résulte d'un effet volume et d'un effet prix. Depuis 2011, EDM a mis en place un mécanisme de couverture de ses achats de combustible.

⁹⁴ La clef de répartition des recettes de gestion clientèle d'un fournisseur est fixée à une valeur normative de 80 % contre 20 % pour le gestionnaire de réseau.

Figure 60. Coût d'achat des combustibles à Mayotte

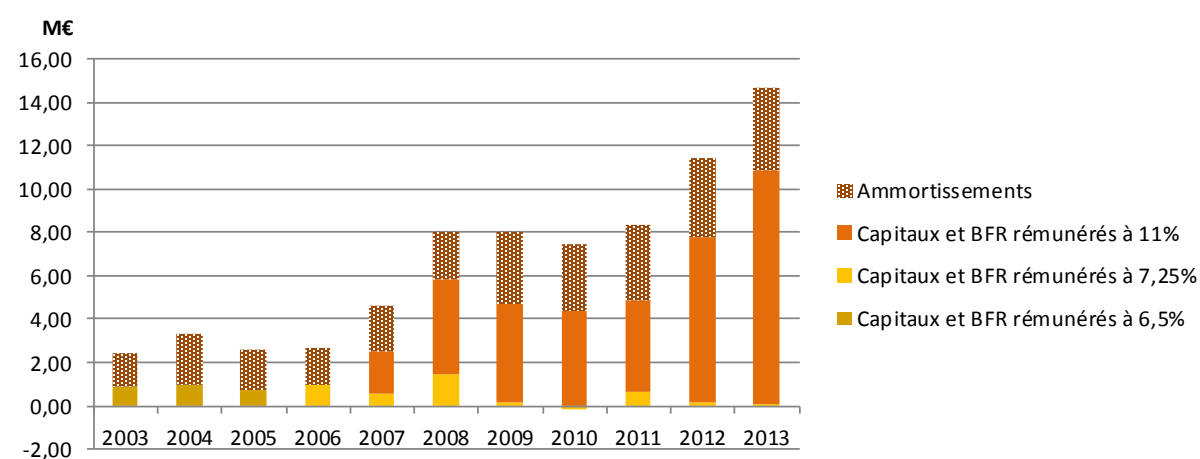


Les charges financières

La hausse des charges financières correspond à la mise en service de la centrale de Longoni en 2009, pour laquelle les premiers investissements ont été réalisés en 2007, et à l'augmentation des capacités de production installées après cette date.

L'information transmise par EDM dans le cadre de sa comptabilité appropriée ne permet pas de ventiler les amortissements selon le taux de rémunération de l'actif sous-jacent.

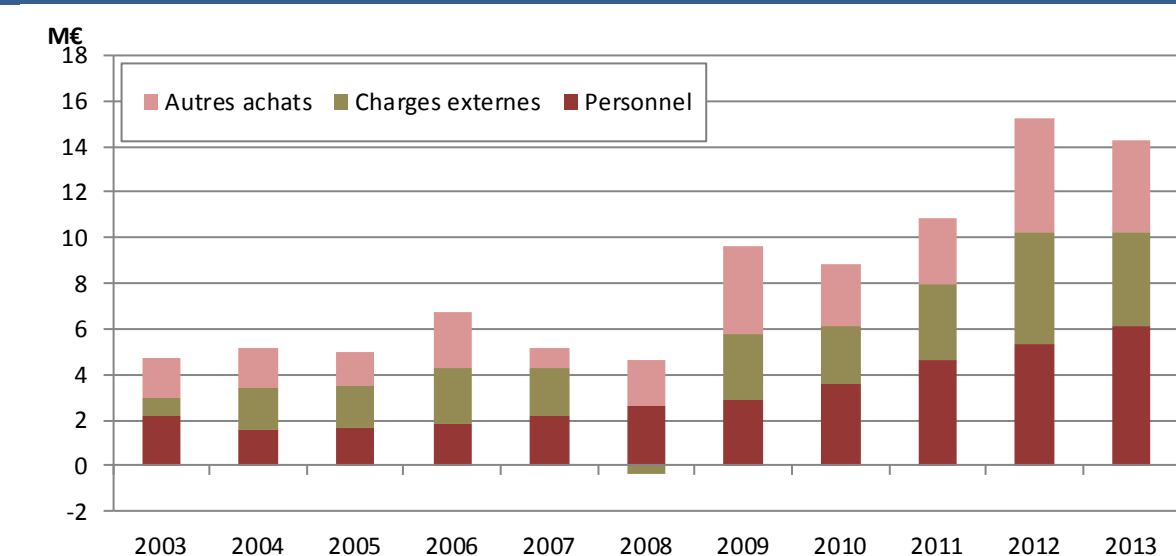
Figure 61. Charges financières à Mayotte entre 2003 et 2013



Les dépenses de personnel, charges externes et autres achats

L'évolution de ce poste de charge suit la croissance du parc installé.

Figure 62. Les dépenses de personnel, charges externes et autres achats à Mayotte entre 2003 et 2013



Les frais de gestion des quotas CO₂

EDM n'a intégré le système d'échange des quotas de CO₂ qu'en 2014, en application de l'arrêté du 23 avril 2014, avec une régularisation rétroactive de ses émissions au titre de l'année 2013. EDM ne bénéficie d'aucune allocation gratuite de quotas dans le cadre de PNAQ3.

2.2.2 Surcoût d'achat

Les surcoûts d'achat sont dus aux :

- contrats conclus dans le cadre des arrêtés tarifaires ;
- contrats conclus à l'issue des appels d'offres ;
- contrats négociés entre les fournisseurs historiques et les producteurs tiers.

S'agissant des contrats conclus dans le cadre des arrêtés tarifaires ou à l'issue d'appels d'offres, leur développement s'inscrit dans les différents dispositifs de soutien qui ont été mis en place par les

pouvoirs publics et déjà largement décrits dans la partie du rapport consacrée aux charges de service public en métropole (cf. chapitre 1 de section III).

Les arrêtés tarifaires

Lorsqu'une filière bénéficie d'un tarif d'obligation d'achat, les installations doivent se développer dans ce cadre. Cependant, tous les tarifs d'achat nationaux ne disposent pas de dispositions spécifiques aux ZNI permettant aux projets de se développer dans des conditions économiques satisfaisantes. Ainsi, si le porteur du projet parvient à démontrer que les coûts de son projet sont normaux et complets mais non rentabilisés par le tarif d'obligation d'achat en vigueur, il peut demander à bénéficier d'un contrat de gré-à-gré. Cette dérogation a déjà été appliquée pour la filière biomasse.

Il existe un tarif spécifique aux ZNI pour l'éolien avec stockage. Les filières géothermie, biogaz, hydraulique et incinération bénéficient de majorations ou de tarifs spécifiques par rapport au tarif métropolitain. Pour la filière photovoltaïque, le tarif intègre les conditions d'ensoleillement des ZNI.

Les appels d'offres

Le producteur perçoit le prix qu'il a demandé dans son offre.

En 2004, un appel d'offres a porté sur la construction, en Martinique, d'une centrale thermique de pointe faisant appel à une turbine à combustion de 40 MW. À l'issue de cette procédure, le projet de la Compagnie de Cogénération du Galion, filiale d'Albioma, a été sélectionné et mis en service en 2007.

Les appels d'offres solaires de 2009 et de 2011⁹⁵ prévoyaient respectivement 20 MW et 50 MW de nouvelles installations avec stockage de l'énergie utilisant les techniques de conversion du rayonnement solaire en électricité à partir de technologies photovoltaïques ou de technologies thermodynamiques. L'appel d'offres de 2009 a été déclaré sans suite. À l'issue de l'instruction de l'appel d'offres de 2011, 59,49 MW ont été retenus, soit 17 dossiers, avec un prix moyen pondéré de 397,5 €/MWh.

Le 8 novembre 2010, le ministre chargé de l'énergie a lancé un appel d'offres⁹⁶ portant sur la construction d'installations éoliennes terrestres équipées de dispositifs de stockage d'énergie électrique et de prévision de production dans les régions de Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, La Réunion et les collectivités de Saint-Barthélemy et Saint-Martin. La puissance cible était de 95 MW. À l'issue de l'instruction, 9 projets ont été retenus. Leur mise en œuvre est difficile, du fait de la difficulté rencontrée par les lauréats à obtenir leur autorisation d'urbanisme.

Les contrats de gré-à-gré

Les contrats de gré-à-gré portent sur des installations de nature très diverses. Depuis le décret du 22 mai 2006 qui a modifié le décret n°2004-90 du 28 janvier 2004, le prix d'acquisition, objet du contrat négocié entre un fournisseur historique et un producteur tiers⁹⁷, ainsi que les conditions de production du moyen de production considéré, font l'objet d'un contrôle spécifique de la CRE et d'une analyse au cas par cas.

Par délibération du 9 septembre 2014⁹⁸, la CRE a rendu publique la méthodologie appliquée dans l'étude de ces contrats. Cette délibération constitue pour la CRE une directive opposable aux opérateurs concernés. La CRE appliquera cette méthodologie chaque fois qu'elle examinera une

⁹⁵ Appel d'offres n° 2009/S 136-198744 et appel d'offres n° 2011/S 145-240322.

⁹⁶ Appel d'offres n° 2010/S 217-332689.

⁹⁷ Le calcul du surcoût d'achat est précisé dans la partie 1.2 de section II.

⁹⁸ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 septembre 2014 portant communication relative à la méthodologie appliquée à l'examen des coûts d'investissement et d'exploitation dans des moyens de production d'électricité situés dans les zones non interconnectées et portés par EDF SEI ou Électricité de Mayotte ou qui font l'objet de contrats de gré-à-gré entre les producteurs tiers et EDF SEI ou Électricité de Mayotte.

opération, sous réserve qu'aucune circonstance particulière à cette opération ou aucune considération d'intérêt général ne justifient qu'il y soit dérogé. Cette méthodologie est susceptible d'être mise à jour, au fur et à mesure de la pratique décisionnelle de la CRE.

Les surcoûts des installations expérimentales ne peuvent être compensés dans le cadre d'un contrat de gré-à-gré tel que visé à l'alinéa Vbis de l'article 4 du décret 2004-90 du 28 janvier 2004 relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité. En effet, l'article L 121-7 du code de l'énergie prévoit que les surcoûts de production qui sont compensés au titre de ces contrats sont ceux qui résultent « des particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones ». Or, un projet expérimental présente des particularités liées au choix de la solution technique retenue mais non inhérentes à la nature de la ZNI dans laquelle il est localisé. En outre, étant de nature expérimentale, ces projets ne permettent pas de garantir une production conforme aux besoins du système. Le développement de ces installations peut par contre bénéficier d'aides à la recherche et au développement.

Evolution historique

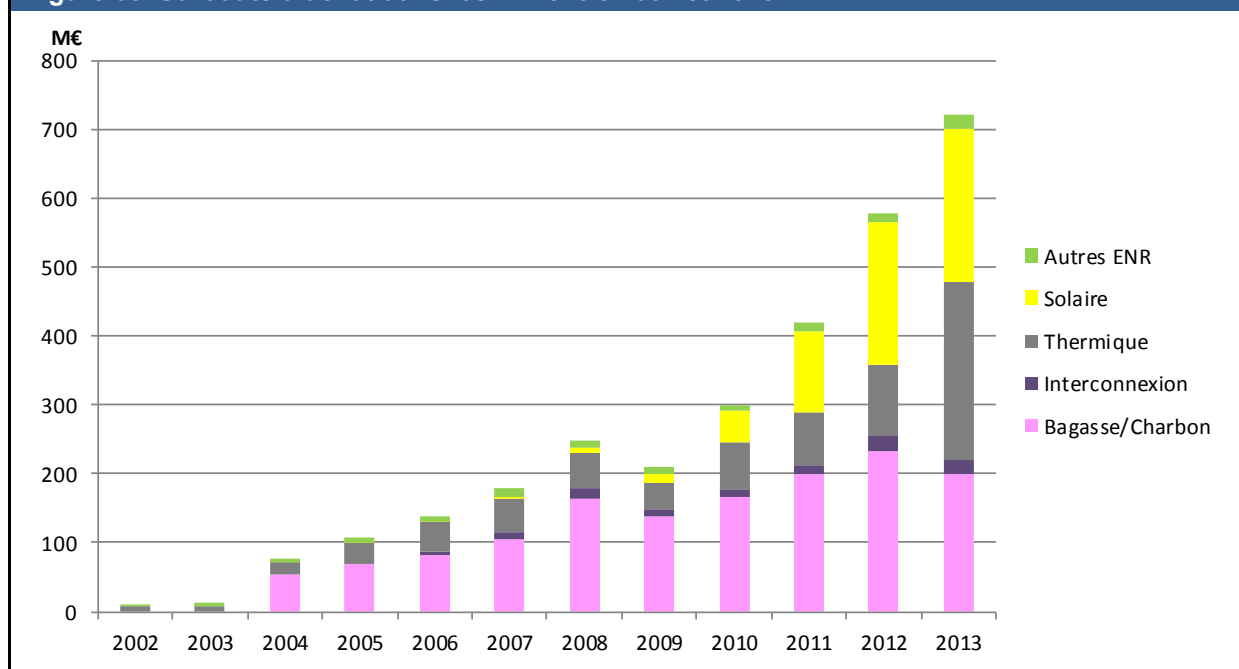
Cette partie met en évidence les facteurs d'évolution des coûts et des surcoûts d'achat par filière de production. Des analyses statistiques détaillées sont présentées pour certaines filières.

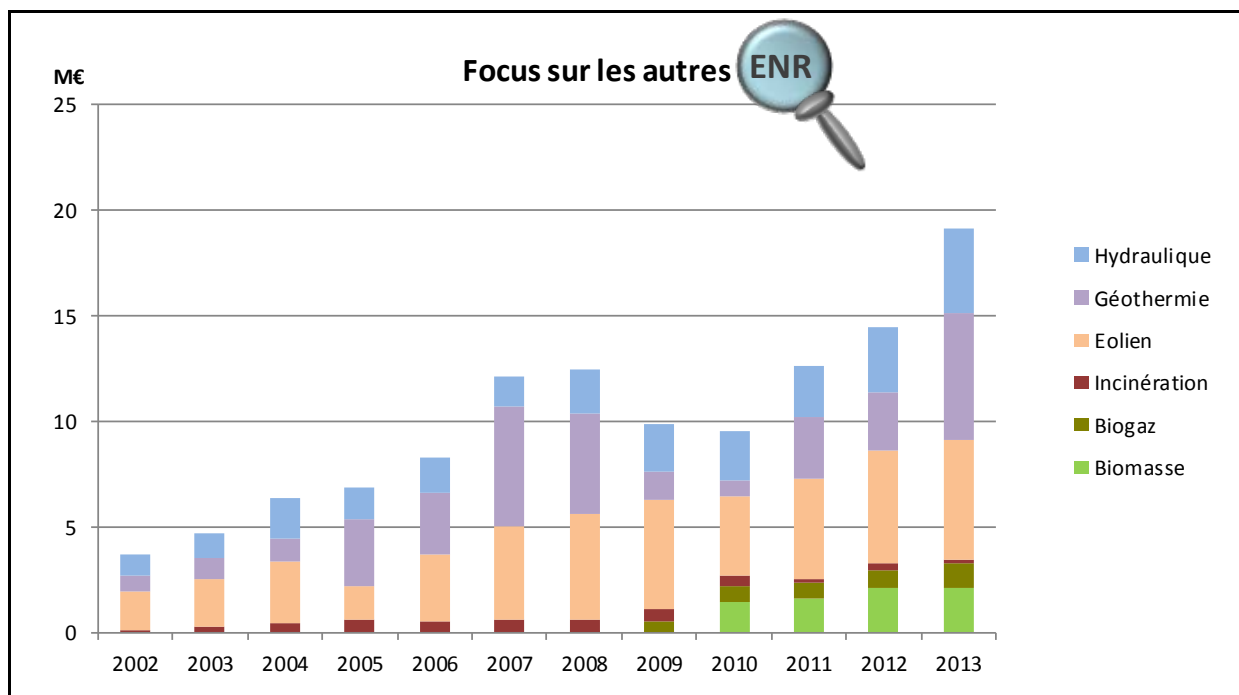
Avertissement

La CRE ne peut pas présenter l'évolution des puissances installées par filière car la qualité de l'information déclarée par les fournisseurs historiques ne permet pas d'affecter avec certitude les puissances mises en services au titre de chaque année considérée ainsi que les coûts correspondants.

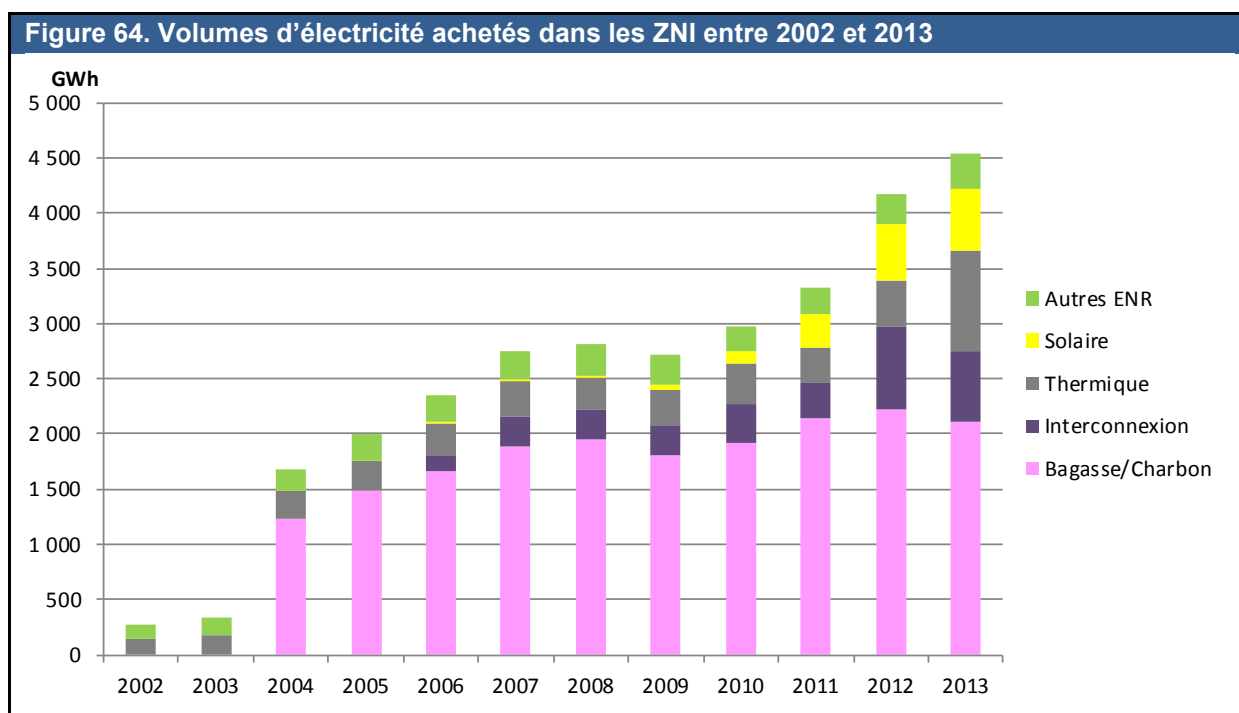
La figure 63 représente la ventilation des surcoûts d'achat par filière de production pour l'ensemble des ZNI. À Mayotte, les contrats d'achat concernent uniquement des centrales photovoltaïques, qui sont intégrés dans cette présentation générale.

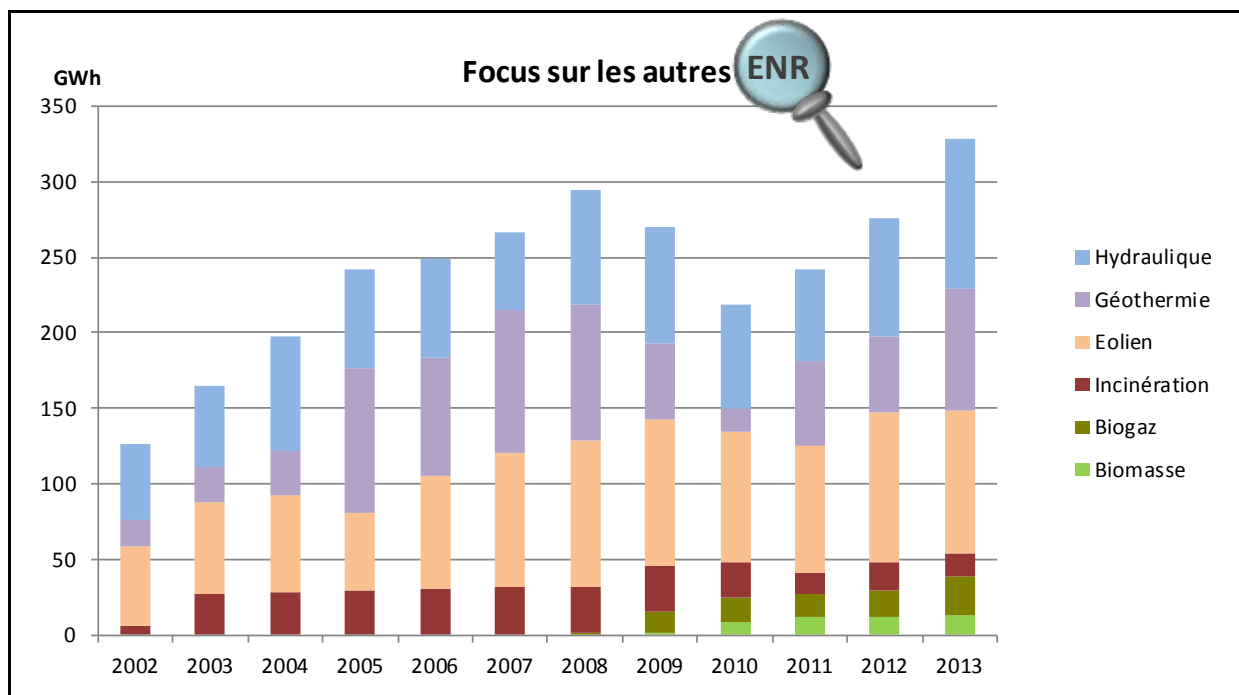
Figure 63. Surcoûts d'achat dans les ZNI entre 2002 et 2013





La figure 64 représente la ventilation par filière de production des volumes d'électricité achetés dans l'ensemble des ZNI.





Bagasse/charbon

Les installations de production de type bagasse/charbon sont exclusivement présentes à la Réunion (211 MW installés en 2013) et en Guadeloupe (93 MW en 2013). Ce sont des centrales de cogénération qui produisent de l'électricité et de la chaleur à partir de bagasse et de charbon. Pendant la campagne sucrière, qui dure de cinq à sept mois par an selon les zones, les centrales utilisent la bagasse comme principal combustible, et le reste du temps le charbon.

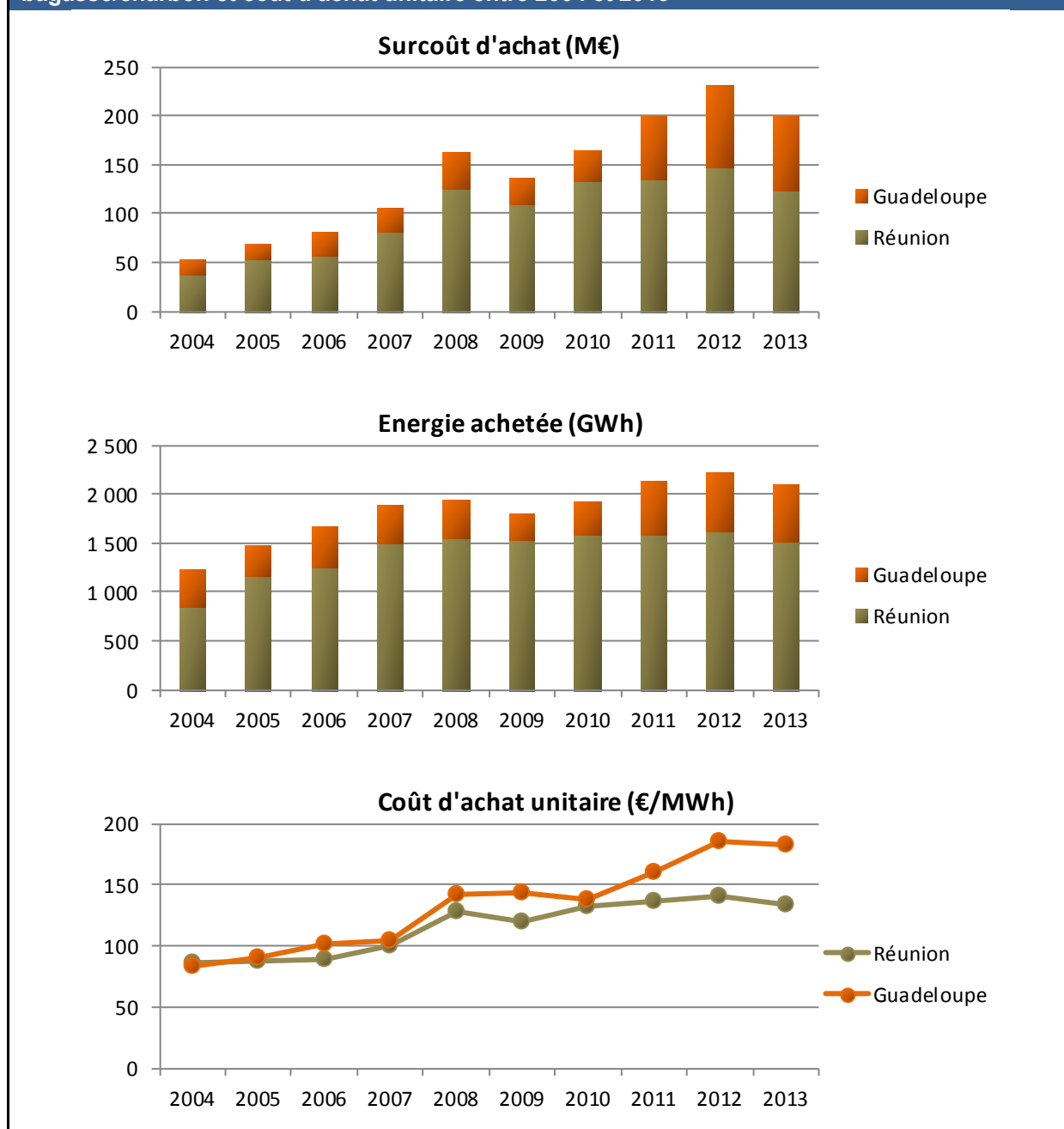
Historiquement, les coûts liés à ces centrales étaient comptabilisés dans les coûts de production d'EDF SEI au titre des contrats d'achat vapeur. En 2004, ces contrats ont été transformés en contrats d'achat d'électricité et par conséquent ont été exclus du périmètre des coûts de production.

La part des moyens de production bagasse/charbon dans les coûts d'achat est particulièrement importante du fait de la part substantielle de la production de ces installations dans les mix électriques locaux. Les coûts unitaires de production suivent la variation du prix du charbon et l'introduction de nouvelles conditions d'achat de l'électricité produite à partir de la bagasse. L'arrêté du 20 novembre 2009 a introduit une prime additionnelle pour l'électricité produite à partir de la bagasse pour les installations existantes et fixe le tarif d'achat pour les nouvelles installations⁹⁹.

Les volumes produits ont cru après la mise en service de nouvelles tranches de production à la Réunion (+45 MW sur le site de Bois-Rouge en 2005 et +52,5 MW sur le site du Gol en 2006) et en Guadeloupe (+34 MW au site du Moule en 2010). Cependant, ces nouvelles tranches de production adaptées pour un fonctionnement à la bagasse et au charbon ne brûlent que du charbon, car la bagasse est déjà entièrement consommée par les centrales historiques.

⁹⁹ L'arrêté du 20 novembre 2009 fixe la prime à 13 euros par tonne de canne à sucre pour les installations existantes, soit une revalorisation de l'ordre de 88 €/MWh. Pour les nouvelles installations, le tarif d'achat est fixé à 170 €/MWh, pour les installations dont la puissance est inférieure ou égale à 10 MW, à 155 €/MWh, pour les installations dont la puissance est supérieure ou égale à 30 MW, il est défini par interpolation linéaire entre ces deux valeurs.

Figure 65. Surcoûts d'achat, volumes achetés d'électricité produite par les installations bagasse/charbon et coût d'achat unitaire entre 2004 et 2013



Centrales thermiques

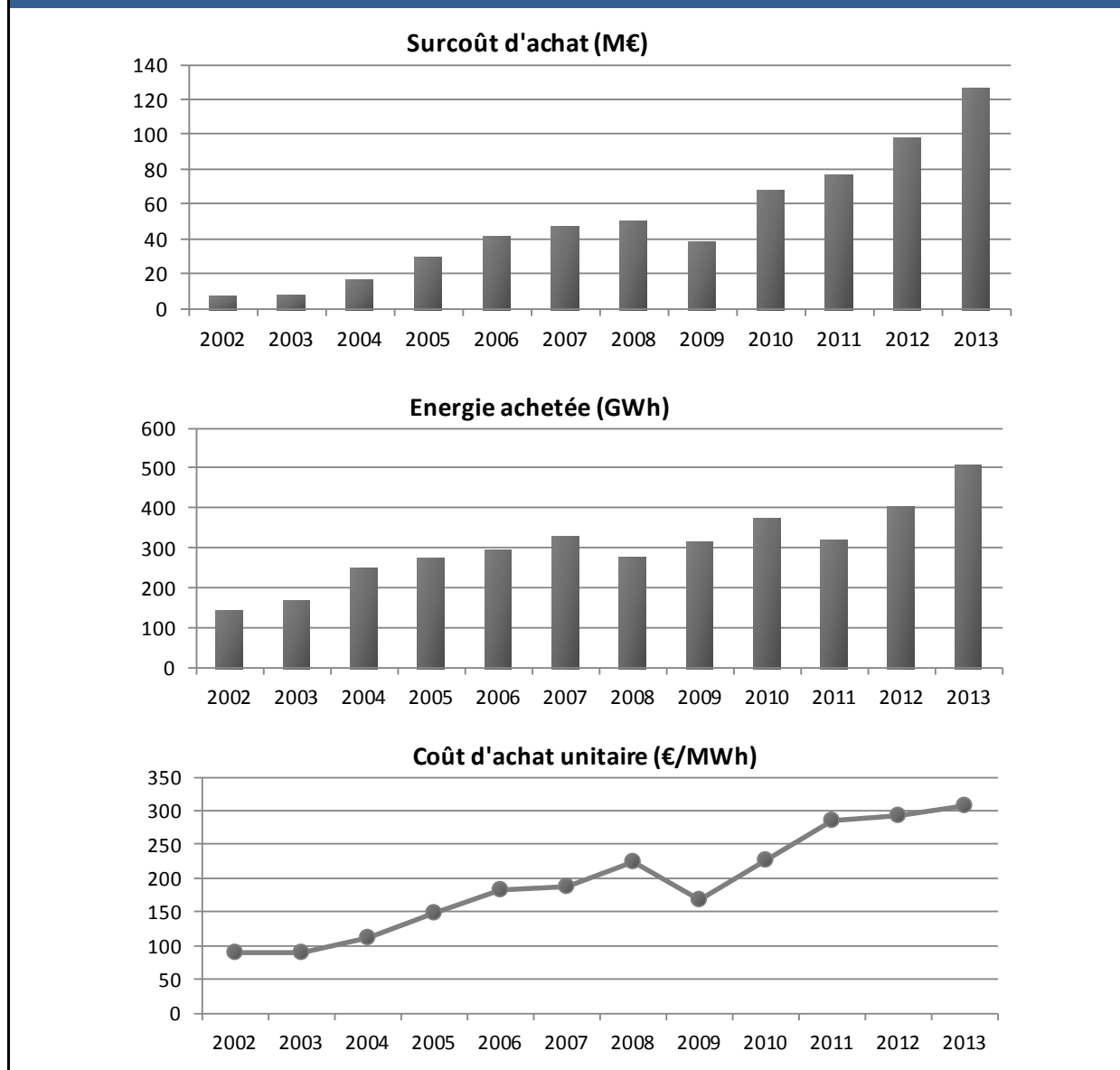
Cette filière regroupe les centrales thermiques fonctionnant au fioul qui assurent la production de base ainsi que les centrales de secours (turbines à combustion et groupes électrogènes) qui assurent la production de pointe et le maintien de l'équilibre offre-demande.

Tous les contrats d'achat pour ces moyens de production sont des contrats de gré-à-gré à l'exception du contrat de la TAC du Galion mise en service en 2007 à l'issue d'un appel d'offres.

Le coût de production des moyens thermiques est très sensible aux évolutions des cours des matières premières et aux taux de change. Par ailleurs, l'appel des moyens de secours occasionne de fréquents arrêts / démarrages qui sont assez coûteux. Le coût du MWh produit par ces installations est plus élevé que celui des autres installations bénéficiant d'un contrat d'achat, exception faite des centrales photovoltaïques.

Les surcoûts d'achat au titre des installations thermiques vont fortement croître du fait de la substitution des installations exploitées par EDF SEI par des installations nouvelles construites et exploitées par EDF PEI¹⁰⁰. La décision de remplacer les centrales en fin de vie de Bellefontaine en Martinique, Lucciana en Corse, Jarry en Guadeloupe et Port Est à la Réunion appartenant à EDF SEI par des centrales d'EDF PEI a été validée par la CRE en 2008 et en 2009¹⁰¹. Les premiers effets de cette substitution commencent à se traduire dans les charges de service public constatées au titre de l'année 2013.

Figure 66. Surcoûts d'achat, volumes achetés d'électricité produite par les installations fonctionnant en fioul et coût d'achat unitaire (hors impact de la centrale du Port Est) entre 2004 et 2013

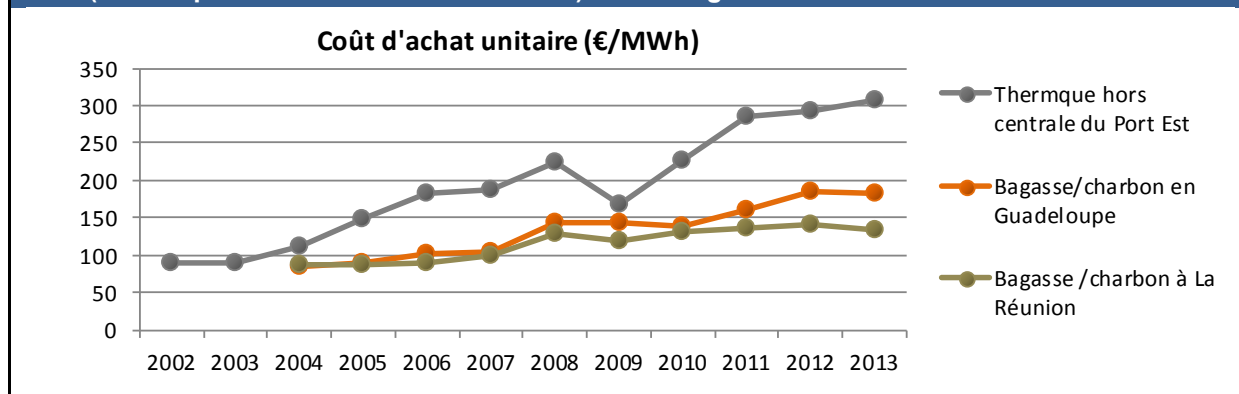


¹⁰⁰ En regard, les coûts de production d'EDF SEI vont significativement diminuer une fois que toutes les dépenses liées au démantèlement des anciennes installations auront été couvertes.

¹⁰¹ La délibération du 20 février 2008 sur les contrats d'achat de l'électricité produite par des installations construites en Guadeloupe, en Martinique et à la Réunion et la délibération du 16 juillet 2009 pour la centrale de Lucciana en Corse.

Les centrales bagasse/charbon ont un coût moyen unitaire inférieur à celui des centrales thermiques. Toutefois, il n'est pas possible d'envisager un parc sans centrale thermique car ces dernières assurent un service de moyen de secours avec un temps de démarrage rapide.

Figure 67. Coût d'achat unitaire de l'électricité produite par les installations fonctionnant au fioul (hors impact de la centrale du Port Est) et à la bagasse/charbon entre 2002 et 2013



Interconnexions

La Corse est reliée par deux câbles sous-marins à l'Italie. L'énergie soutirée sert majoritairement à satisfaire les besoins de base.

La liaison SACOI, mise en service dans les années 1960, est une liaison à courant continu entre l'Italie continentale et la Sardaigne, majoritairement sous-marine mais avec une partie aérienne le long de la côte orientale de la Corse. Une station de conversion continu/alternatif située à Lucciana et mise en service en 1987 permet de soutirer une puissance maximale de 50 MW.

La liaison SARCO, mise en service en 2006, est une liaison sous-marine à courant alternatif qui relie directement la Sardaigne et la Corse. La puissance de la liaison, initialement de 50 MW, a été portée à 80 MW depuis fin 2007 et à 100 MW à partir de 2013.

Historiquement, seules les quantités d'électricité achetées via la liaison SARCO ont donné lieu à compensation. En effet, l'électricité transitant sur la liaison SACOI, qui permet de fournir les clients corses, a été considérée comme produite par EDF à partir de son parc de production continental et fournie via le réseau italien. Elle ne pouvait donc donner lieu à compensation, les surcoûts à considérer dans les ZNI étant ceux liés « aux particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones ».

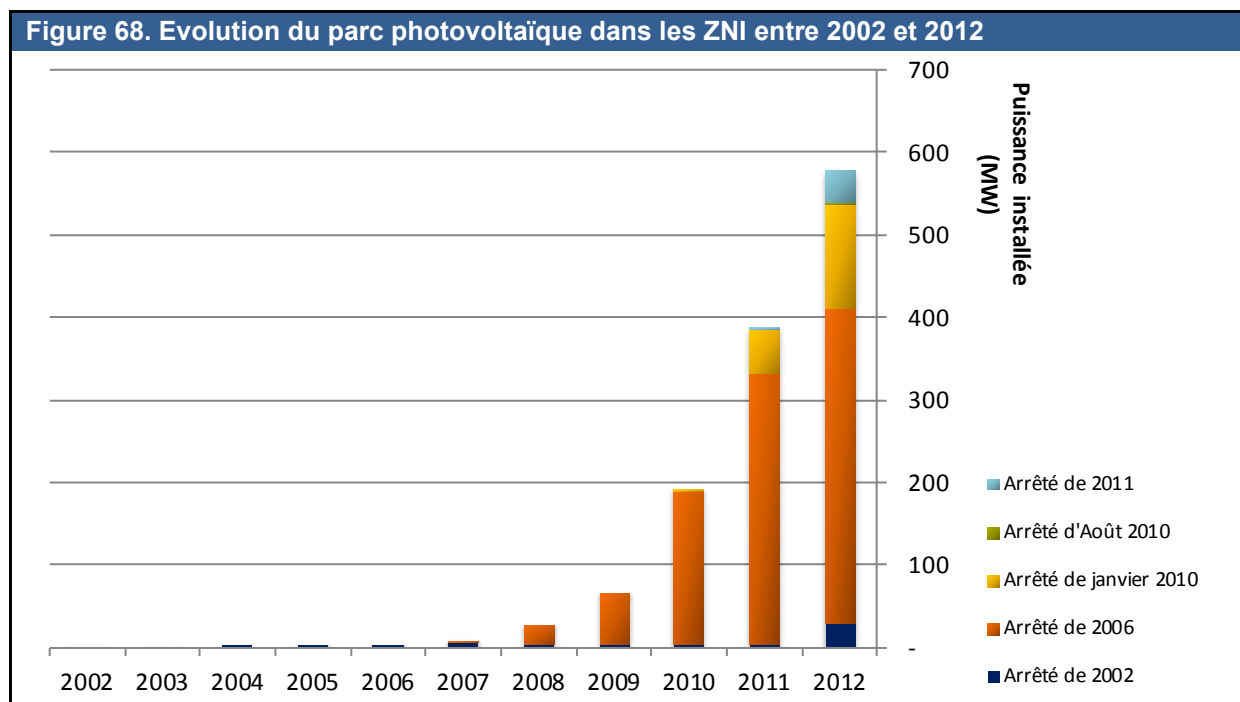
Cependant, en 2012, EDF a fait état d'une augmentation du coût de revient de l'électricité soutirée sur la liaison SACOI du fait d'une hausse des coûts liés au mécanisme d'allocation de capacités à la frontière franco-italienne et de l'introduction d'une nouvelle obligation de fourniture de certificats verts imposée par l'Italie depuis le 1^{er} janvier 2012. Ainsi, le coût de revient pour EDF SEI correspond à la somme (i) du ruban implicite des tarifs réglementés de vente d'électricité en vigueur au 31 décembre 2012, en tant que valeur représentative du coût comptable de production du parc d'EDF en France métropolitaine, (ii) du coût d'allocation de capacités et (iii) du coût lié aux certificats verts. De ce fait, il a été décidé de compenser EDF SEI des surcoûts par rapport au ruban des TRV.

Au terme du renouvellement de la liaison SACOI et de la station de conversion située à Lucciana, la capacité de soutirage passera de 50 MW à 100 MW.

Par ailleurs, à partir de 2013, le contrat d'achat de l'électricité circulant sur la liaison SACOI prend la même forme que celui du contrat SARCO. Les coûts d'achat de cette liaison deviennent donc éligibles à la compensation via la CSPE.

Photovoltaïque

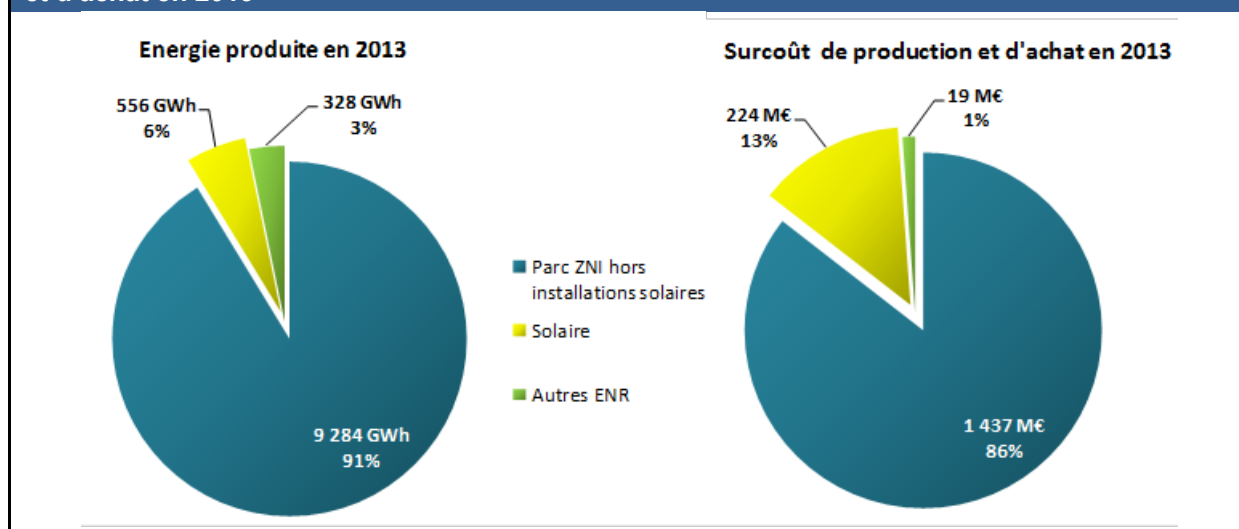
Le développement de la filière photovoltaïque dans les ZNI a commencé en 2002 dans le cadre de l'arrêté tarifaire du 13 mars 2002. Cependant, sa présence a été quasi négligeable jusqu'en 2007 avec un peu moins de 4,3 MWh d'installations bénéficiant de l'arrêté tarifaire précité à cette date. À l'instar de la métropole, la filière photovoltaïque dans les ZNI a connu un important développement depuis 2007, avec une très forte accélération entre 2009 et 2012¹⁰². La mise en service des premières installations photovoltaïques avec stockage retenues à l'issue de l'appel d'offres de 2011 devrait avoir lieu en 2014.



Si la part de l'électricité photovoltaïque dans le total de l'énergie produite est très modeste (6 % en 2013), les surcoûts d'achat sous-jacents sont très élevés (13 % en 2013). Ces chiffres sont à comparer à l'impact de l'ensemble des autres filières ENR (hors gros barrages), à savoir 3 % en volume d'énergie et 1 % en surcoût d'achat.

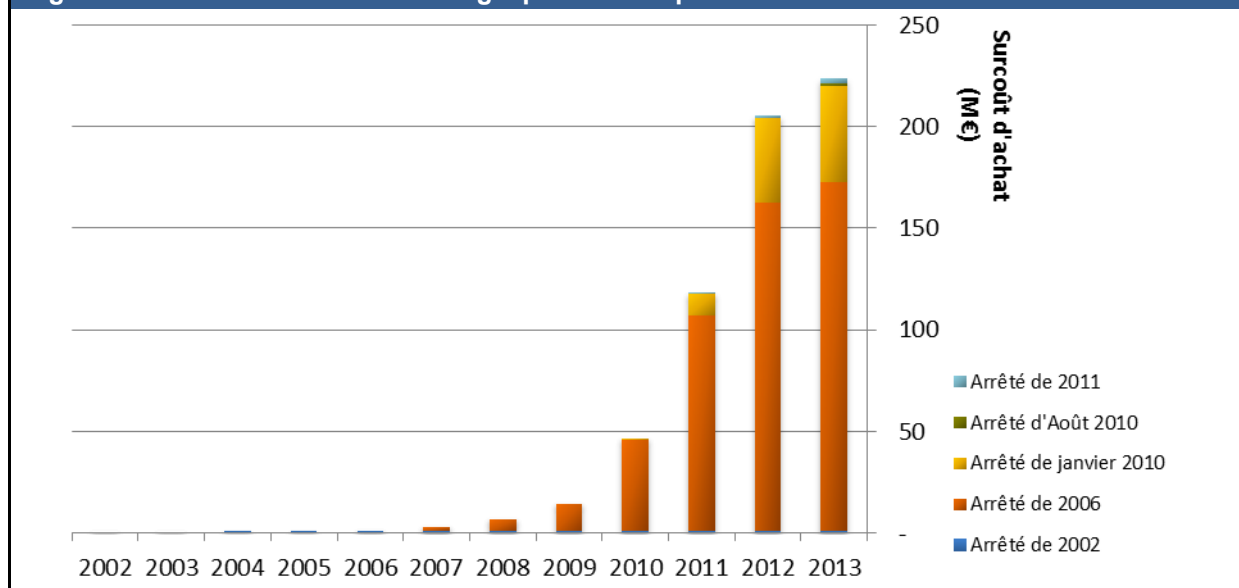
¹⁰² L'état du parc photovoltaïque à la fin 2013 n'était pas connu au moment de la rédaction du rapport. Les producteurs photovoltaïques bénéficient en règle générale la facturation annuelle. De ce fait, les déclarations des coûts d'achats supportés par EDF SEI et par EDM ne contiennent pas les volumes et coûts dont la facturation n'intervient qu'en 2014.

Figure 69. Part du photovoltaïque dans le mix énergétique et dans les surcoûts de production et d'achat en 2013



Étant majoritairement composé d'installations bénéficiant des conditions de rémunération particulièrement avantageuses de l'arrêté du 10 juillet 2006, le parc photovoltaïque des ZNI présente les coûts de production les plus élevés (453 €/MWh en 2013).

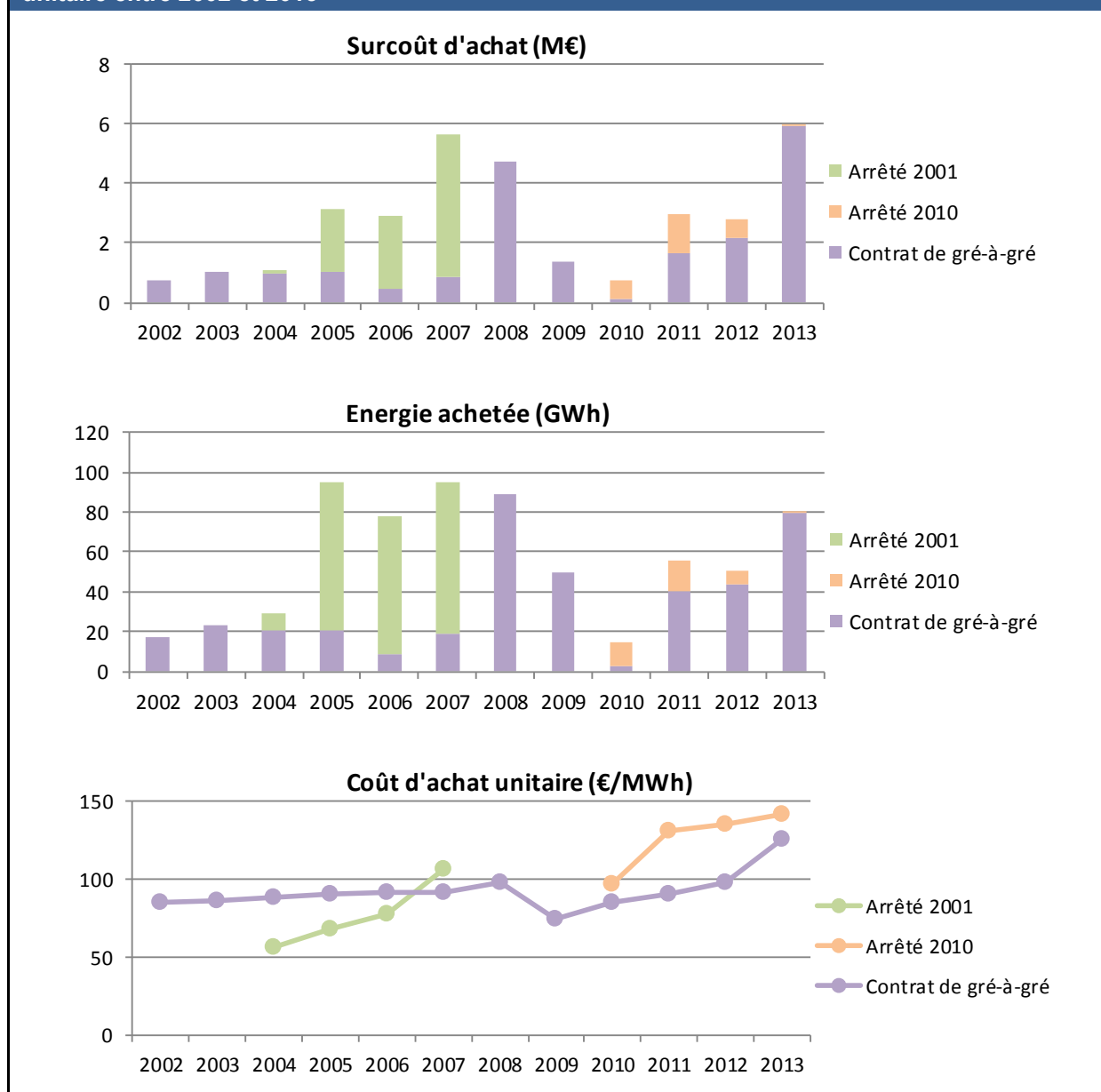
Figure 70. Surcoût d'achat de l'énergie photovoltaïque dans les ZNI entre 2002 et 2013



Géothermie

Le seul site de production d'électricité géothermique des ZNI est situé à Bouillante en Guadeloupe. Il est composé de deux unités de production, Bouillante 1 et Bouillante 2, qui ne bénéficient pas, à l'heure actuelle, des mêmes dispositifs de soutien, lesquels ont d'ailleurs beaucoup évolué au cours du temps.

Figure 71. Surcoûts d'achat, volumes achetés d'électricité géothermique et coût d'achat unitaire entre 2002 et 2013



Installation Bouillante 1

Bouillante 1 a été mise en service en 1995 dans le cadre d'un contrat de gré-à-gré conclu entre le producteur et EDF SEI. Ce contrat, conclu et négocié avant le 11 février 2000, n'a pas fait l'objet d'un examen préalable par la CRE. La centrale a été rénovée en 2010 et, en application de l'arrêté rénovation du 28 décembre 2009, a bénéficié d'un contrat d'obligation d'achat dont les termes sont fixés par l'arrêté tarifaire du 23 juillet 2010 avec un prix d'achat de la production fixé à 130 €₂₀₁₀/MWh.

Installation Bouillante 2

A sa mise en service en juillet 2005, l'installation Bouillante 2 a bénéficié d'un tarif d'obligation d'achat, fixé par l'arrêté tarifaire du 13 mars 2002, égal à 79,4 €/MWh. Cet arrêté prévoyait également des modalités de modulation du niveau de ce tarif en fonction de la disponibilité de l'installation.

A l'automne 2006, Géothermie Bouillante a demandé à quitter le cadre de l'obligation d'achat afin de bénéficier d'un prix de vente réévalué. Un avenant au contrat a été conclu entre EDF SEI et Géothermie Bouillante, prenant effet au 1^{er} novembre 2006. Après deux années d'exploitation très

perturbées (entre 2008 et 2010), Géothermie Bouillante a demandé mi-2010 la révision du mode de calcul des pénalités avec l'introduction d'une valeur plancher pour le taux de disponibilité utilisé pour les déterminer. Un deuxième avenant au contrat a été signé pour valider cette modification. Un troisième avenant a été signé en 2013, avec application rétroactive au 1^{er} février 2012, augmentant le prix d'achat. Cet avenant visait à prendre en compte les conséquences de la résiliation du contrat d'exploitation et de maintenance avec une société prestataire, notamment du transfert du personnel au producteur.

Hydraulique

Les contrats d'achat de l'électricité hydraulique sont conclus dans le cadre des arrêtés tarifaires. En application de l'arrêté « rénovation », huit installations ont renouvelé leurs contrats. Il existe aussi sept contrats de gré-à-gré (quatre en Corse, deux en Guadeloupe et un à la Réunion).

Tous ces contrats d'achat sont conclus pour des installations de petite puissance fonctionnant au fil de l'eau. Leur production dépend des aléas climatiques et offre peu de flexibilité. Ce mode de production affiche un des coûts les plus faibles (hors incinération) et les moins sensibles aux facteurs économiques exogènes.

L'énergie éolienne

Le développement de l'éolien dans les ZNI a précédé celui du photovoltaïque et a connu un encadrement réglementaire plus strict, fondé sur les zones de développement éolien, aujourd'hui incluses dans les futurs schémas régionaux air énergie climat (SRCAE) élaborés par les conseils régionaux et cosignés par le président de la collectivité et le préfet.

Seuil de 30 % de puissance intermittente acceptable en ZNI

Les énergies renouvelables fatales à caractère aléatoire (telles les fermes éoliennes et les installations photovoltaïques), lorsqu'elles représentent une part significative de la production instantanée dans un système électrique, peuvent conduire à des variations rapides de la puissance totale injectée sur le réseau électrique. Ceci est d'autant plus vrai que l'étendue géographique de la zone synchrone à laquelle ces installations de production appartiennent est réduite, limitant alors le foisonnement entre les différents utilisateurs. Ces variations de puissance, lorsqu'elles sont rapides et de grande amplitude, peuvent mettre en danger la stabilité du système, qui pourrait à cet instant précis ne pas disposer de suffisamment de réserves rapides pour les compenser.

Pour prendre en compte cette difficulté, l'arrêté du 23 avril 2008¹⁰³, modifié par l'arrêté du 24 novembre 2010, prévoit que les installations de production dont la puissance P_{max} est supérieure ou égale à 3 kVA et mettant en œuvre des énergies fatales à caractère aléatoire dans les zones non-interconnectées au réseau métropolitain continental peuvent être déconnectées du réseau dès que la puissance produite par ces installations excède 30 % de la puissance totale transitant sur le même réseau. Les gestionnaires de réseau déconnectent les installations de production d'électricité selon la règle « dernier arrivé en file d'attente, premier déconnecté ».

Ce seuil est déjà dépassé à La Réunion, en Corse, en Guadeloupe et à Mayotte et sera prochainement franchi dans les autres zones. Par conséquent, la poursuite du développement des énergies renouvelables fatales à caractère aléatoire dans les ZNI - éolien et photovoltaïque - est très limitée et nécessite de recourir à des installations intégrant une solution de stockage de l'électricité afin d'éviter de trop nombreuses déconnexions.

¹⁰³ Arrêté du 23 avril 2008 modifié, relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique, articles 22 et 22 bis.

La réglementation prévoit en effet que les installations de production de plus de 100 kVA équipées de moyens de stockage de l'énergie électrique, leur permettant notamment de disposer de capacités de réglage de la puissance active ne sont pas soumises à ces dispositions. Les documentations techniques de référence des gestionnaires de réseaux concernés doivent préciser les caractéristiques minimales, notamment en termes de capacité, de ces moyens de stockage de l'énergie électrique.

2.3 Recommandations issues du retour d'expérience de la CRE

Définition du mix énergétique

Le développement du système électrique dans les ZNI souffre du manque d'outils et de procédures partagés quant à la programmation des investissements. La dernière programmation pluriannuelle des investissements date de 2009 et indique uniquement un objectif de 30 % d'énergie renouvelable à horizon 2020 à Mayotte et de 50 % dans les autres zones, sans déclinaison spécifique par filière de production. Les bilans prévisionnels des investissements, rédigés par les gestionnaires de réseau, précisent seulement la puissance supplémentaire à installer pour satisfaire la demande.

La CRE recommande la publication régulière d'une PPI par ZNI avec une déclinaison des objectifs par filière et éventuellement par type de projets ou type de besoin (base, pointe) et, le cas échéant, des projets combinés (ex. éoliens plus hydraulique, biomasse plus solaire).

Par ailleurs, la loi LOOM du 13 décembre 2000 a confié aux régions ultramarines une compétence en matière d'énergie. Dans ce cadre, les régions se sont dotées dès 2008 d'un plan énergétique régional pluriannuel de prospection et d'exploitation des énergies renouvelables et d'utilisation rationnelle de l'énergie (PRERURE). Celui-ci définit la politique énergétique du territoire, à la fois en matière de maîtrise de la demande et de développement des énergies renouvelables.

En outre, l'habilitation énergie prévue par l'article 69 de la loi LODEOM du 27 mai 2009 sur la base des dispositions de l'article 73 de la Constitution est venue renforcer les compétences des territoires ultramarins dans le domaine énergétique en leur permettant d'adopter des dispositions à caractère législatif et réglementaire.

Enfin, le schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE), rédigé sous la double autorité du Préfet de région et du Président du Conseil régional, vise à établir des orientations à l'échelle régionale, aux horizons 2020 et 2050.

La coordination de l'ensemble de ces compétences avec les orientations de la PPI est nécessaire.

Soutien au développement des énergies renouvelables

La CRE recommande de recourir aux appels d'offres pour les filières matures, afin de sélectionner le(s) projet(s) le(s) plus compétitif(s). Les cahiers des charges doivent tenir compte des spécificités des zones d'implantation.

Les tarifs d'obligation d'achat applicables en ZNI doivent également tenir compte des spécificités de ces zones.

Le développement des filières éolienne et photovoltaïque, est conditionné par un assouplissement des contraintes de capacité d'accueil du réseau et des contraintes relevant du droit de l'urbanisme.

Dans sa délibération du 23 janvier 2013 portant avis sur l'arrêté tarifaire du 8 mars 2013¹⁰⁴, la CRE recommandait davantage de flexibilité dans la fixation du seuil de 30 % de pénétration des énergies fatales à caractère aléatoire, afin de rendre possible l'intégration d'un nombre plus important

¹⁰⁴ La délibération de la CRE du 23 janvier 2013 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental et disposant d'un dispositif de prévision et de lissage de la production est disponible à l'adresse suivante : <http://www.cre.fr/documents/deliberations/avis/eolien>

d'installations de production d'ENR¹⁰⁵ sans porter préjudice à la sûreté des systèmes électriques insulaires. Elle recommande « *de permettre l'adoption de différents seuils qui dépendraient des caractéristiques du moyen de stockage utilisé* » et de tenir compte des spécificités de composition des parcs de production locaux afin d'échelonner progressivement les exigences.

En parallèle de la révision de ce seuil, il est tout à fait possible de mettre en place un cadre qui permet la poursuite du développement du photovoltaïque sans stockage sous contrainte de déconnexion. Le risque sur les recettes du producteur devra être pris en compte dans le tarif d'achat spécifique proposé par les pouvoirs publics. Ce tarif majoré sera néanmoins très inférieur à celui qui permet d'assurer une rentabilité raisonnable pour des installations de stockage.

Prise en compte des surcoûts liés aux décisions des collectivités locales

Etant donné la composition du mix énergétique des ZNI, les coûts de production sont très sensibles au prix du fioul, qui peut être majoré par des décisions locales¹⁰⁶. Il en est de même des taxes locales, parfois appliquées aux seules entreprises de production d'électricité.

Par ailleurs, l'habilitation énergie prévue par l'article 69 de la loi pour le développement économique des outre-mer, exercée à ce jour par les régions Guadeloupe et Martinique, leur donne des compétences en matière de définition de la politique de l'énergie sur leur territoire. Leurs décisions peuvent avoir des conséquences importantes sur les coûts de production de l'électricité, financés par l'ensemble des consommateurs à travers la contribution au service public de l'électricité.

Dans le cadre de sa mission de calcul des charges de service public de l'électricité, la CRE doit se prononcer sur le niveau de compensation des charges de chaque nouvelle unité de production d'électricité. Par courrier en date du 17 octobre 2013, le Président de la CRE a alerté le Premier ministre sur le fait que « *le développement du système électrique dans ces territoires souffre du manque d'outils et de procédure partagés de programmation des investissements dans le secteur de l'électricité.* ». En effet, dans le cadre réglementaire en vigueur, la CRE ne peut pour sa part se prononcer que sur la compensation des charges liées à une nouvelle installation de production qu'au vu du « *coût normal et complet pour le type d'installation de production considéré* ». La CRE pourrait ainsi se trouver contrainte de refuser la couverture des charges de service public liées au développement d'installations qui peuvent avoir une pertinence en fonction de critères d'appréciation plus larges que le seul maintien de l'équilibre offre-demande.

Cependant, il n'est pas possible à la CRE de refuser de compenser des coûts imposés par les autorités locales ou ceux d'un contrat de gré-à-gré, dès lors que l'analyse révèle que ces coûts reflètent bien un coût « normal et complet » dans les conditions examinées. Pourtant, des solutions alternatives, moins coûteuses, pourraient présenter le même intérêt et la même efficacité pour le système électrique. Ainsi, il n'appartient pas à la CRE d'arbitrer entre des moyens de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables et des moyens thermiques (par exemple

¹⁰⁵ La loi du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement prévoit notamment un « *objectif de 30 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale à Mayotte et de 50 % au minimum dans les autres collectivités* ».

¹⁰⁶ Saint-Martin, ancienne commune de la Guadeloupe, est devenue une Collectivité d'Outre-Mer (COM) par la loi organique n° 2007-223 du 21 février 2007. Elle dispose désormais d'une autonomie fiscale. Dans ce cadre, en décembre 2012, la COM de Saint-Martin a voté une délibération augmentant la taxe spéciale de consommation sur les carburants de 0,06 €/litre de fioul à 0,23 €/litre. Cette taxe majorée s'applique à partir du 1^{er} janvier 2013 sur la consommation pétrolière et doit être versée aux douanes par les établissements industriels utilisant le gasoil « *comme carburant pour l'alimentation des moteurs fixes* ». La taxe a été maintenue à 0,06 €/litre de fioul pour les autres utilisations. Par conséquent, cette taxe majorée est exclusivement payée par EDF-SEI en raison de son activité de production thermique sur le territoire de la collectivité de Saint Martin. L'augmentation de la taxe s'est traduit pour SEI par un surcoût de production, couvert par la CSPE, de 9 M€ en 2013.

conversion de centrales bagasse-charbon en bagasse-biomasse, utilisation de bioéthanol en lieu et place du fioul pour les TACs).

Compte tenu de ces éléments, la CRE recommande de préciser le cadre applicable aux investissements financés par la CSPE dans les ZNI afin de leur permettre de poursuivre leur développement économique tout en assurant une croissance soutenable des charges pour le consommateur. Une publication régulière de la PPE (cf. *supra*) avec une définition explicite des projets relevant de modalités de financement spécifiques autres que la CSPE permettra de répondre à la plupart des difficultés susmentionnées.

Taux de rémunération du capital immobilisé

Le taux de rémunération du capital immobilisé est fixé par défaut à 11 %, indépendamment du territoire de réalisation des investissements. Il ne prend donc en compte ni les spécificités des technologies ni les spécificités géographiques des zones.

La CRE demande en conséquence que l'arrêté de 23 mars 2006 fixant le taux de rémunération à 11 % soit modifié afin de rendre possible la modulation du taux.

3. Charges liées aux dispositions sociales

3.1 Historique du dispositif du TPN

Le tarif de première nécessité (TPN) est une mission de service public assignée aux fournisseurs d'électricité, qui consiste à appliquer une tarification spéciale aux clients en respectant les critères d'éligibilité.

Mise en place du dispositif

La tarification spéciale de l'électricité au TPN, en faveur des usagers domestiques dont les revenus du foyer sont inférieurs à un plafond, a été instaurée par l'article 4 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000.

Le décret n°2004-325 du 8 avril 2004, pris en application de cette loi, prévoyait l'application du TPN, à leur demande, aux personnes physiques titulaires d'un contrat de fourniture d'électricité, dont les ressources annuelles du foyer étaient inférieures à un seuil fixé à 5 520 € par an. Dans la pratique, les informations nécessaires à l'identification des ayants droits étaient transmises aux fournisseurs d'électricité ou à l'organisme agissant pour leur compte par les organismes d'assurance maladie (OAM). Les clients ainsi identifiés recevaient de la part de leur fournisseur une attestation à retourner complétée. Seuls les fournisseurs historiques – EDF et les ELD – pouvaient approvisionner leurs clients au TPN. Le TPN était appliqué pendant un an à compter de l'envoi de l'attestation dûment complétée par un client ayant droit.

Le TPN prenait alors la forme d'une réduction par rapport aux tarifs réglementés de vente d'électricité sans effacement ni horosaisonnalité applicables aux clients non éligibles ayant souscrit la même puissance, dans la limite de 9 kVA. La réduction s'appliquait sur l'abonnement et sur le prix de l'énergie, dans la limite d'un plafond de consommation fixé à 100 kWh par mois. Ce pourcentage de réduction dont bénéficiait le foyer était déterminé en fonction de sa composition, évaluée à partir de son nombre d'unités de consommation¹⁰⁷.

¹⁰⁷ Le nombre d'unités de consommation (UC) est le nombre d'équivalents adultes qui composent un ménage fiscal :

- le premier adulte compte pour 1 ;
- les autres personnes de 14 ans et plus pour 0,5 ;
- les enfants de moins de 14 ans pour 0,3.

Tableau 2. Taux de réduction appliqué en fonction de la composition du foyer

Nombre d'unités de consommation (UC)	Taux de réduction
UC = 1	30 %
1 < UC < 2	40 %
UC > ou = 2	50 %

Ce dispositif est entré en vigueur au 1^{er} janvier 2005.

Extension aux services liés à la fourniture

Le décret n°2004-325 a été modifié par le décret n° 2006-924 du 26 juillet 2006, qui prévoit que les clients concernés par la tarification spéciale au TPN bénéficient de la gratuité de la mise en service et de l'enregistrement du contrat et d'un abattement de 80 % sur la facturation d'un déplacement en raison d'une interruption de fourniture imputable à un défaut de règlement.

Modification du critère d'application du TPN

Le plafond ouvrant droit au bénéfice du TPN, prévu en annexe du décret n°2004-325 du 8 avril 2004, a été modifié par un arrêté pris en 2008¹⁰⁸. Le montant annuel des ressources du foyer pris en compte est alors celui ouvrant droit à la couverture maladie universelle complémentaire (CMU-C), correspondant à environ 8 000 € par an pour une personne seule.

Recommandation du MNE

Dans sa recommandation n°2010-361/PG du 30 août 2010, le médiateur national de l'énergie (MNE) relève une interprétation erronée du décret n°2004-325 en termes d'application du TPN sur la base d'un abonnement simple ou heures pleines / heures creuses et d'une puissance maximale de 9 kVA. Le médiateur a rappelé que l'option tarifaire et la puissance souscrite ne sont pas des conditions d'éligibilité au TPN. De ce fait, le champ d'application du TPN a été élargi aux usagers ayant souscrit un abonnement plus cher de type Tempo ou d'une puissance supérieure à 9 kVA.

Revalorisation des taux de réduction

Un arrêté publié en 2010¹⁰⁹ a relevé l'ensemble des taux de réduction de 10 points :

Tableau 3. Taux de réduction résultant de l'arrêté du 23 décembre 2010

Nombre d'unités de consommation (UC)	Taux de réduction
UC = 1	40 %
1 < UC < 2	50 %
UC > ou = 2	60 %

Automatisation de la procédure d'attribution du TPN

Le décret n° 2012-309 du 6 mars 2012 a modifié le décret n°2004-325 du 8 avril 2004, en introduisant deux nouveaux principes.

L'attribution du TPN est rendue automatique, pour les ayants droits identifiés comme étant titulaires d'un contrat de fourniture d'électricité mais ne bénéficiant pas du TPN : le fournisseur de l'ayant droit identifié ou l'organisme agissant pour le compte de ce fournisseur adresse à cet ayant droit un courrier l'informant de son droit au bénéfice du TPN. Sauf refus exprès de la part de l'ayant droit, le TPN est

¹⁰⁸ Arrêté du 5 août 2008 portant modification de l'annexe au décret n° 2004-325 du 8 avril 2004.

¹⁰⁹ Arrêté du 23 décembre 2010 portant modification de l'annexe au décret n° 2004-325 du 8 avril 2004 modifié relatif à la tarification spéciale de l'électricité comme produit de première nécessité.

appliqué automatiquement dans les quinze jours suivant la date d'envoi du courrier. Pour les ayants droits qui n'ont pas été identifiés comme titulaires d'un contrat d'électricité auprès d'un fournisseur historique (EDF ou les ELD), le fournisseur historique de la zone de desserte de l'ayant droit potentiel lui envoie une attestation l'informant de son droit au TPN, que ce dernier doit lui renvoyer dûment remplie pour bénéficier du TPN.

La durée de bénéfice des droits est par ailleurs allongée : afin de prévenir les ruptures d'attribution du TPN aux personnes qui n'auraient pas fait leur demande de renouvellement des droits à la CMU-C, la période de bénéfice du TPN est prolongée de six mois supplémentaires au-delà de la fin des droits à la CMU-C. Dans les trois premiers mois, le fournisseur ou l'organisme agissant pour son compte doivent informer son client de la procédure à suivre pour continuer à bénéficier du TPN. Si les droits au TPN sont reconduits pendant cette période, le TPN est appliqué à compter de la date de renouvellement des droits, sans préjudice d'une autre période supplémentaire de 6 mois.

Élargissement du TPN aux bénéficiaires de l'ACS

Le seuil d'application du bénéfice est modifié par un arrêté publié en décembre 2012¹¹⁰. Le montant des ressources permettant de bénéficier du TPN est dorénavant celui ouvrant droit à l'aide au paiement d'une assurance complémentaire de santé (ACS), supérieur d'environ 35 % au seuil de la CMU-C.

Extension à l'ensemble des fournisseurs d'électricité

La loi du 15 avril 2013 a modifié l'article L 121-5 du code de l'énergie. Désormais tous les fournisseurs d'électricité autorisés à exercer l'activité d'achat pour revente peuvent proposer le TPN à leurs clients.

Elle a par ailleurs étendu les critères d'éligibilité au TPN, en introduisant un critère de revenu fiscal de référence par part. Le fichier des ayants droits est désormais établi à partir d'informations provenant des organismes d'assurance maladie et de l'administration fiscale. Cette extension des critères d'éligibilité a eu pour effet de permettre l'application du TPN à Mayotte, ce qui n'était pas possible auparavant en raison de l'absence d'OAM sur ce territoire. Elle a également étendu le TPN aux gestionnaires de résidences sociales, au sens de l'article L 633-1 du code de l'habitation et de la construction. Le nombre d'ayants droits potentiels est ainsi de 4 millions de foyers.

Le décret du 15 novembre 2013 portant l'application de la loi du 15 avril 2013 a remplacé le principe d'une réduction par rapport aux tarifs réglementés par celui d'une remise forfaitaire dépendant de la composition du foyer et de l'abonnement souscrit.

Tableau 4. Déductions forfaitaires applicables à partir de 2013 (€TTC/an)

Déduction forfaitaire	3 kVA	6 kVA	9 kVA et plus
UC = 1	71	87	94
1 < UC < 2	88	109	117
UC > ou = 2	106	131	140

La déduction accordée aux gestionnaires de résidences sociales est fixée à 47 €TTC par logement et par an.

3.2 Évolution du nombre de bénéficiaires et des charges compensées par la CSPE

La figure 73 présente l'évolution du nombre de bénéficiaires du TPN en fin d'année, en métropole continentale et dans les ZNI, et les surcoûts en résultant.

¹¹⁰ Arrêté du 21 décembre 2012 portant modification de l'annexe au décret n° 2004-325 du 8 avril 2004 modifié relatif à la tarification spéciale de l'électricité comme produit de première nécessité.

Les surcoûts au titre de l'année 2004 correspondent aux frais engagés par les fournisseurs en prévision de l'entrée en vigueur du dispositif au 1^{er} janvier 2005.

Le nombre de bénéficiaires du TPN a globalement cru depuis l'entrée en vigueur du dispositif, passant de 373 000 à la fin de la première année d'existence du TPN à 1 671 000 à fin 2013. Le nombre de bénéficiaires a reculé fortement en 2010 (321 000 bénéficiaires de moins par rapport à 2009), en raison de l'arrivée en fin de droits de nombreux bénéficiaires. Il est reparti à la hausse en 2012 à la suite de l'entrée en vigueur de la procédure d'automatisation. Le nombre de clients bénéficiant du TPN à fin 2013 représente environ 40 % du nombre d'ayants droits potentiels.

Les surcoûts au titre du TPN suivent l'évolution du nombre de clients en bénéficiant. Ils représentent 134 M€ en 2013.

Figure 72. Représentation schématique du processus d'attribution du TPN

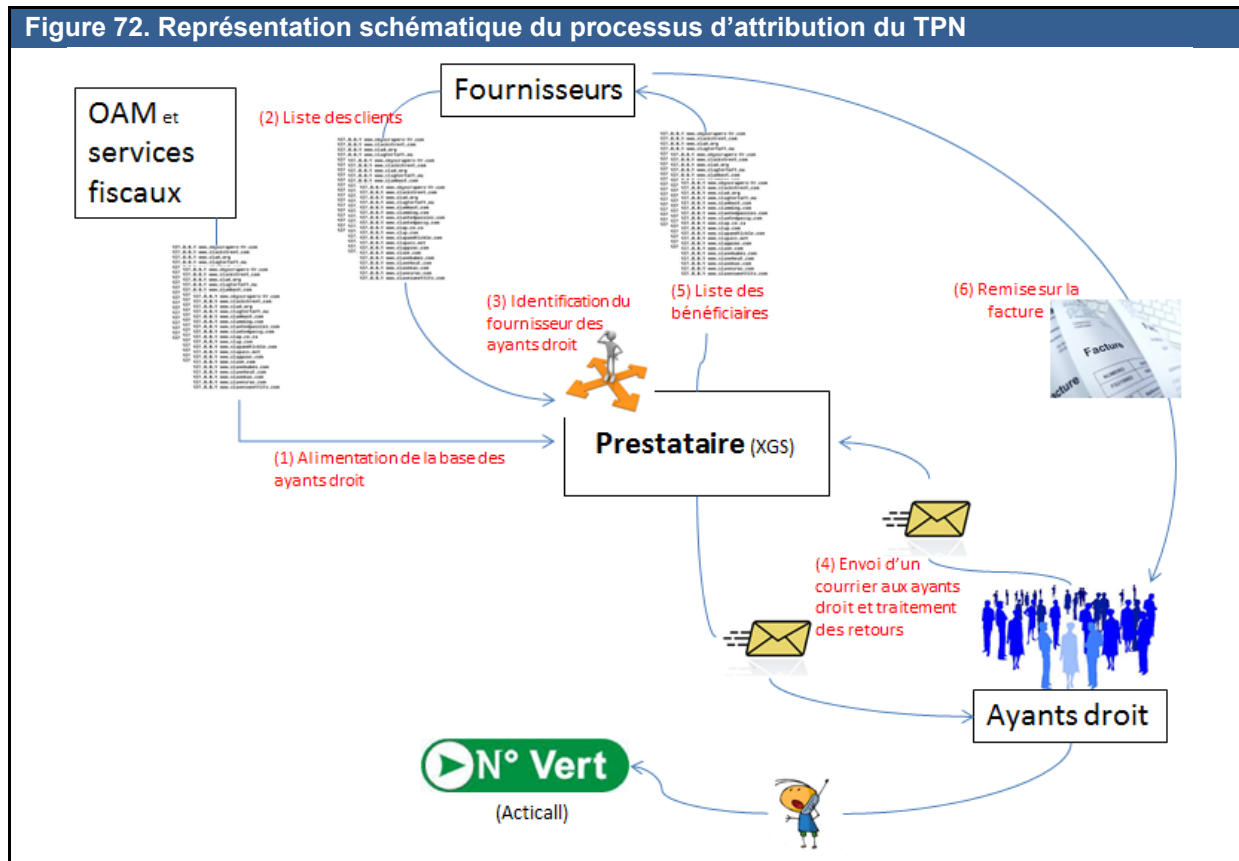
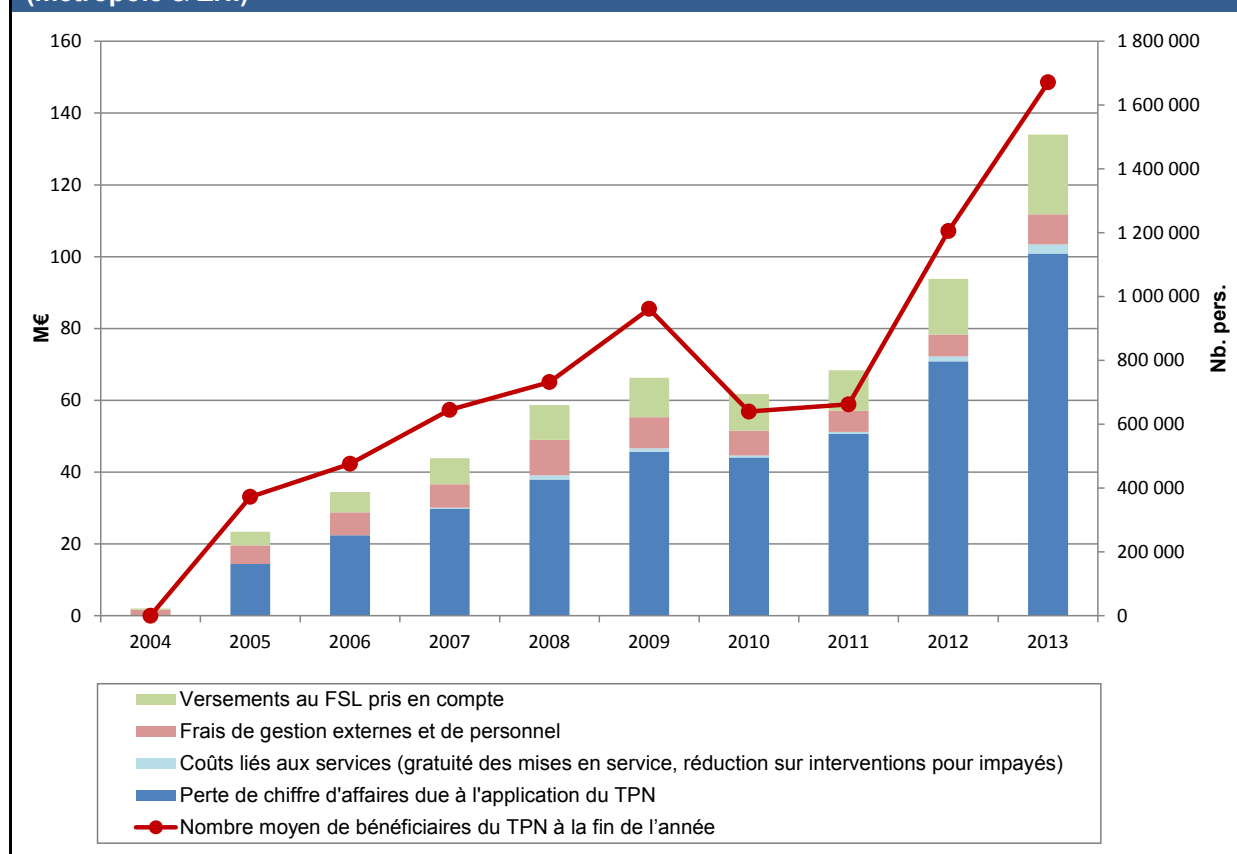


Figure 73. Nombre de bénéficiaires du TPN et surcoûts correspondants entre 2004 et 2013 (métropole & ZNI)



Focus sur les ELD

Les clients des ELD bénéficiant du TPN représentent une part relativement faible des bénéficiaires : 42 000 clients à fin 2013, soit 2,5 % du total. Les surcoûts au titre de l'application du TPN à ces clients représentent 2,5 % des surcoûts totaux. Pour autant, la part des frais de gestion (frais de personnel et coûts des prestations externes) est importante. Les frais de gestion du TPN par les ELD, ramenés au nombre de clients bénéficiaires, sont supérieurs de plus de 200 % à ceux d'EDF. Cet effet peut s'expliquer pour partie par les économies d'échelle réalisables dans le cas de la gestion d'un large portefeuille de clients.

3.3 Recommandations sur les dispositions sociales

Le dispositif d'attribution du TPN implique de nombreux acteurs (OAM, administration fiscale, gestionnaires de réseaux de distribution, fournisseurs et organismes agissant pour leur compte, gestionnaires de résidences sociales), avec pour conséquence une complexité administrative non négligeable. Cette multiplicité d'acteurs rend par ailleurs partiellement inopérante la procédure d'attribution automatique du TPN, en raison notamment des difficultés liées au croisement de leurs bases de données respectives.

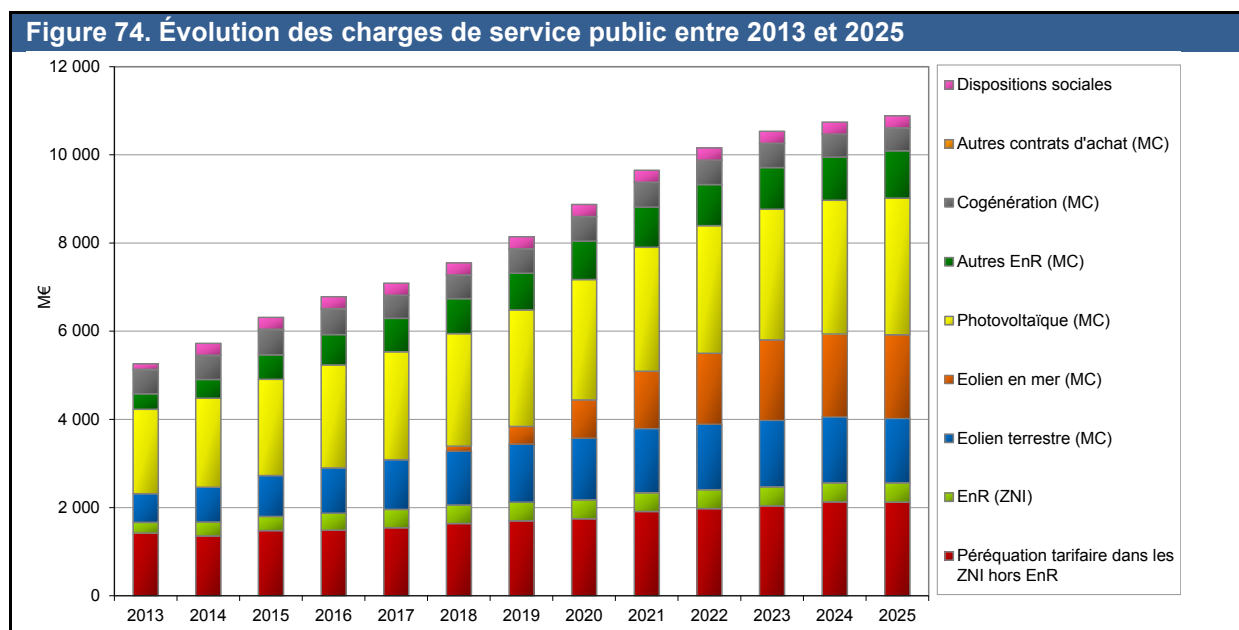
Les frais de mise en œuvre du TPN, qui résultent pour partie de cette complexité, sont relativement significatifs : ils s'élèvent à 8,4 M€ pour l'année 2013. La CRE recommande que les textes réglementaires prévoient un encadrement de ces frais de gestion, ce qui n'existe pas à l'heure actuelle, afin de limiter les possibilités de dérive. À ce titre, les conditions du marché passées par EDF avec son prestataire Xerox Global Services pour la gestion du TPN mériteraient de faire l'objet d'une évaluation précise.

La CRE recommande une simplification du dispositif d'aide aux ménages en situation de précarité. L'instauration d'un chèque énergie sous forme d'un crédit d'impôt permettrait d'apporter une réponse simple à la difficulté d'identification des bénéficiaires. Tous les ménages en situation de précarité bénéficieraient alors d'un soutien à leur consommation d'énergie, quelle qu'en soit la forme (gaz, électricité, fioul, bois). Cependant, la CSPE sous sa forme actuelle ne saurait financer seule ce dispositif puisqu'elle vise explicitement la couverture des charges liées au service public de l'électricité.

Section IV – Scénarios prospectifs d'évolution de la CSPE à horizon 2025

1. Scénario d'évolution des charges de service public entre 2014 et 2025

Le résultat de l'exercice d'évaluation prospective des charges de service public à horizon 2025 est présenté dans la figure ci-dessous.



Le montant des charges à couvrir dans ce scénario progresse régulièrement entre 2014 et 2025, passant de 5,7 milliards d'euros à 10,9 milliards d'euros sur la période¹¹¹. Cette évolution est principalement due à l'augmentation des surcoûts liés aux filières éolien – terrestre et en mer – et photovoltaïque, qui progressent de 130 %. Les charges liées à la péréquation tarifaire dans les ZNI, hors soutien aux ENR, continuent à croître, mais leur poids dans le montant total de charges diminue pour atteindre 19 % en 2025. Le montant cumulé des charges sur cette période représente 102 milliards d'euros courants.

Les évolutions de chaque poste de charges sont détaillées ci-dessous, en distinguant les charges liées aux contrats déjà conclus des nouvelles charges qui devraient apparaître sur la période. Les hypothèses retenues pour l'établissement de ces prévisions sont présentées pour chaque poste de coût. Elles sont complétées par une analyse de sensibilité des résultats au prix de marché de l'électricité et au prix du fioul.

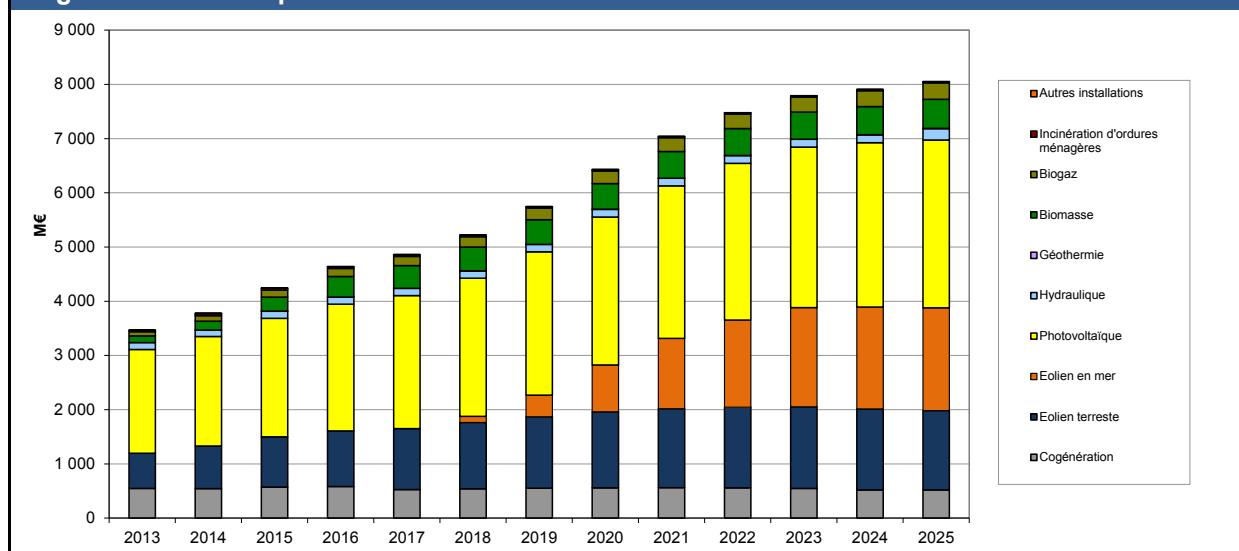
1.1 Soutien aux ENR et à la cogénération en métropole continentale

Le niveau des charges de service public liées au soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération en métropole continentale à couvrir pour les dix prochaines années résulte des principaux facteurs suivants :

¹¹¹ La CRE rappelle que les évaluations formulées ci-dessous comportent des incertitudes inhérentes à tout exercice de prévision. Par ailleurs, les prévisions présentées dans le cadre du présent rapport sont fondées sur les hypothèses d'évolution retenues par la CRE, qui peuvent différer de celles transmises par les opérateurs dans le cadre de leurs déclarations de charges prévisionnelles pour les années 2014 et 2015.

- L'exécution des contrats d'achat actuellement en vigueur et leur arrivée progressive à échéance ;
- Le développement des filières ENR et de la cogénération, sous l'effet des mécanismes de soutien en vigueur ;
- L'évolution du prix de marché de l'électricité, référence pour le calcul du coût évité à EDF¹¹².

Figure 75. Scénario prospectif d'évolution des charges liées au soutien aux ENR et à la cogénération sur la période 2014-2025



Les hypothèses de production de chaque type d'installation sont issues du retour d'expérience du fonctionnement des installations sous obligation d'achat ; elles sont synthétisées en annexe 2.

Les tarifs d'achat applicables aux différents types de contrats sont évalués à partir des coûts d'achats moyens constatés en 2013, ou des prix moyens demandés dans le cadre des appels d'offres dont les lauréats ont été désignés. L'indexation des tarifs d'achat est prise en compte au travers d'un taux d'inflation de 2 % par an appliqué à la part variable de la formule d'indexation prévue par chaque modèle de contrat.

L'hypothèse de prix de marché retenue pour le calcul des coûts évités repose sur la référence de coût évité prévisionnel moyen pour l'année 2015, évaluée par la CRE à 44,7 €/MWh à partir des prix de marché à terme pour cette période. Une hypothèse de croissance des prix de marché de 2 % par an est appliquée pour les années suivantes. L'impact de ce facteur sur le calcul des surcoûts fait l'objet d'une analyse de sensibilité au chapitre 1.5 de la présente section. Un coût fixe évité est également pris en compte pour le calcul des surcoûts des filières dispatchables.

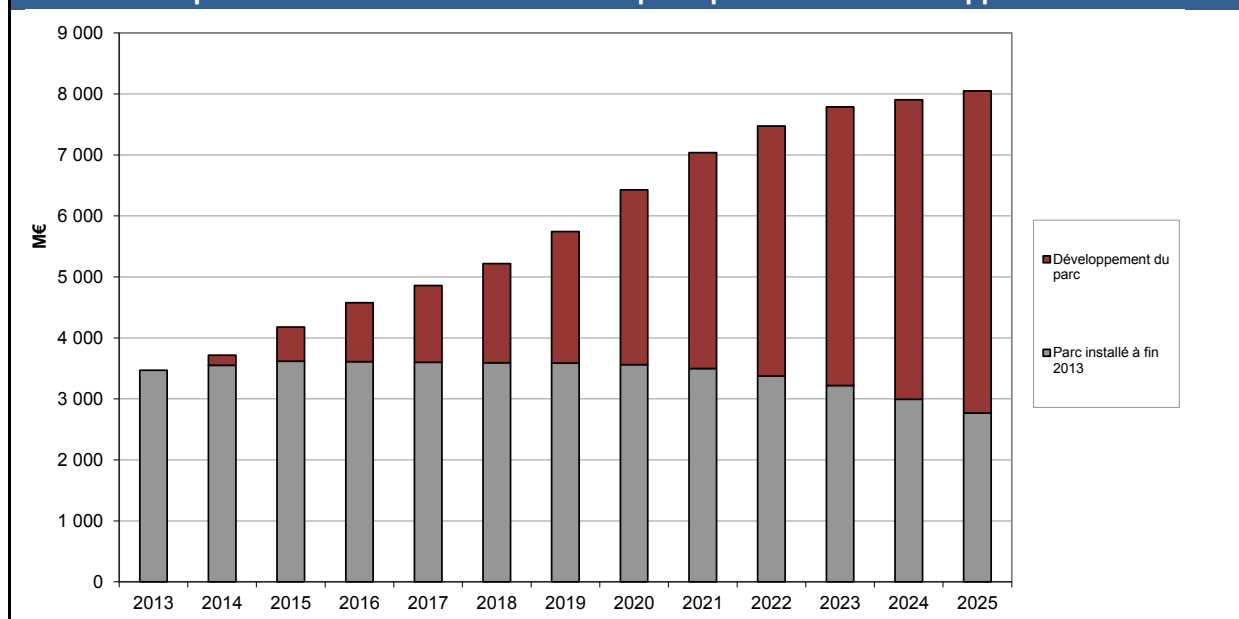
Tableau 5. Hypothèses d'évolution du coût évité unité moyen entre 2015 et 2025

€/MWh	2015	2020	2025
Coût évité unitaire moyen	44,67	49,32	54,45

Les scénarios d'évolution de la puissance installée pour chaque filière de production sont distingués entre les contrats d'achat en vigueur actuellement, supposés actifs jusqu'à leur arrivée à échéance, et les nouveaux contrats d'achat qui seront signés dans le cadre des mécanismes de soutien actuellement en vigueur. Cette distinction est présentée dans la figure ci-dessous.

¹¹² Les scénarios prospectifs d'évolution des charges établis par la CRE ne distinguent pas les contrats d'achat conclus par EDF et les ELD en métropole continentale ; seule la référence aux prix de marché est donc retenue pour le calcul des coûts évités.

Figure 76. Répartition des charges liées au soutien aux ENR et à la cogénération à horizon 2025 entre le parc installé en 2013 et le nouveau parc qui devrait se développer

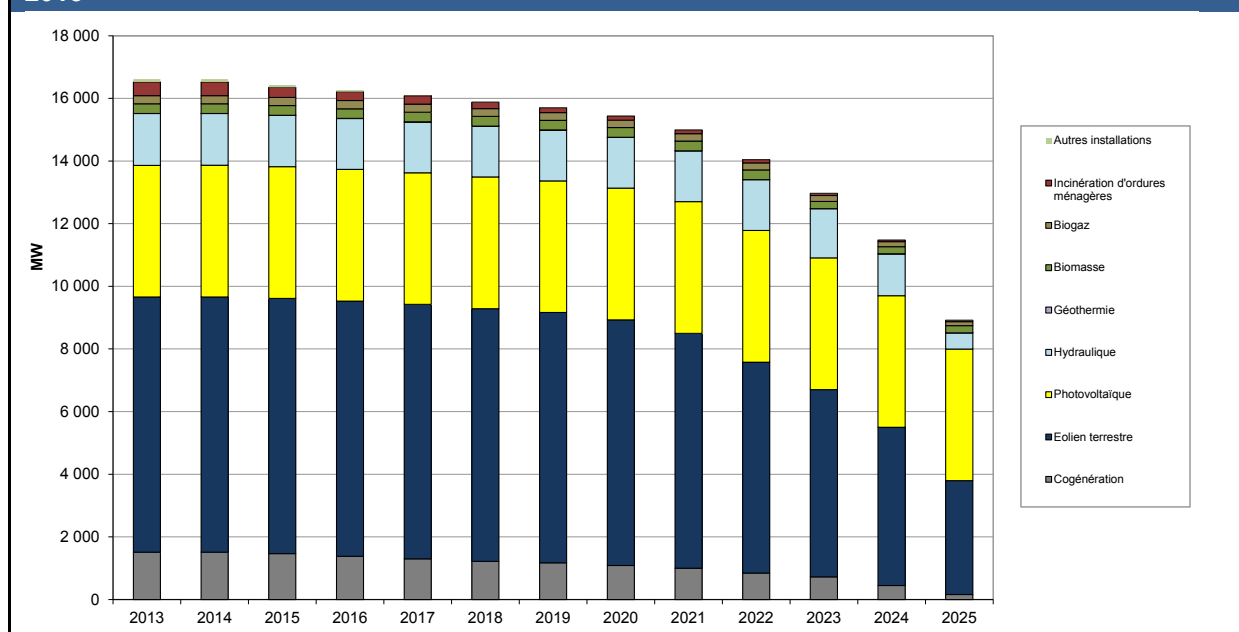


L'évolution des charges liées au soutien aux ENR et à la cogénération entre 2014 et 2025 résulte d'une contribution relativement stable du parc installé à fin 2013, qui reste prépondérante dans le total des charges jusqu'en 2020, et d'une augmentation régulière des charges liées au développement du parc.

1.1.1 Charges liées aux contrats en vigueur

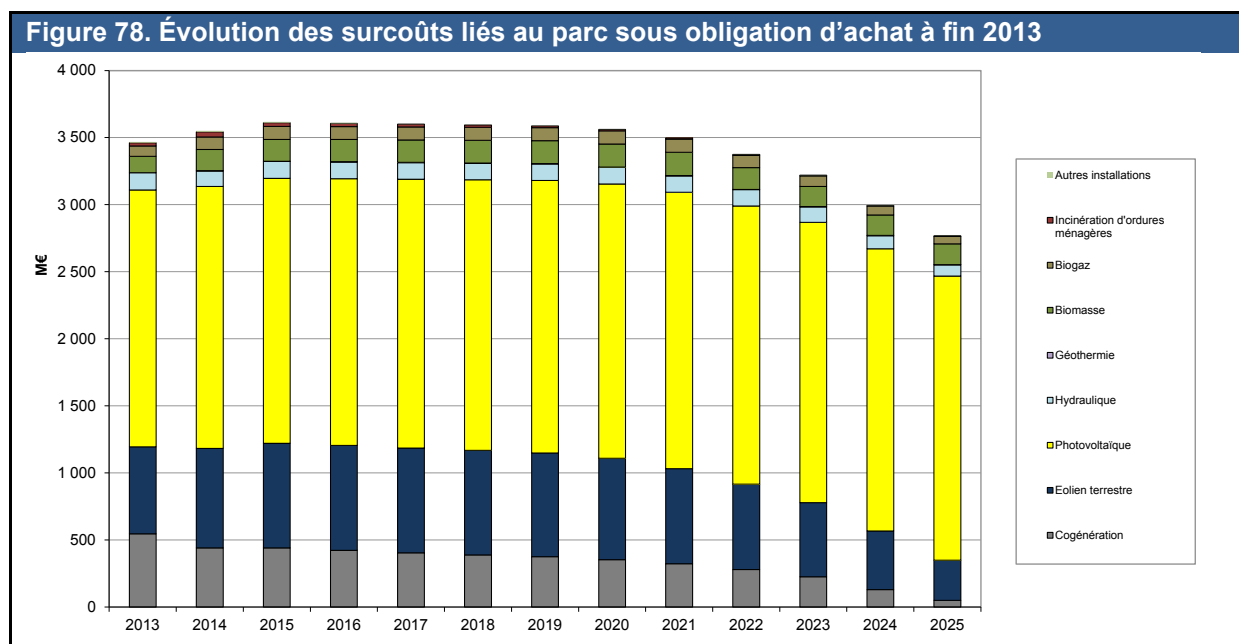
Les charges liées aux contrats en vigueur à fin 2013 sont évaluées à partir des données détaillées présentées par les opérateurs dans le cadre de leur déclaration de charges constatées pour l'année 2013. L'évolution du parc est établie pour chaque type d'installations en fonction des dates d'arrivée à échéance des contrats présentés dans la comptabilité appropriée. Elle est présentée dans la figure 77.

Figure 77. Évolution du parc sous obligation d'achat résultant des contrats en vigueur à fin 2013



L'évolution de la puissance installée sous obligation d'achat résulte de l'arrivée à échéance progressive des contrats d'achat. Pour le cas particulier de la filière cogénération, on anticipe que les installations bénéficiant de l'arrêté de 2001 devraient toutes avoir signé à fin 2014 un avenant à leur contrat d'achat leur permettant de bénéficier des conditions de rémunération prévues par l'arrêté de 2013, plus favorables que celles dont elles bénéficiaient jusque-là.

Les charges résultant de l'exécution de ces contrats d'achat, dans le cadre des hypothèses envisagées ici, sont présentées dans la figure 78. Elles incluent le versement de la prime transitoire aux installations de cogénération de plus de 12 MW, estimé à 64,8 M€ par an entre 2014 et 2016 sur la base d'un parc de 1 440 MW de puissance garantie pouvant bénéficier d'une prime de 45 k€/MW.



Les surcoûts annuels liés au parc installé à fin 2013 devraient rester globalement constants, autour de 3,5 milliards d'euros, jusqu'en 2021. Ils décroissent progressivement à partir de cette date, sous l'effet de l'arrivée à échéance des contrats d'achat, notamment ceux des parcs éoliens ayant bénéficié des arrêtés tarifaires de 2006 et 2008. Les surcoûts liés à la filière photovoltaïque croissent légèrement sous l'effet de l'indexation des tarifs d'achat, et atteignent ainsi 2,1 milliards d'euros en 2025. L'engagement total résultant de l'exécution des contrats d'achat en vigueur à fin 2013 devrait représenter un montant cumulé de 41 milliards d'euros courants au cours de la période 2014-2025, dont 24 milliards pour la filière PV, 8 milliards pour la filière éolien terrestre et 4 milliards pour la filière cogénération.

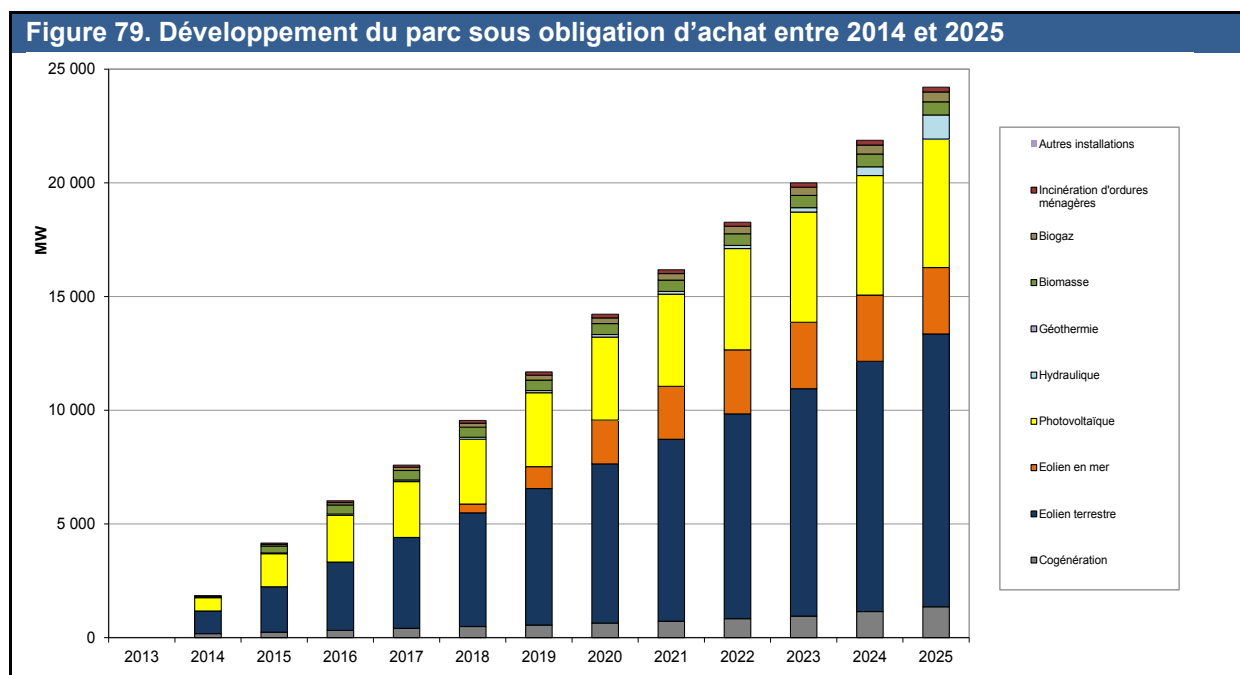
La rémunération totale cumulée des producteurs en milliards d'euros courants au cours de cette même période est la suivante : 27 milliards pour le PV, 16,4 milliards pour l'éolien terrestre et 5,5 milliards pour la cogénération.

1.1.2 Charges liées au développement des filières sous obligation d'achat

Les hypothèses de développement du parc sous obligation d'achat sont fondées sur :

- La mise en service de nouvelles installations bénéficiant des tarifs d'obligation d'achat actuellement en vigueur ;
- La mise en service des installations lauréates d'appels d'offres qui ont été attribués ;
- La rénovation d'installations dont le contrat d'achat arrive à échéance et qui bénéficient d'un nouveau contrat d'achat.

Les prévisions de développement du parc sous obligation d'achat en résultant sont présentées dans la figure 79.



Les hypothèses d'évolution du parc retenues par la CRE reposent sur les principales hypothèses suivantes¹¹³, issues du retour d'expérience sur le développement des filières sous obligation d'achat (lesquelles ne correspondent pas nécessairement aux objectifs fixés par la PPI de 2009) :

- Cogénération : 60 % des installations dont le contrat d'achat arrive à échéance bénéficieront d'un nouveau contrat d'achat dans le cadre de leur rénovation, et 35 MW de nouvelles installations se développeront chaque année ;
- Eolien terrestre : le rythme de développement des nouvelles installations, estimé à 1 000 MW par an, permettra d'atteindre en 2025 les objectifs fixés par la PPI pour 2020, en supposant le maintien en service des parcs à l'issue de leur contrat d'achat ;
- Eolien en mer ; les installations qui devraient être mises en service sont celles résultant des appels d'offres de 2011 et 2013, représentant 2 918 MW ;
- Photovoltaïque : le parc croît de 400 MW par an dans le cadre de l'obligation d'achat. La mise en service des installations lauréates des appels d'offres de 2011 et 2013 est attendue entre 2014 et 2015 ;
- Hydraulique : le taux de rénovation des installations dont le contrat d'achat arrive à échéance est estimé à 80 %. Un développement régulier de 12 MW de nouvelles installations par an est également attendu ;
- Biomasse : le parc se développe grâce à l'installation de 20 MW de nouvelles unités par an dans le cadre de l'obligation d'achat, et la mise en service des installations lauréates des appels d'offres de 2009 et 2010 entre 2014 et 2016.

Les hypothèses de parc installé retenues sont synthétisées dans le tableau 6, qui distingue le parc en service à fin 2013, qui arrive progressivement à échéance, et le nouveau parc résultant des hypothèses de développement des filières.

¹¹³ Un tableau en annexe 2 présente une synthèse de ces hypothèses pour chaque filière sous OA.

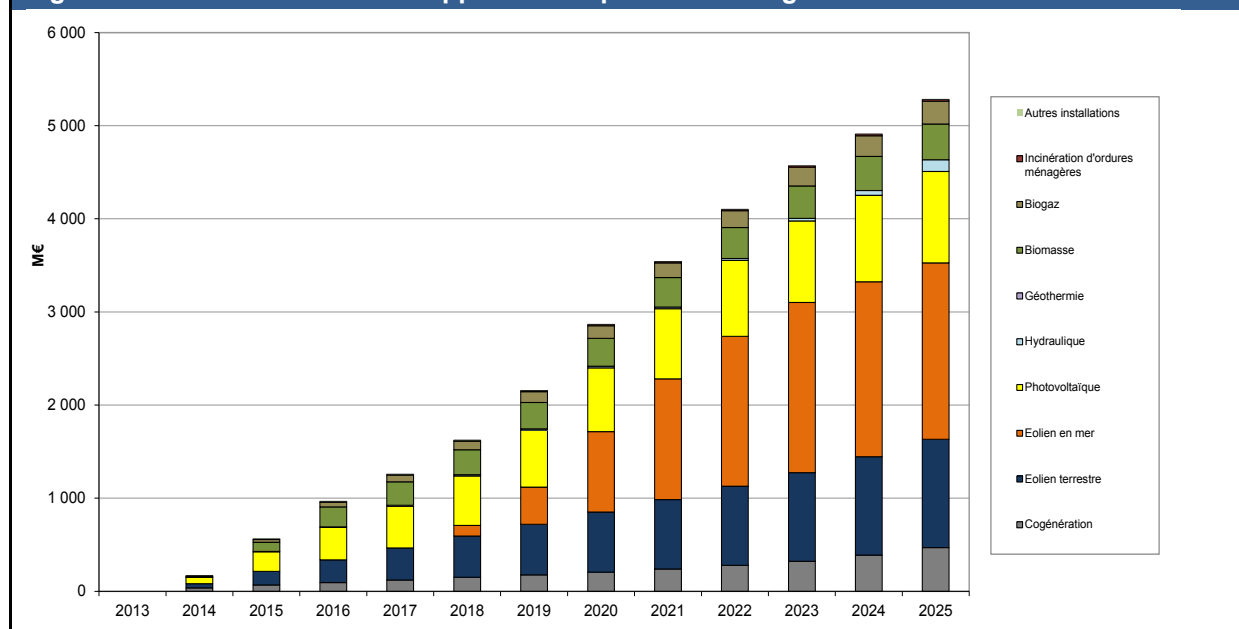
Tableau 6. Hypothèses de développement du parc sous obligation d'achat

Puissance (MW)	2013	2020			2025		
		Ancien parc	Nouveau parc	Total	Ancien parc	Nouveau parc	Total
Cogénération¹¹⁴	1 511	1 087	642	1 729	157	1 358	1 515
Eolien terrestre	8 147	7 843	7 000	14 843	3 641	12 000	15 641
Eolien en mer	0	0	1 926	1 926	0	2 918	2 918
Photovoltaïque	4 203	4 203	3 651	7 854	4 201	5 651	9 852
Hydraulique	1 654	1 623	109	1 732	517	1 054	1 571
Géothermie	2	2	0	2	2	0	2
Biomasse	308	308	480	788	229	580	809
Biogaz	260	241	252	493	125	432	557
Incineration d'ordures ménagères	439	128	162	290	44	209	253
Autres	91	1	1	2	0	1	2
Total	16 615	15 436	14 222	29 658	8 916	24 202	33 118

Les tarifs d'achat de ces nouvelles installations résultent des arrêtés tarifaires en vigueur et des prix moyens résultant des appels d'offres, auxquels sont appliquées les hypothèses d'indexation décrites précédemment. Une hypothèse de décroissance de 5 % par an est prise en compte pour le tarif applicable aux nouvelles installations PV bénéficiant de l'arrêté de 2011.

Les surcoûts résultant de ces contrats d'achat, dans le cadre des hypothèses exposées *supra*, sont présentés dans la figure 80.

Figure 80. Surcoûts lié au développement du parc sous obligation d'achat entre 2014 et 2025



¹¹⁴ Les hypothèses de puissance installée pour les filières cogénération et incinération sont données en termes de puissance garantie en hiver et non pas de puissance maximale installée.

Les surcoûts croissent régulièrement sous l'effet de l'entrée en vigueur des nouveaux contrats d'achat. La mise en service des parcs éoliens en mer lauréats des appels d'offres de 2011 et 2013 induit des surcoûts s'élevant à 1 896 M€ en 2025. L'augmentation significative de 150 % des surcoûts liés à la filière hydraulique en 2025 résulte de l'arrivée à échéance d'une part importante des installations bénéficiant de l'arrêté de 2001 (817 MW), dont il est estimé que 80 % seront renouvelées et bénéficieront ainsi de l'arrêté de 2007, dont la rémunération est significativement supérieure. Les surcoûts liés aux nouvelles installations bénéficiant d'un contrat d'achat devraient représenter un montant cumulé de 32 milliards d'euros courants entre 2014 et 2025, dont 10 milliards pour la filière éolien en mer, 7 milliards pour la filière PV, 7 milliards pour la filière éolien terrestre et 2,5 milliards pour la filière cogénération.

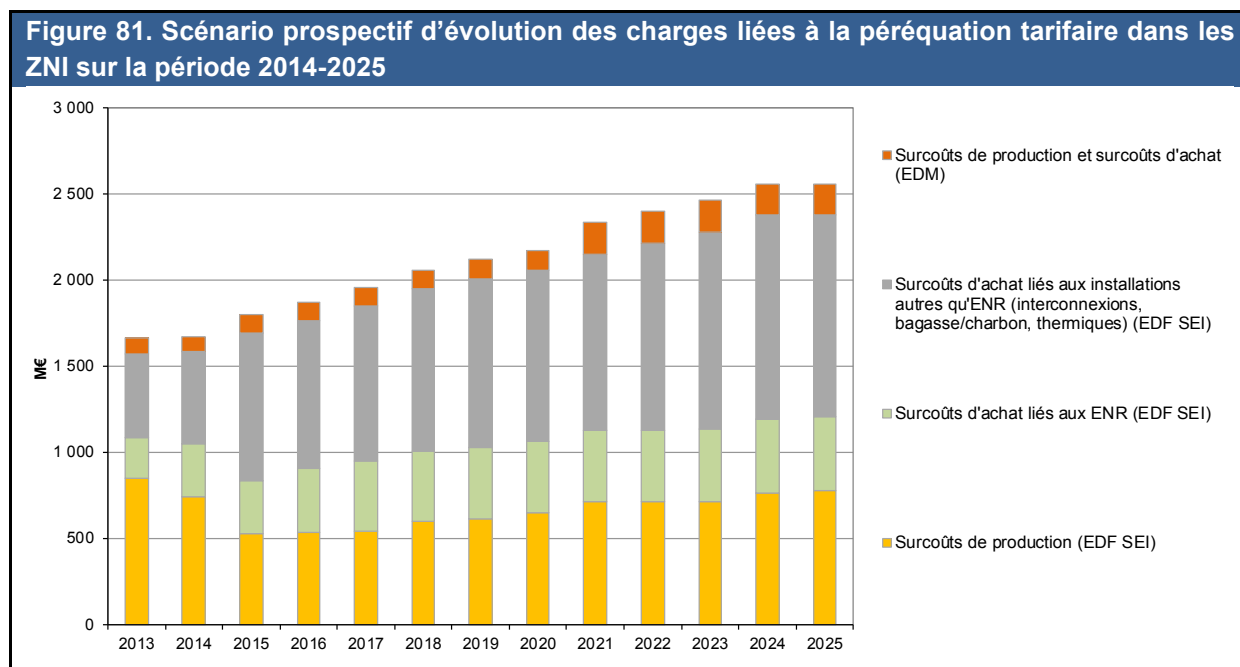
La rémunération totale cumulée des producteurs en milliards d'euros courants au cours de cette même période est la suivante : 13 milliards pour l'éolien en mer, 9 milliards pour le PV, 15 milliards pour l'éolien terrestre et 3,6 milliards pour la cogénération.

1.2 Charges liées à la péréquation tarifaire dans les ZNI

Le niveau des charges de service public liées à la péréquation tarifaire à couvrir pour les dix prochaines années résulte des principaux facteurs suivants :

- Le remplacement des moyens de production actuels par de nouvelles installations ;
- La mise en conformité des installations existantes bagasse-charbon aux normes environnementales ;
- L'exécution des contrats d'achat actuellement en vigueur, et leur arrivée progressive à échéance ;
- La croissance de la consommation ;
- L'évolution des prix de matières premières et des quotas CO₂.

L'évolution des charges liées à la péréquation tarifaire est présentée dans la figure 81. Les charges vont croître de +54 % à l'horizon 2025.



Les hypothèses d'évolution des parcs locaux de production retenues sont celles des scénarios de référence présentés par les gestionnaires des réseaux dans leurs bilans prévisionnels de l'équilibre offre-demande de l'électricité¹¹⁵. Pour établir le scénario prospectif, la CRE a retenu les projets dont l'état d'avancement est suffisant. Notamment, le projet de construction d'un câble sous-marin à partir de la Dominique pour alimenter la Guadeloupe et/ou la Martinique en énergie géothermique ainsi que l'approvisionnement de la Corse en gaz naturel ne sont pas pris en compte. De même, les projets dont le cadre de compensation n'est pas encore défini ou dont l'impact sur les systèmes électriques est difficile à prévoir ne sont pas pris en compte (STEP, SWAC, réseaux de chaleur, développement du parc de véhicules électriques).

Les coûts de production de références des moyens de production existants sont évalués sur la base des éléments déclarés par EDF SEI et EDM dans leur comptabilité appropriée pour l'année 2013.

Les coûts d'achat des moyens de production fonctionnant dans le cadre des contrats de gré-à-gré ont été évalués à partir des éléments mis à disposition de la CRE à l'occasion de l'évaluation des projets de contrats ou à l'aide des coûts d'achats moyens constatés en 2013.

Les tarifs d'achat applicables aux contrats conclus dans le cadre des arrêtés tarifaires ou à l'issue des appels d'offres sont évalués à partir des coûts d'achats moyens constatés en 2013.

L'indexation des coûts de production, des coûts d'achat unitaires et des tarifs d'achat est prise en compte au travers d'un taux d'inflation de 2 % par an appliquée éventuellement à la part variable de la formule d'indexation prévue par chaque modèle de contrat.

Les coûts de production et les coûts d'achat pour les nouveaux moyens de production sont calculés en référence aux coûts des moyens de production existants similaires. Les tarifs d'achat des nouvelles installations sont ceux des arrêtés tarifaires en vigueur et des prix moyens résultant des appels d'offres, auxquels sont appliquées les hypothèses d'indexation décrites précédemment.

En ce qui concerne les prix de références du fioul, du charbon et des quotas de CO₂, une croissance linéaire est appliquée entre deux références : les derniers prix connus et les hypothèses de l'Agence internationale de l'énergie (AIE)¹¹⁶. Les hypothèses centrales des prix des combustibles et du CO₂ sont présentées dans le tableau ci-dessous :

Prix en US\$2012	2020	2025	2030
Brent (US\$/bbl)	113	116	121
Charbon (US\$/tonne)	106	109	110
Prix CO₂ (US\$/tonne)	20	<i>Interpolation linéaire</i>	33

Le taux de change entre l'euro et le dollar américain correspond au taux moyen¹¹⁷ pour l'année 2014 de 1,35 \$ pour 1 €, avec une croissance annuelle moyenne de 0,02 % par an.

Les coûts d'achat des combustibles ainsi calculés sont majorés pour tenir compte des taxes sur les combustibles, des coûts de transport, etc. Le taux de majoration est choisi sur la base d'analyse des coûts complets d'achat des combustibles constatés dans le passé.

¹¹⁵ Pour les zones gérées par EDF SEI les bilans prévisionnels réalisés en juillet 2013 et leur actualisation en juillet 2014. Pour Mayotte le bilan prévisionnel d'EDM réalisé en juillet 2013.

¹¹⁶ Les hypothèses de New Policies Scenario publiées dans le rapport World Energy Outlook 2013.

¹¹⁷ Ce taux a été calculé à partir des taux de changes moyens mensuels du janvier à août 2014 publiés par Banque de France.

Les hypothèses de taux de consommation spécifiques selon les types de technologies, ainsi que les taux d'émission des installations sont issues du retour d'expérience du fonctionnement des parcs existants et des taux de références indiqués dans les contrats de gré-à-gré.

Les taux de croissance de la consommation sont choisis en référence aux bilans prévisionnels d'EDF SEI et d'EDM.

L'hypothèse d'évolution des recettes de production est fondée sur une hausse théorique de 2 % par an des recettes liées aux ventes d'électricité au TRV. Les quoteparts des recettes liées à l'approvisionnement et à la gestion de la clientèle sont déterminées en référence aux quoteparts constatées pour l'année 2013.

La PPTV ainsi calculée par zone est présentée dans le tableau ci-dessous :

Tableau 8. Hypothèses d'évolution de la part production dans les tarifs de ventes par zone			
PPTV en €/MWh	2013	2020	2025
Corse	51,5	65,0	75,8
Guadeloupe	57,7	72,6	84,6
Martinique	59,0	74,6	87,1
Guyane	57,6	74,6	87,7
La Réunion	58,4	74,3	86,8
Saint-Pierre et Miquelon	60,8	69,7	76,8
Iles Bretonnes	43,1	52,5	60,2
Mayotte	51,5	64,8	83,8

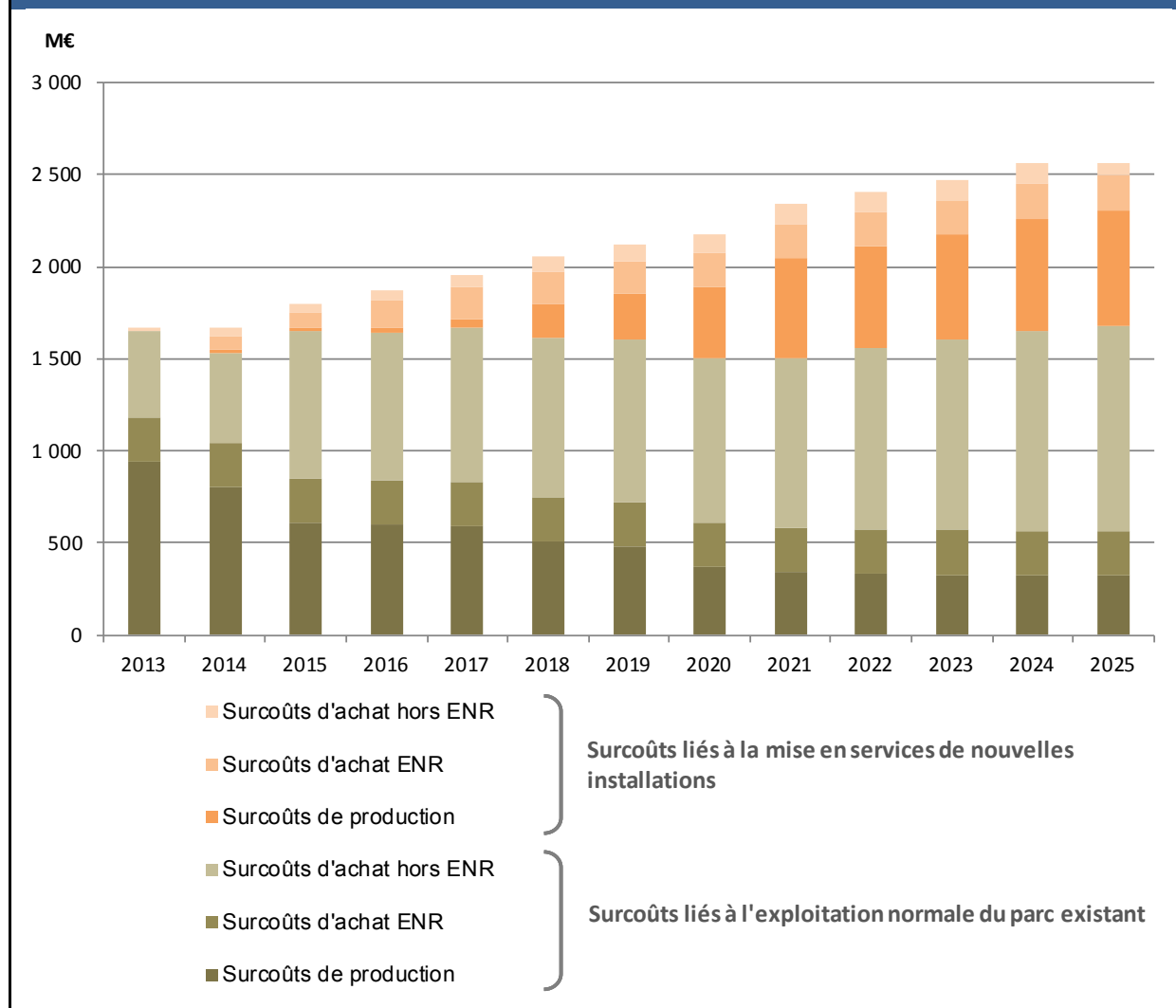
La prévision de la croissance de la consommation et des recettes de production fait abstraction des caractéristiques et du profil de la demande.

L'évolution des surcoûts liés à la péréquation tarifaire dans les ZNI est la conséquence directe du développement des parcs de production.¹¹⁸

La figure 82 montre l'évolution des surcoûts de production et des surcoûts d'achat déclinée en fonction des surcoûts liés aux parcs de production actuellement en fonctionnement et les surcoûts à venir en raison de la mise en place des nouveaux moyens de production ou à cause des événements exceptionnels (ex. mise en conformité aux normes environnementales). Une distinction supplémentaire est faite entre les surcoûts de production, les surcoûts d'achat liés aux ENR et hors ENR.

¹¹⁸ Les hypothèses d'évolution des parcs de productions sont présentées en annexe 3.

Figure 82. Evolution des charges liées à la péréquation tarifaire dans les ZNI sur la période 2014-2025 ventilée entre les charges liées au parc actuellement en fonctionnement et nouveaux investissements à venir



Surcoûts de production liés aux parcs d'EDF SEI et d'EDM

Installations existantes

Les TACs, les moyens hydrauliques existants ainsi que les centrales de Saint-Pierre-et-Miquelon, Saint-Martin et Saint-Barthélemy restent exploités par EDF SEI.

La baisse progressive des surcoûts de production liés aux parcs d'EDF SEI et d'EDM en fonctionnement est liée au déclassement progressif des vieilles centrales, notamment la centrale de Vazzio en Corse et celle de Dégrad des Cannes en Guyane, ainsi qu'au déclassement des vieux moteurs de la centrale de Badamier à Mayotte. Leur remplacement par de nouveaux moyens de production se traduit par une hausse des surcoûts de production liés au nouveau parc.

Nouvelles installations

Tous les nouveaux moyens de production qui ne correspondent pas à des projets portés par des producteurs tiers sont considérés par hypothèse comme réalisés par EDF SEI ou EDM.

Les surcoûts croissent régulièrement sous l'effet :

- de la mise en service d'installations venant se substituer à des centrales en fin de vie, dont les dépenses de démantèlement viennent également augmenter les surcoûts de production ;

- de la construction d'installations permettant de répondre à de nouveaux besoins. Sauf mention particulière dans les bilans prévisionnels d'EDF SEI ou d'EDM, ces nouveaux moyens sont considérés comme étant des moyens thermiques fonctionnant au fioul.

Surcoûts d'achat liés aux installations ENR des producteurs tiers

Installations existantes

Les surcoûts d'achat liés aux installations ENR en fonctionnement restent quasiment constants du fait de la jeunesse du parc, l'arrivée à échéance des contrats n'ayant qu'un très faible impact à horizon 2025.

Nouvelles installations

Une première hausse des charges en 2014 et 2015 correspond à la mise en service des installations éoliennes et photovoltaïques avec stockage retenues dans le cadre des appels d'offres¹¹⁹. Compte tenu de la forte incertitude sur le développement des énergies fatales à caractère aléatoire dans un contexte d'atteinte du seuil de 30 % dans la plupart des ZNI, le scénario prospectif ne prévoit aucune nouvelle mise en service d'installations éoliennes ou photovoltaïques.

Une seconde hausse des charges, en 2016 et 2017, correspond à la mise en service (i) d'une TAC à la Réunion fonctionnant au bioéthanol, (ii) de la centrale bagasse/biomasse du Galion en Martinique et (iii) des centrales biomasses en Guyane et en Corse.

Enfin, selon le bilan prévisionnel d'EDF SEI, la Guyane dispose d'un important potentiel de développement de centrales fonctionnant à partir de la biomasse. Toutefois, très peu de projets se sont effectivement concrétisés à l'heure actuelle. En conséquence, seuls les projets qui ont déjà fait l'objet d'analyses de la CRE ont été retenus dans le scénario prospectif.

Surcoûts d'achat liés aux installations des producteurs tiers autres qu'ENR

Installations existantes

Le remplacement de quatre centrales en fin de vie exploitées par EDF SEI par de nouvelles exploitées par EDF PEI est en cours. Les surcoûts afférents apparaissent au titre des surcoûts d'achat liés au parc en fonctionnement. La part des surcoûts liés aux installations existantes hors ENR reste prépondérante. Ces installations, qui fonctionnent au fioul ou à la bagasse/charbon, sont très sensibles aux prix des combustibles.

Nouvelles installations

La croissance des surcoûts d'achat liés aux nouvelles installations hors ENR est quasi entièrement due à la mise en conformité des installations bagasse/charbon existantes aux normes environnementales de la directive IED¹²⁰. Cette opération nécessite un investissement global estimé à ce jour à 238 M€₂₀₁₄.

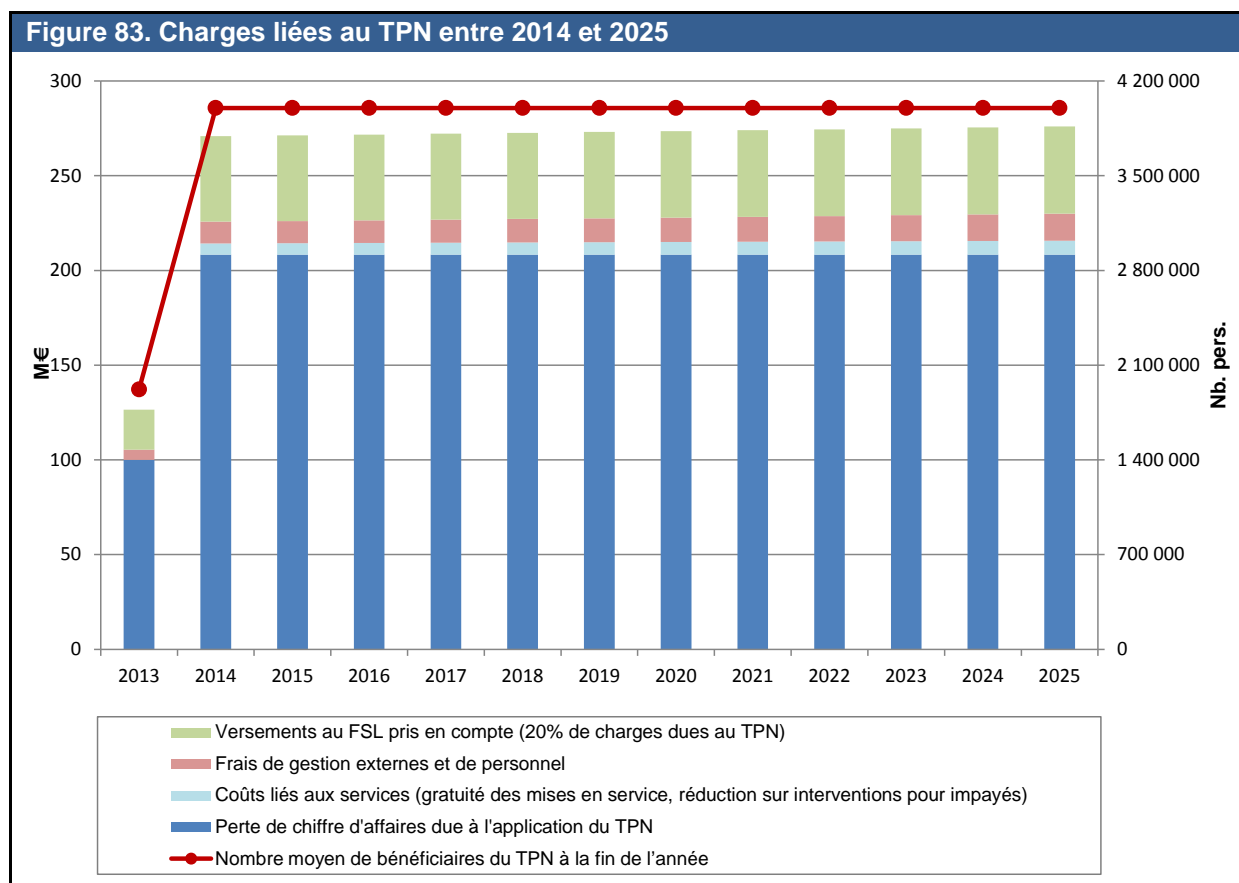
Il est également tenu compte du doublement de la capacité de soutirage de la liaison SACOI. Toutefois, les surcoûts occasionnés par cette opération restent faibles en raison d'un coût d'achat unitaire peu élevé.

¹¹⁹ Appel d'offres n° 2009/S 136-198744, appel d'offres n° 2011/S 145-240322 et appel d'offres n° 2010/S 217-332689.

¹²⁰ La directive IED fait la transcription en droit français de la Directive européenne 2010/75/UE du 24 novembre 2010 définissant les nouvelles valeurs limites d'émission pour les installations de combustion dont la puissance est supérieure à 20 MWth.

1.3 Charges liées aux dispositions sociales

L'évolution des charges liées aux dispositions sociales est fondée sur l'hypothèse de l'atteinte de la cible de bénéficiaires du TPN, estimée à ce jour à quatre millions de foyers sur la base des critères d'attribution actuellement en vigueur. L'hypothèse retenue est que la cible sera atteinte en 2014, et que le nombre de bénéficiaires restera alors stable. Les réductions accordées aux clients bénéficiant du TPN sont supposées constantes, dans la mesure où les dispositions en vigueur ne prévoient pas de revalorisation. Une hypothèse d'évolution de 2 % par an est prise pour les autres postes de coût (services liés à la fourniture, frais de mise en œuvre). L'évolution des charges résultant de ces hypothèses est présentée dans la figure suivante.



1.4 Autres postes de charges à couvrir

Les autres postes de coûts compensés par la CSPE sont également pris en compte dans le cadre des scénarios prospectifs établis dans le cadre du présent rapport.

Prime versée aux opérateurs d'effacement

Les hypothèses relatives au montant des charges résultant de la prime versée aux opérateurs d'effacement, dont le niveau n'a pas encore été arrêté à la date de publication du présent rapport, reposent sur l'analyse publiée par la CRE dans le cadre de sa délibération de juillet 2013 portant proposition de décret relatif à l'effacement¹²¹. Le scénario retenu est celui d'une croissance linéaire de ce poste de charges de 4 M€ en 2015 à 150 M€ en 2025.

¹²¹ Délibération de la CRE du 24 juillet 2013 portant proposition de décret pris en application des articles L 271-1 et L 123-1 du code de l'énergie relatif à la méthodologie utilisée pour établir les règles permettant la valorisation

Budget du médiateur national de l'énergie

Le budget du médiateur financé par la CSPE est supposé constant à sa valeur de 2013, à savoir 6,5 M€.

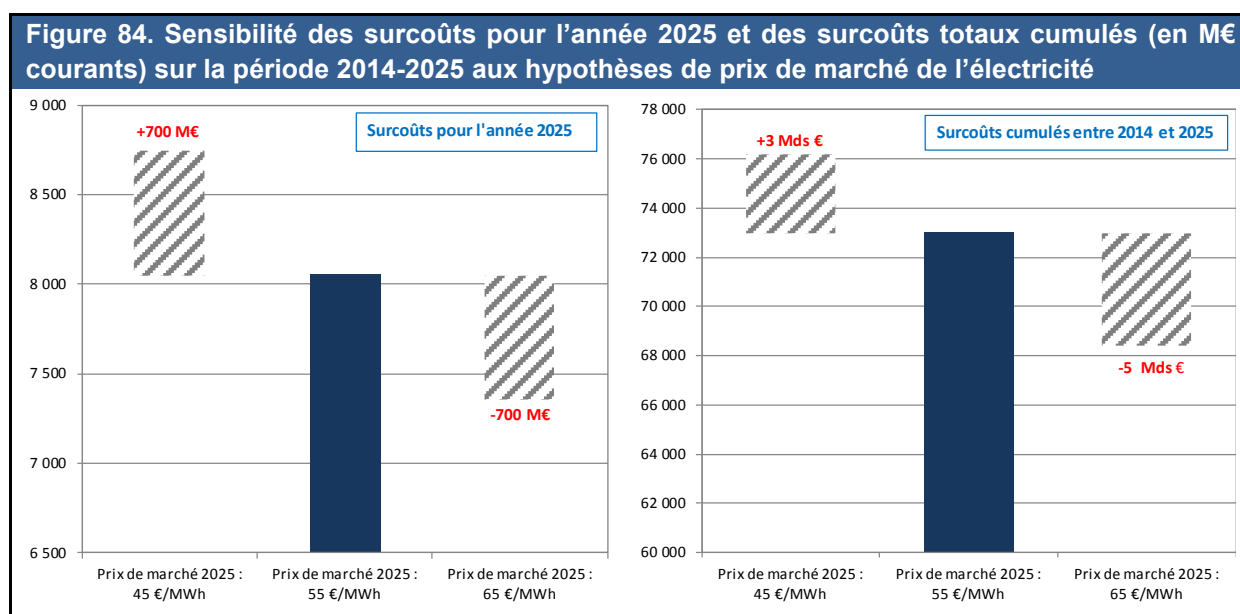
Frais de gestion de la Caisse des Dépôts

Les frais de gestion de la CDC compensés par la CSPE sont supposés évoluer de 2 % par an par rapport à leur valeur de 2013, à savoir 0,2 k€.

1.5 Analyse de sensibilité des résultats

1.5.1 Sensibilité des surcoûts liés à l'obligation d'achat en métropole continentale aux prix de marché de l'électricité

L'hypothèse de prix de marché retenue, servant de sous-jacent au calcul des surcoûts liés aux mécanismes de soutien aux ENR et à la cogénération en métropole continentale, affecte fortement le résultat des scénarios de charges. Cet impact est présenté dans la figure 84.



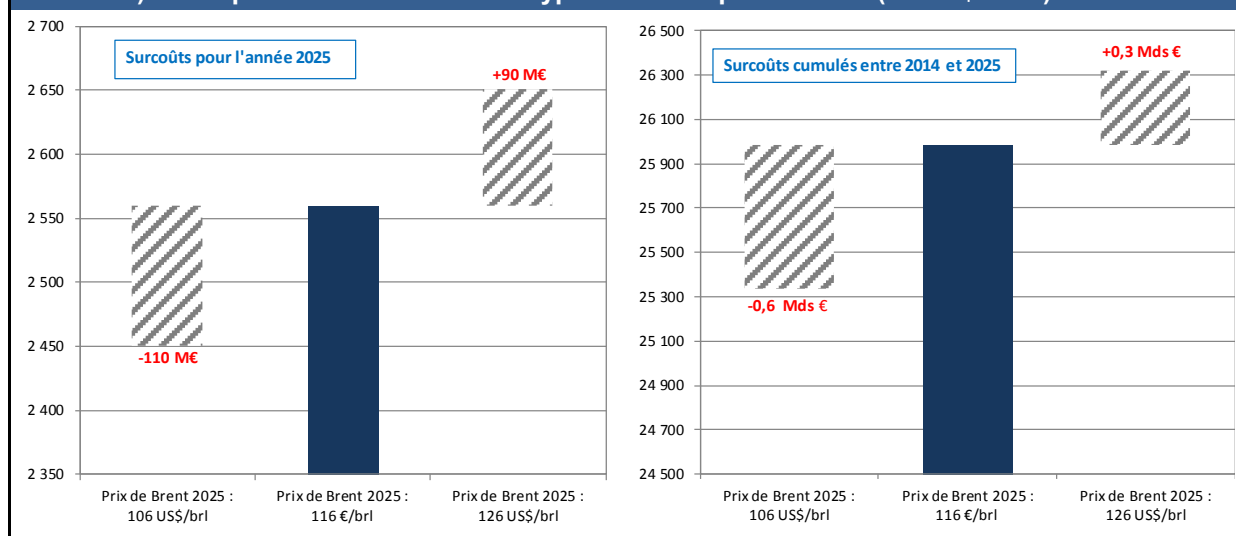
Le calcul des surcoûts liés aux dispositifs de soutien aux ENR et à la cogénération en métropole continentale est donc relativement sensible à l'hypothèse de prix de marché retenue : une hausse de 10 €/MWh de l'hypothèse de prix de marché en 2025 par rapport au scénario de référence induit ainsi une baisse des charges de l'ordre de 700 M€ pour cette année. L'impact sur le montant total cumulé des charges entre 2014 et 2025 représente 5 milliards d'euros courants, soit une baisse de 6 % par rapport au scénario de base.

1.5.2 Sensibilité des surcoûts liés à la péréquation tarifaires dans les ZNI aux prix du fioul

Les coûts d'achats de combustible représentent une part prépondérante des charges de service public liées à la péréquation tarifaire dans les ZNI. La sensibilité des prévisions de charges au prix du fioul est présentée dans la figure 85.

des effacements de consommation d'électricité sur les marchés de l'énergie et sur le mécanisme d'ajustement, et pour établir la prime versée aux opérateurs d'effacement.

Figure 85. Sensibilité des surcoûts pour l'année 2025 et des surcoûts totaux cumulés (en M€ courants) sur la période 2014-2025 aux hypothèses de prix de fioul (en US\$ 2012)



Le calcul des surcoûts liés à la péréquation tarifaire dans les ZNI est donc relativement sensible à l'hypothèse de prix du fioul retenue : une hausse de 10 US\$/bbl de l'hypothèse de prix de Brent en 2025 par rapport au scénario de référence induit ainsi une hausse des charges de l'ordre de 90 M€ pour cette année. L'impact sur le montant total cumulé des charges entre 2014 et 2025 représente 0,3 milliards d'euros courants, soit une hausse de 1,3 % par rapport au scénario de base.

2. Éléments susceptibles de modifier le périmètre des charges incluses dans les scénarios prospectifs

Les calculs prospectifs d'évolution des charges à couvrir par la CSPE présentés au chapitre 1 de la présente section sont fondés sur un jeu d'hypothèses établi dans le cadre des dispositions législatives et réglementaires en vigueur en septembre 2014. Les principaux éléments susceptibles de modifier le périmètre de charges pris en compte, dont il n'est toutefois pas possible d'estimer l'impact à ce stade, sont présentés ci-dessous.

2.1 Soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération en métropole continentale

Les prévisions de charges liées au soutien aux ENR et à la cogénération sont fondées sur les tarifs d'obligation d'achat actuellement en vigueur, et sur les appels d'offres dont les lauréats ont été désignés. Il est toutefois probable qu'à horizon 2025, ces tarifs d'achat soient modifiés, afin de tenir compte notamment de l'évolution des coûts de production de ces filières, et que de nouveaux appels d'offres soient lancés.

Ces évolutions sont d'autant plus probables dans le contexte des lignes directrices encadrant l'octroi d'aides d'État dans les domaines de l'énergie et de la protection de l'environnement, publiées par la Commission européenne en juin 2014. Celles-ci prévoient notamment que les Etats membres devront à partir de 2017 devront octroyer les aides à l'issue d'une procédure de mise en concurrence sauf cas spécifiques. Elles prévoient également que les nouveaux mécanismes de soutien mis en place par les Etats membres à partir de 2016 prennent la forme d'une prime versée aux producteurs en complément de la rémunération tirée de la vente de l'électricité sur les marchés. Ces modifications sont susceptibles de modifier le niveau des charges lié au développement de nouvelles installations.

Enfin, la méthodologie de calcul des surcoûts par la CRE est elle-même susceptible d'être affinée. Des réflexions sont ainsi en cours sur la prise en compte du coût de l'imprévisibilité de la production

sous obligation d'achat, laquelle est à l'heure actuelle intégrée au périmètre d'équilibre des acheteurs obligés et contribue ainsi aux écarts sur leur périmètre, sans que le coût de ceux-ci soit compensé. La CRE a lancé une consultation publique sur ce sujet en septembre 2014.

Concernant les volumes, des évolutions sont à prévoir en fonction du contenu de la future PPE.

2.2 Péréquation tarifaire

L'évolution des surcoûts de production est difficile à prévoir du fait de nombreux paramètres présentant de fortes incertitudes, comme la croissance et la déformation du profil de la consommation, les fluctuations de prix des matières premières, les taux de change, les aléas climatiques, l'évolution du contexte réglementaire etc.

Les éléments précisés ci-dessous auront toutefois pour conséquence, dans un futur proche, d'augmenter les charges liées à la péréquation tarifaire.

Élargissement du périmètre des charges éligibles à la compensation via la CSPE dans les ZNI

Les dispositions de l'article 60 de la loi n° 2012-1510 du 29 décembre 2012 ont modifié l'article L 121-7 du code de l'énergie, en élargissant le périmètre des charges imputables aux missions de service public dans les ZNI. Ces charges comprennent désormais – en plus des surcoûts liés à la production d'électricité :

- les coûts des ouvrages de stockage d'électricité gérés par le gestionnaire du système électrique ;
- les surcoûts d'achats d'électricité produite hors du territoire français qui ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité ;
- les coûts supportés par les fournisseurs d'électricité en raison de la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité (MDE).

Le décret n°2004-90 modifié vient préciser au V bis, V ter, V quater et V quinquies de l'article 4 les modalités de calcul des coûts pris en compte dans le calcul des charges de service public. Il indique notamment que les coûts du projet pris en compte, nets des éventuelles recettes et subventions, ne peuvent excéder 80 % des surcoûts de production évités du fait de l'installation sur l'ensemble de sa durée de vie.

Malgré le seuil de compensation instauré, l'effet positif de l'impact de ces nouvelles charges sur les surcoûts de production et par conséquent les montants à compenser par la CSPE est très incertain. Leur effets sur la demande, et donc sur le besoin de production d'électricité, ne sont ni facile à quantifier, ni garantis sur la durée de vie de ces projets.

Pour garantir la transparence et la prévisibilité de ses travaux sur ces nouveaux projets, la CRE envisage de prendre une délibération portant communication, exposant la méthodologie d'appréciation des projets de stockage, des actions de la maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité et des projets d'importation d'électricité.

Conversion des centrales bagasse-charbon en centrales bagasse-biomasse

La future centrale du Galion en Martinique fonctionnera avec de la biomasse, produite localement ou importée, en lieu et place du charbon. La région Martinique s'est engagée à développer une filière locale d'approvisionnement en biomasse qui a vocation à se substituer progressivement à la biomasse importée de manière à réduire les coûts d'exploitation.

Il n'est pas exclu que les centrales bagasse/charbon existantes ou à venir à la Réunion et en Guadeloupe se convertissent en installation bagasse/biomasse. La puissance totale cumulée de ces installations est 300 MW. Au regard des prix actuels du charbon et de la biomasse, ces conversions pourraient occasionner une augmentation significative des coûts d'exploitation.

Approvisionnement de la Corse en gaz

Le projet actuellement imaginé pour l'approvisionnement de Corse en gaz naturel comporte une barge GNL (avec des bateaux en amont), un gazoduc terrestre et des centrales de production d'électricité converties au gaz naturel. Cette solution fait suite au retard du projet de gazoduc GALSI et nécessite des études approfondies.

2.3 Dispositions sociales

Les prévisions des charges liées aux dispositions sociales sont fortement dépendantes des dispositifs mis en place, en termes de cible de nombres de bénéficiaires et de modalités d'aide. Le remplacement des tarifs sociaux sous leur forme actuelle par le versement d'un « chèque énergie » serait de nature à modifier l'évolution des charges liées aux dispositions sociales, en fonction notamment du montant de l'aide qui serait accordée et des modalités de financement du dispositif.

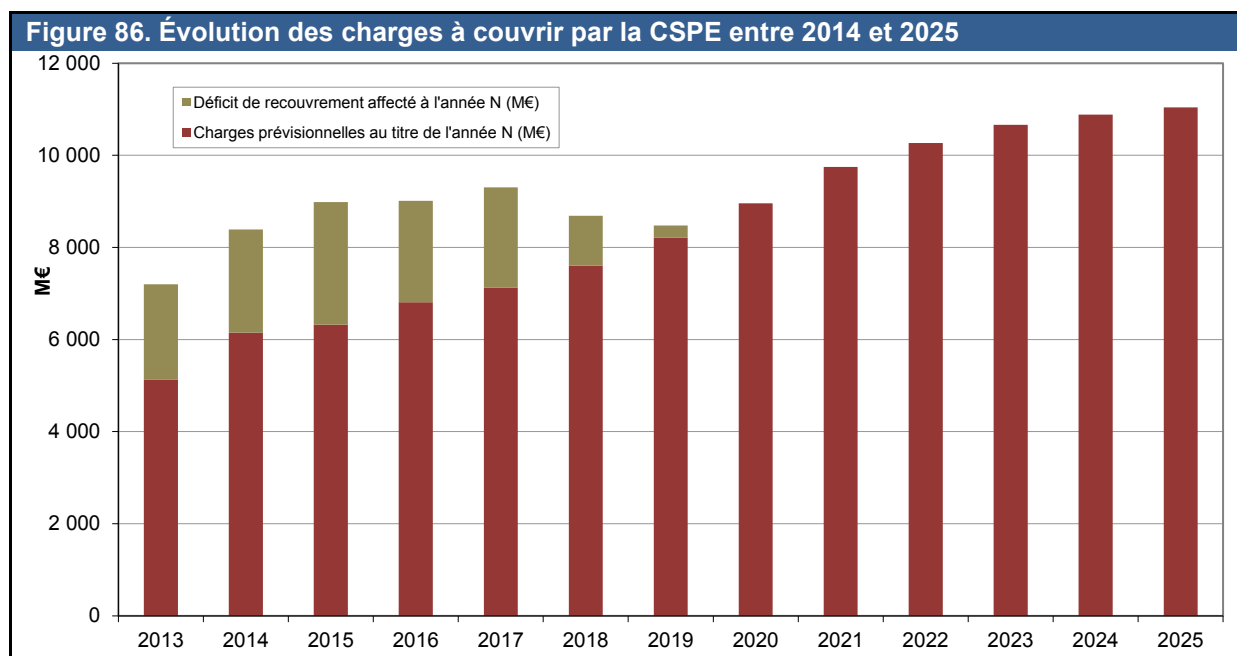
3. Conclusions sur l'évolution des charges à couvrir et de la contribution unitaire

3.1 Évolution des charges à couvrir chaque année & résorption du déficit de compensation d'EDF

Les charges à couvrir pour chaque année N, qui incluent la régularisation de l'écart de prévision et du déficit de compensation de l'année N-2, sont calculées selon la formule présentée au chapitre 1.4 de la section II et rappelée ci-dessous :

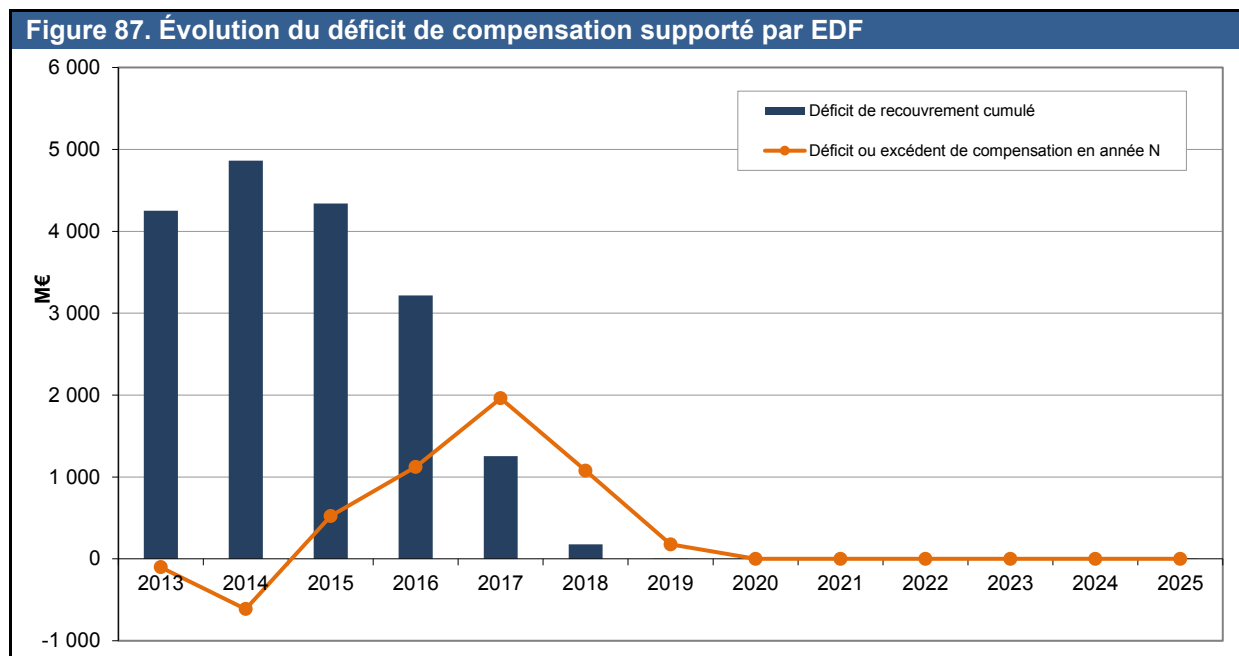
$$CP_N = CP'_N + (CC_{N-2} - CP'_{N-2}) + (CP_{N-2} - CR_{N-2}) + \text{reliquats}$$

Dans le cadre des scénarios prospectifs d'évolution de la CSPE, la CRE ne prend pas en compte d'écart de prévision ou de reliquats. Par conséquent, les charges à couvrir chaque année résultent des charges prévisionnelles présentées *supra* (charges de service public et autres postes de coût couverts par la CSPE) et de la prise en compte du déficit de compensation. Elles sont présentées dans la figure 86, en distinguant ces deux termes. Les charges prévisionnelles pour l'année 2015 prennent en compte la majoration exceptionnelle de 627 M€ prévue par un arrêté¹²² pris en application de la loi de finances rectificative pour l'année 2013 et correspondant aux coûts de portage engendrés par le déficit de compensation supporté par EDF jusqu'au 31 décembre 2012.



¹²² Arrêté du 18 septembre 2014 relatif à la compensation des charges de service public de l'électricité et pris en application de l'article 59 de la loi n° 2013-1279 du 29 décembre 2013.

Le déficit de compensation supporté par EDF commence à se résorber à partir de l'année 2015, quand la contribution unitaire appliquée devrait permettre de couvrir les charges prévisionnelles pour cette année (CP₂₀₁₅). Ce remboursement devrait s'étaler sur une période de 4 ans, ramenant à 0 le déficit de compensation à horizon 2018. Le scénario d'évolution du déficit, ayant comme sous-jacent le scénario d'évolution de la contribution unitaire présenté au 3.3 de la présente section, est présenté dans la figure 87.



L'article L 121-19-1 du code de l'énergie, introduit par la loi de finances rectificative pour 2013, a introduit le principe d'une valorisation financière, pour chaque opérateur, de l'écart entre la contribution perçue et le montant des charges constatées au titre de la même année, à un taux d'intérêt fixé par décret. Ce décret a été publié le 7 octobre 2014 ; la charge financière correspondante n'apparaît pas dans les résultats présentés.

3.2 Hypothèse d'évolution de l'assiette de contribution

La contribution unitaire est calculée à partir d'un scénario d'évolution de l'assiette de contribution, établi par la CRE à partir des données à sa disposition. L'évolution de la consommation intérieure en métropole et dans les ZNI est issue des bilans prévisionnels de l'équilibre offre-demande établis par RTE, EDF SEI et EDM. L'évolution des volumes exonérés de CSPE est établie par la CRE à partir des dernières données à sa disposition, et repose sur les hypothèses suivantes :

- Plafonnement par site : la consommation des sites bénéficiant de ce plafonnement est supposée constante, et le plafond est supposé évoluer dans la même proportion que la contribution unitaire, dans la limite de 5 % par an ;
- Plafonnement de la contribution des électro-intensifs à 0,5 % de leur VA : la consommation et la valeur ajoutée des sociétés bénéficiant de ce plafonnement sont supposées constantes ;
- Exonération des auto-producteurs : les volumes bénéficiant de cette exonération sont supposés constants.

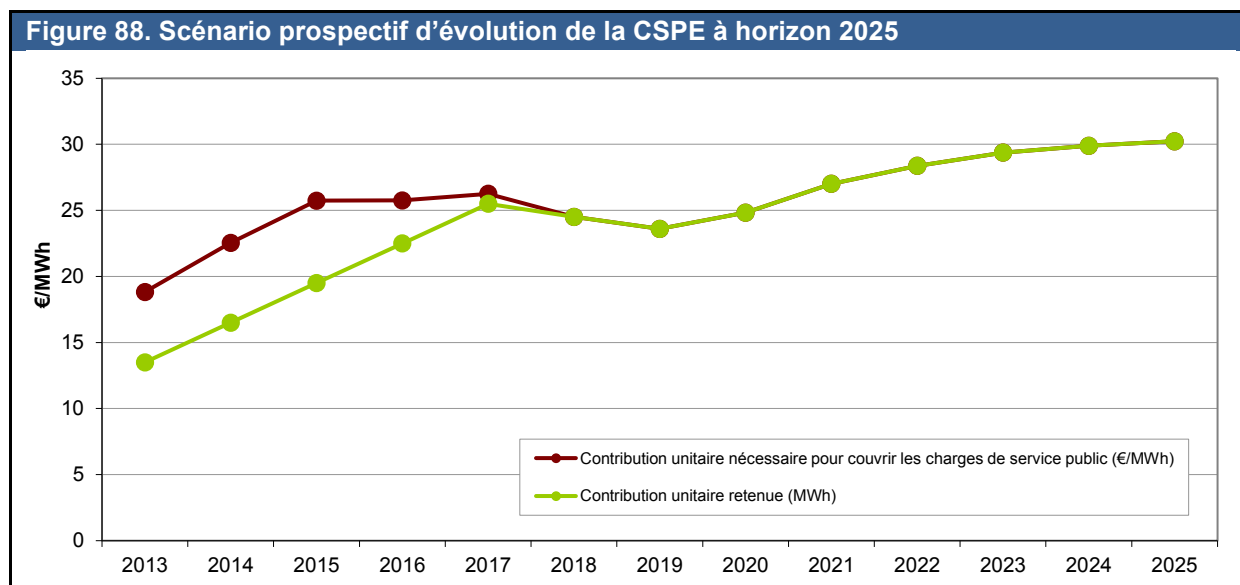
Le calcul des volumes exonérés est réalisé de manière itérative, pour tenir compte de l'effet de la contribution unitaire sur ces volumes.

L'évolution des volumes exonérés sera très sensible au contexte économique et à l'élargissement éventuel du nombre de sociétés en bénéficiant, mais aussi aux éventuelles modifications des dispositifs d'exonération actuellement en vigueur, notamment du fait des lignes directrices encadrant

l'octroi d'aides d'État dans les domaines de l'énergie et de la protection de l'environnement. Celles-ci prévoient en effet des conditions d'exonérations de financement de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables *a priori* plus contraignantes que celles actuellement en vigueur.

3.3 Évolution de la contribution unitaire entre 2014 et 2025

La contribution unitaire résultant des scénarios d'évolution de charges présentés *supra* est présentée dans la figure suivante, qui distingue la contribution unitaire théorique calculée par la CRE et la contribution unitaire résultant de la hausse minimale de 3 €/MWh par an prévue à l'article L 121-13 du code de l'énergie.



La CRE anticipe une augmentation de la contribution unitaire plafonnée à 3 €/MWh par an entre 2015 et 2017, pour atteindre 25,5 €/MWh pour cette année. À partir de 2018, l'application de la contribution unitaire théorique permettant de couvrir les charges à compenser pour l'année devrait conduire à une hausse inférieure à 3 €/MWh ; c'est donc la valeur proposée par la CRE qui devrait être retenue par le ministre chargé de l'énergie. La baisse de la contribution unitaire attendue entre 2018 et 2019 s'explique par la diminution des charges à couvrir pour ces années, résultant du remboursement du déficit de compensation. À partir de 2020, la contribution unitaire devrait croître sous l'effet de l'augmentation des charges à couvrir, pour atteindre 30,2 €/MWh à horizon 2025.

Table des figures

Figure 1. Surcoûts totaux liés à l'obligation d'achat cumulés entre 2002 et 2013 (Md€ courants).....	7
Figure 2. Surcoûts totaux liés à l'obligation d'achat cumulés entre 2014 et 2025 (Md€ courants).....	7
Figure 3. Surcoûts totaux liés à la péréquation tarifaire cumulés entre 2002 et 2013 (Md€ courants).	11
Figure 4. Surcoûts totaux liés à la péréquation tarifaire cumulés entre 2014 et 2025 (Md€ courants).	11
Figure 5. Evolution des charges et de la contribution unitaire entre 2003 et 2025	13
Figure 6. Évolution des charges de service public de l'électricité au titre d'une année entre 2003 et 2014.....	22
Figure 7. Évolution de la contribution unitaire entre 2003 et 2014.....	23
Figure 8. Part de la CSPE sur la facture d'un client moyen en 2014.....	24
Figure 9. Schéma de principe du recouvrement de la CSPE et de la compensation des charges	25
Figure 10. Chronologie d'un exercice de calcul de la CSPE.....	27
Figure 11. Représentation schématique de la répartition entre part quasi-certaine et part aléatoire dans le calcul du coût évité	29
Figure 12. Evolution du parc total sous obligation d'achat entre 2002 et 2013	38
Figure 13. Evolution des surcoûts d'achat totaux entre 2002 et 2013	38
Figure 14. Évolution du coût évité unitaire moyen en métropole continentale entre 2002 et 2013	40
Figure 15. Évolution du parc de cogénération sous obligation d'achat entre 2002 et 2013	42
Figure 16. Coût d'achat moyen de la filière cogénération entre 2002 et 2013	43
Figure 17. Ventilation de la rémunération des installations de cogénération entre 2002 et 2013	44
Figure 18. Surcoûts d'achat liés à la filière cogénération entre 2002 et 2013	44
Figure 19. Évolution du parc hydraulique sous obligation d'achat entre 2002 et 2013	46
Figure 20. Coût d'achat moyen de la filière hydraulique entre 2002 et 2013.....	47
Figure 21. Surcoûts d'achat liés à la filière hydraulique entre 2002 et 2013	48
Figure 22. Evolution du parc photovoltaïque sous obligation d'achat entre 2002 et 2013	51
Figure 23. Coût d'achat moyen de la filière photovoltaïque entre 2002 et 2013.....	51
Figure 24. Répartition des installations PV bénéficiant de l'obligation d'achat par catégorie	52
Figure 25. Surcoûts d'achat liés à la filière PV entre 2002 et 2013	53
Figure 26. Évolution du parc éolien terrestre sous obligation d'achat entre 2002 et 2013	54
Figure 27. Coût d'achat moyen de la filière éolien terrestre entre 2002 et 2013	55
Figure 28. Surcoûts d'achat liés à la filière éolien terrestre entre 2002 et 2013	55
Figure 29. Évolution du parc biomasse sous obligation d'achat entre 2002 et 2013.....	57
Figure 30. Coût d'achat moyen de la filière biomasse entre 2002 et 2013.....	58
Figure 31. Surcoûts d'achat liés à la filière biomasse entre 2002 et 2013.....	58
Figure 32. Evolution du parc biogaz sous obligation d'achat entre 2002 et 2013.....	60
Figure 33. Coût d'achat moyen de la filière biogaz entre 2002 et 2013.....	61
Figure 34. Surcoûts d'achat liés à la filière biogaz entre 2002 et 2013	61
Figure 35. Evolution du parc d'UIOM sous obligation d'achat entre 2002 et 2013	62
Figure 36. Coût d'achat moyen de la filière incinération entre 2002 et 2013.....	63
Figure 37. Surcoûts d'achat liés à la filière incinération entre 2002 et 2013.....	63
Figure 38. Parc de diesels dispatchables sous obligation d'achat entre 2002 et 2013	64
Figure 39. Surcoûts d'achat liés aux diesels dispatchables entre 2002 et 2013	65
Figure 40. Evolution du parc des autres filières sous obligation d'achat entre 2002 et 2013.....	66
Figure 41. Surcoûts d'achat liés aux autres filières sous obligation d'achat entre 2002 et 2013	67
Figure 42. Surcoût de production et surcoût d'achat d'EDF SEI et d'EDM dans les ZNI entre 2002 et 2013.....	70
Figure 43. Surcoût de production et surcoût d'achat d'EDF SEI et d'EDM dans les ZNI entre 2002 et 2013.....	71
Figure 44. Volume d'électricité produite et achetée dans les ZNI entre 2002 et 2013	71
Figure 45. Coût de production moyen dans l'ensemble des ZNI entre 2002 et 2013.....	72
Figure 46. Coût de production moyen dans chaque zone entre 2008 et 2013.....	72

Figure 47. Coût de production moyen par filière entre 2008 et 2013.....	73
Figure 48. Surcoût de production dans les ZNI (hors Mayotte) entre 2002 et 2013	75
Figure 49. Consommation d'électricité dans les ZNI (hors Mayotte) entre 2002 et 2013.....	75
Figure 50. Décomposition du coût de production dans les ZNI (hors Mayotte).....	76
Figure 51. Coût d'achat des combustibles (tous types confondus) dans les ZNI (hors Mayotte) entre 2002 et 2013.....	77
Figure 52. Charges financières dans les ZNI (hors Mayotte) entre 2002 et 2013	78
Figure 53. Dépenses de personnel, charges externes et autres achats dans les ZNI (hors Mayotte) entre 2002 et 2013	79
Figure 54. Impôts et taxes dans les ZNI (hors Mayotte) entre 2002 et 2013.....	79
Figure 55. Coût d'achat / recette de ventes des quotas de CO ₂ entre 2005 et 2013	80
Figure 56. Dépenses liées aux services extérieurs dans les ZNI (hors Mayotte) entre 2002 et 2013..	81
Figure 57. Surcoût de production à Mayotte entre 2003 et 2013.....	82
Figure 58. Chronique d'évolution de la consommation électrique et des recettes de production à Mayotte entre 2003 et 2013.....	83
Figure 59. Décomposition du coût de production à Mayotte.....	84
Figure 60. Coût d'achat des combustibles à Mayotte	85
Figure 61. Charges financières à Mayotte entre 2003 et 2013	86
Figure 62. Les dépenses de personnel, charges externes et autres achats à Mayotte entre 2003 et 2013.....	86
Figure 63. Surcoûts d'achat dans les ZNI entre 2002 et 2013.....	88
Figure 64. Volumes d'électricité achetés dans les ZNI entre 2002 et 2013	89
Figure 65. Surcoûts d'achat, volumes achetés d'électricité produite par les installations bagasse/charbon et coût d'achat unitaire entre 2004 et 2013	91
Figure 66. Surcoûts d'achat, volumes achetés d'électricité produite par les installations fonctionnant en fioul et coût d'achat unitaire (hors impact de la centrale du Port Est) entre 2004 et 2013	92
Figure 67. Coût d'achat unitaire de l'électricité produite par les installations fonctionnant au fioul (hors impact de la centrale du Port Est) et à la bagasse/charbon entre 2002 et 2013	93
Figure 68. Evolution du parc photovoltaïque dans les ZNI entre 2002 et 2012.....	94
Figure 69. Part du photovoltaïque dans le mix énergétique et dans les surcoûts de production et d'achat en 2013	95
Figure 70. Surcoût d'achat de l'énergie photovoltaïque dans les ZNI entre 2002 et 2013	95
Figure 71. Surcoûts d'achat, volumes achetés d'électricité géothermique et coût d'achat unitaire entre 2002 et 2013.....	96
Figure 72. Représentation schématique du processus d'attribution du TPN.....	103
Figure 73. Nombre de bénéficiaires du TPN et surcoûts correspondants entre 2004 et 2013 (métropole & ZNI)	104
Figure 74. Évolution des charges de service public entre 2013 et 2025	106
Figure 75. Scénario prospectif d'évolution des charges liées au soutien aux ENR et à la cogénération sur la période 2014-2025.....	107
Figure 76. Répartition des charges liées au soutien aux ENR et à la cogénération à horizon 2025 entre le parc installé en 2013 et le nouveau parc qui devrait se développer	108
Figure 77. Évolution du parc sous obligation d'achat résultant des contrats en vigueur à fin 2013 ...	108
Figure 78. Évolution des surcoûts liés au parc sous obligation d'achat à fin 2013.....	109
Figure 79. Développement du parc sous obligation d'achat entre 2014 et 2025.....	110
Figure 80. Surcoûts lié au développement du parc sous obligation d'achat entre 2014 et 2025.....	111
Figure 81. Scénario prospectif d'évolution des charges liées à la péréquation tarifaire dans les ZNI sur la période 2014-2025.....	112
Figure 82. Evolution des charges liées à la péréquation tarifaire dans les ZNI sur la période 2014-2025 ventilée entre les charges liées au parc actuellement en fonctionnement et nouveaux investissements à venir	115
Figure 83. Charges liées au TPN entre 2014 et 2025.....	117

Figure 84. Sensibilité des surcoûts pour l'année 2025 et des surcoûts totaux cumulés (en M€ courants) sur la période 2014-2025 aux hypothèses de prix de marché de l'électricité	118
Figure 85. Sensibilité des surcoûts pour l'année 2025 et des surcoûts totaux cumulés (en M€ courants) sur la période 2014-2025 aux hypothèses de prix de fioul (en US\$ 2012)	119
Figure 86. Évolution des charges à couvrir par la CSPE entre 2014 et 2025.....	121
Figure 87. Évolution du déficit de compensation supporté par EDF	122
Figure 88. Scénario prospectif d'évolution de la CSPE à horizon 2025.....	123
Figure 89. Volume d'électricité produit ou acheté en Corse entre 2002 et 2013	128
Figure 90. Surcoût de production et surcoût d'achat en Corse entre 2008 et 2013	128
Figure 91. Coût de production ou d'achat unitaire en Corse entre 2008 et 2013	129
Figure 92. Volume d'électricité produit ou acheté en Guadeloupe entre 2002 et 2013	129
Figure 93. Surcoût de production et surcoût d'achat en Guadeloupe entre 2008 et 2013	130
Figure 94. Coût de production ou d'achat unitaire en Guadeloupe entre 2008 et 2013	130
Figure 95. Volume d'électricité produit ou acheté en Martinique entre 2002 et 2013.....	131
Figure 96. Surcoût de production et surcoût d'achat en Martinique entre 2008 et 2013	131
Figure 97. Coût de production ou d'achat unitaire en Martinique entre 2008 et 2013	131
Figure 98. Volume d'électricité produit ou acheté en Guyane entre 2002 et 2013	132
Figure 99. Surcoût de production et surcoût d'achat en Guyane entre 2008 et 2013	132
Figure 100. Coût de production ou d'achat unitaire en Guyane entre 2008 et 2013	133
Figure 101. Volume d'électricité produit ou acheté à La Réunion entre 2002 et 2013	133
Figure 102. Surcoût de production et surcoût d'achat à La Réunion entre 2008 et 2013.....	134
Figure 103. Coût de production ou d'achat unitaire à La Réunion entre 2008 et 2013	134
Figure 104. Volume d'électricité produit ou acheté à Saint Pierre et Miquelon entre 2002 et 2013 ...	135
Figure 105. Surcoût de production et surcoût d'achat à Saint Pierre et Miquelon entre 2008 et 2013	135
Figure 106. Coût de production ou d'achat unitaire à Saint Pierre et Miquelon entre 2008 et 2013 ..	135
Figure 107. Volume d'électricité produit ou acheté à Mayotte entre 2003 et 2013.....	136
Figure 108. Surcoût de production et surcoût d'achat à Mayotte entre 2008 et 2013	136
Figure 109. Coût de production ou d'achat unitaire à Mayotte entre 2008 et 2013	136
Figure 110. Hypothèses d'évolution du parc existant dans les ZNI entre 2014 et 2025.....	139
Figure 111. Hypothèses de mise en service des nouvelles installations dans les ZNI entre 2014 et 2025.....	140
Figure 112. Focus sur les hypothèses de mises en service des nouvelles installations autres que thermiques dans les ZNI entre 2014 et 2025	140

Table des tableaux

Tableau 1. Évolution du défaut de compensation supporté par EDF	26
Tableau 2. Taux de réduction appliqué en fonction de la composition du foyer	101
Tableau 3. Taux de réduction résultant de l'arrêt du 23 décembre 2010	101
Tableau 4. Déductions forfaitaires applicables à partir de 2013 (€TTC/an).....	102
Tableau 5. Hypothèses d'évolution du coût évité unité moyen entre 2015 et 2025.....	107
Tableau 6. Hypothèses de développement du parc sous obligation d'achat.....	111
Tableau 7. Hypothèses d'évolution des prix de matières premières et des quotas de CO ₂	113
Tableau 8. Hypothèses d'évolution de la part production dans les tarifs de ventes par zone	114
Tableau 9. Durées de fonctionnement normatives retenues pour le calcul prospectif des charges liées à l'obligation d'achat	137
Tableau 10. Hypothèses de développement du parc sous obligation d'achat entre 2014 et 2025	138
Tableau 11. Hypothèses d'évolution du parc suite à la mise en service des nouvelles installations dans les ZNI entre 2013 et 2025	140

ANNEXES

1. Historique d'évolution des charges liées à la péréquation tarifaire par zone

En absence d'une répartition précise des coûts de production par zone pour la période de 2002 à 2007, les surcoûts de production et les surcoûts d'achat, ainsi que les coûts unitaires ne sont présentés qu'à partir de 2008.

Une attention particulière doit être portée aux coûts de production moyens par zone.

- Ces coûts dépendent du taux d'appel des TACs, taux fortement dépendant de nombreux facteurs exogènes comme l'hydraulicité, la croissance de la demande, les événements exceptionnels (grève, indisponibilité technique, etc.).
- La CRE ne retient pas au titre des charges à compenser certains coûts qui ne sont pas justifiés (c'est notamment le cas de la liaison SACOI en Corse jusqu'en 2011 et du contrat éolien à Saint Pierre et Miquelon). Ainsi ces installations, contribuant à l'équilibre offre/demande, ne sont pas incluses dans le calcul du coût de production unitaire moyen.
- Il existe un décalage entre la production réelle et la facturation des coûts.

Corse

Figure 89. Volume d'électricité produit ou acheté en Corse entre 2002 et 2013

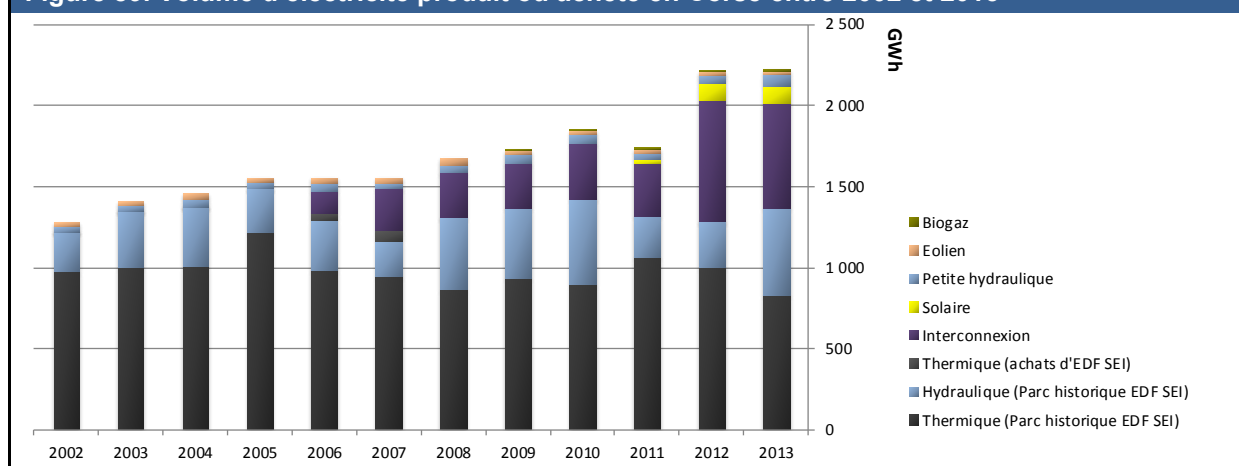


Figure 90. Surcoût de production et surcoût d'achat en Corse entre 2008 et 2013

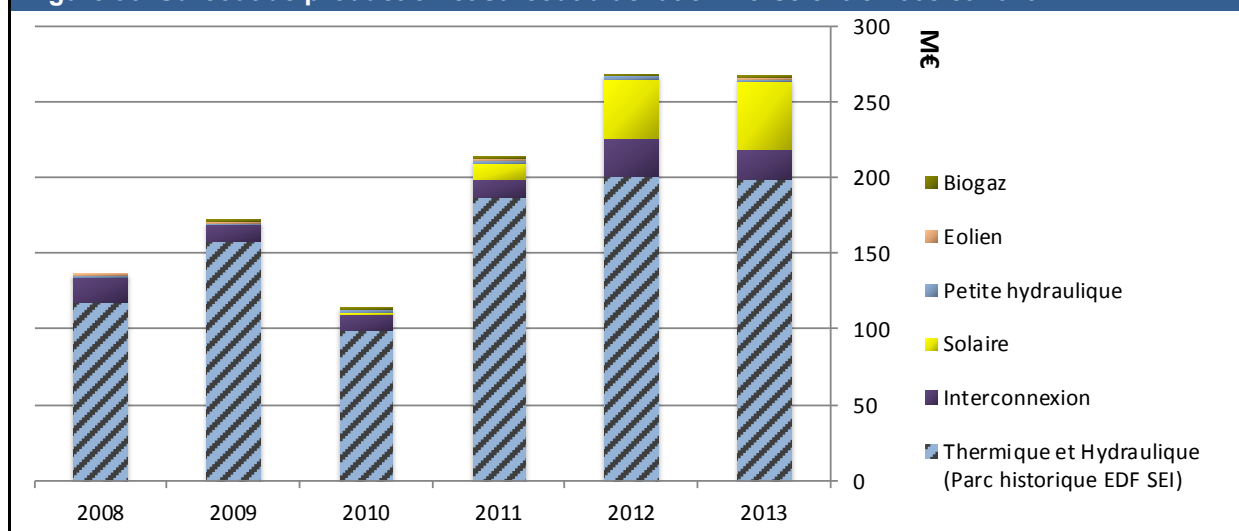
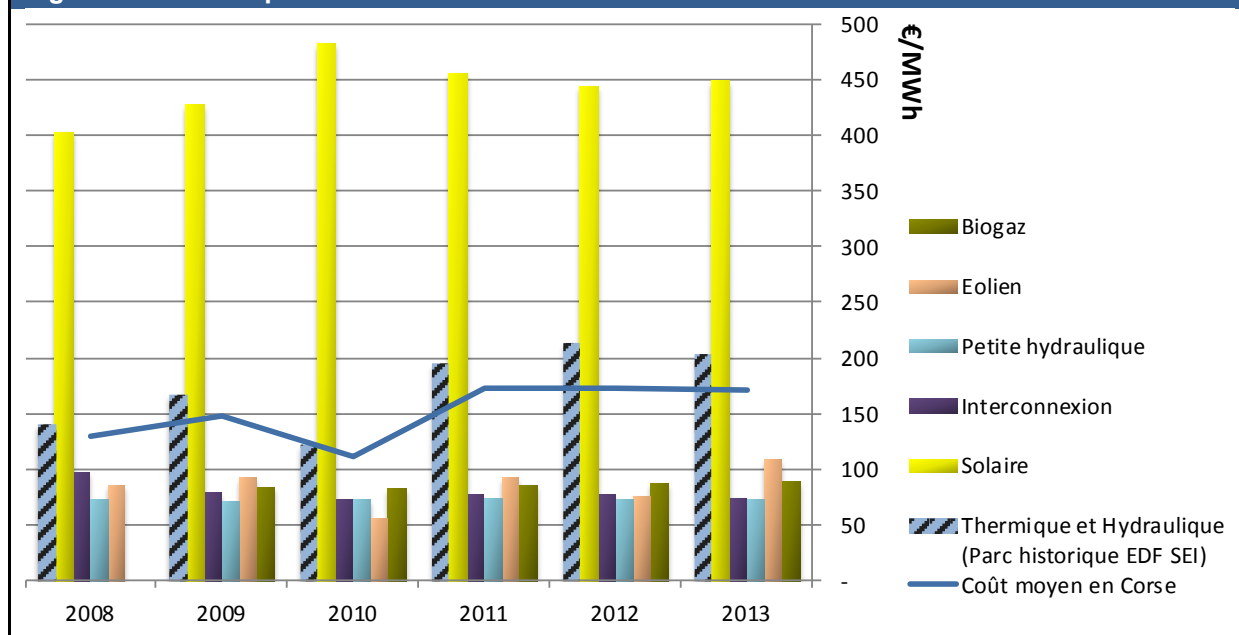


Figure 91. Coût de production ou d'achat unitaire en Corse entre 2008 et 2013



Aucune charge n'a été retenue au titre de l'interconnexion SACOI entre 2006 et 2011, d'où l'augmentation forte de ce poste de charge en 2012.

Du fait de la composition du parc, l'hydraulicité a un fort impact sur le mix énergétique et les surcoûts de production.

L'énergie achetée via les deux interconnexions (SACOI et SARCO) est très compétitive. Elle représente une solution économiquement très avantageuse pour la Corse.

Guadeloupe

Figure 92. Volume d'électricité produit ou acheté en Guadeloupe entre 2002 et 2013

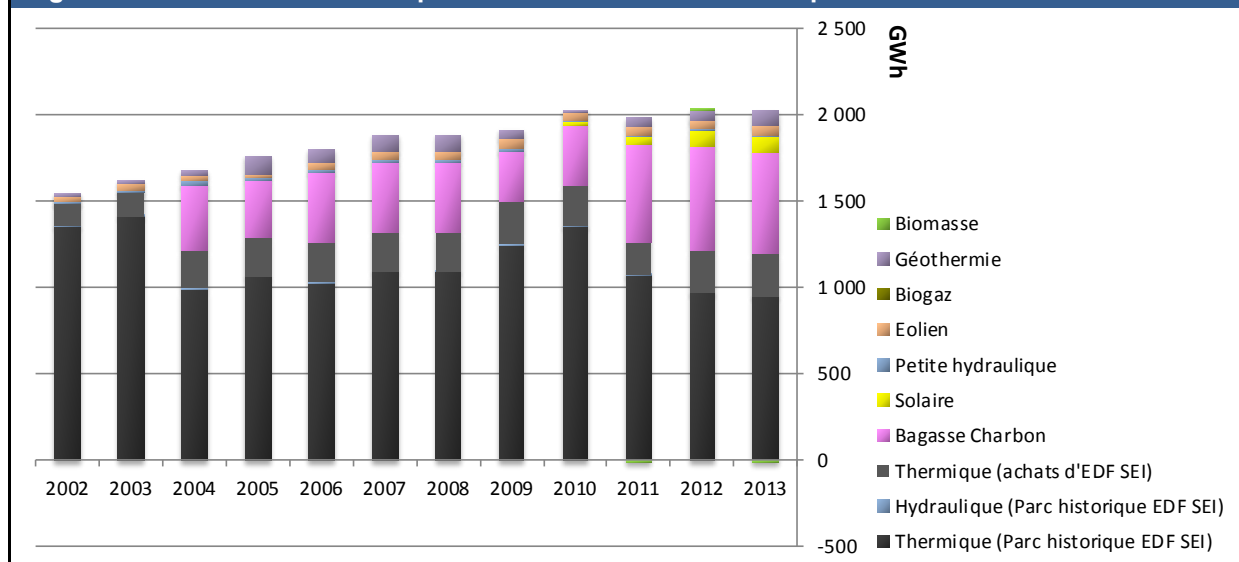


Figure 93. Surcoût de production et surcoût d'achat en Guadeloupe entre 2008 et 2013

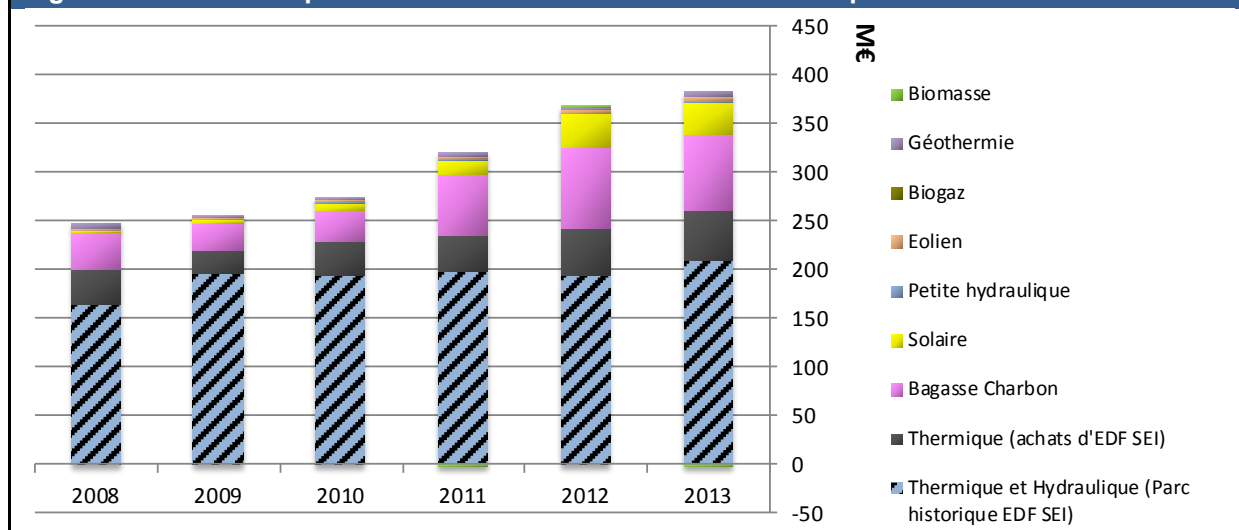
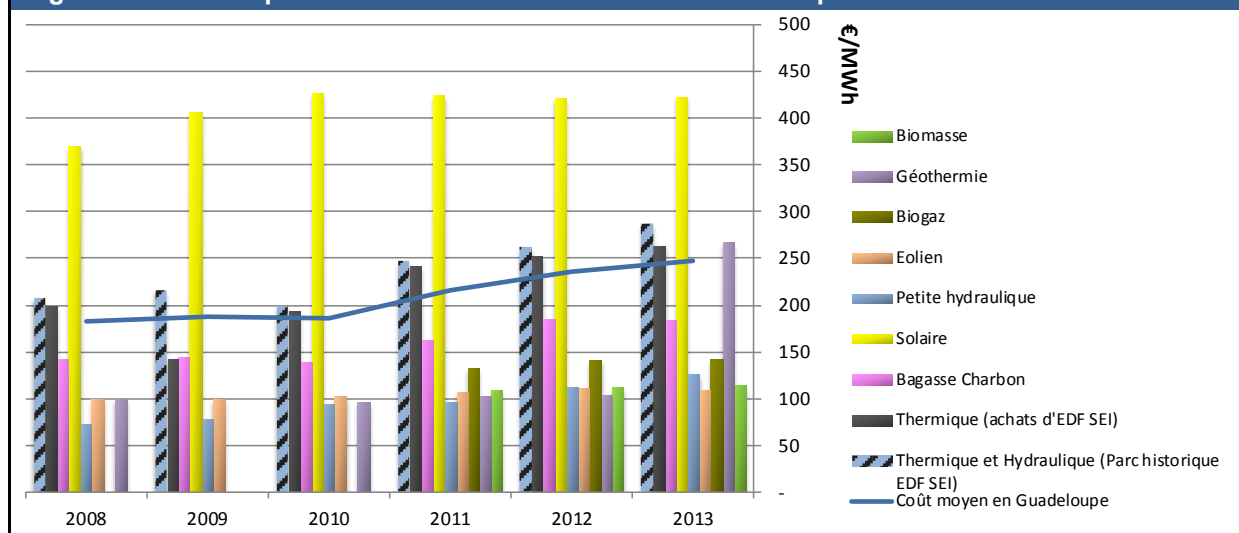


Figure 94. Coût de production ou d'achat unitaire en Guadeloupe entre 2008 et 2013



Le bilan de Guadeloupe s'entend comme celui de l'archipel guadeloupéen (Basse terre, Grande Terre, la Désirade, les Saintes, et Marie Galante) ainsi que celui des COM de Saint Martin et Saint Barthélemy.

En 2002 et 2003, les coûts des installations bagasse/charbon ont été comptabilisés dans les surcoûts de production d'EDF au titre des contrats d'achats de la vapeur. En 2004, des contrats d'achat d'électricité ont été conclus. Les coûts liés à ces installations apparaissent depuis au titre des surcoûts d'achat.

La Guadeloupe présente un des mix énergétiques le plus diversifié, notamment du fait de la présence d'une production géothermique.

La hausse du coût de la géothermie à partir de 2012 résulte d'une modification du contrat initial, prenant notamment en compte le statut IEG des salariés.

Martinique

Figure 95. Volume d'électricité produit ou acheté en Martinique entre 2002 et 2013

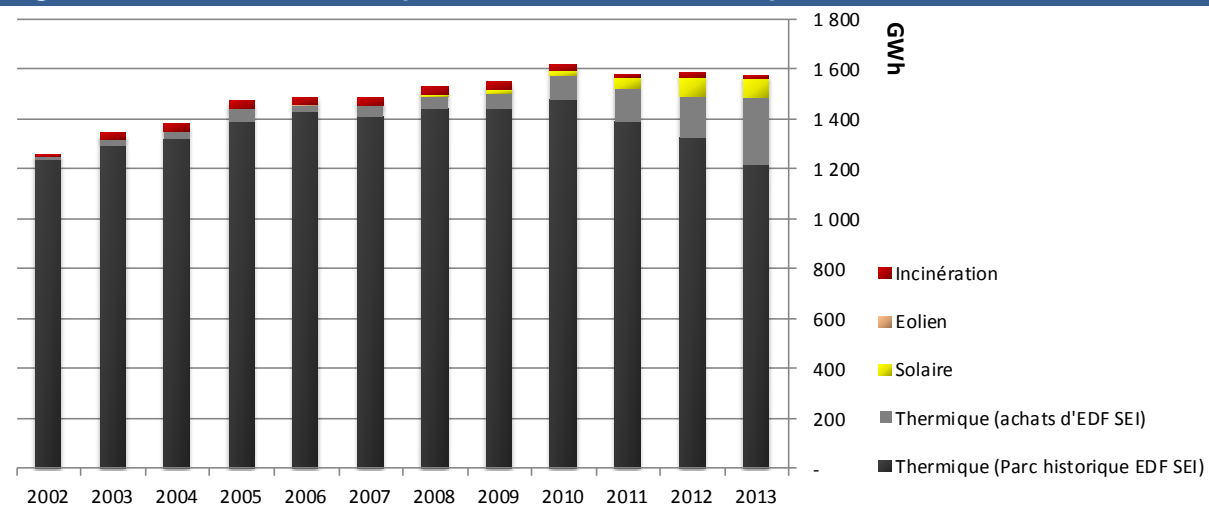


Figure 96. Surcoût de production et surcoût d'achat en Martinique entre 2008 et 2013

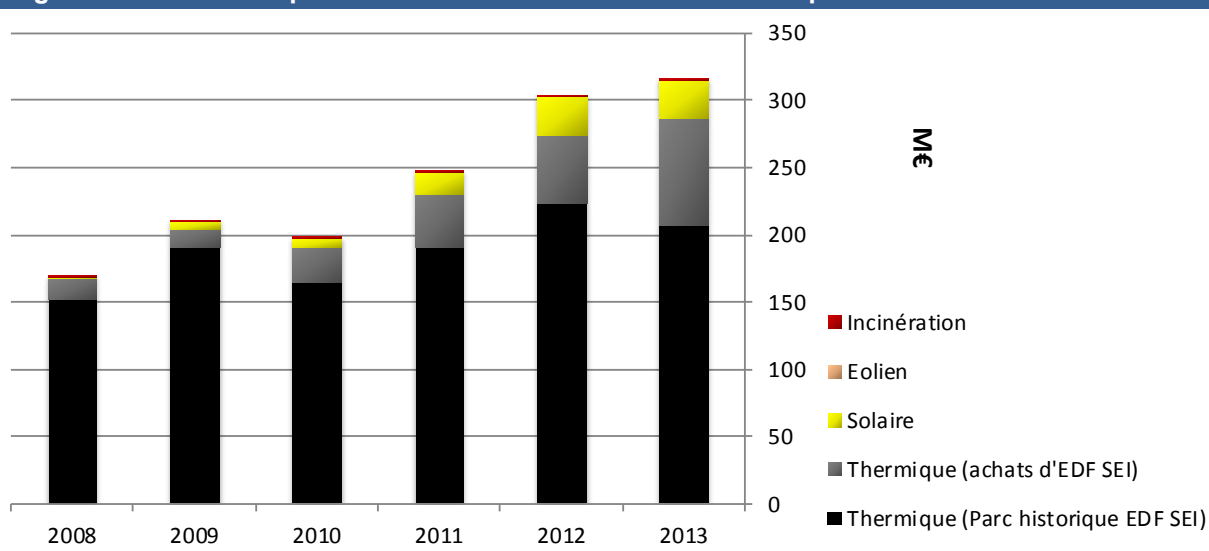
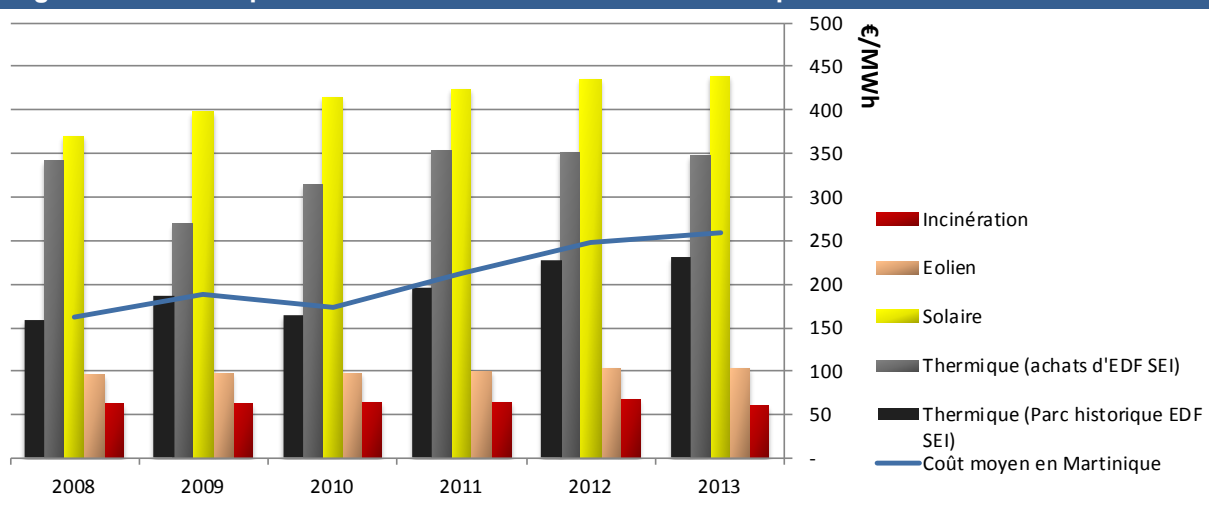


Figure 97. Coût de production ou d'achat unitaire en Martinique entre 2008 et 2013



Le mix martiniquais est peu diversifié d'où la prépondérance des moyens thermiques.

L'électricité produite par incinération des déchets est très compétitive mais la capacité de production est faible.

Jusqu'en 2013, les coûts d'achat de la production thermique résultaient des appels de la TAC du Galion et des groupes de secours mis en place pour accompagner l'arrêt de la centrale de Bellefontaine. Les achats réalisés auprès de la SARA sont marginaux, la principale raison d'être de cette installation étant de garantir en toutes circonstances l'alimentation en énergie (vapeur et électricité) de la raffinerie associée.

Guyane

Figure 98. Volume d'électricité produit ou acheté en Guyane entre 2002 et 2013

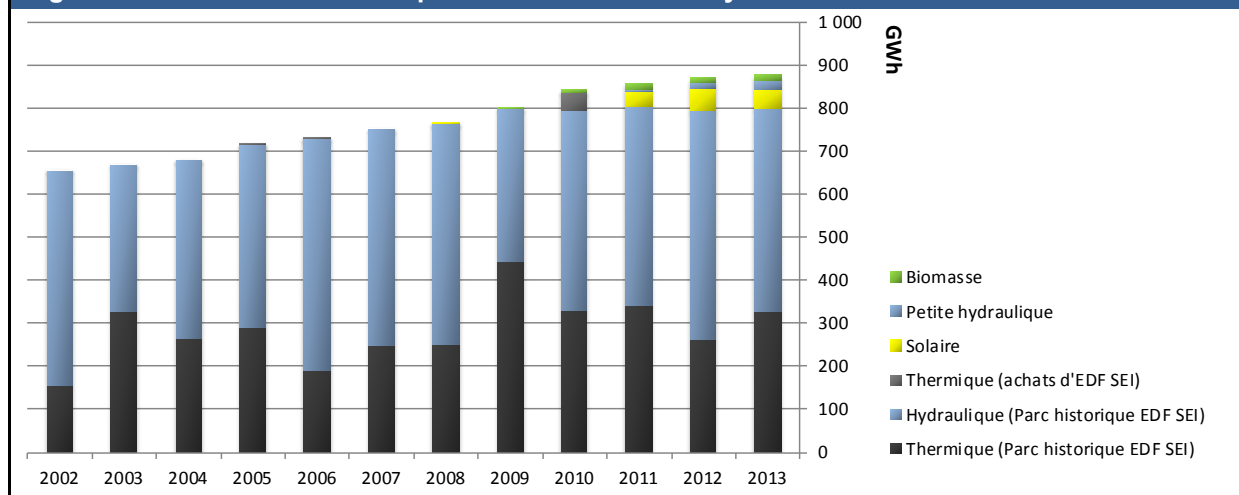


Figure 99. Surcoût de production et surcoût d'achat en Guyane entre 2008 et 2013

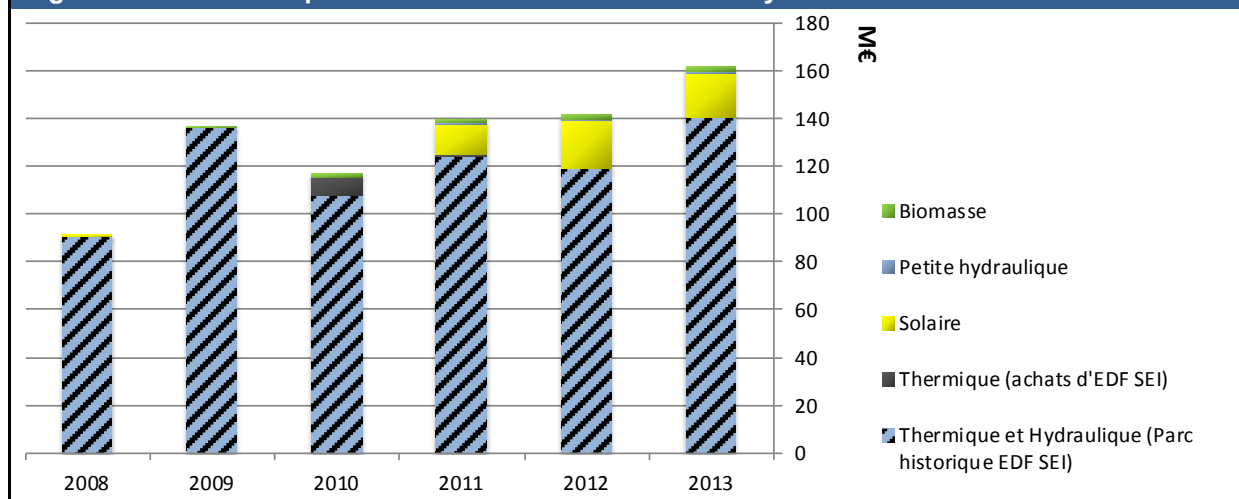
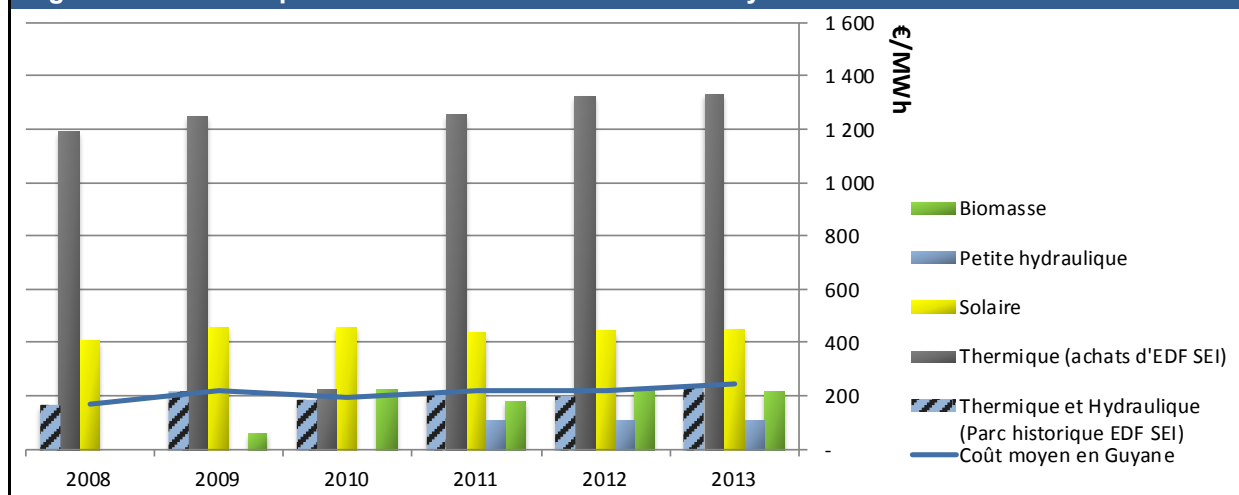


Figure 100. Coût de production ou d'achat unitaire en Guyane entre 2008 et 2013



La présence du barrage de Petit Saut, d'une puissance installée à fin 2013 de 114 MW, est très avantageuse pour la Guyane. Cependant, en conséquence, le coût de production moyen est fortement dépendant de l'hydraulique.

Les coûts unitaires de l'installation thermique de la commune de Saul, perdue au cœur de la forêt amazonienne, sont très élevés du fait de la difficulté à réaliser l'approvisionnement en combustible.

En 2010, EDF a fait intervenir des groupes de secours POWER SOLUTIONS. Ces groupes qui ont produit plus de 40 GWh cette année-là ont permis une baisse significative du coût moyen de production.

La Réunion

Figure 101. Volume d'électricité produit ou acheté à La Réunion entre 2002 et 2013

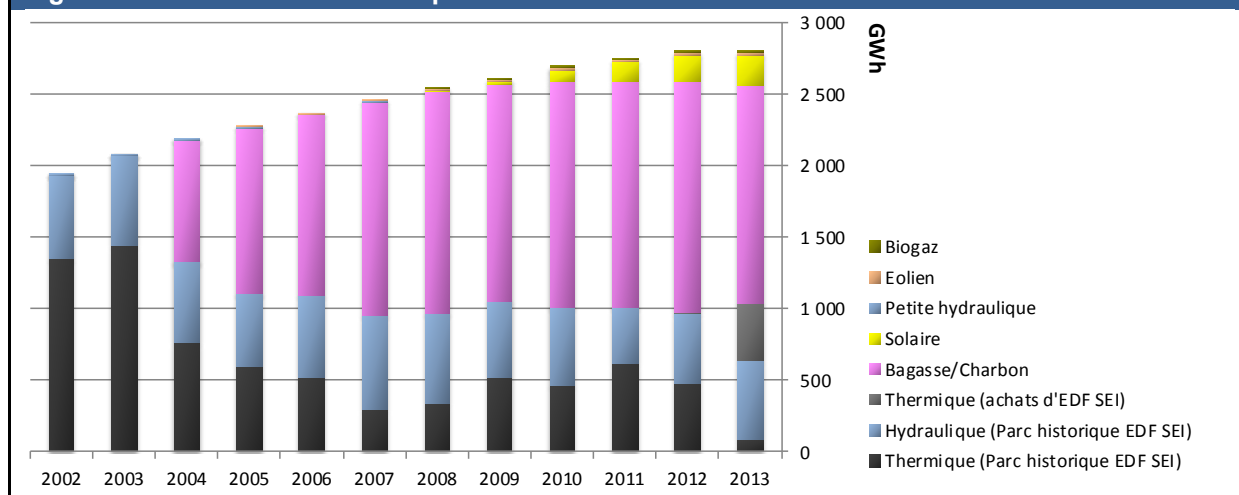


Figure 102. Surcoût de production et surcoût d'achat à La Réunion entre 2008 et 2013

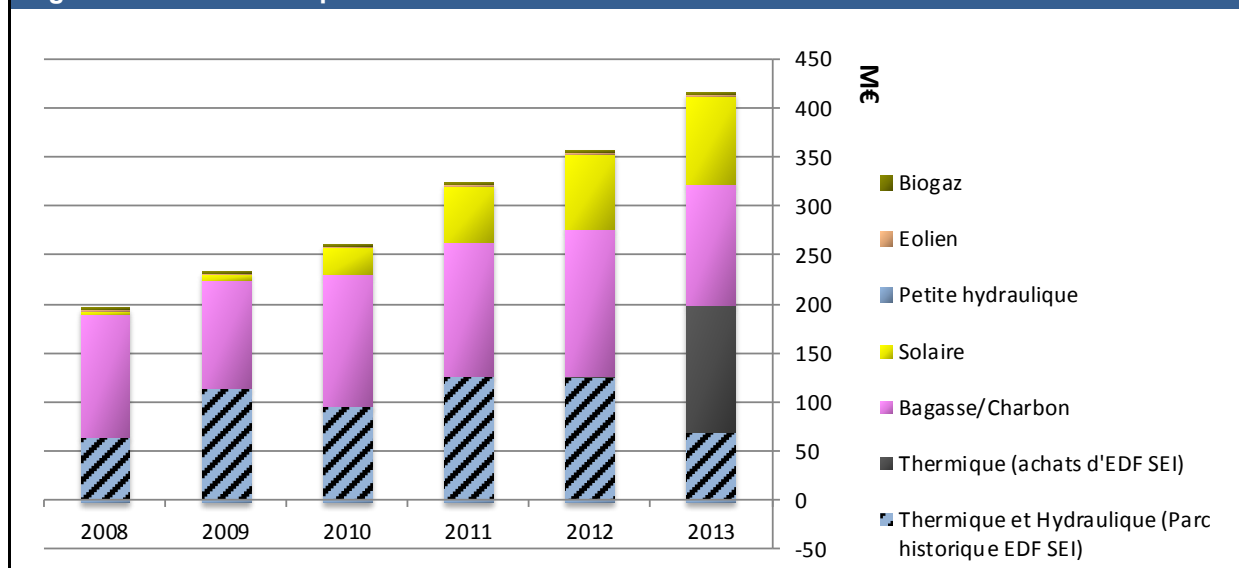
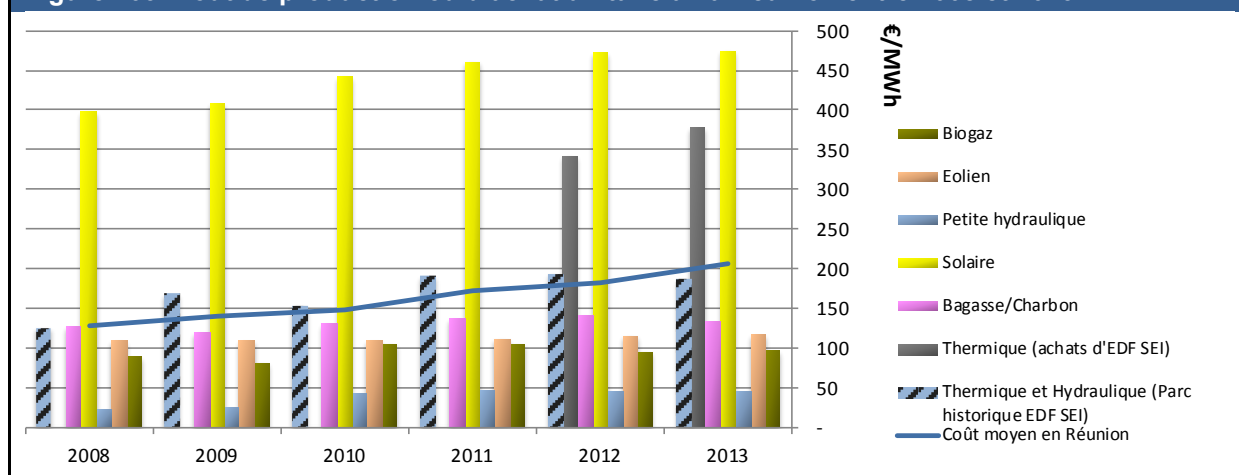


Figure 103. Coût de production ou d'achat unitaire à La Réunion entre 2008 et 2013



L'année 2013 est marquée par la mise en service de la centrale de Port Est.

Les centrales bagasse/charbon assurent un gros volume de production à un coût relativement faible.

L'île de la Réunion présente un mix énergétique diversifié, dans lequel la production hydraulique (barrage de Takamaka notamment) permet de diminuer le coût moyen unitaire.

Saint Pierre et Miquelon

Le parc de Saint-Pierre-et-Miquelon est composé de deux centrales thermiques et d'un parc éolien (qui a arrêté de fonctionner en 2013).

Le parc éolien composé de 10 éoliennes de 60 kW a été mis en service en 2000 dans le cadre du programme Eole 2005. Les coûts associés à l'énergie achetée par EDF SEI n'ont pas été retenus dans l'assiette des charges à compenser en 2005, puis entre 2007 et 2010 du fait d'une mauvaise application des conditions contractuelles.

Figure 104. Volume d'électricité produit ou acheté à Saint Pierre et Miquelon entre 2002 et 2013

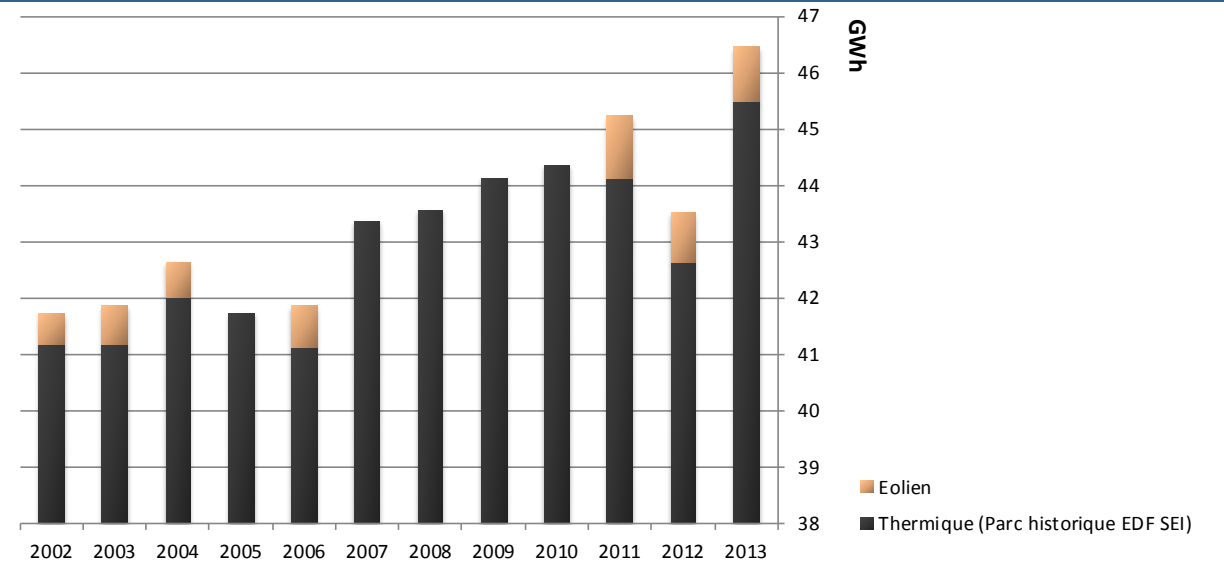


Figure 105. Surcoût de production et surcoût d'achat à Saint Pierre et Miquelon entre 2008 et 2013

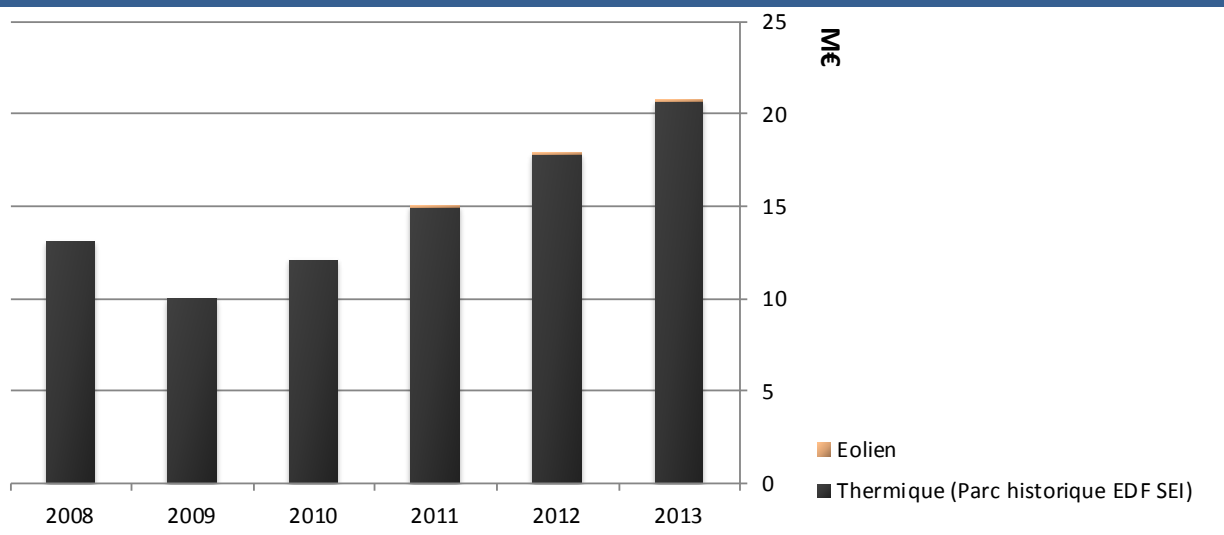
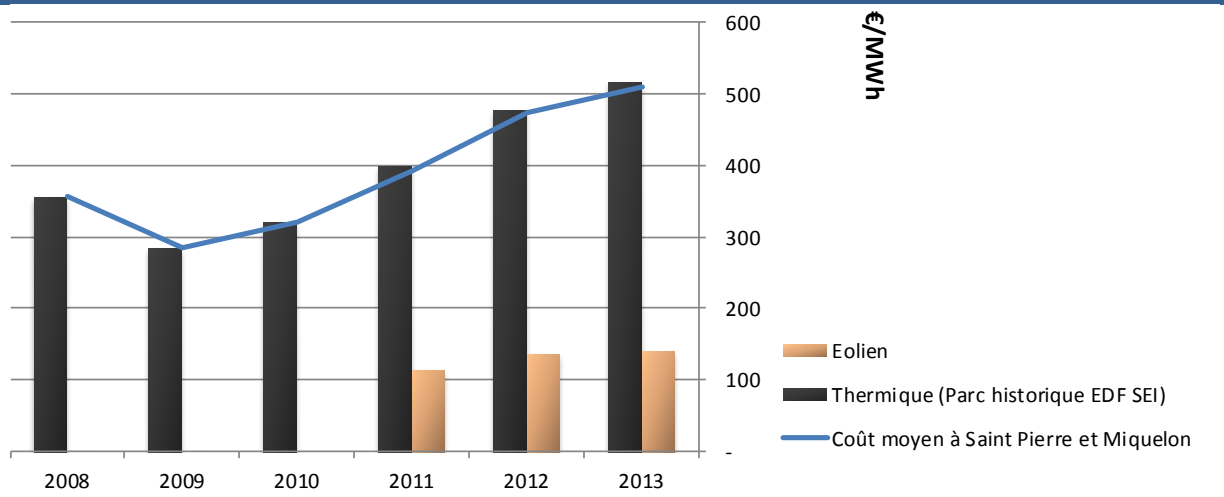


Figure 106. Coût de production ou d'achat unitaire à Saint Pierre et Miquelon entre 2008 et 2013



Mayotte

Le parc de production à Mayotte est composé de deux centrales fonctionnant au fioul et d'installations photovoltaïques.

Figure 107. Volume d'électricité produit ou acheté à Mayotte entre 2003 et 2013

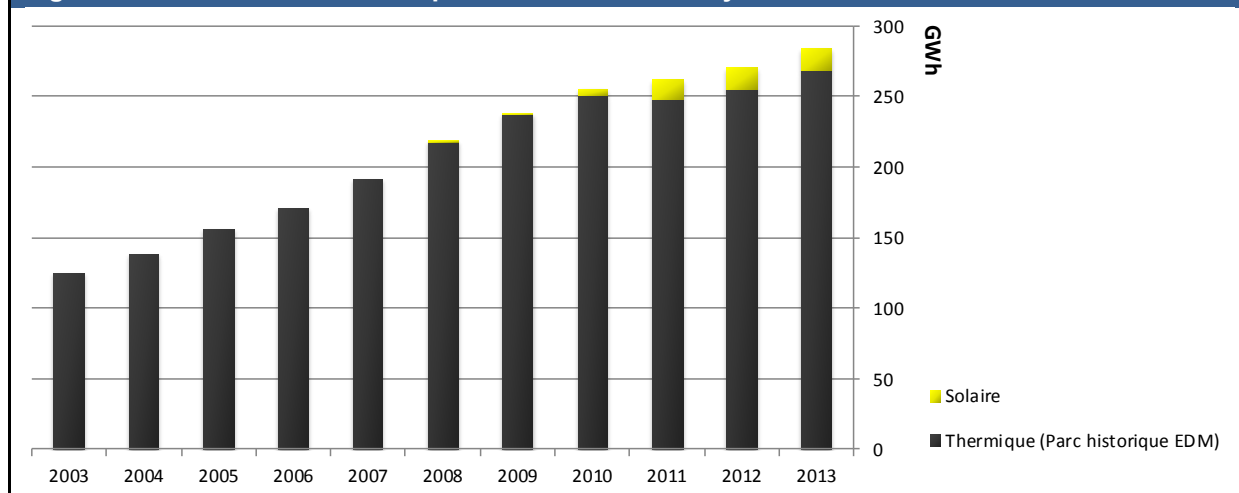


Figure 108. Surcoût de production et surcoût d'achat à Mayotte entre 2008 et 2013

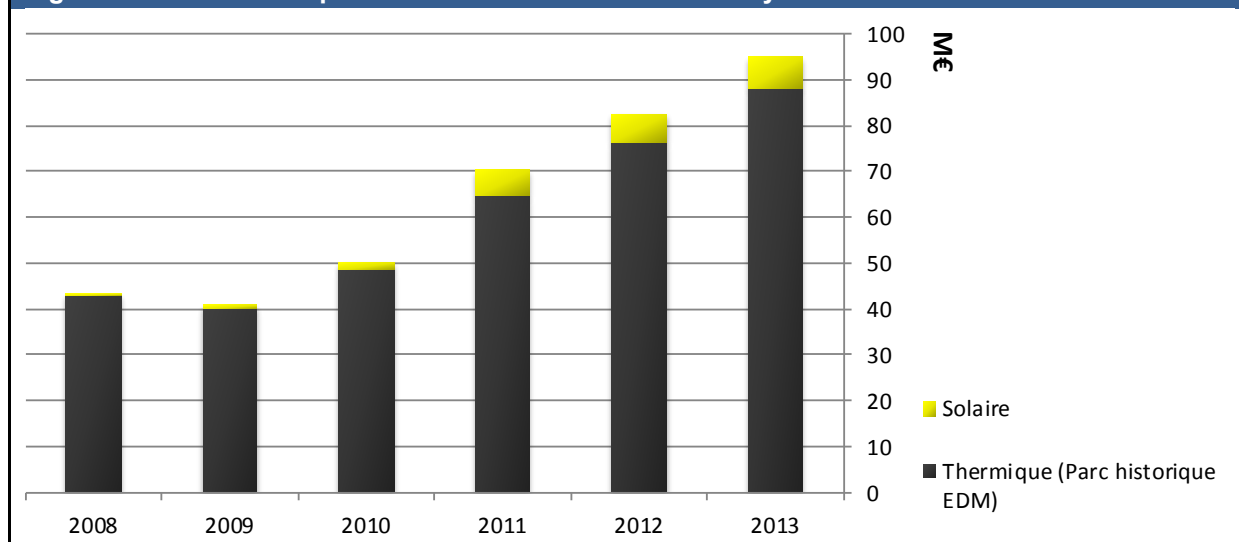
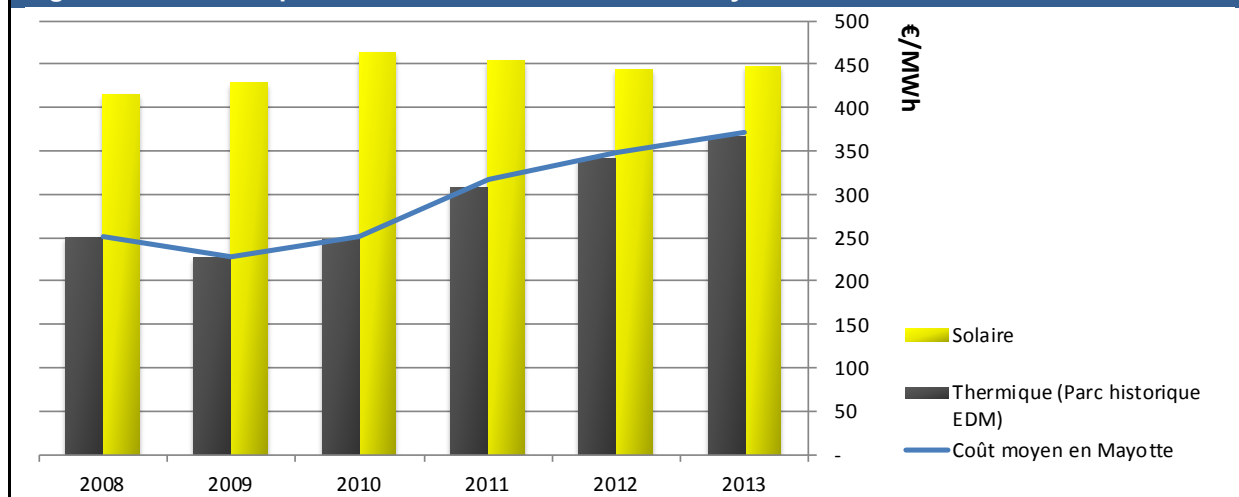


Figure 109. Coût de production ou d'achat unitaire à Mayotte entre 2008 et 2013



2. Principales hypothèses retenues pour le calcul prospectif des charges liées à l'obligation d'achat

Tableau 9. Durées de fonctionnement normatives retenues pour le calcul prospectif des charges liées à l'obligation d'achat

Filière	Type de contrat	Durée de fonctionnement (h/an)
Cogénération		
	Contrats historiques (97 & 99)	3 184
Hydraulique		3 185
Biogaz		
	Arrêté de 2001	3 565
	Appel d'offres de 2003	5 134
	Arrêté de 2006	5 947
	Arrêté de 2011	6 584
Biomasse		
	Arrêté de 2002	561
	Appel d'offres de 2003	5 574
	Appel d'offres de 2006	5 574
	Appel d'offres de 2009	6 974
	Arrêté de 2009	5 905
	Arrêté de 2011	6 096
Incinération		6 162
Géothermie		6 500
Éolien		2 094
Photovoltaïque		1 092
Diesel dispatchable		11
Petites installations		975

Tableau 10. Hypothèses de développement du parc sous obligation d'achat entre 2014 et 2025

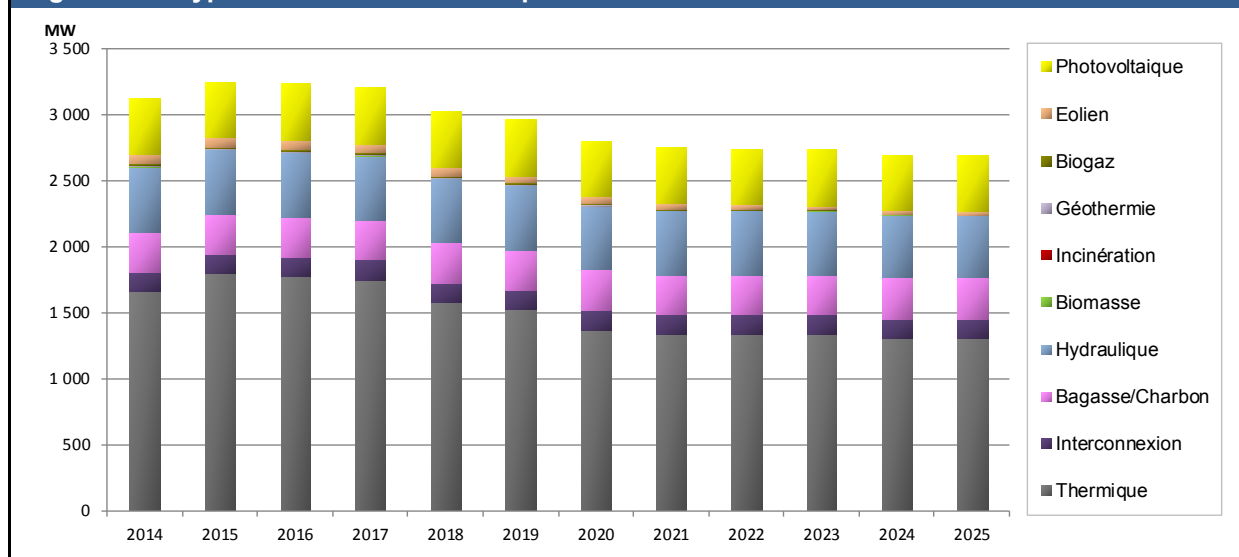
Filière	Hypothèse de développement
Cogénération	35 MW de nouvelles installations par an Taux de rénovation ¹²³ de 60 % 6 % du parc en mode dispatchable
Hydraulique	12 MW de nouvelles installations par an Taux de rénovation de 80 %
Photovoltaïque	400 MW de nouvelles installations par an Mise en service des installations lauréates des appels d'offres de 2011 et 2013 entre 2014 et 2015
Éolien terrestre	1 000 MW de nouvelles installations par an
Éolien en mer	Mise en service progressive des parcs lauréats des appels d'offres de 2011 et 2013 entre 2018 et 2023
Biogaz	36 MW de nouvelles installations par an
Biomasse	20 MW de nouvelles installations par an Mise en service des installations lauréates des appels d'offres de 2009 et 2010 entre 2014 et 2016
Incinération	1 MW de nouvelles installations par an Taux de rénovation de 50 %
Petites installations	0,1 MW de nouvelles installations par an

¹²³ Le taux de rénovation représente la part des installations dont le contrat arrive à échéance qui devrait bénéficier d'un nouveau contrat d'achat, lequel est supposé actif à partir de l'année suivant l'arrivée à échéance du contrat initial.

3. Principales hypothèses retenues pour l'évolution du parc de production dans les ZNI

Les figures suivantes regroupent les hypothèses d'évolution des parcs de production dans les ZNI faisant la distinction entre l'évolution du parc existant (figure 110) et les nouvelles installations mises en service entre 2013 et 2025 (figures 111 et 112).

Figure 110. Hypothèses d'évolution du parc existant dans les ZNI entre 2014 et 2025



Les TACs, les moyens hydrauliques existants ainsi que les centrales de Saint-Pierre-et-Miquelon, Saint-Martin et Saint-Barthélemy restent exploités par EDF SEI.

La baisse progressive de la puissance thermique installée du parc existant est liée au déclassement progressif des vieilles centrales, notamment Bellefontaine en Martinique, Lucciana et Vazzino en Corse, Jarry en Guadeloupe et Port Est à la Réunion, Dégrad des Cannes en Guyane, ainsi que du déclassement des vieux moteurs de la centrale de Badamier à Mayotte. L'arrêt des centrales en fin de vie coïncide avec la mise en service de quatre nouvelles installations d'EDF PEI avec augmentation de capacité de production par rapport aux centrales substituées.

La puissance installée des installations ENR en fonctionnement reste quasiment constante du fait de la jeunesse du parc, l'arrivée à échéance des contrats n'ayant qu'un très faible impact aux échéances du calcul.

Les principales hypothèses de mise en service des nouvelles installations sont regroupées dans le tableau 11.

Figure 111. Hypothèses de mise en service des nouvelles installations dans les ZNI entre 2014 et 2025

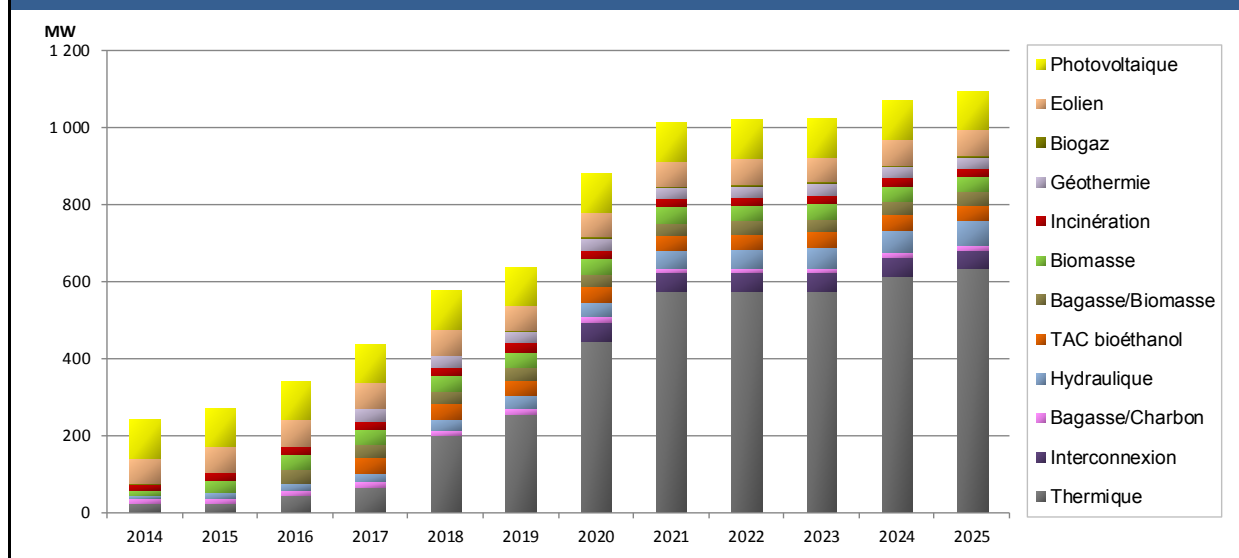


Figure 112. Focus sur les hypothèses de mises en service des nouvelles installations autres que thermiques dans les ZNI entre 2014 et 2025

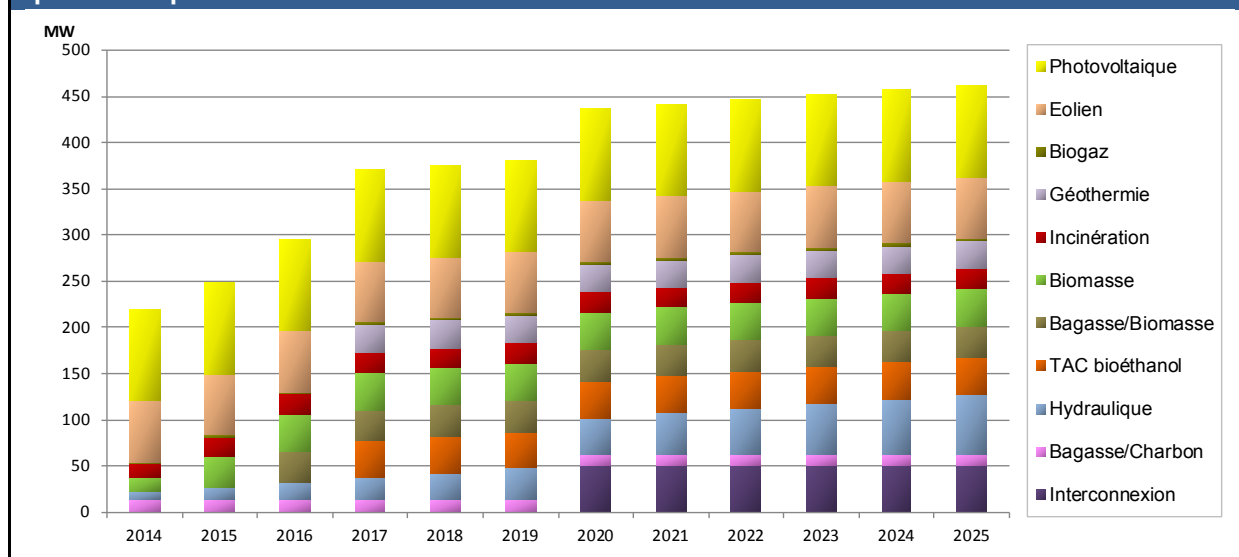


Tableau 11. Hypothèses d'évolution du parc suite à la mise en service des nouvelles installations dans les ZNI entre 2013 et 2025

Zone	Nouveaux projets	Puissance installée	Année de la mise en service
Réunion	Nouveaux besoins de pointe ou renouvellement (TACs)	40 MW	2020
	Nouveaux besoins de base ou renouvellement (fonctionnement en fioul)	40 MW	2021
	Photovoltaïque avec stockage	29,3 MW	2014, 2015
	Eolien avec stockage	24 MW	2014, 2015
	TAC fonctionnant en bioéthanol	40 MW	2017

Zone	Nouveaux projets	Puissance installée	Année de la mise en service
Martinique	Nouveaux besoins de pointe ou renouvellement (TACs)	20 MW, 20 MW, 20 MW	2020, 2024, 2025
	Extension de l'usine d'incinération des ordures ménagères	3,5 MW d'extension	2015
	Photovoltaïque avec stockage	10,85 MW	2014, 2015
	Eolien avec stockage	13 MW	2014, 2015
	Bagasse/Biomasse	34 MW	2016
	Petite hydraulique	3,5 MW	2014
Guadeloupe	Extension de la centrale de Saint Barthelemy	2 MW, 2 MW	2016, 2018
	Extension de la centrale de Saint Martin	16 MW	2019
	Nouveaux besoins de pointe ou renouvellement (TACs)	20 MW, 40 MW	2017, 2021
	Bagasse/charbon	13 MW	2014
	Photovoltaïque avec stockage	8,2 MW	2014, 2015
	Eolien avec stockage	13,8 MW	2014, 2015
	Troisième tranche de l'installation géothermique Bouillante 3	30 MW	2017
	Biogaz	2 MW	2014
	Biomasse	16 MW	2014
	Incinération	14 MW	2014
Guyane	Renouvellement de la centrale de Dégrad des Cannes	87 MW	2020
	TAC de secours pour sécuriser la fin de vie de la centrale de Dégrad des Cannes	20 MW	Entre 2014 et 2019
	Nouveaux besoins de pointe ou renouvellement (TACs)	20 MW, 20 MW, 20 MW	2016, 2020, 2021
	Renouvellement des groupes électrogènes dans les communes de l'intérieur de Guyane	1,3 MW	2014, 2015
	Photovoltaïque avec stockage	17 MW	2014, 2015
	Eolien avec stockage	9 MW	2014, 2015
	Biomasse	16 MW	2015
	Petite hydraulique	Mise en service progressive pour atteindre 60,5 MW	Entre 2014 et 2025

Zone	Nouveaux projets	Puissance installée	Année de la mise en service
Corse	Renouvellement de la centrale de Vazzio	132 MW	2018
	Nouveaux besoins de pointe ou renouvellement (TACs)	40 MW, 20 MW, 20 MW	2019, 2021, 2024
	Augmentation de la capacité de soutirage de SACOI	50 MW	2020
	Photovoltaïque avec stockage	27 MW	2014, 2015
	Eolien avec stockage	6,4 MW	2014, 2015
	Biomasse	7,9 MW	2016
Mayotte	Extension de la centrale de Longoni	44 MW	2021
	Biogaz	Mise en service progressive pour atteindre 1,2 MW	Entre 2019 et 2022
	Photovoltaïque avec stockage	6,8 MW	2014, 2015



15, rue Pasquier - 75379 Paris cedex 08 - France
Tél. : +33 (0)1 44 50 41 00 - Fax : +33 (0)1 44 50 41 11
www.cre.fr