

N° 165

SÉNAT

SESSION ORDINAIRE DE 2015-2016

Enregistré à la Présidence du Sénat le 19 novembre 2015

AVIS

PRÉSENTÉ

au nom de la commission des affaires économiques (1) sur le projet de loi de finances pour 2016, ADOPTÉ PAR L'ASSEMBLÉE NATIONALE,

TOME II

ÉCOLOGIE, DÉVELOPPEMENT ET MOBILITÉ DURABLES (ÉNERGIE)

Par M. Bruno SIDO,

Sénateur.

(1) Cette commission est composée de : M. Jean-Claude Lenoir, *président* ; Mmes Delphine Bataille, MM. Alain Bertrand, Martial Bourquin, Gérard César, Alain Chatillon, Daniel Dubois, Joël Labbé, Mme Élisabeth Lamure, MM. Michel Le Scouarnec, Yannick Vaugrenard, *vice-présidents* ; M. Marc Daunis, Mme Valérie Létard, M. Bruno Sido, *secrétaires* ; MM. Gérard Bailly, Jean-Pierre Bosino, Henri Cabanel, François Calvet, Roland Courteau, Alain Duran, Mmes Frédérique Espagnac, Dominique Estrosi Sassone, M. Daniel Gremillet, Mme Annie Guillemot, MM. Michel Houel, Serge Larcher, Jean-Jacques Lasserre, Daniel Laurent, Philippe Leroy, Mmes Marie-Noëlle Lienemann, Anne-Catherine Loisier, MM. Michel Magras, Franck Montaugé, Robert Navarro, Jackie Pierre, Ladislav Poniatowski, Mme Sophie Primas, MM. Yves Rome, Henri Tandonnet.

Voir les numéros :

Assemblée nationale (14^{ème} législ.) : 3096, 3110 à 3117 et T.A. 602

Sénat : 163, 164 et 166 à 170 (2015-2016)

SOMMAIRE

	<u>Pages</u>
AVANT-PROPOS	5
PREMIÈRE PARTIE : L'EFFORT BUDGÉTAIRE ET FISCAL EN FAVEUR DE L'ÉNERGIE	7
I. LE PROGRAMME 174 « ÉNERGIE, CLIMAT ET APRÈS-MINES » DE LA MISSION « ÉCOLOGIE, DÉVELOPPEMENT ET MOBILITÉ DURABLES »	7
A. UNE CONTRACTION DU BUDGET DE L'APRÈS-MINES EN LIGNE AVEC LA BAISSÉ STRUCTURELLE DU NOMBRE DES BÉNÉFICIAIRES	8
1. <i>La garantie des droits sociaux des mineurs et de leurs familles</i>	8
2. <i>Les dépenses de réhabilitation et de reconversion des anciens bassins miniers</i>	10
B. UNE NOUVELLE RÉDUCTION DES CRÉDITS DÉDIÉS À LA SURVEILLANCE DE LA QUALITÉ DE L'AIR QUI INTERPELLE À L'APPROCHE DE LA COP 21	11
C. LES AUTRES DÉPENSES DU PROGRAMME RESTENT ÉGALEMENT SOUS CONTRAINTE	13
1. <i>L'action « Politique de l'énergie »</i>	13
2. <i>L'action « Soutien »</i>	15
D. DES DÉPENSES FISCALES EN HAUSSE SOUS L'EFFET DE LA MONTÉE EN CHARGE DU CRÉDIT D'IMPÔT POUR LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE ET DES MESURES EN FAVEUR DES INDUSTRIES INTENSIVES EN ÉNERGIE	15
E. LE COMPTE D'AFFECTATION SPÉCIALE POUR L'ÉLECTRIFICATION RURALE : UNE DOTATION RECONDUITE MAIS UNE SOUS-CONSOMMATION IMPORTANTE DES CRÉDITS	19
II. LES AUTRES MESURES BUDGÉTAIRES ET FISCALES RELATIVES À L'ÉNERGIE	20
A. L'EXONÉRATION DE TAXE FONCIÈRE ET DE CONTRIBUTION ÉCONOMIQUE TERRITORIALE POUR LES MÉTHANISEURS PIONNIERS (ARTICLE 7) : UN DISPOSITIF QUI PARTICIPE AU PLAN DE SOUTIEN À L'ÉLEVAGE	20
B. LA RÉDUCTION DE L'ÉCART DE TAXATION ENTRE L'ESSENCE ET LE DIESEL (ARTICLE 8 BIS) : UNE MESURE QUI AURAIT MÉRITÉ D'ÊTRE INTÉGRÉE DANS UNE RÉFLEXION PLUS GÉNÉRALE SUR LA FISCALITÉ ÉNERGÉTIQUE	21
C. LE PRÉLÈVEMENT SUR LE FONDS DE ROULEMENT DE L'ADEME (ARTICLE 14) : UNE GESTION DE COURT TERME QUI POSERA LA QUESTION DU FINANCEMENT DE L'AGENCE DÈS SON BUDGET POUR 2017	24
D. LA COMPENSATION DES COÛTS INDIRECTS DU CARBONE AU PROFIT DES INDUSTRIES ÉLECTRO-INTENSIVES EXPOSÉES À LA CONCURRENCE INTERNATIONALE (ARTICLE 33 BIS) : UNE MESURE DE COMPÉTITIVITÉ ATTENDUE	26
E. LA PROROGATION DU CRÉDIT D'IMPÔT POUR LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE (ARTICLE 40) : UNE VISIBILITÉ BIENVENUE MAIS UNE EFFICACITÉ CONTESTÉE	28

F. LA PROROGATION DE L'ÉCO-PRÊT À TAUX ZÉRO (ARTICLE 42) : LA NÉCESSITÉ DE REDYNAMISER UN DISPOSITIF EN PERTE DE VITESSE.....	30
III. UN FINANCEMENT DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE QUI RESTE INCERTAIN ET DEUX SUJETS REPORTÉS AU COLLECTIF BUDGÉTAIRE : TRAJECTOIRE DE LA COMPOSANTE CARBONE APRÈS 2016 ET RÉFORME DE LA CONTRIBUTION AU SERVICE PUBLIC DE L'ÉLECTRICITÉ.....	32
A. UN FINANCEMENT DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE ASSURÉ PAR DES MONTAGES EXTRABUDGÉTAIRES COMPLEXES	32
B. L'ÉVOLUTION DE LA COMPOSANTE CARBONE APRÈS 2016 : UN EFFORT DE PRÉVISIBILITÉ MAIS UNE ABSENCE DE COMPENSATION NON CONFORME À LA LOI.....	33
C. LA RÉFORME DE LA CONTRIBUTION AU SERVICE PUBLIC DE L'ÉLECTRICITÉ : BUDGÉTISATION, SÉCURISATION JURIDIQUE ET COUVERTURE ANNONCÉE DES CHARGES FUTURES PAR LA FISCALITÉ SUR LE CARBONE	35
DEUXIÈME PARTIE : LA REFONDATION DE LA FILIÈRE NUCLÉAIRE FRANÇAISE	39
I. UN DIAGNOSTIC PARTAGÉ SUR LES CAUSES DES DIFFICULTÉS ACTUELLES : UNE CONJONCTURE MONDIALE DIFFICILE AGGRAVÉE PAR DES ERREURS DE STRATÉGIE ET DE GESTION.....	39
A. UNE STAGNATION DURABLE DES ACTIVITÉS NUCLÉAIRES ET UN MARCHÉ EN PROFONDE RESTRUCTURATION	39
1. Une conjoncture difficile qui impacte les différents métiers d'Areva	39
2. Un marché en profonde restructuration mais dont les perspectives de croissance restent favorables	40
B. UNE SITUATION AGGRAVÉE PAR DES ERREURS STRATÉGIQUES ET DE GESTION.....	42
1. Des erreurs stratégiques : les limites du « modèle intégré » et d'une politique d'investissements massifs et parfois discutables	42
2. Des difficultés de gestion : une rentabilité insuffisante pour assurer le développement du groupe et un manque de maîtrise des grands contrats et des grands projets	44
II. UN PLAN DE TRANSFORMATION QUI FAIT SENS SUR LES PLANS INDUSTRIEL ET ÉCONOMIQUE.....	46
A. UNE RÉORGANISATION AUTOUR D'UN RECENTRAGE SUR LE CŒUR DE MÉTIER ET D'UNE REFONDATION DU PARTENARIAT AVEC EDF QUI RÉPOND D'ABORD À UNE LOGIQUE INDUSTRIELLE	46
1. Le recentrage sur le cycle des matières nucléaires	47
2. La refonte du partenariat avec EDF.....	47
B. UN RÉTABLISSEMENT DE LA PERFORMANCE ÉCONOMIQUE QUI PASSE PAR DES EFFORTS DE COMPÉTITIVITÉ SANS PRÉCÉDENT ET PAR UNE GESTION RENFORCÉE DES GRANDS PROJETS	51
C. LA COUVERTURE DES BESOINS DE FINANCEMENT DU NOUVEL AREVA APPELLE UNE RECAPITALISATION RAPIDE ET SIGNIFICATIVE	53
LISTE DES PERSONNES AUDITIONNÉES	57

Mesdames, Messieurs,

Comme chaque année, votre commission des affaires économiques s'est saisie pour avis du programme 174 de la mission « Écologie, développement et mobilité durables », qui retrace les crédits budgétaires consacrés à l'énergie.

En réalité, **la dotation du programme** – un peu plus de **510 millions d'euros** en autorisations d'engagement – **couvre dans sa quasi-intégralité (93,4 % des crédits) les droits des anciens mineurs, ce qui explique sa contraction régulière**, en ligne avec l'évolution démographique. De façon plus marginale, le programme finance des actions spécifiques en lien avec l'énergie, ainsi que **le dispositif de surveillance de la qualité de l'air dont la baisse des crédits interpelle à l'approche de la COP 21.**

Fort heureusement, l'effort de la Nation en matière d'énergie va bien au-delà du périmètre du seul programme 174. Ainsi, **la dépense fiscale associée à titre principal aux finalités du programme augmentera l'an prochain de près d'un milliard d'euros, à 2,3 milliards d'euros**, sous l'effet de la **montée en charge du crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE) et de l'application de deux mesures adoptées en 2014 et 2015 en faveur des industries intensives en énergie.** Si l'on ajoute le taux réduit de taxe sur la valeur ajoutée (TVA) pour les travaux de rénovation énergétique des logements (rattaché formellement à un autre programme), la dépense fiscale atteint **près de 3,5 milliards d'euros.**

Les **crédits en faveur de l'électrification rurale**, retracés dans un compte d'affectation spéciale, sont par ailleurs reconduits et plusieurs mesures nouvelles sont prévues : une **exonération de fiscalité locale pour les méthaniseurs pionniers** qui participe au plan de soutien à l'élevage, le **rapprochement des fiscalités du diesel et de l'essence** qui aurait mérité d'être intégré dans une réflexion plus globale sur la fiscalité énergétique, un **prélèvement sur le fonds de roulement de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe)** qui s'apparente à une gestion de court terme, une mesure attendue de « **compensation carbone** » **pour les électro-intensifs** et, enfin, les prorogations du CITE et de l'éco-prêt à taux zéro qui ne dispenseront pas d'une évaluation de l'efficacité de ces dispositifs.

Mais **ce projet de loi de finances se caractérise aussi par ce qui n'y figure pas.** Au-delà du CITE, le financement de la transition énergétique doit être assuré par des **montages extrabudgétaires complexes** et **deux mesures structurantes sont renvoyées au « collectif » budgétaire** dont le calendrier est pourtant moins favorable à un examen parlementaire approfondi : **l'évolution de la composante carbone pour 2017** et, surtout, la **budgétisation de la contribution au service public de l'électricité (CSPE)**

qui aura pour effet de réintégrer, dès 2016 – ce qui appellera des mesures de coordination au cours de la discussion du présent texte –, **plus de 6,4 milliards d’euros de charges et de ressources** dans le budget de l’État.

Enfin, votre rapporteur pour avis a souhaité **revenir sur la situation du groupe Areva** après l’annonce d’une perte record de **4,8 milliards d’euros** en 2014, et **examiner la pertinence des mesures annoncées pour sortir de la crise**. Plusieurs éléments saillants ressortent de son analyse :

- **les causes des difficultés actuelles sont autant externes** – un marché atone après Fukushima et en profonde restructuration – **qu’internes à l’entreprise** : l’échec du modèle économique dit « intégré », une course à la croissance qui s’est soldée par des investissements malencontreux (UraMin) et par des engagements contractuels difficiles à tenir (le réacteur finlandais), une gouvernance déficiente, des défaillances dans l’exécution des grands projets et une perte de compétitivité par rapport à ses principaux concurrents ;

- malgré ses difficultés, **Areva dispose d’atouts importants** pour se redresser : des carnets de commande représentant plusieurs années d’activité, des compétences et un savoir-faire reconnus, un outil industriel modernisé, voire même sans équivalent dans l’aval du cycle ;

- **le plan de transformation de l’entreprise fait sens sur les plans industriel et économique** : un recentrage sur le « cœur de métier » du cycle du combustible, une répartition des rôles avec EDF clarifiée qui remet « l’équipe de France » en ordre de bataille pour l’export et des mesures de performance et de financement qui doivent assurer la viabilité du groupe ;

- **la réussite de l’opération est cependant conditionnée à l’atteinte d’un certain nombre d’objectifs** : la bonne réalisation du plan de performance, qui devra préserver les compétences commerciales et celles liées à la sûreté ; l’accompagnement social des mesures de productivité ; la définition d’une relation équilibrée avec EDF et la recherche de partenariats industriels créateurs de valeur ; l’adaptation de l’offre aux nouvelles demandes du marché ; le traitement du risque finlandais et la couverture des besoins de financement du nouvel Areva par une augmentation de capital rapide et adaptée ; enfin, la validation des opérations de cession et de recapitalisation par les autorités européennes.

Au cours de sa réunion du 25 novembre 2015, la commission des affaires économiques a émis un avis de sagesse sur les crédits du programme 174 « Énergie, climat et après-mines » de la mission « Écologie, développement et mobilité durables » et du compte d’affectation spéciale « Financement des aides aux collectivités pour l’électrification rurale ».

PREMIÈRE PARTIE L'EFFORT BUDGÉTAIRE ET FISCAL EN FAVEUR DE L'ÉNERGIE

I. LE PROGRAMME 174 « ÉNERGIE, CLIMAT ET APRÈS-MINES » DE LA MISSION « ÉCOLOGIE, DÉVELOPPEMENT ET MOBILITÉ DURABLES »

Le programme 174 « Énergie, climat et après-mines »¹ décline, dans son intitulé, les trois actions principales qui le composent mais sans rendre compte de leur importance budgétaire très inégale :

- la mise en œuvre de la politique énergétique, qui ne représente que 0,8 % du programme (4,1 millions d'euros) ;
- la lutte contre le changement climatique, dotée de 28,6 millions d'euros, soit 5,6 % du programme ;
- enfin, et surtout, la garantie des droits et l'accompagnement des anciens mineurs après l'arrêt de l'exploitation minière, qui mobilise à elle seule 93,4 % des crédits du programme (476,7 millions d'euros en 2016).

Programme 174 (en euros)	Autorisations d'engagement			Crédits de paiement		
	2014	2015	2016	2014	2015	2016
Politique de l'énergie	5 828 000	5 359 000 -8,0 %	4 143 723 -22,7 %	6 188 324	5 804 191 -6,2 %	4 168 209 -28,2 %
Gestion économique et sociale de l'après-mines	548 523 962	503 803 223 -8,2 %	476 671 000 -5,4 %	553 423 962	506 903 223 -8,4 %	479 011 000 -5,5 %
Lutte contre le changement climatique	34 531 344	30 441 000 -11,8 %	28 620 000 -6,0 %	34 531 344	30 441 000 -11,8 %	28 620 000 -6,0 %
Soutien	1 647 446	1 168 147 -29,1 %	1 144 842 -2,0 %	1 647 446	1 168 147 -29,1 %	1 144 842 -2,0 %
Total	590 530 752	540 771 370 -8,4 %	510 579 656 -5,6 %	595 791 076	544 316 561 -8,6 %	512 934 051 -5,8 %

*Sources : projet annuel de performances du projet de loi de finances pour 2015 (pour 2014)
et projet annuel de performances du projet de loi de finances pour 2016 (pour 2015 et 2016)*

¹ Qui représente un peu plus de 7 % des crédits de la mission « Écologie, développement et mobilité durables ».

Compte tenu de ce périmètre très déséquilibré au profit de la gestion de « l'après-mines », le programme voit logiquement sa dotation baisser, chaque année, à mesure de la réduction du nombre des anciens mineurs et de leurs conjoints. Pour 2016, **la baisse atteindra - 5,6 % en autorisations d'engagements (AE) et - 5,8 % en crédits de paiement (CP)**, pour une enveloppe totale de 510,6 millions d'euros en AE et 512,9 millions d'euros en CP.

A. UNE CONTRACTION DU BUDGET DE L'APRÈS-MINES EN LIGNE AVEC LA BAISSÉ STRUCTURELLE DU NOMBRE DES BÉNÉFICIAIRES

1. La garantie des droits sociaux des mineurs et de leurs familles

La quasi-intégralité (91 %, soit 434 millions d'euros) des crédits de l'action « Gestion économique et sociale de l'après-mines » est consacrée aux subventions versées à l'**Agence nationale pour la garantie des droits des mineurs** (ANGDM). Établissement public à caractère administratif créé par la loi n° 2004-105 du 3 février 2004, l'ANGDM garantit, au nom de l'État, les droits sociaux des anciens agents et de leurs familles après la cessation d'activité des entreprises minières ou ardoisières¹.

Au titre de ses **dépenses d'intervention**, l'agence sert plus d'une centaine de prestations différentes dont, pour l'essentiel :

- **les avantages en nature (chauffage et logement)** prévus par le statut du mineur (358,3 millions d'euros pour 2015 et 340,5 millions d'euros pour 2016) ;

- **les prestations de pré-retraite et prestations assimilées** (85,9 millions d'euros pour 2015 et 76,4 millions d'euros pour 2016).

L'ANGDM assume également les **obligations de l'employeur** pour les anciens salariés des Charbonnages de France (CdF) qui sont encore titulaires d'un contrat de travail, soit 212 agents au 31 décembre 2014² contre 337 un an plus tôt, pour une dépense estimée à 13,8 millions d'euros pour 2016 contre 17 millions en 2015.

En raison de la baisse naturelle du nombre des bénéficiaires, qui devraient passer de près de 146 000 en 2012 à moins de 118 000 en 2016 en effectifs moyens annuels (soit une contraction de 19,4 %), **le volume global des dépenses d'intervention décroît dans des proportions comparables : sur la période 2012-2016, la baisse devrait même atteindre 24,9 %** compte tenu de la décroissance rapide (- 80 %) des charges liées aux derniers agents actifs dont les effectifs moyens diminuent, sur la même période, de 85,7 % en raison du départ des intéressés en pré-retraite ou en retraite. Les prestations

¹ Elle peut également, par voie conventionnelle, gérer les mêmes droits pour le compte d'entreprises minières en activité.

² Dont 77 seulement (soit 36 %) sont encore en situation d'activité.

de chauffage et de logement diminuent quant à elle moins rapidement (- 13,9 %) que les effectifs sous l'effet, notamment, des revalorisations de prestations et des programmes de réhabilitation et d'adaptation des logements pour une population vieillissante.

Évolution comparée, sur la période 2012-2016, des effectifs des bénéficiaires et des dépenses d'interventions de l'ANGDM

	Nombre de bénéficiaires (effectifs moyens annuels)	Dépenses d'intervention (en millions d'euros)				
		Actifs	Pré-retraite	Avantages en nature	Autres ¹	Total
2012	145 696	69,186	114,103	395,574	7,658	586,521
2013	138 475	36,078	107,038	384,251	39,561 ²	566,928
2014	131 816	22,129	120,072	367,721	10,577	520,499
2015 (prévision)	124 300	17,258	87,033	354,335	13,028	471,654
2016 (prévision)	117 400	13,838	76,399	340,508	10,019	440,764
Évolution 2012-2016	- 19,42 %	- 80 %	- 33,04 %	- 13,92 %	+ 30,83 %	- 24,85 %

¹ Bourses des mines, fonds national d'aide et de secours, médailles du travail, provisions, etc.

² Impact d'une forte augmentation des provisions

Source : réponse au questionnaire budgétaire

S'agissant du **budget de fonctionnement** de l'agence, celui-ci est logiquement **orienté à la baisse mais diminue cependant moins rapidement que le nombre des bénéficiaires**. Si la masse salariale, qui en constitue les deux tiers, est maîtrisée – la réduction des effectifs sous plafond, qui passeront de 158 équivalents temps plein travaillés (ETPT) à 153 en 2015 et 148 en 2016, se poursuit –, les autres charges de fonctionnement restent impactées, comme l'an dernier, par la **gestion de contentieux en constante augmentation**, qu'il s'agisse des contentieux sociaux propres à l'agence ou de ceux gérés pour le compte du liquidateur de CdF (1 203 contentieux ouverts au 31 décembre 2014 contre 1 111 un an auparavant).

Pour l'essentiel, cette augmentation est le fait des demandes d'indemnisation relatives à la **reconnaissance d'un « préjudice d'anxiété » lié à une exposition à l'amiante et à d'autres produits cancérigènes** et qui représentaient à elles seules 842 assignations fin 2014. Au titre de ces contentieux, 56,7 millions d'euros de provisions pour litiges sont inscrites dans les comptes de l'agence, dont 25,2 millions liés aux contentieux pour préjudice d'anxiété¹, les premières décisions étant attendues pour la fin de l'année 2015 ou le début de l'année 2016.

¹ En pratique, l'agence ne devrait pas, ou très peu, supporter la charge d'une éventuelle condamnation dès lors que la très grande majorité des requérants ne font pas partie des salariés

Au-delà de ce périmètre historique, l'agence gère en outre, depuis le 1^{er} avril 2012, **l'action sanitaire et sociale du régime minier de sécurité sociale**. Le financement des dépenses correspondantes (prestations, masse salariale et fonctionnement) étant assuré par un transfert du régime - à hauteur de 46,5 millions en 2015 -, cette mission n'a pas d'impact sur le programme 174.

Au total, le budget de l'ANGDM, financé à plus de 90 % par les ressources d'État retracées dans le programme et pour le solde par des ressources propres et par de l'autofinancement¹, s'élèvera à **456,3 millions d'euros en 2016**.

L'action « Gestion économique et sociale de l'après-mines » concourt encore, dans son volet social :

- au remboursement par l'État des **dépenses de retraites anticipées** versées par la Caisse autonome nationale de sécurité sociale dans les mines (CANSSM) aux anciens mineurs dans le cadre des plans sociaux mis en place lors des fermetures de CdF, des Mines de potasse d'Alsace (MDPA) et des mines de Salsigne, à hauteur de 14,4 millions en 2016 contre 18,2 millions en 2015 ;

- au financement des **pensions des anciens agents français des établissements publics, offices et sociétés concessionnaires de services publics d'Algérie, du Maroc et de Tunisie** versées par la Caisse nationale des industries électriques et gazières (CNIEG) (9 millions d'euros pour 2016 contre 11 millions en 2015).

2. Les dépenses de réhabilitation et de reconversion des anciens bassins miniers

18,3 millions d'euros seront dédiés, en 2016, au financement des opérations de liquidation et de réhabilitation des MDPA. Si les opérations de cession immobilière sont terminées depuis l'an dernier, l'achèvement des travaux de réhabilitation bute, cette année encore, sur **le traitement du site de stockage souterrain de déchets ultimes exploité par la société Stocamine**.

Autorisé en 1997, ce site n'accueille plus de nouveaux déchets depuis un incendie survenu au fond en septembre 2002. À l'issue de plusieurs expertises, il avait initialement été décidé, fin 2012, de retenir le scénario du confinement sur site après retrait préalable de plus de la moitié

dont le contrat de travail lui a été transféré ; cependant, la co-assignation de l'agence et du liquidateur de CdF par les requérants l'oblige à provisionner cette charge dans ses comptes.

¹ Les ressources propres de l'agence correspondent principalement à la refacturation des personnels de CdF mis à disposition d'autres employeurs (notamment le Bureau de recherche géologique et minière) et au produit des conventions de gestion signées avec des entreprises exploitantes. L'autofinancement est quant à lui prélevé sur le fonds de roulement de l'agence.

de la masse de mercure contenue dans les déchets. Cependant, en réponse aux inquiétudes exprimées au niveau régional et local, une nouvelle concertation a été menée fin 2013 au terme de laquelle un **retrait plus important des déchets mercuriels et arséniés** (jusqu'à 93 % du mercure contenu) est désormais prévu¹.

Sur cette base, un nouveau dossier de demande d'autorisation de fermeture, déposé en janvier 2015, est en cours d'instruction. En parallèle, le retrait des premiers colis de déchets, engagé en 2014, a confirmé la difficulté de l'opération en raison de l'état des déchets et, surtout, de la **dégradation de la tenue minière des installations souterraines** – décollement des toits des galeries, risques d'éboulement – qui entraînent un ralentissement significatif de la cadence de déstockage. En 2017, le financement prévisionnel de l'État devrait être porté à 28,9 millions d'euros.

Enfin, 2,3 millions de crédits de paiement restent inscrits, pour 2016, en couverture des autorisations d'engagement encore ouvertes au titre des **dernières interventions du fonds d'industrialisation des bassins miniers** (FIBM) dans le bassin lorrain, pour lequel l'instruction des nouvelles demandes d'aides financières a pris fin au 31 décembre 2013. Avec la fin d'activité des agents de la mission FIBM (composée d'anciens agents de CdF), la gestion opérationnelle des derniers dossiers en cours sera confiée, à compter du 1^{er} janvier 2016, à l'Agence de services et de paiement (ASP).

B. UNE NOUVELLE RÉDUCTION DES CRÉDITS DÉDIÉS À LA SURVEILLANCE DE LA QUALITÉ DE L'AIR QUI INTERPELLE À L'APPROCHE DE LA COP 21

Dotée d'une enveloppe de **28,6 millions d'euros en baisse de 6 % par rapport à 2015**, l'action « Lutte contre le changement climatique » finance, pour l'essentiel, principalement le **dispositif national de surveillance de la qualité de l'air** au travers :

- des **26 associations agréées de surveillance de la qualité de l'air** (AASQA), pour un total de 18,7 millions d'euros, qui sont chargées de collecter, dans chaque région, les données sur la qualité de l'air ambiant, d'informer le public et de soutenir les pouvoirs publics ;

- du **Laboratoire central de surveillance de la qualité de l'air** (LCSQA), à hauteur de 5,2 millions d'euros ; groupement d'intérêt scientifique associant l'Institut national de l'environnement industriel et des risques (INERIS), l'École des mines de Douai (EMD) et le Laboratoire national de métrologie et d'essais (LNE), le LCQSA a pour missions de veiller à la qualité et à la fiabilité des mesures et des modélisations effectuées par les AASQA et d'assurer la coordination technique du dispositif ;

¹ Compte tenu des incertitudes et aléas techniques, un scénario de repli, intégrant le retrait d'au moins 56 % du mercure contenu, a aussi été demandé à l'exploitant.

- du **Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique** (Citepa), chargé notamment de réaliser les inventaires annuels d'émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques, pour 1,3 million d'euros. Ainsi, le dernier rapport national d'inventaire pour la France au titre de la Convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques et du protocole de Kyoto, remis en octobre 2015, évalue la **baisse des émissions de gaz à effet de serre direct¹ à 10,9 % entre 1990 et 2013.**

Après la **contraction significative (- 11,8 %) déjà enregistrée l'an dernier** et liée, principalement, à la non reconduction de la contribution au financement de la prochaine Conférence des Nations Unies sur le changement climatique (COP 21) ainsi qu'à la fin de l'effort budgétaire particulier consenti à partir de 2013 pour stimuler la politique de la qualité de l'air², **toutes les lignes budgétaires financées par l'action diminuent encore en 2016** sans qu'aucune explication n'ait été donnée, dans les documents budgétaires ou en réponse aux sollicitations de votre rapporteur pour avis qui ne peut donc que déplorer ce **mauvais signal envoyé à quelques jours de la tenue, en France, de la COP 21.**

À cet égard, votre rapporteur pour avis note que le rapporteur spécial de la commission des finances de l'Assemblée nationale avait fait le même constat en proposant d'augmenter de 140 000 euros les crédits du Citepa pour les rétablir à leur niveau de 2015 et ainsi permettre au centre « *de réaliser l'intégralité de ses missions* ». En réponse, le Gouvernement s'est contenté d'indiquer que « *si la dotation prévue dans le projet de loi de finances s'avérait insuffisante, elle serait ajustée en cours d'année par redéploiement au sein du programme 174* ».

Au-delà du **dispositif de mesure** de la qualité de l'air financé par le programme, la lutte contre la pollution de l'air, dont le coût serait supérieur à 100 milliards d'euros par an³, est mise en œuvre au travers d'une **réglementation nationale régulièrement renforcée⁴ et de plans d'actions :**

- au niveau national, un **plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques** (PREPA) révisé sera publié d'ici juin 2016 tandis que la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte a prévu de nouvelles mesures⁵ ;

¹ Exprimées en CO₂ équivalent hors UTFC (utilisation des terres, leur changement et la forêt).

² Il s'agissait d'accélérer, notamment, l'élaboration des plans de protection de l'atmosphère (PPA) et la révision du plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques (PREPA).

³ Selon le chiffrage établi par la commission d'enquête sur le coût économique et financier de la pollution de l'air dans son rapport d'information n° 610 (2014-2015) déposé le 8 juillet 2015.

⁴ Prescriptions techniques pour les installations de combustion, augmentation des taux et ajout de cinq substances à l'assiette de la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP), révision du barème de la taxe sur les véhicules de société, etc.

⁵ Zones à circulation restreinte, avantages de stationnement et de péages pour les véhicules les moins polluants, renouvellement des flottes publiques de transport individuel et collectif, indemnité kilométrique vélo, interdiction de l'utilisation des produits phytosanitaires dans l'espace public, etc.

- au niveau régional, dans le cadre des **schémas régionaux climat air énergie** (SRCAE) élaborés conjointement par le préfet de région et le président du conseil régional ;

- au niveau local, au travers des **plans de protection de l'atmosphère** (PPA) établis dans les zones en dépassement et les agglomérations de plus de 250 000 habitants et qui couvrent aujourd'hui près de 46 % de la population française.

Il reste qu'il est **particulièrement difficile d'apprécier les résultats de ces diverses mesures et de disposer d'indicateurs pertinents** : ainsi, l'indicateur relatif au nombre annuel de dépassements des seuils en matière de micro-particules et de dioxyde d'azote a été supprimé cette année du projet annuel de performances au motif que son évolution dépendait très largement de facteurs exogènes (météorologie, saisonnalité des émissions, etc.).

Votre rapporteur pour avis observe cependant que l'autre indicateur retenu, comparant les émissions de gaz à effet de serre par habitant d'une année sur l'autre, n'est **guère plus fiable car tout aussi dépendant de la situation météorologique** - les émissions 2015 et 2016 étant attendues à la hausse en raison du caractère particulièrement doux de l'hiver 2014 ayant réduit la demande en énergie d'origine fossile.

C. LES AUTRES DÉPENSES DU PROGRAMME RESTENT ÉGALEMENT SOUS CONTRAINTE

1. L'action « Politique de l'énergie »

Contrairement à ce que son intitulé pourrait laisser penser, l'action « Politique de l'énergie » **ne recouvre qu'une infime partie des moyens budgétaires consacrés à la politique énergétique** dont l'essentiel est porté par le programme 2017 « Conduite et pilotage des politiques de l'écologie, du développement et de la mobilité durable ». Ce dernier finance, à hauteur de **2,4 milliards d'euros pour 2016** :

- l'ensemble des effectifs et de la masse salariale du ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie (MEDDE)¹ (1,94 milliard d'euros), dont **54,8 millions d'euros pour les personnels dédiés à la mise en œuvre des politiques du programme 174**, soit la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) (223 ETPT) et les directions régionales de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL) (552 ETPT) ;

¹ À l'exception de celle de l'Autorité de sûreté nucléaire, portés par le programme 181 « prévention des risques ».

- les activités dites de « soutien » du ministère (systèmes d'information, fonctions juridiques et d'expertise, moyens de fonctionnement, etc.) (442 millions d'euros).

Dotée, par comparaison, de seulement **4,1 millions d'euros**, l'action « Politique de l'énergie » agrège des dépenses très spécifiques dont, principalement :

- une subvention versée à **l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs** (ANDRA) à hauteur de 2,95 millions d'euros, contre 3,8 millions en 2015, pour l'exercice de ses deux missions d'intérêt général¹ : la réalisation de l'inventaire triennal des déchets radioactifs, d'une part, et l'assainissement de sites pollués ou la reprise de déchets dits « orphelins », qui constituent un poste de dépenses plus aléatoire, d'autre part. Ainsi, la baisse de la subvention prévue pour 2016 tient compte du **report de certains chantiers de sites pollués** pour lesquels une partie des ressources budgétaires a déjà été perçue ; il reste qu'à moyen terme, la poursuite éventuelle de la baisse des subventions versées **pourrait obliger l'agence à adapter son calendrier d'assainissement des sites pollués** aux ressources budgétaires disponibles une fois l'inventaire triennal financé ;

- le **contrôle de la qualité des carburants**, pour 697 000 euros en 2016 contre 1 million d'euros pour l'exercice précédent : à niveau constant de prélèvements opérés dans les stations-services – 600 en métropole et une quarantaine dans les départements d'outre-mer – auxquels s'ajouteront 200 prélèvements effectués dans des dépôts de carburants, la dépense sera contenue grâce à la conclusion d'un **nouveau marché plus adapté à l'évolution des points de distribution** et organisé autour de cinq macro-régions aux volumes de vente et aux modes d'approvisionnement globalement comparables.

Enfin, on signalera que l'action contribue encore, à parité avec les opérateurs du nucléaire concerné (EDF, Areva et le CEA), au **financement du comité local d'information et de suivi (CLIS) du laboratoire souterrain de recherche de Bure** préalable à la réalisation du centre industriel de stockage géologique de déchets radioactifs (Cigéo) (157 500 euros), ainsi qu'aux frais de fonctionnement du Conseil supérieur de l'énergie (170 000 euros).

Au total, tous les postes de dépenses étant orientés à la baisse, l'action « Politique de l'énergie » voit sa **dotation diminuer de près de 23 % par rapport à 2015**.

¹ Pour mémoire, cette subvention représente une faible part des ressources de l'ANDRA dont le budget, de l'ordre de 350 millions d'euros en 2015, est essentiellement alimenté par des ressources fiscales – la taxe dite « de recherche » additionnelle à la taxe sur les installations nucléaires de base (INB) – et des ressources propres – contrats commerciaux pour l'enlèvement des déchets et l'exploitation et la surveillance des centres de stockage.

2. L'action « Soutien »

Cette action couvre les dépenses de fonctionnement, hors dépenses de personnel, du programme. Après une baisse très marquée en 2015 (près de 30 %), l'effort de maîtrise des dépenses est maintenu (- 2 %, à **1,1 million d'euros**) sur tous les postes, qu'il s'agisse des frais de communication, des frais de déplacement – grâce à la généralisation de la visio-conférence ou à l'optimisation des coûts des billets par créneau horaire –, des dépenses de formation, des remboursements de personnels mis à disposition ou des dépenses d'informatique métier.

D. DES DÉPENSES FISCALES EN HAUSSE SOUS L'EFFET DE LA MONTÉE EN CHARGE DU CRÉDIT D'IMPÔT POUR LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE ET DES MESURES EN FAVEUR DES INDUSTRIES INTENSIVES EN ÉNERGIE

Les **seize dispositifs fiscaux** contribuant, à titre principal, au programme 174 représenteront, en 2016, un coût total estimé à **plus de 2,3 milliards d'euros** (2,326)¹, soit **près d'un milliard de plus que l'an dernier**.

- Pour moitié – 500 millions d'euros –, cette forte augmentation s'explique par la **montée en charge du crédit d'impôt pour la transition énergétique** (CITE), qui représente, à lui seul, plus de 60 % des dépenses fiscales rattachées au programme.

Depuis sa création en 2000, **le coût du dispositif**, alors dénommé « crédit d'impôt développement durable » (CIDD), **a connu d'importantes variations en raison de nombreux changements de périmètre et de taux**. Après avoir atteint près de 2,8 milliards d'euros en 2009 – pour près d'1,6 million de bénéficiaires –, les réductions de taux et d'assiette intervenues en lois de finances pour 2011 et pour 2012 ont conduit à une forte contraction de la dépense, jusqu'à atteindre 619 millions d'euros en 2014 pour un peu plus de 728 000 ménages bénéficiaires.

Après une première simplification des taux opérée, à enveloppe constante, par la loi de finances pour 2014, le CIDD rebaptisé CITE a été profondément réformé l'an dernier afin d'en faire **le dispositif phare de soutien à la rénovation énergétique des logements**. De fait, la dépense fiscale estimée devrait repartir à la hausse pour atteindre 900 millions d'euros en 2015 puis **1,4 milliard en 2016** sur la base d'une augmentation

¹ Cette estimation, établie à partir des chiffres du projet annuel de performances, agrège des dépenses fiscales dont les niveaux de fiabilité peuvent ne pas être identiques et n'intègre pas les dispositifs dont le coût est inférieur à 0,5 million d'euros.

attendue du nombre de bénéficiaires de 42 % en régime de croisière¹, soit un peu plus d'un million de foyers concernés. Le présent projet de loi de finances proroge par ailleurs le CITE d'une année supplémentaire, jusqu'au 31 décembre 2016 (*cf. infra*).

• Pour l'autre moitié - 417 millions d'euros -, la hausse de l'enveloppe tient à la mise en place de deux mesures visant à **éviter une double taxation du carbone émis par des sites industriels gros consommateurs d'énergie** afin de préserver leur compétitivité :

- un **taux réduit de taxe intérieure de consommation** sur les produits pétroliers, le gaz naturel et les charbons **au profit des installations intensives en énergie et soumises au système communautaire d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (SCEQE)** ; en pratique, le taux applicable à ces installations, qui sont déjà tenues d'échanger des quotas d'émission, a été gelé, en loi de finances pour 2014, à son niveau de 2013, ce qui les exonère de la contribution climat-énergie (pour une dépense estimée de **182 millions d'euros en 2016**) ;

- un **taux réduit de taxe intérieure de consommation** sur les produits énergétiques, le gaz naturel et les charbons **au profit des installations intensives en énergie et exerçant une activité considérée comme exposée à un risque important de fuite carbone** ; institué par la loi de finances rectificative pour 2014, ce taux réduit vise à couvrir des petites installations qui, bien qu'exerçant des activités entrant théoriquement dans le champ de la directive, sont en pratique trop petites pour y être incluses de plein droit. Aussi le taux qui leur est applicable a-t-il été gelé à son niveau de 2014 afin de ne pas les exempter de toute contribution carbone mais d'en limiter la charge à 6,50 euros par tonne de CO₂, soit un niveau proche de son prix actuel sur le marché. Il faut cependant noter que **le coût de la mesure a été largement sous-estimé** lors des débats parlementaires : alors qu'un coût en année pleine de l'ordre de 10 millions d'euros était évoqué, la dépense, fortement dynamique, atteindrait **235 millions d'euros en 2016**.

À l'inverse, **deux dépenses fiscales rattachées au programme voient leur coût diminuer** :

- le **taux réduit de taxe intérieure de consommation sur le gaz de pétrole liquéfié (GPL)**², d'une part ; destinée à favoriser le développement du GPL au regard de ses avantages environnementaux par rapport aux autres carburants routiers - moindres rejets de CO₂ et d'oxyde d'azote - mais aussi à soutenir le secteur du raffinage - le GPL serait brûlé s'il n'était pas valorisé -, cette dépense fiscale devrait passer de 91 millions d'euros en 2014 à 65 millions d'euros en 2016 (soit une **baisse de 28,6 %**) en raison de la

¹ Établie par extrapolation, en année pleine, de la hausse du nombre de bénéficiaires de 7 % constatée entre les émissions de revenus 2014 et 2013. Au titre des revenus 2014, le montant moyen de crédit d'impôt obtenu après réforme était de 1 362 euros.

² Ce taux s'établit à 13 centimes d'euros par litre en 2015, à comparer aux 62,41 centimes d'euros par litre pour l'essence.

baisse de la consommation de GPL observée en France depuis la fin du bonus écologique spécifique attribué aux véhicules GPL en 2011 ;

- l'exonération de la **taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel des ménages et des réseaux de chaleur**, d'autre part ; dans le cadre de la mise en place de la contribution climat énergie, cette exonération a été supprimée à compter du 1^{er} avril 2014 ; son coût, qui s'élevait à 250 millions d'euros en 2013, est ainsi passé à 50 millions d'euros en 2014 avant d'être ramené à zéro en 2015.

Enfin, on rappellera que le **taux réduit de taxe sur la valeur ajoutée (TVA) à 5,5 % applicable aux travaux d'amélioration de la qualité énergétique des logements achevés depuis plus de deux ans**¹ est rattaché à titre principal au programme « Urbanisme, territoires et amélioration de l'habitat » de la mission « Égalité des territoires et logement » bien que concourant également au présent programme. Alors que la dépense fiscale correspondante était estimée, l'an dernier, à 1,7 milliard d'euros par an en 2014 en 2015, celle-ci est réévaluée, dans le projet annuel de performance du présent projet de loi de finances, à 730 millions d'euros en 2014 puis à 1,12 milliard d'euros pour 2015 et 2016 sans que l'explication de cet écart ne soit fournie.

Au total, les dépenses fiscales associées, à titre principal ou subsidiaire, au programme 174 atteindront donc **près de 3,5 milliards d'euros**.

Compte tenu de l'importance des sommes en cause, **l'information du Parlement sur l'évaluation du coût** – dont l'estimation *ex ante* est parfois peu fiable – **et de l'efficacité de ces dispositifs mériterait grandement d'être améliorée**, les documents budgétaires étant aujourd'hui lacunaires sur ces deux aspects.

¹ Sont aussi concernés les travaux induits et indissociablement liés à ces travaux principaux.

Principales dépenses fiscales¹ associées au programme 174 <i>(en millions d'euros)</i>	Chiffrage pour 2014	Chiffrage pour 2015	Chiffrage pour 2016
Crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE) (ancien crédit d'impôt développement durable (CIDD))	619	900 +45,4 %	1 400 +55,6 %
Taux réduit de taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques, le gaz naturel et les charbons au profit des installations intensives en énergie et exerçant une activité considérée comme exposée à un risque important de fuite carbone²	-	120	235 +95,8 %
Taux réduit de taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques, le gaz naturel et les charbons au profit des installations intensives en énergie et soumises au régime des quotas d'émission de gaz à effet de serre de la directive 2003/87/CE (SCEQE)³	13 ⁴	82 +530,8 %	182 +122,0 %
Dégrèvement égal au quart des dépenses à raison des travaux d'économie d'énergie sur la cotisation de taxe foncière sur les propriétés bâties (TFPB) pour les organismes HLM et les SEM	100	150	150
Réduction de taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel à l'état gazeux destiné à être utilisé comme carburant	125	126 +0,8 %	127 +0,8 %
Taux réduit de taxe intérieure de consommation pour les butanes et propanes utilisés comme carburant sous condition d'emploi	105	105 =	104 -1,0 %
Taux réduit de taxe intérieure de consommation sur le gaz de pétrole liquéfié (GPL)	91	77 -15,4 %	65 -15,6 %
Taux réduit de taxe sur la valeur ajoutée (TVA) à 5,5 % pour la fourniture par réseaux d'énergie d'origine renouvelable	50	50 =	50 =

Source : projet annuel de performances du projet de loi de finances pour 2016

¹ Ce tableau recense les dépenses fiscales principales sur impôts d'État ou impôts locaux prises en charge par l'État dont le coût est supérieur à 50 millions d'euros.

² Créé par l'article 57 de la loi n° 2014-1655 du 29 décembre 2014 de finances rectificative pour 2014.

³ Créé par l'article 32 de la loi n°2013-1278 du 29 décembre 2013 de finances pour 2014.

⁴ Dispositif entré en vigueur à compter du 1^{er} avril 2014.

E. LE COMPTE D'AFFECTATION SPÉCIALE POUR L'ÉLECTRIFICATION RURALE : UNE DOTATION RECONDUITE MAIS UNE SOUS-CONSUMMATION IMPORTANTE DES CRÉDITS

Créé par la loi de finances pour 2011¹ en remplacement de l'ancien fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACÉ) dont il reprend l'acronyme, le compte d'affectation spéciale « Financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale » vise principalement à **soutenir les travaux de renforcement, d'enfouissement et de sécurisation des réseaux électriques** engagés par les autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE) qui en ont conservé, en zone rurale, la maîtrise d'ouvrage.

Comme l'an dernier, **la dotation et sa répartition par ligne budgétaire sont reconduites à l'euro près, pour un montant total de 377 millions d'euros.**

En recettes, le CAS-FACÉ est alimenté par une contribution versée par les gestionnaires de réseaux de distribution, répercutée *in fine* sur les consommateurs finals d'électricité, et dont le taux, révisé annuellement par arrêté pour couvrir les charges, est modulé suivant la taille de la commune pour assurer une péréquation entre communes urbaines et rurales².

En dépenses, les crédits sont répartis en deux programmes d'importance très inégale :

- le **programme 793 « Électrification rurale »** (369,6 millions d'euros), destiné à aider financièrement au **renforcement des réseaux** (184 millions d'euros), à leur **extension** (46,7 millions d'euros), à l'**enfouissement** et à la pose en façade des lignes pour des raisons esthétiques (55,5 millions d'euros) ainsi qu'à la **sécurisation** des réseaux aériens nus - en particulier de faible section - par enfouissement ou remplacement par du fil isolé torsadé, moins fragile en cas d'intempéries (81 millions d'euros). Les frais de fonctionnement du programme, correspondant pour l'essentiel à la mise à disposition d'agents d'EDF et à la tenue du Conseil à l'électrification rurale, sont également reconduits à 1,4 million d'euros ;

- le **programme 794 « Opérations liées à la demande ou à la production d'électricité »**³ (7,4 millions d'euros) qui permet de financer l'**installation d'unités de production décentralisée dans des sites isolés**,

¹ Art. 7 de la loi n° 2011-1978 du 28 décembre 2011 de finances rectificative pour 2011.

² Ainsi, l'arrêté du 2 septembre 2015 a fixé le taux de cette contribution pour l'année 2015 à respectivement 0,193797 centime d'euro par kWh en zone urbaine (communes de plus de 2 000 habitants) contre 0,175593 pour 2014 et 0,038759 centime d'euro par kWh en zone rurale (communes de moins de 2 000 habitants) contre 0,035119 un an plus tôt.

³ Dont le libellé complet est « Opérations de maîtrise de la demande d'électricité, de production d'électricité par des énergies renouvelables ou de production de proximité dans les zones non interconnectées, déclarations d'utilité publique et intempéries ».

notamment les départements et régions d'outre-mer en favorisant l'utilisation d'énergies renouvelables (6 millions d'euros) et d'aider à la réalisation d'opérations de maîtrise de la demande en énergie (1,4 million d'euros).

Cependant, au-delà du maintien des crédits ouverts en loi de finances initiale, votre rapporteur pour avis **déplore**, comme l'a également souligné le rapporteur spécial de la commission des finances, **la sous-consommation des crédits importante et les retards de paiement des aides observés en 2014**. Ainsi, selon les chiffres fournis dans les rapports annuels de performance annexés aux projets de loi de règlement pour 2013 et 2014, seuls 74,6 % des autorisations d'engagement et 47,4 % des crédits de paiement votés¹ ont été consommés en 2014, contre respectivement 91,1 % et 69,3 % en 2013. Pour expliquer ce retard d'exécution, le Gouvernement met en avant « *une situation conjoncturelle exceptionnelle [liée au] déménagement de la mission FACÉ sur le site de la Défense à l'été 2014, suivi de la vacance de plusieurs postes de gestionnaires [ainsi que] la formation dispensée aux nouveaux arrivants* ». Il indique par ailleurs que « *l'excédent de stock correspondant devrait être en grande partie apuré dans le courant de l'année 2015* ».

II. LES AUTRES MESURES BUDGÉTAIRES ET FISCALES RELATIVES À L'ÉNERGIE

A. L'EXONÉRATION DE TAXE FONCIÈRE ET DE CONTRIBUTION ÉCONOMIQUE TERRITORIALE POUR LES MÉTHANISEURS PIONNIERS (ARTICLE 7) : UN DISPOSITIF QUI PARTICIPE AU PLAN DE SOUTIEN À L'ÉLEVAGE

En l'état du droit, la fiscalité locale applicable aux installations de méthanisation agricole diffère selon leur date de début d'activité :

- **pour les unités achevées avant le 1^{er} janvier 2015**, au nombre d'environ 160, une **exonération facultative de la seule taxe foncière sur les propriétés bâties (TFPB)** peut être accordée **au titre de leurs cinq premières années d'activité** sur délibération des collectivités territoriales prises avant le 31 décembre 2014² ; en pratique, selon l'évaluation préalable annexée au projet de loi de finances, seules une dizaine de ces installations dites « pionnières » bénéficient d'une telle exonération sur délibération ;

- **pour les installations achevées après le 1^{er} janvier 2015**, une **exonération de TFPB et de contribution économique territoriale (CET)** – cotisation foncière des entreprises (CFE) et, le cas échéant, cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE) – est **appliquée de plein droit pour**

¹ Y compris les ouvertures et annulations de crédits intervenues en cours d'année.

² Art. 51 de la loi n° 2013-1279 du 29 décembre 2013 de finances rectificative pour 2013.

une durée portée à sept ans pour mieux correspondre à leur durée théorique d'amortissement¹.

Dès lors qu'elles visaient à faciliter la création de nouvelles capacités, ces dernières mesures d'exonérations ont logiquement été réservées aux nouveaux méthaniseurs mais ont eu pour effet de **pénaliser**, par comparaison, **les installations « pionnières »** alors que celles-ci sont confrontées aux mêmes difficultés financières et de rentabilité au cours des premières années de fonctionnement.

Aussi, afin d'encourager le développement d'une filière vertueuse sur les plans environnemental et énergétique mais aussi de **soutenir l'élevage français dans un contexte particulièrement difficile** – la mesure a d'ailleurs été annoncée dans le cadre du plan d'urgence du 22 juillet 2015 –, l'article 7 du présent projet de loi de finances étend aux méthaniseurs pionniers l'exonération de plein droit de sept ans de TFPB et de CET pour la durée restant à courir. Cette disposition s'appliquant à compter des impositions dues au titre de l'année 2016, un dégrèvement sera par ailleurs accordé sur les impositions dues au titre de l'année 2015.

Il reste que si chacun convient de la nécessité de soutenir le monde de l'élevage, la rétroactivité proposée pour les installations pionnières constitue **un effet d'aubaine certain qui détourne l'outil fiscal de son objet incitatif initial** pour le transformer en palliatif des difficultés structurelles de la filière.

Le coût de la mesure pour 2016 est évalué à **7,8 millions d'euros**, dont 4 millions d'euros assumés par l'État au titre du dégrèvement et 3,8 millions d'euros de pertes de recettes, non compensées, pour les collectivités territoriales. Il sera ensuite dégressif à mesure que les installations concernées atteindront leur septième année d'activité, **le coût total sur la période 2016-2021 étant estimé à 18 millions d'euros**. Enfin, si l'on ajoute le coût des exonérations applicables aux installations postérieures au 1^{er} janvier 2015 déjà décidées, **la dépense fiscale globale atteindra 12,8 millions d'euros pour 2016** – 4 millions de dégrèvement pour 2015 et 8,8 millions d'euros d'exonérations pour 2016 – et 11,7 millions pour 2017.

B. LA RÉDUCTION DE L'ÉCART DE TAXATION ENTRE L'ESSENCE ET LE DIESEL (ARTICLE 8 BIS) : UNE MESURE QUI AURAIT MÉRITÉ D'ÊTRE INTÉGRÉE DANS UNE RÉFLEXION PLUS GÉNÉRALE SUR LA FISCALITÉ ÉNERGÉTIQUE

D'abord renvoyée à l'examen d'une refonte plus vaste de la fiscalité écologique et énergétique dans le cadre du projet de loi de finances rectificative, la question du **rapprochement de la fiscalité applicable à l'essence et au diesel** a finalement été introduite à l'article 8 bis du présent

¹ Art. 60 de la loi n° 2014-1654 du 29 décembre 2014 de finances pour 2015.

projet de loi de finances par un amendement du Gouvernement, présenté la veille de la discussion en séance publique à l'Assemblée nationale, dans un contexte marqué par le « scandale Volkswagen »¹. À cet égard, votre rapporteur pour avis **regrette que des choix aussi structurants du triple point de vue économique, énergétique et environnemental, fassent l'objet d'arbitrages aussi tardifs** et ne soient pas accompagnés d'une véritable étude d'impact.

La fiscalité des carburants est aujourd'hui composée de trois éléments principaux :

- la **taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques** (TICPE), dont le produit s'est élevé à 24,5 milliards d'euros en 2014 ;

- la **taxe sur la valeur ajoutée** (TVA), qui représente plus de 11 milliards d'euros ;

- enfin, la **taxe générale sur les activités polluantes** (TGAP), mécanisme incitatif destiné à favoriser l'incorporation de biocarburants et dont les taux - 7 % pour l'essence et 7,7 % pour le diesel - sont minorés en fonction de la quantité de biocarburants incorporés, d'où un rendement plus faible d'environ 150 millions d'euros par an.

Depuis 2014², la TICPE intègre une composante carbone, la « **contribution climat énergie** (CCE) », qui est progressive et proportionnée aux émissions de CO₂ des produits énergétiques, selon une valeur de la tonne de CO₂ fixée à 7 € en 2014, 14,5 € en 2015 et 22 € en 2016, et dont le rendement pour 2016 est estimé à 4 milliards d'euros.

Afin de compenser le manque à gagner lié à la suppression de l'écotaxe, la loi de finances pour 2015³ a par ailleurs **relevé de deux centimes par litre la TICPE sur le gazole pour les particuliers et réduit de 4 centimes le tarif réduit accordé aux transporteurs routiers**⁴, le produit de ces taxes supplémentaires étant affecté au financement des infrastructures de transport à hauteur d'1,1 milliard d'euros.

C'est dans ce contexte que l'article 8 *bis* du présent projet de loi prévoit d'**augmenter, dès le 1^{er} janvier 2016, le tarif de TICPE applicable au gazole d'un centime supplémentaire par litre et de réduire la taxation de l'essence dans la même proportion** afin, selon l'exposé des motifs de l'amendement gouvernemental, d'« *entamer un rapprochement en 5 ans entre le*

¹ En septembre dernier, le groupe Volkswagen a reconnu avoir installé sur 11 millions de véhicules diesel un logiciel permettant de tromper les tests anti-pollution afin de dissimuler leur niveau réel d'émissions.

² Art. 32 de la loi de finances n° 2013-1278 du 29 décembre 2013 de finances pour 2014.

³ Art. 36 de la loi de finances n° 2014-1654 du 29 décembre 2014 de finances pour 2015.

⁴ Soit une hausse équivalente à celle applicable aux particuliers au 1er janvier 2015 en intégrant l'effet de la CCE.

prix du gazole et celui de l'essence », la même évolution étant prévue pour 2017 dans le projet de loi de finances rectificative pour 2015¹.

Le parc automobile actuel étant massivement diésélisé, cette modification des tarifs devrait produire une **recette supplémentaire de l'ordre de 245 millions d'euros que le Gouvernement entend compenser** en « [allégeant] *la fiscalité locale des contribuables modestes, et notamment des retraités*² [et en renforçant] *la prime à la conversion* » via un élargissement de son assiette à tous les véhicules diesel de plus de 10 ans et un relèvement de son montant de 500 à 1 000 euros.

Sur le fond, votre rapporteur pour avis tient à rappeler plusieurs éléments :

- **la mise en œuvre de la CCE** – qui prévoit des hausses de taxation plus rapides pour le diesel que pour l'essence – **et les relèvements de tarifs votés fin 2014³ ont d'ores et déjà amorcé le rapprochement de la fiscalité** applicable à l'essence et au gazole ; ainsi, entre 2014 et 2016, l'écart de tarif de TICPE entre le gazole et l'essence⁴ sera réduit de 15,31 centimes par litre, soit 14,2 % dès avant cette nouvelle modification ;

- au rythme d'une réduction de l'écart de deux centimes par an, telle que proposée en 2016 et annoncée pour 2017, **l'alignement des taxations applicables aux deux types de carburant serait atteint en un peu moins de sept ans** ; aussi l'objectif affiché d'un rapprochement en cinq ans obligerait-il à des mouvements plus marqués dans les années suivantes ;

- si la forte baisse des cours du pétrole depuis l'été 2014 a jusqu'à présent rendu ces hausses successives relativement indolores pour nos concitoyens, il n'en sera pas toujours ainsi ; il conviendra donc, pour préserver le pouvoir d'achat des français, **d'assurer une stricte compensation tant de la hausse spécifique de la fiscalité sur le diesel que des effets du relèvement progressif attendu de la CCE**, conformément au principe fixé pour cette dernière dans la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte⁵ ;

¹ Art. 11 du projet de loi de finances rectificative pour 2015.

² Seraient concernés, en particulier, les retraités aux revenus modestes assujettis cette année au paiement de la taxe d'habitation ou de la taxe foncière en raison, notamment, du plein effet de la suppression de la demi-part fiscale supplémentaire accordée aux veufs et de la fiscalisation de la majoration de pension pour enfants.

³ On signalera aussi l'introduction, à l'article 30 de la loi de finances pour 2015 précitée, d'une composante air dans la taxe sur les véhicules de société qui pénalise davantage les véhicules diesel que ceux à essence.

⁴ Calculé sur la base du tarif de TICPE applicable à l'essence sans plomb 95.

⁵ À l'initiative du Sénat, l'article 1^{er} de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 précitée fixe à la fois une trajectoire de CCE à 56 € la tonne de CO₂ en 2020 et 100 € et le principe d'une compensation, « à due concurrence, par un allègement de la fiscalité pesant sur d'autres produits, travaux ou revenus ».

- le traitement fiscal historiquement favorable du gazole ayant fortement structuré le marché automobile français, il est **impératif de conduire ce rattrapage de façon progressive** afin, en particulier, de **permettre à la filière automobile française d'adapter son offre et aux entreprises d'intégrer cette dimension dans le renouvellement de leur flotte de véhicules** ; *a contrario*, ce rééquilibrage **améliorera la compétitivité des raffineries françaises**, contraintes d'exporter 35 % de leur production excédentaire d'essence sur des marchés de plus en plus concurrentiels, **ainsi que le solde de la balance commerciale**, 40 % de la consommation française de gazole étant importée ;

- sur le plan environnemental, le moteur diesel, par son rendement thermique supérieur, **consomme moins de carburant et émet moins de CO₂** qu'un moteur essence sans hybridation¹ tandis que sur le plan sanitaire, l'adoption des normes Euro 5 et Euro 6 a très fortement réduit les émissions d'oxyde d'azote (NOx) et de particules nocives pour la santé.

Ces précisions étant apportées, votre rapporteur pour avis déplore le **manque de cohérence de la politique fiscale du Gouvernement en ces matières** : d'une part, la recette supplémentaire attendue ne devrait être que **très partiellement dédiée à une finalité environnementale**, en contradiction avec l'objectif de verdissement de la fiscalité énergétique initié avec la CCE ; d'autre part, il est regrettable que cette mesure soit **proposée isolément d'une réforme de plus grande ampleur** et alors même que d'autres dispositions poursuivant le même objectif de rééquilibrage auraient été envisagées².

C. LE PRÉLÈVEMENT SUR LE FONDS DE ROULEMENT DE L'ADEME (ARTICLE 14) : UNE GESTION DE COURT TERME QUI POSERA LA QUESTION DU FINANCEMENT DE L'AGENCE DÈS SON BUDGET POUR 2017

Pour financer ses actions dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable, l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe) dispose d'un **budget d'intervention dit « incitatif » stabilisé depuis 2013, en autorisations d'engagement annuelles, à 590 millions d'euros³ et d'un budget de fonctionnement de 83 millions d'euros en 2015.**

¹ Et dont le moteur électrique ne joue en tous les cas à plein que dans le cadre d'une utilisation urbaine.

² Élargissement à l'essence de la déductibilité de la TVA sur le gazole pour les flottes d'entreprises ou révision du barème de la taxe sur les véhicules de société (TVS) pour pénaliser davantage les véhicules diesel.

³ Ce budget se décompose en plusieurs programmes budgétaires dont, pour l'essentiel, les programmes « chaleur renouvelable » (221 millions d'euros, soit 37 % du budget), « déchets et économie circulaire » (189 millions, 32 %), « bâtiment économe en énergie » (52 millions, 9 %),

Ses ressources sont très majoritairement alimentées par un **versement des produits de la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP)** dont le montant est plafonné, depuis 2013, à **448,7 millions d'euros** - niveau que le présent projet de loi de finances propose de reconduire en 2016 -, le reste provenant de ressources propres.

En pratique, les engagements de l'Ademe correspondent à des **dépenses à décaisser sur une période pluriannuelle**, le versement des aides s'échelonnant en général sur trois à cinq ans en fonction du rythme de réalisation des investissements. Ainsi, les décaissements réalisés sur une année résultent à plus de 80 % d'engagements juridiques pris antérieurement.

Selon les données fournies par l'agence à votre rapporteur pour avis, **ces décaissements atteindront, en 2016, 605 millions d'euros** du fait de la montée en puissance progressive des échéances liées aux engagements accumulés depuis le Grenelle de l'environnement en 2009. À niveau de ressources constant, il en résultera **une insuffisance structurelle de financement de 129 millions d'euros qui devrait s'amplifier jusqu'à atteindre un niveau proche de 160 millions d'euros à partir de 2018.**

Pour y faire face, l'agence dispose certes d'un **fonds de roulement** abondé, entre 2009 et 2014, par un niveau d'encaissements annuels de TGAP alors supérieurs aux décaissements de l'époque pour atteindre, au 31 décembre 2014, **434 millions d'euros, soit près de six mois de fonctionnement de l'agence.** Mais depuis l'exercice 2015, la tendance s'inverse en raison de la croissance des décaissements, **le fonds de roulement commençant à être consommé au rythme d'au moins 100 millions d'euros par an.** L'agence devant par ailleurs disposer, chaque année, d'un niveau minimal de trésorerie de l'ordre de 100 millions d'euros pour assurer les premiers décaissements de l'année avant le versement de la TGAP, **un tel rythme de consommation du fonds pose la question du financement de l'Ademe dès l'exercice 2018.**

C'est dans ce contexte que l'article 14 du présent projet de loi de finances entend opérer, au profit du budget de l'État, un **prélèvement de 90 millions d'euros sur le fonds de roulement de l'agence** dans le cadre de la contribution au redressement des finances publiques demandé aux opérateurs de l'État.

Or, s'il est vrai qu'un tel prélèvement **préserve**, comme indiqué dans le projet annuel de performances annexé au projet de loi, « *un fonds de roulement suffisant* » aux activités de l'agence pour l'année 2016, cette ponction **obligera, de fait, à réévaluer le mode de financement de l'Ademe dès la préparation de son budget pour 2017**, ce que le Gouvernement ne peut ignorer.

Votre rapporteur pour avis ne peut que déplorer cette **gestion de court terme** et sera particulièrement vigilant sur les conditions dans lesquelles le financement de l'agence, aux actions à l'efficacité reconnue, sera assuré dans les prochaines années. Ajouté aux efforts déjà demandés sur le budget de fonctionnement de l'Ademe – les effectifs devraient ainsi diminuer de 2 % en 2016 –, un tel prélèvement est en outre **contradictoire avec l'élargissement attendu de ses missions** dans le cadre de la mise en œuvre de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

D. LA COMPENSATION DES COÛTS INDIRECTS DU CARBONE AU PROFIT DES INDUSTRIES ÉLECTRO-INTENSIVES EXPOSÉES À LA CONCURRENCE INTERNATIONALE (ARTICLE 33 BIS) : UNE MESURE DE COMPÉTITIVITÉ ATTENDUE

Lors de l'examen de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, le Sénat a introduit **un ensemble de dispositifs destinés à rétablir la compétitivité des industries grandes consommatrices d'électricité** dites « électro-intensives » (acier, aluminium, chimie, papier, etc.) exposées à la concurrence internationale :

- **modulation de la redevance hydraulique** pour inciter les exploitants de concessions hydroélectriques à les approvisionner à des tarifs attractifs et garantis sur longue période ;

- **bénéfice de conditions particulières d'approvisionnement en électricité** en contrepartie d'engagements de performance énergétique ;

- **réduction du tarif d'utilisation des réseaux** jusqu'à 90 % du tarif normalement dû – soit un niveau de soutien équivalent à celui pratiqué en Allemagne ;

- **compensation accrue** – et plafonnée à des niveaux comparables à ceux retenus en Allemagne, en Italie ou en Espagne – **au titre de la participation des industriels au mécanisme dit d'« interruptibilité »** qui permet au gestionnaire du réseau de transport d'électricité de réduire sans préavis leur puissance de soutirage en cas de nécessité ;

- enfin, **engagement d'une réflexion**, par la remise d'un rapport du Gouvernement avant le 1^{er} octobre 2015, **sur la prise en compte des coûts dits « indirects » du CO₂** visant à compenser le surcoût de l'électricité lié à la mise en place du marché européen d'échange de quotas (SCEQE) pour les industriels exposés à un risque significatif de « fuite de carbone »¹, avec pour but de parvenir à des mesures concrètes en loi de finances pour 2016.

C'est précisément **ce dispositif de « compensation carbone »**, introduit à l'époque par votre commission, **que l'article 33 bis du présent projet de loi**, ajouté par voie d'amendement gouvernemental, **entend mettre**

¹ C'est-à-dire à un risque de délocalisation de leurs productions dans des pays aux législations environnementales moins vertueuses et, partant, au coût de l'énergie moindre.

en œuvre sans attendre le dépôt du rapport, ce dont votre rapporteur pour avis ne peut que se réjouir.

Concrètement, la mesure proposée, autorisée par le droit européen et déjà mise en place chez certains de nos voisins¹, consiste à **verser aux entreprises bénéficiaires, en année N, une aide dont le montant² sera assis sur les coûts des quotas d'émissions de gaz à effet de serre répercutés sur les prix de l'électricité et subis par l'entreprise en année N-1.** Conformément aux lignes directrices européennes³, la couverture des coûts est plafonnée et dégressive : **85 % des coûts supportés en 2015** puis 80 % au titre des années 2016 à 2018 et 75 % au titre des années 2019 et 2020, date d'expiration du dispositif. En outre, la mesure, qui a déjà été pré-notifiée à la Commission européenne, n'entrera en vigueur que lorsque celle-ci aura confirmé sa conformité au droit européen en matière d'aides d'État.

Comme précisé dans l'exposé des motifs de l'amendement, « *la "compensation carbone" poursuit ainsi un triple objectif : réduire le risque de fuite de carbone (par la délocalisation hors de l'Union européenne d'activités industrielles), maintenir l'objectif du système d'échanges de [quotas] carbone de l'Union européenne de réaliser la décarbonation en assurant un bon rapport coût-efficacité, et limiter au minimum les distorsions de concurrence dans le marché intérieur* ».

Selon les estimations du Gouvernement, l'allègement de la facture des industriels concernés serait d'**environ 3 euros par MWh**, soit un niveau proche de celui de l'Allemagne⁴ et « *une économie de l'ordre de 6 à 20 % de leur facture d'électricité* ». Quant au coût de la mesure, évalué en 2016 à **93 millions d'euros**, il devrait être financé par les recettes issues de la budgétisation de la contribution au service public de l'électricité auquel procède le projet de loi de finances rectificative pour 2015 (*cf. infra*).

¹ À commencer par l'Allemagne depuis 2013 ; en 2015, l'aide obtenue par les industriels allemands sera d'environ 4 euros par MWh.

² Établi chaque année par arrêté sur la base du prix à terme des quotas observés sur le marché. Cette indexation sur la cotation du carbone, ajoutée par l'adoption d'un sous-amendement, devrait majorer fortement le coût du dispositif dans les prochaines années compte tenu de la hausse probable des cours du carbone. Selon les premières projections disponibles, la mesure pourrait ainsi coûter 130 millions d'euros au titre des coûts subis en 2016.

³ Communication n° 2012/C 158/04 du 5 juin 2012 relative aux lignes directrices concernant certaines aides d'État dans le contexte du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre après 2012.

⁴ Et même comparable si l'on y ajoute l'effet d'une autre mesure adoptée en loi de finances pour 2015 instaurant, pour les consortiums d'achat à long terme d'électricité par des industriels électro-intensifs de type Exeltium, un régime dérogatoire au plafonnement de la déductibilité des frais financiers au titre de l'impôt sur les sociétés. En réduisant les charges financières du groupement, cette mesure permettrait de réduire le prix de l'électricité achetée par ses membres de l'ordre d'1,5 à 2 euros par MWh.

E. LA PROROGATION DU CRÉDIT D'IMPÔT POUR LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE (ARTICLE 40) : UNE VISIBILITÉ BIENVENUE MAIS UNE EFFICACITÉ CONTESTÉE

Afin d'en renforcer l'attractivité, la loi de finances pour 2015 a réformé le crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE) en prévoyant :

- un **taux unique relevé à 30 %** en lieu et place des deux taux antérieurs - respectivement 15 % pour une action seule ou 25 % dans le cadre d'un « bouquet de travaux » - pour toutes les dépenses éligibles, dès la première dépense engagée et sans conditions de ressources ;

- un **élargissement du périmètre des opérations éligibles** : installations de compteurs individuels pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire dans les copropriétés, mise en place de bornes de recharge pour les véhicules électriques ou encore installation, dans les départements d'outre-mer, d'équipements de raccordement à un réseau de froid, alimenté majoritairement par du froid d'origine renouvelable ou de récupération ;

- enfin, une **éco-conditionnalité** : pour être éligibles, les travaux doivent avoir été réalisés par un professionnel titulaire d'un signe de qualité « reconnu garant de l'environnement » (RGE) délivré par un organisme accrédité de qualification ou de certification ayant signé une convention avec l'État.

Si la mise en place des nouvelles règles a commencé à produire ses effets puisque **la dépense fiscale correspondante devrait plus que doubler entre 2014 et 2016**, passant de 619 millions d'euros à 1,4 milliard d'euros, le dispositif devait théoriquement s'éteindre à compter du 1^{er} janvier 2016.

Au vu de la nécessité de poursuivre l'effort de rénovation énergétique des logements mais aussi de soutenir l'activité du secteur du bâtiment, l'article 40 du présent projet de loi de finances prévoit de **proroger le CITE jusqu'au 31 décembre 2016**.

Deux modifications sont par ailleurs apportées afin d'**exclure du champ des dépenses éligibles** :

- **les installations d'éoliennes**, à compter du 1^{er} janvier 2016 ;

- **les équipements mixtes** combinant équipements éligibles et équipements solaires non éligibles, et ce dès le 30 septembre 2015 afin de mettre fin au contournement, par ce biais, de l'exclusion des équipements solaires du bénéfice du crédit d'impôt depuis le 1^{er} janvier 2014.

Dans les deux cas, il s'agit d'**éviter le cumul**, pour un même équipement de production d'électricité renouvelable, **du bénéfice du crédit d'impôt avec les autres formes de soutien** dont il bénéficie par ailleurs, sous

la forme de tarifs d'achat garantis ou de complément de rémunération au prix de marché¹.

Enfin, les chaudières « à condensation » éligibles au crédit d'impôt sont remplacées par des chaudières « à haute performance énergétique » afin, selon l'évaluation préalable annexée au projet de loi de finances, « *d'établir une correspondance avec les dispositions du règlement écoconception n° 813/2013 définissant les systèmes de chauffage*² ».

Sous l'hypothèse d'un maintien du nombre de bénéficiaires au niveau attendu pour 2016, soit un million de foyers, le coût de la prorogation du CITE sur l'année 2017 est estimé à **1,4 milliard d'euros**.

Au total, votre rapporteur pour avis, qui avait déploré l'an dernier l'instabilité d'un dispositif retouché presque sa chaque année depuis sa création en 2000, juge que la prolongation du CITE, et les modifications marginales qui lui sont apportées, **apporte une visibilité bienvenue**.

Il appelle cependant le Gouvernement, d'une part, à **renforcer la communication sur le dispositif** – qui est encore trop souvent méconnu de nos concitoyens – et, d'autre part, à **évaluer les effets du crédit d'impôt depuis la réforme intervenue l'an dernier** alors que son **efficacité est contestée**.

Ainsi, une étude récente de l'UFC-Que Choisir réalisée à partir des données de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe)³ juge que le crédit d'impôt est un « *dispositif coûteux sans effet d'entraînement sur le marché* »⁴ autre qu'un effet inflationniste sur le prix des travaux et qui « *oriente mal les dépenses d'investissement des ménages* » en corrélant les aides à la nature des équipements, avec un « *effet plancher* » au profit « *des équipements juste éligibles au CITE* », et non au niveau de performance énergétique atteint après travaux.

À cet égard, votre rapporteur pour avis appelle le Gouvernement à profiter, par exemple, de la refonte, à compter de 2016, du « *jaune budgétaire* » sur les moyens consacrés à la politique énergétique, pour

¹ Sur la base du même principe de non-cumul des aides publiques pour une même activité, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte avait déjà, à l'initiative de votre commission, d'une part, supprimé l'exclusion des activités de production photovoltaïque non subventionnées du bénéfice des réductions d'impôt sur le revenu et d'impôt de solidarité sur la fortune au titre des investissements au capital de petites et moyennes entreprises et, d'autre part, étendu le non-cumul de ces réductions d'impôts avec le bénéfice d'un contrat offrant un complément de rémunération.

² Règlement (UE) n° 813/2013 de la Commission du 2 août 2013 portant application de la directive 2009/125/CE du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne les exigences d'écoconception applicables aux dispositifs de chauffage des locaux et aux dispositifs de chauffage mixtes.

³ Rénovation énergétique des logements : le crédit d'impôt, une mesure à grands frais qui manque sa cible environnementale, UFC-Que Choisir, service des études, octobre 2015.

⁴ L'étude rappelle, pour étayer ce point, que malgré la très forte contraction du coût du crédit d'impôt entre 2009 et 2013 (- 73 %), les dépenses réelles des ménages en travaux de rénovation énergétiques sont globalement restées stables sur la période (- 1 % seulement).

procéder non plus seulement à une énumération mais bien à une **véritable analyse** de ces moyens, comme demandé par le législateur¹.

F. LA PROROGATION DE L'ÉCO-PRÊT À TAUX ZÉRO (ARTICLE 42) : LA NÉCESSITÉ DE REDYNAMISER UN DISPOSITIF EN PERTE DE VITESSE

Destiné à aider au financement des travaux d'amélioration de la performance énergétique des logements anciens utilisés comme résidence principale, l'éco-prêt à taux zéro dit « éco-PTZ » est **accessible à tout propriétaire, occupant ou bailleur², sans condition de ressources et permet de financer jusqu'à 30 000 euros de travaux** remboursables sur une durée de dix ans, qui peut être portée à quinze ans pour les rénovations les plus lourdes. Il se décline en trois options :

- la réalisation d'un « bouquet de travaux », soit au moins deux actions parmi les différentes catégories de travaux éligibles (isolation thermique, installation ou remplacement d'un chauffage, production d'eau chaude sanitaire utilisant les énergies renouvelables, etc.) ;

- l'atteinte d'un seuil minimal de performance énergétique globale du bâtiment ;

- la réhabilitation d'un système d'assainissement non collectif par un dispositif ne consommant pas d'énergie.

Comme pour le CITE, seuls les travaux réalisés par un professionnel RGE sont éligibles. L'éco-PTZ et le CITE sont par ailleurs cumulables sous conditions de ressources et les critères d'éligibilité aux deux dispositifs sont désormais les mêmes.

Depuis le 1^{er} janvier 2015, **la responsabilité d'attester l'éligibilité des travaux a été transférée des banques aux entreprises** afin de simplifier le processus de demande.

Or, si les premiers effets positifs de cet allègement procédural sont espérés pour 2015, **le nombre de prêts distribués n'a cessé de diminuer depuis 2010** pour tomber à un peu plus 31 000 en 2014, loin des objectifs initiaux visant à contribuer à la rénovation de 400 000 logements par an à partir de 2013 et relevés depuis à 500 000 logements par an à compter de 2017.

Entre 2009 et 2014, 290 000 prêts ont été distribués dont 62 % pour financer des bouquets de deux travaux, 31 % pour réaliser des bouquets d'au moins trois travaux et 7 % pour améliorer la performance énergétique globale du logement ou réhabiliter un système d'assainissement collectif.

¹ Art. 174 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

² Y compris les copropriétés depuis le 1^{er} janvier 2014.

**Éco-prêt à taux zéro – Évolution du nombre de prêts servis
et de la dépense fiscale**

Génération	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Nombre de prêts distribués	70 933	78 484	40 755	33 861	32 464	31 196
Dépense fiscale¹ <i>(en millions d'euros)</i>	-	30	70	90	100	120
Coût générationnel <i>(en millions d'euros)</i>	140	200	120	85	75	70

Sources : réponse au questionnaire budgétaire et évaluation préalable des articles annexée au projet de loi de finances pour 2016.

Après une première prorogation de deux années supplémentaires, jusqu'au 31 décembre 2015, décidée en loi de finances pour 2014, l'article 42 du présent projet de loi de finances propose une nouvelle **prolongation de trois années supplémentaires**, l'objectif du Gouvernement étant d'assurer la stabilité des aides à la rénovation énergétique. Si une telle prolongation répond à la demande de visibilité des établissements bancaires², on peut cependant craindre, du côté des propriétaires, qu'elle n'incite pas à accélérer la réalisation de leurs travaux et à solliciter des prêts dans les prochains mois.

Surtout, l'éco-PTZ pourrait désormais **financer le reste à charge des travaux de performance énergétique réalisés par les bénéficiaires des aides de l'Agence nationale de l'habitat (Anah)**. En effet, les conditions d'octroi de ces aides³ garantissent déjà la qualité et la performance des travaux effectués sans qu'il soit nécessaire d'appliquer les règles actuelles de l'éco-PTZ, qui peuvent conduire à des programmes de travaux trop coûteux pour les ménages aux revenus modestes concernés par les aides de l'Anah. Votre rapporteur pour avis salue cet élargissement du champ des travaux finançables par l'éco-PTZ qui devrait sans doute permettre de redynamiser le dispositif.

Selon les estimations du Gouvernement, la réforme proposée devrait permettre de distribuer, de 2016 à 2018, **25 000 PTZ « Habiter mieux »** aux

¹ La dépense fiscale due à l'éco-PTZ est décalée d'un an par rapport au versement du prêt et étalée sur cinq ans.

² Aujourd'hui, l'éco-PTZ « copropriétés » n'est par exemple distribué que par un seul établissement, d'autres banques ayant fait état de leur besoin de certitudes sur l'avenir du dispositif avant de s'engager.

³ Un gain énergétique minimal de 25 % et un accompagnement obligatoire par un opérateur de l'Anah.

bénéficiaires des aides de l'Anah et **20 000 éco-PTZ individuels « classiques »** et de **faire bénéficier 5 000 logements d'un éco-PTZ copropriétés**, pour un coût global de prorogation sur trois ans estimé à **227 millions d'euros** de 2017 à 2024.

III. UN FINANCEMENT DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE QUI RESTE INCERTAIN ET DEUX SUJETS REPORTÉS AU COLLECTIF BUDGÉTAIRE : TRAJECTOIRE DE LA COMPOSANTE CARBONE APRÈS 2016 ET RÉFORME DE LA CONTRIBUTION AU SERVICE PUBLIC DE L'ÉLECTRICITÉ

A. UN FINANCEMENT DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE ASSURÉ PAR DES MONTAGES EXTRABUDGÉTAIRES COMPLEXES

Au-delà des crédits budgétaires et des dépenses fiscales soumis au vote du Parlement¹, le financement de la transition énergétique est assuré par la mobilisation d'une « **ingénierie financière** »² **alimentée par des ressources extrabudgétaires échappant, par nature, au contrôle du Parlement.**

Au premier rang de ces instruments figure le **fonds de financement de la transition énergétique** (FFTE) géré par la Caisse des dépôts et consignations (CDC) et doté, selon les annonces du Gouvernement, **d'1,5 milliard d'euros sur trois ans.**

Selon les informations recueillies par votre rapporteur pour avis³, **ce fonds sera alimenté par :**

- **l'affectation exceptionnelle d'une partie des dividendes versées par la CDC à l'État**, pour un montant maximum annuel de 250 millions d'euros par an sur trois ans. Ces sommes seront elles-mêmes logées au sein d'une enveloppe spécifique dite « **enveloppe spéciale transition énergétique** » (cf. *infra*) dont les ressources doivent en théorie être « *définies en loi de finances* »⁴. Or, bien que les premiers versements aient été engagés courant 2015, ces ressources ne figurent pas, jusqu'à présent, dans le projet de loi de finances rectificative pour 2015 ;

- **la mobilisation des certificats d'économie d'énergie**, pour un montant de 150 millions d'euros sur trois ans, dont 100 millions dédiées à des actions de rénovation énergétique et 50 millions à la dotation du fonds de garantie pour la rénovation énergétique des logements ;

¹ Mais dont votre rapporteur pour avis a déjà souligné, s'agissant des dépenses fiscales, que l'évaluation du coût et la mesure de l'efficacité mériteraient d'être améliorées.

² Selon le terme employé par la ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie.

³ Telles qu'elles figurent, notamment, dans la convention signée le 31 mars 2015 entre l'État et la caisse sur la création et la gestion de l'enveloppe spéciale transition énergétique.

⁴ Art. 20 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 précitée.

- le **redéploiement d'enveloppes existantes du programme d'investissement d'avenir (PIA)**, à hauteur de 300 millions d'euros sur trois ans et dont la distribution sera assurée par un opérateur du PIA qui est encore à définir ;

- **des ressources et des investissements en fonds propres de la CDC**, pour environ 150 millions d'euros sur trois ans.

Au sein du fonds, l'enveloppe spéciale est destinée à financer en particulier, selon les termes de la convention signée entre l'État et la CDC :

- les **territoires à énergie positive pour la croissance verte (Tepos)** ;

- les **territoires « zéro gaspillage zéro déchet »** et les **méthaniseurs** ;

- le **doublement des moyens attribués au fonds chaleur** de l'Ademe d'ici 2017 ;

- un **complément exceptionnel de 20 millions d'euros en faveur de l'Anah** pour 2015, avant un nouveau complément probable de 50 millions en 2016 ;

- un **complément exceptionnel pour l'aide à l'exploitation du transport combiné**, dans la limite de 10 millions d'euros par an sur trois ans.

Au total, si l'objet des actions financées n'est pas contestable, **la complexité du circuit de financement ainsi mis en place interpelle**. En outre, votre rapporteur pour avis note qu'à ce jour, **le compte n'y est pas** : en additionnant toutes les ressources affectées au fond, **il manquera encore 150 millions d'euros** pour atteindre le milliard et demi d'euros sur trois ans affiché par le Gouvernement.

B. L'ÉVOLUTION DE LA COMPOSANTE CARBONE APRÈS 2016 : UN EFFORT DE PRÉVISIBILITÉ MAIS UNE ABSENCE DE COMPENSATION NON CONFORME À LA LOI

À l'initiative du Sénat¹ a été introduit, dans la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte², l'objectif d'**atteindre**, pour la composante carbone intégrée à la fiscalité énergétique ou « contribution climat énergie (CCE) », **une cible de valeur de la tonne carbone à 56 euros en 2020 et 100 euros en 2030**.

La définition d'une telle trajectoire répond en effet à un double objectif : **valoriser le carbone à la hauteur de ses coûts réels** pour l'environnement et **donner aux acteurs économiques une visibilité suffisante** pour guider leurs investissements sur le long terme.

¹ Amendements présentés par les groupes UDI-UC et écologiste en première et en nouvelle lecture ayant reçu, sur proposition du rapporteur, un avis favorable de la commission des affaires économiques.

² Art. 1^{er}, VIII de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 précitée.

Or, jusqu'à présent, **l'évolution de la CCE n'est fixée** par la loi de finances pour 2014¹ **que jusqu'en 2016**, sur la base de 7 euros la tonne de CO₂ en 2014, 14,5 euros en 2015 et 22 euros en 2016. **Au-delà, rien n'est dit sur le rythme auquel** « *l'élargissement progressif de la part carbone* », par ailleurs reconnu par la loi comme l'un des moyens à mobiliser pour atteindre les objectifs de la politique énergétique², **sera mis en œuvre.**

Dans « *un objectif de prévisibilité* » bienvenu, le projet de loi de finances rectificative pour 2015³ **remédie à ce manque de visibilité** en fixant le prix de la tonne de carbone pour l'année 2017. **Le tarif retenu de 30,5 euros la tonne, soit 8,5 euros de plus qu'en 2016, correspond en outre à la trajectoire établie dans la loi pour parvenir à 56 euros en 2020.**

À quelques jours de la tenue de la COP 21 à Paris, il s'agit là d'un signal positif dont votre rapporteur pour avis espère qu'il pourra avoir **un effet d'entraînement sur les autres pays.** Comme elle a eu l'occasion de le rappeler dans sa contribution à la résolution du Sénat visant à affirmer le rôle déterminant des territoires pour la réussite d'un accord mondial ambitieux sur le climat⁴, votre commission des affaires économiques plaide en effet pour la **généralisation de mécanismes de tarification du carbone.**

Il reste qu'en l'état, le dispositif pose un **problème majeur puisqu'aucune mesure de compensation** de cette hausse par la baisse d'autres prélèvements **n'est annoncée**, contrairement à ce qui avait été mis en œuvre à la création de la CCE⁵ et **en méconnaissance totale du principe consacré par la loi**⁶. Or, votre commission, à l'initiative de cette disposition, avait précisément ajouté ce garde-fou afin de s'assurer du caractère incitatif et non punitif de la fiscalité écologique – conformément aux engagements alors pris par le Gouvernement – et de préserver tant la compétitivité de nos entreprises que le pouvoir d'achat de nos concitoyens. Des éclaircissements seront donc demandés au Gouvernement sur ce point à l'occasion de l'examen du « collectif ».

¹ Art. 32 de la loi n° 2013-1278 du 29 décembre 2013 de finances pour 2014.

² Art. L. 100-2 du code de l'énergie.

³ Art. 11 du projet de loi de finances rectificative pour 2015.

⁴ Texte n° 36 (2015-2016) adopté par le Sénat le 16 novembre 2015.

⁵ Sur les quatre milliards d'euros de recettes supplémentaires attendues de la part carbone en 2016, trois milliards d'euros devaient être restitués aux entreprises au titre du crédit d'impôt pour la compétitivité et l'emploi (CICE) et un milliard d'euros aux ménages au travers du taux réduit de TVA applicable aux travaux de rénovation énergétique des logements et en faveur du logement social et du logement intermédiaire.

⁶ Art. 1^{er}, VIII de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 précitée : « l'élargissement progressif de la part carbone [doit être compensé], à due concurrence, par un allègement de la fiscalité pesant sur d'autres produits, travaux ou revenus ».

C. LA RÉFORME DE LA CONTRIBUTION AU SERVICE PUBLIC DE L'ÉLECTRICITÉ : BUDGÉTISATION, SÉCURISATION JURIDIQUE ET COUVERTURE ANNONCÉE DES CHARGES FUTURES PAR LA FISCALITÉ SUR LE CARBONE

Pour mémoire, la **contribution au service public de l'électricité** (CSPE), acquittée par tous les consommateurs finals d'électricité, finance principalement les mesures de soutien aux **énergies renouvelables** et à la cogénération, la **péréquation tarifaire** avec les zones non interconnectées et le **tarif social de l'électricité**.

Or, sous l'effet, pour l'essentiel, de la montée en puissance du poste « énergies renouvelables » qui représente désormais plus de 60 % des coûts¹, **les charges de service public couvertes par la CSPE ont explosé depuis sa création**, passant d'1,4 milliard en 2003 à **7 milliards d'euros attendus en 2016**, auxquels il faut encore ajouter le défaut de compensation à l'égard d'EDF pour 2014 (2,8 milliards d'euros), soit au total **9,8 milliards d'euros**. À défaut d'arrêté ministériel, le montant de la CSPE atteindra, au 1^{er} janvier 2016, 22,5 euros par MWh², soit environ **16 % de la facture d'un client résidentiel moyen**.

Selon les calculs de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), les charges devraient continuer à croître régulièrement dans les années à venir pour atteindre **un montant cumulé de près de 100 milliards d'euros entre 2014 et 2025**, date à laquelle la CSPE nécessaire à la couverture des charges annuelles, estimée à 10,9 milliards d'euros, devrait atteindre **environ 30 euros par MWh, soit près du quart de la facture d'un consommateur moyen**.

Enfin, la CSPE finance aujourd'hui, sans aucune lisibilité, **des charges très disparates³ tout en échappant à tout contrôle du Parlement**.

Pour toutes ces raisons, le Sénat avait proposé, lors de l'examen de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, **une véritable réforme de la CSPE** assise sur deux principes : un **vote annuel du Parlement en loi de finances**, pour en renforcer la maîtrise et le contrôle démocratique, et un **recentrage sur le seul soutien aux énergies renouvelables**, les autres charges devant être financées, conformément à leur finalité, par des ressources budgétaires. Cette réforme n'avait cependant pas été conservée par dans le texte définitif, le Gouvernement indiquant qu'une **mission avait**

¹ 67 % des charges prévisionnelles au titre de 2016 (dont 39 % pour le photovoltaïque et 17 % pour l'éolien), contre 20 % pour la péréquation tarifaire, 8 % pour le soutien à la cogénération et 5 % pour les dispositions sociales. Source : délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 octobre 2015.

² Contre un montant théorique de 27,05 euros par MWh pour assurer la couverture de l'ensemble des charges.

³ Ce qui pose clairement la question de sa compatibilité avec le droit communautaire.

été confiée sur le sujet à l'Inspection générale des finances (IGF)¹ et prenant l'engagement de réformer la CSPE, sur la base de ces travaux, « dans la prochaine loi de finances ».

La réforme promise, qui ne figurait pas dans le texte initial du présent projet de loi, a été **intégrée dans le projet de loi de finances rectificative pour 2015 et devrait être inscrite par coordination, au cours de l'examen parlementaire, dans le projet de loi de finances pour 2016**. Elle se décline en deux volets qui **valident rétrospectivement l'analyse du Sénat** :

- la **budgetisation de la CSPE**, d'une part, « afin d'assurer un meilleur contrôle des charges et une plus grande transparence sur l'emploi de ces crédits »² ;

- la **sécurisation juridique du dispositif**, d'autre part, « pour assurer sa conformité avec le droit de l'Union européenne », en basculant la CSPE sur le mécanisme de l'accise sur l'électricité, l'actuelle taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE)³, dont l'assiette sera élargie.

Dans la maquette budgétaire proposée⁴, **les charges aujourd'hui financées par la CSPE seraient réparties selon leur finalité entre** :

- un **nouveau programme budgétaire « Service public de l'énergie »** au sein de la mission « Écologie, développement et mobilité durables », **retracant les charges ne relevant pas directement de la transition énergétique** et « sans lien direct par nature avec les recettes issues de la fiscalité énergétique » : péréquation tarifaire, dispositions sociales, soutien à la cogénération, budget du Médiateur national de l'énergie et charges d'intérêt résultant du défaut de compensation aux opérateurs des charges de service public, auxquelles s'ajouterait la nouvelle « compensation carbone » au profit des industries électro-intensives (cf. *supra*) ;

- un **compte d'affectation spéciale « Transition énergétique »** abondé par les recettes de la fiscalité énergétique au sein duquel seraient inscrites, dans un premier programme « Soutien à la transition énergétique », les dépenses de **soutien aux énergies renouvelables électriques** – obligation d'achat, appels d'offres et complément de rémunération –, **à l'injection de biométhane et au développement de l'effacement de consommation électrique**, et, dans un second programme « Engagements financiers liés à la

¹ Dont votre rapporteur pour avis regrette vivement, comme le rapporteur spécial de la commission des finances, qu'il ne lui ait pas été transmis malgré ses nombreuses demandes.

² Exposé général des motifs du projet de loi de finances rectificative pour 2015.

³ Instaurée par la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité dans le cadre de la mise en conformité des taxes sur l'électricité avec le droit communautaire, la TICFE est due sur la quantité d'électricité d'une puissance souscrite supérieure à 250 kVA (tarifs verts). Son taux est fixé à 0,5 euros par MWh, soit le taux minimum exigé par le droit communautaire. Les redevables sont les fournisseurs d'électricité – qui la répercutent à leurs clients – et les entreprises qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins. Des exonérations sont cependant prévues pour certains usages (métallurgie, transport ferroviaire, compensation des pertes des gestionnaires de réseaux, etc.) ainsi que pour les entreprises électro-intensives. En 2014, le produit de la TICFE s'est élevé à 61,3 millions d'euros.

⁴ Art. 3 du projet de loi de finances rectificative pour 2015.

transition énergétique », **le remboursement progressif de la dette contractée à l'égard d'EDF** au titre de la non-couverture intégrale des charges de service public par la CSPE.

Même si elle devra faire l'objet d'une analyse plus détaillée¹, la distinction ainsi opérée entre, d'une part, des charges récurrentes à caractère essentiellement « budgétaire » et, d'autre part, des dépenses dynamiques individualisées au sein d'un compte d'affectation spéciale **a le mérite d'apporter de la clarté.**

Second volet de la réforme², le **basculement de la CSPE vers la TICFE**, elle-même rebaptisée « CSPE »³, conduit à élargir l'assiette de la TICFE aux consommations sous toutes les puissances souscrites, comme la CSPE actuelle, et à relever son taux au niveau de celui prévu pour la CSPE en 2016, soit 22,5 euros par MWh. Dans ce cadre, **les dispositifs de plafonnement de la CSPE en faveur des industries grandes consommatrices sont transformés en tarifs réduits de « nouvelle » CSPE** : 0,5 euro par MWh pour les entreprises hyper-électro-intensives et de 2 à 7,5 euros par MWh pour les sites ou entreprises électro-intensifs en fonction de leur consommation rapportée à la valeur ajoutée produite. À cet égard, il importera de **vérifier que ces nouvelles modalités préservent la compétitivité des entreprises concernées.**

Ainsi, si la réforme proposée répond dès à présent, en première analyse, à quelques-uns des principaux écueils de l'actuelle CSPE – manque de lisibilité, absence de contrôle démocratique et risque important de contentieux communautaire –, elle **renvoie à 2017 la question de l'élargissement de son assiette pour financer le développement des énergies renouvelables électriques.** En 2016, la charge pèsera encore exclusivement sur les seuls consommateurs finals d'électricité mais au-delà, le Gouvernement s'est engagé à « *stabiliser le niveau de la fiscalité de l'électricité* », **les charges futures devant être couvertes par l'augmentation de la composante carbone** des taxes intérieures de consommation.

Selon les explications données par le secrétaire d'État au budget lors de la présentation du collectif à l'Assemblée nationale, le Gouvernement a en effet jugé préférable de **financer « le stock » des soutiens passés sur**

¹ On peut notamment s'interroger sur la répartition proposée entre les intérêts et la dette liée à l'absence de compensation intégrale des charges de service public, ou sur le fait que les dépenses de soutien à l'effacement soient logées dans le compte d'affectation spéciale alors qu'elles visent au moins autant à faire des économies d'énergie (comme le soutien à la cogénération retracé lui dans le programme budgétaire) qu'à aider à la gestion de la pointe et à accompagner le développement des énergies renouvelables intermittentes.

² Art. 11 du projet de loi de finances rectificative pour 2015 qui procède aussi au relèvement de la composante carbone pour 2017 ainsi qu'à la poursuite du rapprochement de la fiscalité sur le gazole et sur l'essence en 2017.

³ Un basculement similaire de la contribution au tarif spécial de solidarité du gaz (CTSSG) et de la contribution biométhane sur la taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel (TICGN) est prévu.

l'électricité et le « flux » des soutiens à venir sur une assiette plus large, considérant qu'un élargissement de l'assiette sur l'ensemble des engagements pris aurait été « *un bouleversement trop brutal* ». Votre rapporteur pour avis attend désormais que cet engagement soit tenu car il apparaît **légitime que les énergies carbonées contribuent à la décarbonation de l'économie**, et ce même si la question de la compensation du relèvement de la composante carbone demeure posée.

DEUXIÈME PARTIE LA REFONDATION DE LA FILIÈRE NUCLÉAIRE FRANÇAISE

En mars dernier, Areva annonçait pour l'exercice 2014 une **perte nette de 4,8 milliards d'euros** – pour un chiffre d'affaires de 8,3 milliards d'euros – avant de confirmer, lors de la présentation de ses résultats semestriels à l'été, un **besoin de financement d'environ 7 milliards d'euros sur la période 2015-2017**. Face à la gravité de la situation, Areva a engagé un vaste **plan de transformation** du groupe qui s'inscrit dans le cadre de la « *refondation de la filière nucléaire porté par EDF et Areva* » annoncée par le Président de la République le 3 juin dernier.

Dans la présente partie, votre rapporteur pour avis reviendra, dans un premier temps, sur les **raisons des difficultés actuelles du groupe** – qui font l'objet d'un diagnostic globalement partagé par l'ensemble des interlocuteurs qu'il a rencontrés – avant d'aborder, dans un second temps, **les différents aspects du plan de « sortie de crise »**, pour en souligner les forces et inviter à ne pas en mésestimer les risques.

I. UN DIAGNOSTIC PARTAGÉ SUR LES CAUSES DES DIFFICULTÉS ACTUELLES : UNE CONJONCTURE MONDIALE DIFFICILE AGGRAVÉE PAR DES ERREURS DE STRATÉGIE ET DE GESTION

A. UNE STAGNATION DURABLE DES ACTIVITÉS NUCLÉAIRES ET UN MARCHÉ EN PROFONDE RESTRUCTURATION

1. Une conjoncture difficile qui impacte les différents métiers d'Areva

Alors qu'Areva avait investi massivement et redimensionné ses effectifs en anticipant un fort développement du marché, l'accident nucléaire de Fukushima a conduit à une **contraction brutale, en volume comme en prix, des activités nucléaires dans le monde** marquée, en particulier, par la disparition des clients japonais – avec l'arrêt immédiat des 48 autres réacteurs de l'archipel – et allemands – dans le cadre d'une sortie progressive du nucléaire anticipée à l'horizon 2022 – et par le gel de nombreux projets de construction.

Outre l'effet sur les volumes d'activité du groupe, ce rétrécissement soudain du marché a également **influé négativement sur les prix spot** et de

long terme de l'uranium naturel et sur les services en amont du cycle (conversion et enrichissement)¹.

Au-delà des seules activités nucléaires, la crise économique mondiale s'est aussi traduite par une **stagnation de la demande électrique dans les pays développés** qui a conduit les producteurs d'électricité à revoir à la baisse leurs programmes d'investissement².

Au cours des deux dernières années, Areva a enfin dû faire face à une dégradation de la conjoncture de marché sous l'effet, en particulier :

- du **glissement du calendrier de redémarrage des réacteurs japonais**, même si le mouvement semble désormais initié : deux premiers réacteurs ont ainsi été relancés, en août et en octobre, à Sendai et quatre autres ont obtenu du régulateur japonais une autorisation de redémarrage ;

- de la **révision des hypothèses de calendrier pour les nouveaux réacteurs, de contrats export dans le recyclage et de projets internationaux** ;

- de **l'atonie persistante du marché des services à la base installée**, y compris en France avec le rééchelonnement du programme de grand carénage du parc nucléaire ;

- ou encore de **l'arrivée à échéance, en 2014, de contrats rémunérateurs** liés au conditionnement des déchets ou à la conversion des armes.

2. Un marché en profonde restructuration mais dont les perspectives de croissance restent favorables

Au-delà de ces difficultés conjoncturelles, le groupe Areva doit également répondre à **un changement rapide des fondamentaux du marché**.

Sur les **marchés nucléaires matures** - Europe et États-Unis -, la stabilité de la demande et la baisse des prix de marché, sous l'effet notamment de l'essor d'énergies renouvelables fortement subventionnées et prioritaires à l'injection, ont accru la **pression économique** sur les clients traditionnels d'Areva qui la répercutent sur leurs fournisseurs tout en **réduisant leurs budgets de maintenance et leurs investissements** dans de nouvelles capacités de production. Concernant la France, l'objectif de réduction de la part du nucléaire à 50 % du mix électrique à l'horizon 2025 pourrait avoir un impact fort sur les activités. *A contrario*, le **vieillissement des capacités installées** et **l'augmentation des stocks de combustibles usés** constituent de nouvelles opportunités.

¹ Même si le prix spot de l'uranium naturel s'est redressé dans le courant du second semestre 2014.

² On rappellera aussi que l'exploitation des gaz de schiste aux États-Unis, en rendant les centrales à gaz plus compétitives, a eu un effet d'éviction sur la construction de nouvelles centrales nucléaires dans le pays.

Sur le **marché des nouvelles constructions de réacteurs**, Areva doit faire face à **l'arrivée de nouveaux acteurs** chinois, russes ou sud-coréens qui sont à la fois **portés par la croissance de marchés domestiques** quasi-exclusivement réservés aux « champions nationaux » et par une **capacité à financer leurs projets** sur fonds souverains.

Cependant, même si les fondamentaux changent, les perspectives de développement du marché du nucléaire restent favorables, avec une **croissance attendue de la capacité nucléaire mondiale de 50 % d'ici à 2030, tirée notamment par les marchés émergents.**

En 2014, l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA)¹ dénombrait **435 réacteurs nucléaires en exploitation dans 30 pays et 72 en construction dans 15 pays, dont 38 en Asie.** À la lumière des deux scénarios étudiés d'évolution de la capacité installée à l'horizon 2030, l'agence juge que *« le potentiel à long terme demeure élevé. Trente-trois pays souhaitent introduire l'électronucléaire. Sur les 30 pays exploitant déjà des centrales nucléaires, 13 en construisent de nouvelles ou s'emploient activement à achever les projets de construction qui avaient été suspendus. Douze autres planifient activement la construction de nouvelles centrales ou l'achèvement des projets de construction suspendus ».*

Dans sa **projection basse**, fondée sur la poursuite des tendances actuelles et considérée comme *« prudente mais plausible »*, la capacité mondiale **augmenterait modérément pour passer de 372 GWe à 401 GWe en 2030** ; dans la **projection haute**, basée sur une sortie assez rapide des crises financière et économique actuelles et sur la conclusion d'un accord international universellement contraignant limitant les émissions de gaz à effet de serre à partir de 2020 – qui valoriserait la capacité d'atténuation du changement climatique de la filière électronucléaire –, la capacité mondiale atteindrait **699 GWe en 2030** – dont 170 GWe pour la seule Asie –, soit 327 GWe de plus qu'en 2013.

Il reste que pour bénéficier de la croissance attendue du marché dans un contexte devenu fortement concurrentiel, la filière électronucléaire française, dont le savoir-faire reste reconnu à l'international mais dont l'image est écornée par les difficultés rencontrées sur les chantiers finlandais et français, devra **poursuivre l'effort d'optimisation du réacteur pressurisé européen (EPR)** engagé par Areva et EDF (*cf. infra*)².

¹ *Situation et perspectives internationales de l'électronucléaire 2014, rapport du directeur général de l'AIEA, septembre 2014.*

² *Areva dispose par ailleurs dans sa gamme du réacteur de moyenne puissance Atmea co-développé avec Mitsubishi Heavy Industries (MHI) et dont quatre premiers exemplaires seront construits en Turquie.*

B. UNE SITUATION AGGRAVÉE PAR DES ERREURS STRATÉGIQUES ET DE GESTION

1. Des erreurs stratégiques : les limites du « modèle intégré » et d'une politique d'investissements massifs et parfois discutables

Né en 2001 du regroupement des activités de la Cogema et de Framatome/Technicatome, Areva a fait **le pari de la réussite d'un « modèle intégré »** regroupant l'ensemble des métiers du nucléaire, de **l'amont** - extraction de l'uranium, conversion, enrichissement et fabrication de combustibles - à **l'aval** - traitement des combustibles usés, démantèlement des installations et gestion des déchets - en passant par la **construction des réacteurs** et la fourniture des **services à la base installée**.

En étant présent sur l'ensemble du cycle, le groupe **espérait bénéficier de synergies importantes** entre des activités fondamentalement différentes mais perçues comme complémentaires. Un avantage concurrentiel décisif était en particulier attendu de la **fourniture aux clients d'une offre globale**.

À la lumière des difficultés actuelles du groupe, **les inconvénients d'un tel modèle semblent l'avoir emporté sur ses avantages supposés**. Ainsi la constitution d'un groupe « tout en un » a-t-elle notamment pu conduire à un **manque de sélectivité des investissements**, une **dispersion des efforts ne capitalisant pas sur les points forts du groupe** - en particulier les métiers de l'amont et de l'aval, activités rentables et récurrentes - ou à **une consommation excessive de ressources pour la construction des nouvelles centrales**, doublonnant par ailleurs la compétence historique d'EDF. *A contrario*, **les avantages attendus n'ont pas été véritablement démontrés**, en particulier parce que les attentes des clients et les types de contrat variaient d'un métier à l'autre. *In fine*, **le « modèle intégré » a pu servir à justifier ce qui peut être rétrospectivement considéré comme une « fuite en avant »**, une course à la croissance des investissements qui s'est poursuivie jusqu'en 2011 sans tenir compte des capacités de financement du groupe¹.

À cet égard, **si le management de l'époque a clairement failli, la responsabilité de l'État actionnaire** dans l'approbation de la stratégie du groupe et de ses plans d'affaires successifs **peut également être questionnée**².

¹ Ce qui s'est notamment traduit par une croissance de l'endettement et par la cession d'actifs rentables, telle que la division Transport et Distribution (T&D) achetée en 2004 puis revendue en 2010.

² Plus généralement, la gouvernance de l'entreprise, organisée jusque début 2015 autour d'un directeur et d'un conseil de surveillance, s'est aussi avérée problématique en ce qu'elle ne permettait pas au conseil d'exercer un véritable contrôle tant sur la stratégie que sur l'exécution des projets. En particulier, le conseil n'avait pas à connaître d'un certain nombre de grands contrats pourtant

Dans cette course à la croissance, **plusieurs décisions d'investissement particulièrement malencontreuses** ont pesé sur les comptes d'Areva, en particulier dans la mine ou dans les énergies renouvelables.

Dans la mine, **l'acquisition en 2007 de la société canadienne UraMin¹** pour 1,8 milliard d'euros, auquel s'ajouteront par la suite des investissements dans les gisements de l'ordre d'1,2 milliard d'euros, s'est soldée par des **dépréciations d'actifs de plus de 2,1 milliards d'euros**, aucun des gisements acquis n'étant par ailleurs en exploitation aujourd'hui. Si l'opération pouvait faire sens à l'époque dans l'optique d'une sécurisation des approvisionnements du groupe en uranium, elle a manifestement été **réalisée au prix fort**, au moment où les cours de l'uranium atteignaient des niveaux historiques², et **sans que toutes les précautions aient été prises pour s'assurer de la teneur en minerais des gisements**.

Dans les **énergies renouvelables**, un domaine pourtant très éloigné de ses métiers historiques, le groupe a également **investi dans tous les segments de marché**, reproduisant en quelque sorte en miniature la logique du « modèle intégré » : bioénergies, éolien en mer, solaire, stockage d'énergie et hydrogène. Or, ces activités ont régulièrement accusé des pertes substantielles, les provisions pour pertes et risques atteignant **569 millions d'euros en 2014**. Face aux difficultés rencontrées, Areva a engagé une **rationalisation de son portefeuille d'activités renouvelables³** qui **pose à terme la question du maintien de ces activités dans le périmètre du groupe**.

Au-delà de ces deux exemples qui ne doivent cependant pas occulter certaines réussites⁴, la stratégie d'investissements massifs du groupe s'est inscrite dans **des plans d'affaires très optimistes**, tant sur les perspectives de marché que sur la capacité du groupe à y répondre, ainsi que dans une volonté de développement à l'international qui a parfois conduit à la signature de **contrats très favorables aux clients⁵**.

C'est tout particulièrement **le cas de l'EPR finlandais** dont les conditions contractuelles expliquent une part importante des difficultés.

structurants. Cette gouvernance a depuis été réformée, à la demande de l'État et de plusieurs membres du conseil, pour doter le groupe d'un conseil d'administration, d'une direction générale et de quatre comités permanents – audit et éthique, stratégie et investissements, nominations et rémunérations et suivi des obligations de fin de cycle –, organisation de nature à mieux encadrer les décisions du management.

¹ Dont les conditions font aujourd'hui l'objet de plusieurs informations judiciaires.

² La revente de 49 % à un partenaire chinois, qui devait initialement permettre de partager les risques, n'eut par ailleurs jamais lieu.

³ Au travers de l'arrêt de ses activités dans l'énergie solaire après l'achèvement des chantiers en cours et de la création d'une co-entreprise avec l'espagnol Gamesa dans l'éolien offshore.

⁴ Ainsi, le groupe bénéficie aujourd'hui des investissements consentis pour renouveler son outil industriel d'enrichissement de l'uranium (usine Georges Besse II).

⁵ Et dont la faible rentabilité devait théoriquement être compensée par les perspectives de développement qu'ils annonçaient.

Pour obtenir le marché, Areva s'est ainsi engagé non seulement à **fournir une centrale « clés en main », ce qui était inédit dans le secteur**, mais aussi à **achever le chantier en 50 mois** – là où 150 mois avaient par exemple été nécessaires pour la tête de série des réacteurs français de deuxième génération. En outre, le contrat permettait au client finlandais TVO, en tous les cas selon l'interprétation faite par ce dernier, d'**exiger des modifications tout au long du chantier sans aucune compensation**. Le consortium Areva-Siemens, en charge de la construction de l'EPR, et son client TVO sont par ailleurs engagés dans un **contentieux croisé** au titre de leurs responsabilités respectives dans les retards et dépassements de coûts du chantier, le premier réclamant 3,4 milliards d'euros et le second 2,6 milliards d'euros.

Enfin, à ces difficultés propres au groupe se sont ajoutées celles dues au **manque de cohérence entre les stratégies d'Areva et d'EDF**, en matière d'approvisionnement comme à l'international. En matière d'approvisionnement d'abord, **la diversification des achats décidée par EDF pour sécuriser ses sources a mis en difficulté Areva** dont les installations avaient été dimensionnées pour répondre à des commandes plus importantes de son partenaire historique. À l'international ensuite, **« l'équipe de France du nucléaire » s'est souvent présentée en ordre dispersé et sans leadership, voire parfois en concurrence frontale**, l'échec d'Abu Dhabi étant à cet égard particulièrement significatif¹.

2. Des difficultés de gestion : une rentabilité insuffisante pour assurer le développement du groupe et un manque de maîtrise des grands projets

Au-delà de l'adaptation trop lente de son organisation et de ses ressources humaines au rétrécissement du marché post-Fukushima, Areva a souffert d'une **moindre rentabilité sur ses métiers de l'amont et de l'aval**, qui compensait traditionnellement les pertes enregistrées sur les réacteurs ou les énergies renouvelables, et, surtout, d'une **exécution défailante des grands contrats et des grands projets** qui a très fortement impacté les comptes du groupe.

En 2014, l'excédent brut d'exploitation (EBE) et le taux de marge de l'activité mines et de l'aval ont ainsi baissé sous l'effet, notamment, pour les mines, de la **fin des ventes d'uranium d'origine militaire** issu du démantèlement des armes nucléaires russes (contrats dits « HEU ») et, pour l'aval, de la **renégociation pour la période 2013-2020 de l'accord de traitement-recyclage conclu avec EDF**, les concessions commerciales

¹ Fin 2009, le coréen Kepco remportait la construction de quatre centrales nucléaires à Abu Dhabi au détriment de l'EPR français porté, initialement, par Areva pour la partie construction et par Suez (puis GDF-Suez) et Total pour l'exploitation, avant qu'EDF ne rallie tardivement, à la demande du client émirati et sous la pression de l'État français, le dossier comme architecte-ensemblier.

consenties ayant conduit à passer dans les comptes une dépréciation de 105 millions d'euros. *A contrario*, l'EBE et la marge des autres activités de l'amont – conversion, enrichissement et fabrication de combustible – augmentent fortement grâce, entre autres, à la **montée en puissance de l'usine d'enrichissement Georges Besse II**. En outre, ces secteurs **disposent au total d'un carnet de commande de 38,2 milliards d'euros**¹ représentant près d'une dizaine d'années de production.

Mais ce sont bel et bien les **difficultés d'exécution des grands projets nucléaires**, au premier rang desquels figure **l'EPR finlandais**, qui ont pesé le plus sur les résultats² et expliquent une grande part de l'endettement actuel du groupe.

Évaluée à l'origine à 3,9 milliards d'euros, la construction d'un premier EPR sur le site d'Olkiluoto (OL3) a vu ses coûts dériver jusqu'à **près de 9 milliards d'euros** à mesure du retard pris sur un calendrier initial excessivement optimiste – une livraison prévue à l'été 2009 et désormais repoussée à fin 2018 –, obligeant le groupe à inscrire dans ses comptes **4,5 milliards d'euros de provisions pour pertes**, à rapporter aux 6 milliards d'euros d'endettement total du groupe.

Si plusieurs explications peuvent être avancées pour expliquer l'ampleur des pertes enregistrées – qu'il s'agisse notamment d'une **sous-estimation des coûts et des aléas inhérents à la fabrication d'un prototype** ou des **nombreuses modifications intervenues en cours de projet à la demande d'un client** par ailleurs peu intéressé à la mise en service dans les meilleurs délais de nouvelles capacités³ –, **il appartiendra au tribunal arbitral** – dont la décision finale n'interviendra pas avant 2017 ou 2018 – **d'arrêter le partage des responsabilités** des surcoûts et des retards dans le cadre du contentieux croisé opposant les deux parties.

L'EPR français construit sur le site de Flamanville a aussi connu une série de difficultés qui ont obligé à reporter sa mise en service, prévue à l'origine en 2012, au dernier trimestre 2018 et induit des surcoûts très importants⁴. **L'implication d'Areva est cependant moindre qu'en Finlande**⁵ puisque le groupe n'intervient qu'en tant que fournisseur de la chaudière nucléaire (conception, approvisionnement, construction, mise en service et

¹ Sur 46,9 milliards d'euros de commandes au 31 décembre 2014 pour l'ensemble du groupe, un chiffre en progression de plus de 13 % par rapport à l'année précédente.

² Les résultats annuels 2014 intégraient encore un peu plus d'un milliard d'euros de pertes additionnelles et provisions pour pertes à terminaison au titre de ces grands projets, dont 720 millions d'euros pour le seul EPR finlandais.

³ Dans un contexte marqué par un effondrement du prix de l'électricité sur son marché, sous l'effet notamment de la crise de l'industrie papetière ou de l'impact de l'injection croissante d'électricité renouvelable sur le réseau.

⁴ En septembre 2015, EDF tablait sur un coût total de construction de 10,5 milliards, contre 3,4 milliards envisagés initialement.

⁵ En pratique, Areva ne devrait pas perdre d'argent sur l'EPR de Flamanville, dont le financement n'a du reste pas contribué à l'endettement du groupe.

fourniture du contrôle-commande), la gestion globale du projet étant assurée par EDF. Ainsi, parmi les difficultés rencontrées, **seule la question de la conformité de la cuve aux nouvelles exigences de sûreté¹ relève de la responsabilité d'Areva**, des programmes d'essais devant désormais être réalisés pour démontrer à l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) la sûreté des forgés mis en cause.

Enfin, la construction du **réacteur de recherche Jules Horowitz** (RJH) pour le compte du CEA², s'est également soldée par des retards et par des surcoûts conséquents – le coût final étant désormais estimé autour d'**1,5 milliard d'euros, soit trois fois le budget initial** – dus notamment à la complexité de l'objet ainsi qu'à son adaptation aux normes sismiques post-Fukushima. En 2014, le groupe a passé dans ses comptes une **nouvelle provision pour risques de 187 millions d'euros** et a signé avec le CEA et Areva TA (l'ex-Technicatome, qui assure la maîtrise d'œuvre) un accord plafonnant son exposition financière jusqu'à l'achèvement du projet.

*

En réponse à ces difficultés opérationnelles et à une situation financière très dégradée, Areva est désormais engagé dans la mise en œuvre d'un **plan de transformation** de l'entreprise assis sur **trois piliers : réorientation stratégique** autour d'un recentrage des activités sur le cycle de l'uranium et d'une redéfinition du partenariat avec EDF, **rétablissement de la compétitivité** et, enfin, **couverture des besoins de financement** pour assurer la viabilité du groupe. **Ces orientations font globalement sens sur les plans industriel et économique** même si certains **points de vigilance** ne doivent pas être sous-estimés.

II. UN PLAN DE TRANSFORMATION QUI FAIT SENS SUR LES PLANS INDUSTRIEL ET ÉCONOMIQUE

A. UNE RÉORGANISATION AUTOUR D'UN RECENTRAGE SUR LE CŒUR DE MÉTIER ET D'UNE REFONDATION DU PARTENARIAT AVEC EDF QUI RÉPOND D'ABORD À UNE LOGIQUE INDUSTRIELLE

Entérinant la fin du « modèle intégré » dont les avantages n'auront finalement jamais été démontrés (*cf. supra*), le groupe s'est engagé dans une réorientation stratégique consistant à **recentrer ses activités sur le cœur des procédés nucléaires** et à **redéfinir son partenariat avec EDF**, en décidant la

¹ Liée à la constatation, début 2015, d'une concentration excessive de carbone dans l'acier du couvercle et du fonds de la cuve qui pourrait fragiliser l'ensemble. Pour un point complet sur le sujet, se reporter au rapport n° 613 (2014-2015) de l'Office parlementaire des choix scientifiques et technologiques, « Le contrôle des équipements sous pression nucléaires : le cas de la cuve du réacteur EPR ».

² Et dédié à la production de radioéléments à usage médical ainsi qu'à la recherche sur les neutrons rapides et sur le parc nucléaire actuel.

création d'une entité conjointe d'ingénierie et la cession de ses activités dans le domaine des réacteurs.

1. Le recentrage sur le cycle des matières nucléaires

En mars dernier, Areva annonçait sa volonté de se recentrer sur son « cœur de métier », c'est-à-dire **la maîtrise des procédés clés de la chaîne nucléaire** (soit le périmètre de l'ancienne Cogema) sur lesquels le groupe détient **des positions historiques fortes et un savoir-faire reconnu**, tant dans l'amont du cycle – en 2011, Areva détenait 19 % des parts de marché sur l'ensemble de l'amont¹ et en 2014, le groupe est encore le **quatrième producteur mondial d'uranium**, avec 15 % de la production mondiale – que sur la fin du cycle du combustible, où Areva dispose d'**un outil industriel sans équivalent dans le monde**.

Ce recentrage, qui doit s'appuyer sur un fonctionnement simplifié et décentralisé pour adapter ses coûts à la réalité de marchés de l'uranium et des services associés en baisse, se traduit aussi par la **recherche de nouveaux partenariats** ou par la **cession d'actifs dans les autres métiers du groupe**. Ainsi, outre la cession à EDF d'une part majoritaire de la branche réacteurs (*cf. infra*), Areva a d'ores et déjà finalisé la **création, dans l'éolien en mer, d'une co-entreprise**, Adwen, détenue à parité avec l'espagnol Gamesa, et a lancé le **processus de cession de Canberra**, sa filiale américaine spécialisée dans la mesure de la radioactivité et valorisée entre 300 et 400 millions d'euros.

En outre, le groupe entend **renforcer sa présence en Chine** pour profiter de la croissance du marché nucléaire chinois, au travers notamment de la conclusion d'un accord avec China National Nuclear Corporation (CNNC) dans les transports et la logistique nucléaire et de la poursuite des négociations commerciales, entamées en 2014, avec ce même partenaire pour la **livraison d'une usine de traitement-recyclage des combustibles usés**.

2. La refonte du partenariat avec EDF

La question du partenariat avec EDF est centrale tant les deux groupes sont liés : **Areva est le premier fournisseur d'EDF et EDF est son premier client**. La refonte de cette relation s'articule autour de **trois grands axes** : la **création d'une entité conjointe** de conception, de gestion de projet et de commercialisation de **réacteurs neufs**, la **cession d'une participation majoritaire dans la branche Areva NP** (pour *Nuclear Power*, ex-Framatome), qui regroupe les activités industrielles de construction de réacteurs, d'assemblage de combustible et de services à la base installée, et le

¹ *Le poids socio-économique de l'électronucléaire en France, étude de PricewaterhouseCoopers, mai 2011.*

renforcement de la coopération stratégique entre le « nouvel Areva » recentré sur le cycle et EDF.

Ayant vocation à être **détenue à 80 % par EDF et à 20 % par Areva NP**, la nouvelle société dédiée à la conception et à la commercialisation des nouveaux réacteurs, dont la mise en place a déjà débuté, regroupera en particulier des équipes d'ingénieurs d'Areva NP et d'EDF mises à disposition. Cette entité **prolongera et s'appuiera sur les travaux conjoints déjà engagés par les deux entreprises pour optimiser l'EPR** sur la base du retour d'expérience des chantiers finlandais et français et qui doivent aboutir à la définition d'un EPR « nouveau modèle » (EPR-NM) aux coûts optimisés – une baisse de l'ordre de 20 % est attendue – et à la mise en œuvre facilitée. En effet, si les qualités de l'objet, en particulier en matière de sûreté et de réduction des déchets, sont reconnues, **seule une réduction des coûts significative permettra d'obtenir de nouveaux contrats dans un contexte concurrentiel particulièrement vif.**

Conformément aux orientations fixées par le Président de la République en juin, Areva et EDF ont par ailleurs conclu, le 29 juillet dernier, un protocole d'accord pour la **cession à EDF d'une participation majoritaire, comprise entre 51 % et 75 %, dans Areva NP** sur la base d'une offre indicative – et non engageante pour EDF à ce stade – valorisant la totalité de la filiale à **2,7 milliards d'euros**. Depuis, EDF a procédé à un ensemble de vérifications (*due diligence*) qui devraient peu ou prou confirmer la valorisation initiale, **la remise de l'offre ferme étant attendue avant la fin de l'année**. La **réalisation de l'opération** interviendrait quant à elle **dans le courant de l'année 2016**, en fonction notamment des délais de consultation des organes sociaux et d'instruction du dossier par la Commission européenne au titre du contrôle des concentrations.

Pour arrêter sa décision d'investissement, EDF s'était, dès les premières sollicitations de l'État, fixé trois principes : **s'engager en industriel dans une opération qui fasse sens sur le plan opérationnel** – ce qui a naturellement conduit à privilégier les activités en lien avec les réacteurs, proches de ses métiers historiques, sur les activités du cycle – ; **acheter au prix du marché** – ce qui, outre la préservation des intérêts patrimoniaux du groupe, serait un argument fort à faire valoir aux autorités européennes pour attester du fait qu'il ne s'agit pas d'une aide d'État « déguisée » – ; enfin, **s'assurer de la maîtrise des risques.**

Pour cette dernière raison, la finalisation de l'opération reste soumise, à la demande d'EDF, à la réalisation d'au moins deux « **conditions suspensives** »¹ :

- l'issue favorable des vérifications concernant la conformité de la

¹ Parmi les autres conditions suspensives figure notamment le bon achèvement d'un chantier de rénovation d'un système de contrôle-commande en Suède, dont les coûts avaient dérivé mais qui semble désormais sur la bonne voie.

cuve de l'EPR de Flamanville aux normes de sûreté, dossier sur lequel Areva comme EDF sont confiants ;

- la préservation des risques, passés ou futurs, liés à l'EPR finlandais ; or, si ces risques passés ont déjà été largement provisionnés dans les comptes d'Areva, une incertitude demeure s'agissant principalement du **risque arbitral** au titre duquel le consortium, qui s'est refusé à le provisionner en lui déniait tout fondement, pourrait potentiellement être redevable de **2,6 milliards d'euros**¹.

Ainsi, dès lors qu'EDF exige d'être immunisé des risques liés à OL3 et qu'il paraît difficile de les reporter sur un nouvel Areva au périmètre resserré, **la question centrale du portage du risque finlandais**, qui influera fortement tant sur la cession d'Areva NP que sur le dimensionnement de l'augmentation de capital à venir (*cf. infra*), **devra inévitablement être traitée.**

S'agissant d'Areva NP, si la structure capitalistique définitive **dépendra, in fine, de l'entrée éventuelle de partenaires industriels tiers**², **plusieurs « bornes » ont été fixées par l'État**, en sa double qualité de puissance publique et d'actionnaire majoritaire d'Areva et d'EDF, pour encadrer l'opération :

- EDF ne détiendra pas moins de 51 % des parts, ce contrôle majoritaire matérialisant, avec celui de la nouvelle filiale d'ingénierie, **l'affirmation d'un leadership désormais incontesté sur les réacteurs** ; en pratique, EDF devrait dans un premier temps acquérir 75 % des parts et en céder, le cas échéant, une partie en fonction de la montée d'investisseurs tiers, qui seront d'abord sélectionnés sur une base strictement industrielle, même si l'entrée d'investisseurs financiers n'est pas exclue par principe ;

- le nouvel Areva, actionnaire minoritaire stratégique lié par un pacte d'actionnaires, conservera a minima 15 % et jusqu'à 25 % du capital - là aussi en fonction de l'arrivée d'autres partenaires - et nécessairement plus que chacun des autres actionnaires minoritaires éventuels ; le maintien d'une telle participation est **justifié par le lien majeur qui demeurera sur le combustible entre les deux entités** ;

- EDF et Areva réunis ne détiendront pas moins de 66 % d'Areva NP compte tenu de la nature stratégique de ses activités.

Si l'entrée de partenaires tiers pourrait s'avérer **porteuse d'opportunités industrielles** - par exemple en facilitant l'accès à un marché domestique dynamique -, votre rapporteur pour avis appelle cependant à **faire preuve de vigilance**, tant pour Areva NP que pour le nouvel Areva,

¹ Dans l'hypothèse, sans doute très improbable dans des dossiers aussi complexes, où le tribunal arbitral ferait droit, exclusivement et en intégralité, aux seules réclamations de la partie finlandaise.

² Les noms de plusieurs groupes chinois sont évoqués - CNNC, China General Nuclear Power Corporation (CGN) ou l'équipementier Shanghai Electric notamment - tandis que le japonais MHI s'est dit « prêt à acquérir une très large part d'Areva NP ».

afin qu'elle **n'aboutisse pas à des transferts massifs de technologies** qui affaibliraient, à terme, ces deux entreprises dans la concurrence internationale.

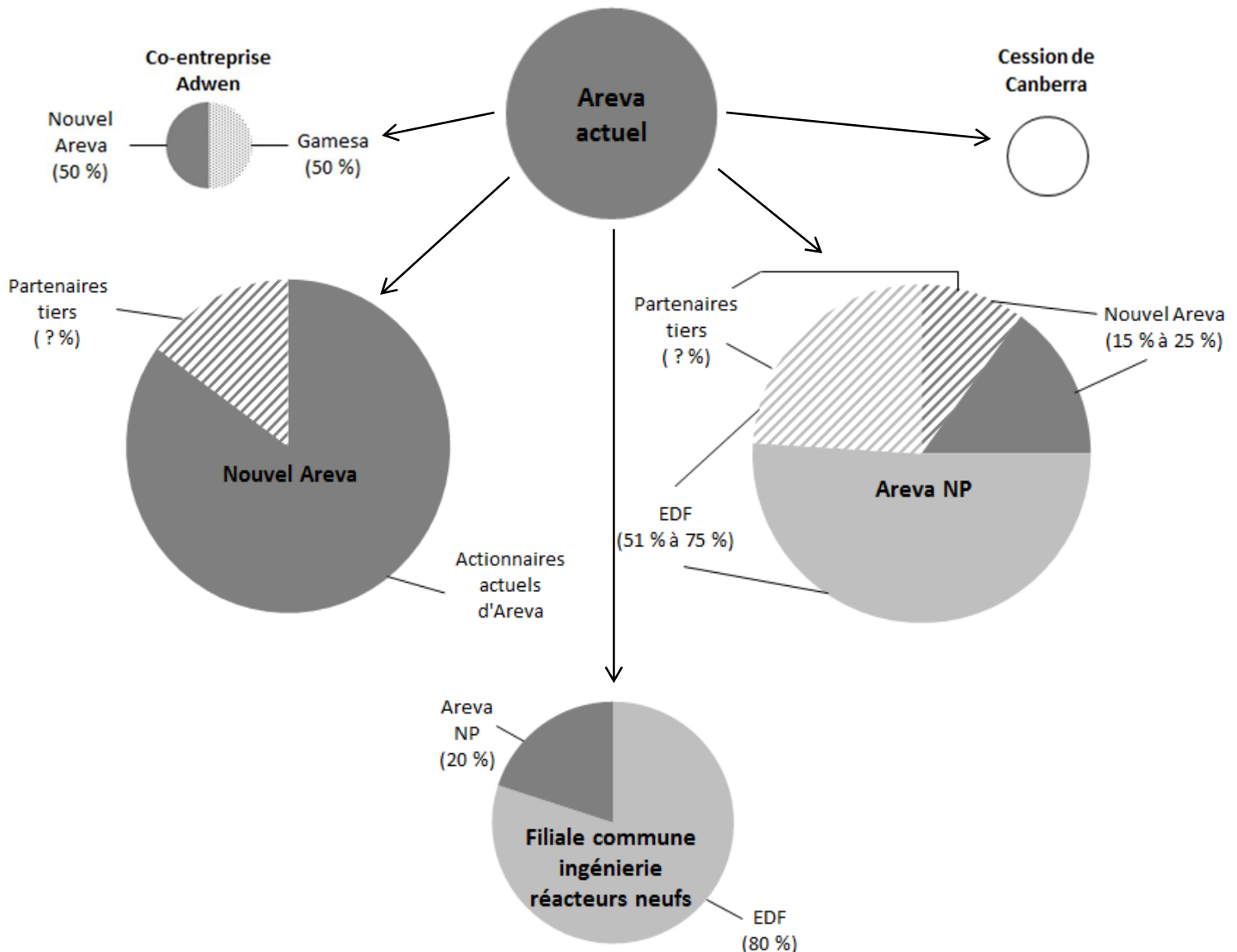
Enfin, il importera que l'organisation retenue pour la reprise d'Areva NP par EDF démontre à ses clients – le plus souvent d'autres électriciens – qu'ils continuent de s'adresser à une **entreprise parfaitement autonome** et non à l'un de leurs concurrents. Selon les informations de votre rapporteur pour avis, ce risque sera traité par le statut de **filiale indépendante d'Areva NP à l'égard de sa maison-mère, qui la mettra même en concurrence avec d'autres fournisseurs pour ses propres achats**. La préservation de cette autonomie permettra en outre de justifier, auprès des autorités européennes, d'une **absence de modification de l'environnement concurrentiel** tandis que le maintien d'une logique commerciale de mise en concurrence devrait garantir la poursuite des efforts d'innovation et de compétitivité d'Areva NP.

Dernier volet de l'amélioration du partenariat avec EDF, **l'accord de coopération stratégique**, signé fin juillet, vise à confirmer la place du nouvel Areva comme **fournisseur de référence d'EDF dans le cycle** ainsi qu'à **préserver les synergies avec Areva NP**, notamment dans la filière MOX. Il est en particulier **essentiel que les contrats négociés entre les deux partenaires assurent un partage équitable de valeur**, c'est-à-dire un niveau de charge et une marge suffisants, pour l'un, et un approvisionnement à des prix compétitifs, pour l'autre.

Au total, et même si leur mise en œuvre devra encore être affinée dans les prochains mois, votre rapporteur pour avis juge que les **grandes lignes de cette réorganisation font globalement sens sur le plan industriel¹** : un nouvel Areva recentré sur les activités du cycle, métiers dans lesquels le groupe **pourra capitaliser sur des positions industrielles fortes** ; une filiale commune entièrement dédiée aux nouveaux réacteurs qui doit **doper les performances à l'export d'une « équipe de France » désormais rassemblée** ; enfin, une **répartition des rôles clarifiée et un leadership reconnu d'EDF** en matière de supervision des grands projets nucléaires.

¹ Tout en répondant pour partie, s'agissant de la cession d'Areva NP, aux besoins de financement du groupe, même si l'ensemble des interlocuteurs de votre rapporteur pour avis a souligné que cet objectif était vu comme secondaire par rapport aux enjeux industriels.

Schéma de restructuration du groupe Areva



Source : commission des affaires économiques

B. UN RÉTABLISSEMENT DE LA PERFORMANCE ÉCONOMIQUE QUI PASSE PAR DES EFFORTS DE COMPÉTITIVITÉ SANS PRÉCÉDENT ET PAR UNE GESTION RENFORCÉE DES GRANDS PROJETS

Outre le repositionnement stratégique de ses activités, le plan de transformation de l'entreprise entend **rétablir sa performance opérationnelle au niveau de celle de ses principaux concurrents dans les trois ans** en mettant en œuvre un **plan de compétitivité aux fortes implications sociales** ainsi qu'une **gestion renforcée des grands projets**.

Plusieurs leviers de compétitivité, dont la plupart poursuivent en fait des efforts déjà engagés dans le cadre du plan précédent, sont mobilisés pour atteindre **l'objectif annoncé d'un milliard d'euros de gains**

opérationnels à l'horizon 2017 sur la base des coûts annuels 2014, dont 500 millions d'euros sur le périmètre du nouvel Areva :

- **l'optimisation de la politique d'achat** (renégociation des contrats, sélectivité des achats et optimisation des stocks) ;

- **le renforcement de la stratégie commerciale**, à travers la recherche de nouvelles opportunités de vente mais aussi par la signature de nouveaux contrats commerciaux avec EDF en matière de conversion, d'enrichissement et de traitement-recyclage courant jusqu'en 2030 ;

- **l'amélioration de la productivité** *via* la simplification de l'organisation et la réduction des coûts de non-qualité ;

- mais surtout, **dans le domaine social, la réduction des dépenses de personnel** par la baisse des effectifs et l'encadrement des rémunérations.

Alors que **les effectifs du groupe avaient déjà diminué de 12 % en trois ans**, passant de 47 541 collaborateurs à fin 2011 à 41 847 au 31 décembre 2014, un **objectif de réductions de 5 000 à 6 000 postes sur l'ensemble du groupe, dont 3 000 à 4 000 en France d'ici à fin 2017** a été annoncé en mai, la direction s'engageant à ne recourir qu'à des **départs volontaires**.

Après la négociation d'un accord de méthode - signé avec trois syndicats mais pour lequel trois autres organisations ont fait valoir leur droit d'opposition - et la signature par quatre syndicats d'un accord-cadre sur les modalités de gestion de l'emploi, un **projet de plan de départs volontaires concernant 2 700 postes en France¹** répartis sur six sociétés a été communiqué aux organisations syndicales le 20 octobre dernier.

À cet égard, **si l'adaptation des ressources du groupe à ses perspectives de marché est nécessaire**, votre rapporteur pour avis partage la préoccupation des syndicats de salariés quant à la **préservation, en priorité absolue, des compétences en matière de sûreté** - ce à quoi la direction a confirmé être extrêmement attentive - et, dans une moindre mesure mais de façon non moins décisive pour l'avenir du groupe, **d'équipes de prospection commerciale suffisamment étoffées** pour être en capacité de remporter de nouveaux contrats.

En complément des réductions d'effectifs, la maîtrise de la masse salariale passera aussi par un **nouvel effort de modération salariale** et par la **révision de l'ensemble des dispositifs de rémunération collective** (intéressement, abondement au plan d'épargne d'entreprise, etc.). Au total, le groupe vise une réduction des dépenses de personnel de l'ordre de 15 % en France et de 18 % dans le monde, ce qui représenterait environ **600 millions d'euros² sur le milliard d'euros d'économies recherché**.

¹ En ligne avec l'objectif initial compte tenu du nombre de départs déjà enregistrés (de l'ordre de 800 personnes) depuis le début de l'année.

² La masse salariale du groupe atteignant 3,4 milliards d'euros, dont 2,4 milliards d'euros en France.

Autre aspect décisif du rétablissement de la compétitivité, une **gestion renforcée des grands projets** est mise en œuvre pour assurer le bon achèvement des trois projets majeurs dont les coûts et les délais avaient dérivé, OL3, Flamanville et le réacteur Jules Horowitz. Elle consiste à mettre en œuvre les meilleures pratiques internationales en matière d'ingénierie et de conduite de projet, à renforcer la chaîne hiérarchique et à intégrer dans l'équipe projet toutes les disciplines nécessaires à l'atteinte des objectifs. Ainsi, **des progrès significatifs ont déjà été enregistrés dans l'exécution du projet finlandais** dont une étape majeure a été franchie en août avec la livraison des armoires de contrôle-commande sur site. À terme, l'apport de l'expertise des équipes d'EDF devrait également faciliter les opérations de mise en service du réacteur.

C. LA COUVERTURE DES BESOINS DE FINANCEMENT DU NOUVEL AREVA APPELLE UNE RECAPITALISATION RAPIDE ET SIGNIFICATIVE

Pour couvrir son **besoin de financement évalué à environ 7 milliards d'euros sur la période 2015-2017¹**, le groupe mobilisera plusieurs sources de financement :

- **des financements propres**, pour un montant cumulé de l'ordre d'**1,2 milliard d'euros**, issus d'une gestion optimisée de la trésorerie - qui a déjà produit ses premiers effets et permis de ralentir le rythme de consommation de liquidités - et de la levée de financements sur ses actifs industriels ;

- **des cessions d'actifs**, pour des recettes estimées à environ **2,4 milliards d'euros**, dont 2 milliards d'euros attendus de la cession d'Areva NP - chiffre établi sur la base d'éléments conformes à l'offre indicative d'EDF (cession à 75 % et valeur indicative pour 100 % des fonds propres de 2,7 milliards d'euros hors OL3) - et 400 millions d'euros au titre de cessions d'autres actifs, ce qui correspond en pratique à la cession de la filiale Canberra.

Ces deux sources devant *in fine* dégager 3,6 milliards d'euros, il en ressort un **besoin de financement résiduel de 3,4 milliards d'euros** sur 2015-2017 qui pourra être couvert par des mesures complémentaires de renforcement de la liquidité - le groupe dispose de lignes de crédit non utilisées dont il fera usage² - mais surtout par des fonds propres, par le biais d'une **augmentation de capital**.

Alors que, par le passé, l'État avait longtemps refusé de recapitaliser l'entreprise à la hauteur des investissements très importants qu'il avait

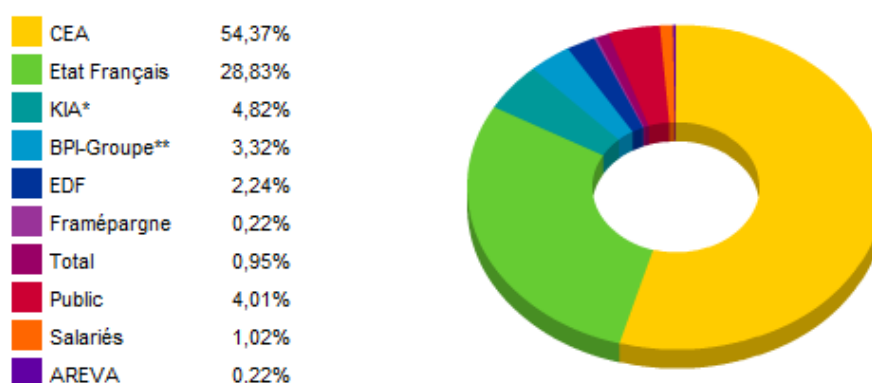
¹ Montant qui intègre les effets du plan de compétitivité, soit 500 millions d'euros sur le périmètre du nouvel Areva ainsi qu'une forte réduction du montant des investissements, d'environ 40 % par rapport à la période 2012-2014.

² Soit des lignes d'échéance 2016, 207 et 2017 de respectivement 50 millions d'euros, 795 millions d'euros et 1,25 milliard d'euros.

pourtant approuvés, obligeant à céder des actifs rentables¹ pour couvrir ses besoins de financement, le Président de la République assurait, dès le 3 juin, que « *l'État [recapitaliserait] Areva, en investisseur avisé, à la hauteur nécessaire* », le Gouvernement ayant depuis laissé entendre que **le montant de l'augmentation de capital devrait être compris entre 2,5 et 3 milliards d'euros**. Cette recapitalisation sera financée sur le compte d'affectation spéciale des participations financières de l'État dans le cadre du programme de cessions déjà arrêté.

S'il s'agit bien évidemment de montants très conséquents, on rappellera que **depuis la création d'Areva et jusqu'en 2010, le groupe a versé 3,6 milliards d'euros de dividendes** dont l'essentiel a été perçu par le Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA), actionnaire très majoritaire sur la période².

Structure de l'actionnariat d'Areva au 8 janvier 2015



* KIA : Kuwait Investment Authority

** BPI-Groupe : Banque Publique d'Investissement

Source : Areva

Si le principe en est acté, **le dimensionnement exact comme l'échéance de cette augmentation de capital restent à préciser**. Son montant définitif sera **fortement influencé par trois sujets** : la **définition du plan d'affaires** du nouvel Areva – au vu duquel la situation financière apparaîtra plus ou moins dégradée et donc le besoin de financement plus ou moins important –, la **solution de portage du risque finlandais** et **l'entrée d'investisseurs tiers au capital**. Quant à la date de réalisation de l'opération, elle dépendra, comme la cession effective d'Areva NP en matière de concentration, de **l'autorisation donnée par la Commission européenne** au titre du contrôle des aides d'État et au terme d'une instruction qui prendra du temps. Dans ce cadre, l'État aura à démontrer qu'il agit bien en investisseur avisé.

¹ Tels que la division Transport et Distribution (T&D).

² 73,03 % du capital au 31 décembre 2011. Cette part a été progressivement ramenée à 54,37 % fin 2014 après trois opérations de rachat d'actions par l'État en 2012, 2013 et 2014.

De ce point de vue, les **marques d'intérêt de plusieurs groupes étrangers** pour entrer au capital d'Areva NP comme du nouvel Areva rappellent que malgré les difficultés actuelles, **les compétences et les technologies des deux entités restent attractives** et qu'il ne s'agit par conséquent pas pour l'État d'investir à perte.

Tout en étant conscient de l'ensemble des préalables à la réalisation de l'opération, votre rapporteur pour avis en appelle à une **augmentation de capital suffisante** pour assurer le développement de l'entreprise ainsi qu'à une **mise en œuvre la plus rapide possible** compte tenu, non seulement, de la proximité des échéances financières¹ mais aussi pour **donner au plus vite de la visibilité** au nouvel Areva, à ses salariés, à son management et à ses actionnaires minoritaires.

*

La « refondation de la filière nucléaire » est désormais engagée. Votre rapporteur pour avis **adhère pleinement aux principes qui la sous-tendent** : un Areva recentré sur le cycle du combustible et dont l'effort de compétitivité devrait lui permettre de reconquérir des parts de marché ; une « équipe de France » remise en ordre de bataille dans le domaine des réacteurs et réorganisée autour d'un « trépied » constitué d'un chaudiériste-fournisseur de services, Areva NP, une filiale commune d'ingénierie et un architecte-ensemblier, EDF ; enfin, une augmentation de capital qui doit donner les moyens de son développement au nouvel Areva.

Cette refondation s'inscrit par ailleurs dans un marché mondial dont les perspectives se redressent mais qui est aussi appelé à être de plus en concurrentiel. Dans ce contexte, nos deux « champions nationaux » **disposent d'atouts importants** : un outil industriel de pointe, une expérience et un savoir-faire reconnus.

La réussite du plan est désormais conditionnée à l'atteinte d'un certain nombre d'objectifs, pour l'essentiel : la bonne réalisation du plan de performance du nouvel Areva et d'Areva NP, qui devra en particulier préserver les compétences commerciales et celles liées à la sûreté ; l'accompagnement social des mesures de productivité ; la définition d'une relation équilibrée avec EDF et la recherche, tant pour le nouvel Areva que pour Areva NP, de partenariats industriels créateurs de valeur ; l'adaptation de l'offre commerciale aux nouveaux fondamentaux du marché qui passera, entre autres, par l'optimisation de l'EPR ; le traitement du risque finlandais et la couverture des besoins de financement du nouvel Areva par une augmentation de capital rapide et adaptée ; enfin, la validation des opérations de cession et de recapitalisation par les autorités européennes.

¹ Le groupe devra faire face à un « mur de remboursement » de plus d'1,2 milliard d'euros en 2016, dont un remboursement d'emprunt obligataire de 975 millions d'euros prévu en septembre 2016.

LISTE DES PERSONNES AUDITIONNÉES¹

Mercredi 28 octobre 2015 :

- *Areva* : **M. Philippe Knoche**, directeur général, **Mme Magali Smets**, directrice de la stratégie, et **M. Guillaume Renaud**, responsable des relations institutionnelles.

Mardi 3 novembre 2015 :

- *Électricité de France (EDF)* : **MM. Xavier Ursat**, directeur exécutif groupe en charge de la direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire, et **Bertrand Le Thiec**, directeur des affaires publiques.

Jeudi 5 novembre 2015 :

- *Syndicat des énergies renouvelables (SER)* : **M. Jean-Louis Bal**, président, **Mme Delphine Lequatre**, responsable du service juridique, **MM. Antoine Decout**, chargé de mission Énergies renouvelables électriques et Énergies marines et **Alexandre de Montesquiou**, consultant ;

- *Représentants des syndicats de salariés d'Areva* : **MM. Jean-Pierre Bara**, coordinateur CFDT, **Pascal Evariste**, coordinateur CGT, **Mme Anne Gudéfin**, secrétaire du Comité de groupe européen (CFDT), **MM. Christophe Laisne**, coordinateur Unsa-Spaen, **José Montes**, coordinateur FO et **Cyrille Vincent**, coordinateur CFE-CGC.

Mardi 10 novembre 2015 :

- *Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC)* : **MM. Laurent Michel**, directeur général, et **Stanislas Reizine**, chef de bureau politique publique et tutelle à sous-direction de l'industrie nucléaire.

Mardi 17 novembre 2015 :

- *Agence des participations de l'État (APE)* : **MM. Martin Vial**, commissaire aux participations de l'État, directeur général, et **François Engel**, directeur de participations adjoint Énergie.

¹ Ces auditions ont porté sur la partie du présent rapport consacrée à la situation d'Areva, à l'exception de l'audition du Syndicat des énergies renouvelables, auditionné sur les crédits budgétaires dédiés à l'énergie.