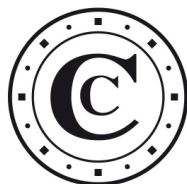


Cour des comptes



L'ARRÊT ET LE DÉMANTÈLEMENT DES INSTALLATIONS NUCLÉAIRES

Communication à la commission des finances du Sénat

Février 2020

Sommaire

PROCÉDURES ET MÉTHODES.....	5
SYNTHÈSE	7
RECOMMANDATIONS.....	13
INTRODUCTION.....	15
CHAPITRE I L'ARRÊT DES INSTALLATIONS NUCLÉAIRES : LA NÉCESSITÉ DE MIEUX ANTICIPER LES DÉCISIONS POUR LA DEUXIÈME GÉNÉRATION DE RÉACTEURS.....	21
I - DES INSTALLATIONS NUCLÉAIRES DE PREMIÈRE GÉNÉRATION À L'ARRÊT DÉFINITIF DEPUIS PLUS DE 15 ANS.....	22
A - Des installations disparates et toutes arrêtées	22
B - Des enjeux fondamentalement différents entre les arrêts de réacteurs de première et de deuxième génération.....	25
II - LA FERMETURE DE LA CENTRALE DE FESSENHEIM, UN PROCESSUS CHAOTIQUE ET UN COÛT POUR L'ÉTAT	28
A - Un processus décisionnel mal maîtrisé	28
B - Un protocole d'indemnisation à risques pour l'État.....	34
C - Un accompagnement des territoires à conforter.....	46
III - UNE TRAJECTOIRE DE FERMETURE DES RÉACTEURS DE DEUXIÈME GÉNÉRATION À PRÉPARER DÈS À PRÉSENT	50
A - L'effet « falaise » de l'arrêt des réacteurs en fonctionnement	50
B - Une trajectoire de fermetures encore incertaine.....	53
C - Le besoin de pilotage de cette trajectoire	55
CHAPITRE II LE DÉMANTÈLEMENT DES INSTALLATIONS NUCLÉAIRES : DES COÛTS ET DES DÉLAIS À MAÎTRISER ET À MIEUX ARBITRER.....	61
I - DE MULTIPLES CONTRAINTES ET D'IMPORTANTES RÉVISIONS DE COÛTS.....	62
A - Les objectifs fixés par la loi	62
B - Des contraintes techniques, industrielles et financières	66
C - Un accroissement des coûts prévisionnels et des délais de réalisation pour les démantèlements en cours	72
II - DE NOUVELLES STRATÉGIES DE DÉMANTÈLEMENT EN MATIÈRE D'ASSAINISSEMENT ET DE DÉLAIS.....	77
A - Des démarches d'assainissement variables et une réutilisation industrielle envisagée pour la plupart des sites	78
B - Un allongement important des délais	81
III - UNE RÉGLEMENTATION ET UNE ORGANISATION À RECONSIDÉRER	91
A - Des procédures complexes et lourdes	91
B - Des autorités mal organisées pour arbitrer entre les objectifs fixés par la loi	93
C - Des évolutions fiscales qui n'incitent pas au démantèlement	96

CHAPITRE III LES CHARGES FUTURES DE DÉMANTÈLEMENT : UNE ÉVALUATION À CONSOLIDER, UN FINANCEMENT À MIEUX APPRÉCIER	101
I - L'INTÉRÊT D'UNE ÉVALUATION DES CHARGES DE DÉMANTÈLEMENT PLUS EXHAUSTIVE ET PLUS PRUDENTE	102
A - Des méthodologies d'évaluation dont la prudence mériterait d'être renforcée.....	103
B - Un périmètre de dépenses à étendre progressivement.....	113
II - LA NÉCESSITÉ D'ÉVOLUTIONS MÉTHODOLOGIQUES POUR MIEUX SÉCURISER LE FINANCEMENT DES CHARGES FUTURES	116
A - Des progressions de provisions atténuées par des décalages de calendriers prévisionnels de démantèlement	117
B - Une hypothèse de chroniques de décaissement qui n'apparaît pas comme la plus probable pour le parc REP d'EDF	118
C - Le rôle limitant du taux d'actualisation des provisions dans la définition du critère de sécurisation du financement des charges	119
LISTE DES ABRÉVIATIONS	129
ANNEXES	131

Procédures et méthodes

Les rapports de la Cour des comptes sont réalisés par l'une des six chambres que comprend la Cour ou par une formation associant plusieurs chambres et/ou plusieurs chambres régionales ou territoriales des comptes.

Trois principes fondamentaux gouvernent l'organisation et l'activité de la Cour, ainsi que des chambres régionales et territoriales des comptes, tant dans l'exécution de leurs contrôles et enquêtes que dans l'élaboration des rapports publics : l'indépendance, la contradiction et la collégialité.

L'indépendance institutionnelle des juridictions financières et statutaire de leurs membres garantit que les contrôles effectués et les conclusions tirées le sont en toute liberté d'appréciation.

La contradiction implique que toutes les constatations et appréciations ressortant d'un contrôle ou d'une enquête, de même que toutes les observations et recommandations formulées ensuite, sont systématiquement soumises aux responsables des administrations ou organismes concernés ; elles ne peuvent être rendues définitives qu'après prise en compte des réponses reçues et, s'il y a lieu, après audition des responsables concernés.

La collégialité intervient pour conclure les principales étapes des procédures de contrôle et de publication.

Tout contrôle ou enquête est confié à un ou plusieurs rapporteurs. Leur rapport d'instruction, comme leurs projets ultérieurs d'observations et de recommandations, provisoires et définitives, sont examinés et délibérés de façon collégiale, par une chambre ou une autre formation comprenant au moins trois magistrats. L'un des magistrats assure le rôle de contre-rapporteur et veille à la qualité des contrôles. Il en va de même pour les projets de rapports publics.

*
**

Le présent rapport a été établi en réponse à une demande du Parlement.

En application du 2° de l'article 58 de la loi organique n° 2001-692 du 1^{er} août 2001 relative aux lois de finances, la Cour des comptes a été saisie par le président de la commission des finances du Sénat, par lettre du 11 décembre 2018, d'une demande d'enquête sur l'arrêt et le démantèlement des installations nucléaires civiles. Dans un courrier du 12 décembre 2018, le Premier président de la Cour des comptes a confirmé la réalisation de cette enquête et précisé qu'elle serait remise au plus tard en mars 2020. À la suite d'une réunion des rapporteurs chargés de l'enquête avec M. Husson, sénateur, vice-président de la commission des finances du Sénat, il a été précisé, par lettre du 17 mai 2019, que l'enquête serait remise au Sénat d'ici la mi-février 2020.

L'enquête a été notifiée le 25 mars 2019 à la secrétaire générale du ministère de la transition écologique et solidaire (MTES), au directeur général de l'énergie et du climat (DGEC), au directeur général de la prévention des risques (DGPR), à la directrice du budget (DB), à la directrice générale du Trésor (DG Trésor), au commissaire aux participations de l'État (APE), à la présidente de l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN), au président-directeur général d'Électricité de France (EDF), au président du directoire de Réseau de Transport d'Électricité (RTE), au président de la commission de régulation de l'énergie (CRE), au président de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), au directeur général d'Orano, au délégué à la sûreté nucléaire et à la radioprotection pour les activités et installations intéressant la défense (DSND), à l'administrateur général du Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA). Elle a également été notifiée pour information à la cheffe du service du contrôle général et financier (CGEFI) et au haut-commissaire à l'énergie atomique. Une notification complémentaire a ensuite été adressée le 11 juillet 2019 au directeur général des collectivités locales (DGCL).

Des entretiens ont été conduits par les rapporteurs auprès des principales administrations (DGEC, SG MTES, DG Trésor, DB, DGPR, APE, délégué interministériel à l'avenir du territoire de Fessenheim et des territoires d'implantation des centrales de production d'électricité à partir du charbon), des exploitants (Orano, EDF et CEA) et des organismes notifiés (ASN, DSND, CRE, RTE, IRSN, Haut-commissaire à l'énergie atomique, CGEFI), de personnalités, d'organismes et associations agissant dans le domaine du nucléaire ou du marché de l'électricité (ANCCLI – Association nationale des comités et commissions locales d'information –, Agence pour l'énergie nucléaire – OCDE –, Wise-Paris, France nature environnement, HCTISN, ACPR – Autorité de contrôle prudentiel et de résolution –, ainsi que d'acteurs locaux (collectivité de Fessenheim, préfecture du Haut-Rhin). L'instruction a également donné lieu à diverses visites et rencontres complémentaires lors de ces déplacements, qui sont recensées en annexe du rapport.

Sept entretiens de fin de contrôle ont eu lieu le 1^{er} octobre 2019 avec l'Autorité de sûreté nucléaire, le 3 octobre avec la direction du budget, le 7 octobre 2019 avec le Commissariat à l'énergie atomique, le 8 octobre 2019 avec la direction générale du trésor, le 9 octobre 2019 avec Orano et le 11 octobre 2019 avec la direction générale de l'énergie et du climat et EDF. Un point d'étape s'est tenu avec M. Husson le 9 octobre 2019.

Après avoir été délibéré le 7 novembre 2019 par la deuxième chambre de la Cour des comptes, un relevé d'observations provisoires a été adressé, les 13 et 14 novembre 2019, dans le cadre de la procédure contradictoire, à 17 destinataires. Sept auditions se sont déroulées entre le 8 et le 10 janvier 2020 avec Orano, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), Réseau et Transport d'Électricité (RTE), Électricité de France (EDF), la direction générale de l'énergie et du climat ainsi que la direction générale de prévention des Risques (DGPR) du Ministère de la transition écologique et solidaire, le Commissariat à l'énergie atomique.

Le projet de rapport a été délibéré, le 15 janvier 2020, par la deuxième chambre présidée par Mme Annie Podeur et composée de Mme Darragon, conseillère maître, MM. Albertini, Angermann, Collin, Dahan, Guedon, Gueroult, Levionnois, Ory-Lavollée, conseillers maîtres.

Il a ensuite été examiné et approuvé le 28 janvier 2020 par le comité du rapport public et des programmes de la Cour des comptes, composé de Mme Moati, doyenne des présidents de chambre, faisant fonction de Première présidente, MM. Morin, Andréani et Terrien, Mme Podeur, M. Charpy, présidents de chambre, M. Barbé, président de section, représentant la troisième chambre, et Mme Hirsch de Kersauson, Procureure générale, entendue en ses avis. La rapporteure générale du comité, Mme Pappalardo, s'étant déportée, était remplacée par son adjoint, M. Hauptmann.

Synthèse

Les installations nucléaires présentes sur le territoire français regroupent pour l'essentiel des unités de recherche du CEA, des unités de production (réacteurs électronucléaires), toutes exploitées par EDF, et des unités de fabrication, de retraitement et de recyclage des combustibles nucléaires, principalement exploitées par Orano (ex-Areva). Elles relèvent de réglementations spécifiques aux installations nucléaires de base (INB) sur les sites civils ou aux installations nucléaires de base secrètes (INBS) sur les sites militaires.

Les INB peuvent fonctionner sans limite de durée fixée *a priori*, sous la surveillance de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN). Cependant, ces installations ont toutes vocation à être arrêtées un jour, en raison de leur vieillissement, de l'abandon de leur fonction première ou de l'absence de rentabilité notamment. Ainsi, une « première génération » d'INB, regroupant les premiers réacteurs développés dans les années 1950 par le CEA et EDF, a déjà été définitivement arrêtée.

Pour autant, la vie des INB ne prend pas fin lors de l'arrêt de leur fonctionnement. Les exploitants sont en effet tenus, par la loi, de procéder à leur démantèlement, en vue de leur déclasserment. Le démantèlement consiste à atteindre un état final prédéfini où les substances dangereuses et radioactives ont été évacuées de l'installation. Il peut comprendre, par exemple, des opérations de démontage d'équipements, d'assainissement des locaux et des sols, de destruction de structures de génie civil, de traitement, de conditionnement, d'évacuation de déchets radioactifs ou conventionnels.

La Cour des comptes s'est déjà intéressée à plusieurs reprises à cet aspect des activités nucléaires : en 2005, lors d'un rapport relatif au démantèlement des installations nucléaires et à la gestion des déchets radioactifs ; en 2012 et 2014, lors de rapports sur les coûts de la filière électronucléaire ; et plus récemment, en 2019, à l'occasion de la publication du rapport relatif à l'aval du cycle du combustible nucléaire. Le présent rapport permet d'actualiser les constats relatifs à l'arrêt et au démantèlement des installations nucléaires établis dans ces précédentes publications et de dresser le bilan des évolutions intervenues depuis.

Les enjeux associés à l'arrêt des réacteurs électronucléaires ne sont pas comparables entre la première et la deuxième génération d'installations.

Au sein de la « première génération » d'INB, 36 installations sont en cours de démantèlement et 33 ont déjà été complètement démantelées. Quatre sites d'INBS comportent également une trentaine d'installations en cours de démantèlement (dont par exemple Marcoule).

Pour la « deuxième génération » d'INB, regroupant les 58 réacteurs électronucléaires civils d'EDF en fonctionnement et les installations nécessaires à la gestion de leurs combustibles, de la fabrication jusqu'à leur éventuel recyclage, les arrêts définitifs et les démantèlements devraient s'étaler sur les prochaines décennies.

Ils représentent des enjeux très différents de ceux des arrêts de la « première génération ». D'une part, la puissance des réacteurs de première génération (2,8 GW au total) n'est pas comparable à celle des installations de deuxième génération (63,2 GW). D'autre part, le contexte a profondément évolué depuis l'arrêt de la première génération : ces premiers arrêts sont intervenus à l'initiative des seuls exploitants, à l'exception de Superphénix, dont la fermeture a été décidée par l'État ; les prochains arrêts auront lieu dans un cadre défini par la loi de transition énergétique pour une croissance verte (LTECV) du 17 août 2015. Celle-ci a en effet instauré un plafond de la puissance nucléaire installée, conditionnant la mise en service de nouveaux réacteurs à l'arrêt préalable de réacteurs plus anciens ; elle a également fixé un objectif de réduction de la part du nucléaire dans la production d'électricité : cette part, de plus de 72 % en 2018, ne doit pas dépasser 50 % à une date reportée à 2035 par la loi relative à l'énergie et au climat du 8 novembre 2019. L'arrêt prochain des deux réacteurs de la centrale de Fessenheim, en février et juin 2020, s'inscrit dans ce cadre.

La fermeture de la centrale de Fessenheim, caractérisée par un processus de décision chaotique, risque d'être coûteuse pour l'État.

Cette fermeture avait été annoncée par le Président de la République dès 2012. À la suite de la promulgation de la LTECV en 2015, elle a été liée à la mise en service de la centrale de Flamanville 3 (EPR). En 2016, des négociations se sont engagées entre EDF et l'État autour de l'élaboration d'un protocole d'indemnisation, sur le fondement de la responsabilité sans faute de l'État du fait des lois. L'actuel Président de la République a finalement annoncé, en novembre 2018, que cette fermeture serait dissociée de la mise en service de l'EPR, laquelle n'est plus prévue avant 2023 au plus tôt. EDF n'a confirmé la fermeture de la centrale que le 27 septembre 2019, aussitôt le protocole d'indemnisation signé.

Jusqu'alors, les annonces de l'État et la communication de l'entreprise avaient entretenu une confusion importante sur leurs responsabilités respectives. En l'absence de la mise en service de l'EPR de Flamanville, le plafond de capacité introduit par la loi ne pouvait effectivement contraindre directement l'entreprise à cette fermeture. Ce constat illustre la difficulté pour l'État de concilier son rôle d'actionnaire majoritaire d'une entreprise publique et de responsable de la politique énergétique.

Le protocole signé comporte deux chefs d'indemnité : une indemnité initiale pour anticipation des dépenses liées à la fermeture et une indemnité pour bénéfice manqué. Ce protocole présente sur de nombreux points des risques de divergence d'appréciation et donc un risque financier pour l'État. Certaines dispositions de mise en œuvre (modalités de calcul, clauses de rendez-vous réguliers, nature et forme des justificatifs, mobilisation d'expertise à l'appui de l'application de certaines clauses, etc.) mériteraient d'être précisées par avenant afin de limiter ce risque.

En outre, bien que les différentes étapes de négociation aient permis de faire évoluer le contenu du protocole, ses dispositions restent favorables à l'entreprise. La période indemnisée s'étend ainsi jusqu'en 2041, soit jusqu'à la sixième visite décennale de la centrale, alors qu'EDF prévoit dès aujourd'hui certains arrêts de centrales à leur cinquième visite décennale (soit après 50 ans de fonctionnement). Le montant relatif au préjudice pour anticipation des dépenses postérieures à la fermeture est aujourd'hui évalué à 370 M€₂₀₁₉, mais pourrait s'avérer plus élevé en cas de paiement différé, compte-tenu des taux d'actualisation retenus. Un paiement le plus rapide possible permettrait à l'État d'économiser plusieurs dizaines de millions d'euros.

Les montants relatifs au préjudice pour bénéfice manqué restent quant à eux très incertains car ils dépendent notamment des futurs prix de l'électricité et du mode de régulation du nucléaire. Les calculs effectués par la Cour, suivant différents scénarios de prix, montrent la forte sensibilité de ces montants aux hypothèses retenues ; elles soulignent l'intérêt pour l'État qu'aurait présenté le plafonnement, non prévu dans le protocole, de cette part d'indemnisation.

Par ailleurs, les territoires concernés par la fermeture de Fessenheim bénéficient, afin de lisser la perte des recettes fiscales due à la fermeture, à la fois d'efforts budgétaires particuliers et d'un nouveau dispositif de compensation assis sur la solidarité des territoires qui perçoivent l'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseau (IFER)¹.

Cette fermeture est la première d'une longue série, à laquelle il convient de se préparer, notamment pour se prémunir de risques futurs d'indemnisation.

Les fermetures de centrales vont se multiplier à moyen terme (principalement dans les décennies 2030-2050) compte tenu de l'effet combiné du vieillissement du parc de production électronucléaire et de l'objectif de réduction de la part du nucléaire dans le mix électrique.

L'expérience de la fermeture de la centrale de Fessenheim montre qu'une anticipation de la trajectoire de fermeture des réacteurs est nécessaire, pour pouvoir piloter les investissements de maintenance correspondants, adapter le réseau aux modifications des lieux de production et laisser le temps aux territoires et aux salariés de se préparer.

Il serait souhaitable, pour faire face à ces besoins d'anticipation ainsi qu'aux enjeux d'évolution du mix électrique, que l'horizon prescriptif de la programmation pluriannuelle de l'énergie soit porté à 15 ans et que la stratégie nationale bas carbone se prononce sur l'évolution à plus long terme du mix électrique. Cet horizon doit faciliter l'alignement du scénario industriel d'EDF avec les objectifs de politique énergétique, et éviter que les fermetures ne donnent lieu à indemnisation d'EDF par l'État en cas de divergences.

Par ailleurs, une meilleure articulation des différents exercices de planification – programmation pluriannuelle de l'énergie, stratégies de démantèlement et plan national de gestion des matières et déchets radioactifs – permettrait de conduire une réflexion intégrée sur les conséquences des décisions d'arrêts de réacteurs et de mieux les anticiper.

Les démantèlements en cours sont soumis à de fortes contraintes techniques et financières et connaissent d'importantes dérives de coûts prévisionnels.

Les démantèlements en cours chez les trois exploitants principaux (CEA, Orano et EDF) concernent des installations souvent anciennes, uniques et complexes, dont l'historique d'exploitation est généralement mal connu. Ils bénéficient de peu de retours d'expérience.

Pour EDF et Orano, la contrainte financière pesant sur les démantèlements est principalement liée à l'obligation de provisionner les charges futures correspondantes et d'assurer leur couverture par des actifs dédiés. Pour sa part, le CEA est soumis à la contrainte

¹ Ce dispositif ne concerne que les communes et établissements publics de coopération intercommunale (EPCI) à fiscalité propre bénéficiaires d'un produit d'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseau (IFER) nucléaire ou thermique.

de sa dotation budgétaire annuelle (740 M€), inscrite au programme 190 de la mission *Recherche et enseignement supérieur*, sans que les indicateurs de performance de ce programme ne permettent d'apprécier correctement l'efficacité et l'efficience des opérations réalisées par le CEA.

L'avancement des chantiers et l'évolution des devis ont conduit ces dernières années, comme antérieurement, à de fortes augmentations des coûts prévisionnels pour les démantèlements en cours. Entre 2013 et 2018, les devis correspondants ont ainsi été quasiment doublés pour EDF (+4,5 Md€₂₀₁₈) et ont augmenté de plus de 25 % pour le CEA (+3,2 Md€₂₀₁₈ hors effet des lissages) comme pour Orano (+1 Md€₂₀₁₈ hors aléas transverses).

Dans ce contexte, les stratégies de démantèlement des exploitants nucléaires reflètent des démarches d'assainissement variables et un allongement important des délais.

Alors que la démarche de référence préconisée par l'ASN repose sur un assainissement « complet » visant à aboutir à un déclassement des zones nucléaires après retrait de toutes les substances dangereuses, les exploitants peuvent justifier auprès de celle-ci des démarches d'assainissement dit « poussé », qui visent à rendre l'état des structures compatible avec l'usage envisagé du site, en mettant si nécessaire en œuvre des servitudes d'utilité publique. Dans ce cadre, les exploitants discutent avec l'ASN du niveau d'assainissement des différents sites, en privilégiant des scénarios de réutilisation industrielle.

Les délais prévisionnels des démantèlements en cours s'allongent, ce qui atténue la charge financière des opérations à court terme et les provisions associées, mais augmente les montants des devis à terminaison, du fait du maintien de charges d'entretien, de surveillance et d'exploitation. C'est notamment le cas pour le CEA qui, pour respecter sa contrainte budgétaire, privilégie les opérations de reprise et de conditionnement des déchets anciens (RDC), au détriment des délais de réalisation des opérations de démantèlement. Ce différé a conduit à une augmentation significative des coûts de plus d'1,1 Md€ depuis 2013. Du côté d'EDF, le nouveau scénario de démantèlement des réacteurs à uranium naturel graphite-gaz (UNGG) reporte l'achèvement du démantèlement de 66 ans en moyenne, par rapport aux dates inscrites dans les décrets de démantèlement, et la fin des opérations au début du XXII^e siècle.

Les autorités administratives et de sûreté rencontrent des difficultés pour arbitrer entre les objectifs de délais et de coûts fixés par la loi et pour faire respecter ces objectifs.

La France a fait le choix dès 2012 d'un démantèlement « immédiat », principe confirmé par la loi du 17 août 2015 qui impose aux exploitants d'opérer les démantèlements « *dans un délai aussi court que possible – dans des conditions économiquement acceptables* ».

Or, les autorités administratives ne sont pas aujourd'hui organisées pour apprécier les arbitrages proposés par les exploitants entre les différents objectifs législatifs et réglementaires de coûts, de délais et de niveau d'assainissement. Dans les faits c'est l'ASN qui propose le contenu du projet de décret, en se fondant sur des considérations de sûreté. Cependant il appartient à l'État de porter si nécessaire l'arbitrage politique entre les objectifs de délais et de coûts, et de veiller ensuite à leur respect, en s'appuyant sur les pouvoirs de sanctions de l'ASN.

Indépendamment de la volonté de faire des exploitants, les procédures administratives engendrent des délais qui peuvent peser significativement sur l'échéance des déclassements. Une simplification des décrets de démantèlement assortie d'un pouvoir de décision accru de l'ASN pour leur mise en œuvre permettrait de réduire le poids des procédures et leurs délais.

À noter que la réforme de la taxe sur les installations nucléaires de base, intervenue en LFR 2016, a réduit l'incitation à démanteler au plus vite, du fait de l'allègement sensible de la charge future qu'elle induit pour les opérateurs.

L'évaluation des charges de démantèlement produite par les exploitants peut encore gagner en exhaustivité et en prudence.

La loi impose aux exploitants d'évaluer avec prudence leurs charges futures de démantèlement, de les provisionner et de constituer des actifs dédiés à leur couverture afin d'assurer leur financement le moment venu. Tel qu'évalué par les trois exploitants, le montant total des charges futures de démantèlement s'élevait à 46,4 Md€₂₀₁₈ fin 2018. Le calendrier prévisionnel de décaissement sur lequel se fondent les exploitants s'étale sur près d'un siècle mais près de 80 % de ces charges seraient acquittées d'ici 2050.

La prudence des évaluations actuelles mériterait d'être renforcée, en particulier à travers une meilleure prise en compte des incertitudes et des aléas attachés aux estimations de coûts prévisionnels. Pour ce qui concerne le parc en fonctionnement d'EDF, les gains escomptés de la standardisation de ce parc devraient être davantage justifiés. S'agissant d'Orano, certaines catégories de risques, néanmoins identifiées, ne sont pas complètement intégrées aux évaluations de charges, dans l'attente d'une caractérisation plus précise. Enfin, si le CEA affiche les taux de marges pour risques les plus prudents, ces marges ne sont pour l'essentiel pas intégrées dans la programmation budgétaire de moyen-long terme.

Par ailleurs, EDF et Orano excluent aujourd'hui de leurs évaluations certaines dépenses. C'est notamment le cas de certaines charges de post-exploitation ainsi que de certaines dépenses dites « de période » (impôts, taxes et primes d'assurance). Or, dans la mesure où ces charges sont inéluctables à partir de l'arrêt définitif des installations, qu'elles sont liées aux démantèlements et qu'elles ne peuvent pas être financées, le moment venu, par des recettes de ces mêmes installations, la sécurisation de leur financement justifierait leur prise en compte au sein des charges à provisionner au titre de la loi du 28 juin 2006.

Cette prise en compte pourrait procéder d'une simple modification de l'arrêté du 23 mars 2007 précisant le périmètre des charges à provisionner. Elle représenterait toutes choses égales par ailleurs un accroissement significatif des provisions nucléaires d'EDF et d'Orano, soit respectivement +7 Md€ (+18 %) et +1 Md€ (+13 %). Ces impacts pourraient justifier une intégration progressive au sein des provisions et, en tant que de besoin, l'instauration d'un délai transitoire pour leur couverture complète par des actifs dédiés.

Le provisionnement des charges futures ne repose pas toujours sur les calendriers de démantèlement les plus réalistes.

Les charges futures donnent lieu à la constitution de provisions, reflétant le coût actualisé de ces charges dont le décaissement s'étalera sur plusieurs dizaines d'années. C'est pourquoi au 31 décembre 2018, les exploitants ont inscrit à ce titre des provisions atteignant un total de 28,3 Md€, qui correspondent au 46,4 Md€₂₀₁₈ de charges. Le montant de ces provisions est très sensible, d'une part, à la chronique prévisionnelle des décaissements et, d'autre part, au taux d'actualisation appliqué à ces décaissements. La période récente a notamment été marquée par d'importants reports de calendrier sur les opérations de démantèlement des différents exploitants, ce qui a entraîné une réduction significative des provisions, à hauteur de près de 3 Md€. Elle a aussi été marquée par des baisses du taux d'actualisation qui ont, à l'inverse, accru ces mêmes provisions, pour plus de 2,2 Md€.

Par ailleurs, le calcul des provisions pour démantèlement du parc d'EDF en fonctionnement se fonde encore sur un calendrier d'arrêt de réacteurs plus précoce que celui prévu dans le projet de PPE et dans le scénario industriel d'EDF. L'alignement sur ces derniers conduirait instantanément à réduire de plus de 2,5 Md€ les provisions comptables d'EDF. Une telle opération ne devrait pas être envisagée sans avoir au préalable revu le degré de prudence et d'exhaustivité des charges brutes évaluées par l'exploitant.

Le dispositif de sécurisation du financement des charges de démantèlement appelle à minima certains ajustements et appréhende insuffisamment la capacité des actifs dédiés à couvrir les charges futures.

Les discussions en cours entre exploitants et autorités administratives sur les modalités d'encadrement du taux d'actualisation s'orientent vers une modification du mode de détermination du plafond réglementaire. Il convient à cette occasion d'encadrer à l'avenir le taux d'actualisation réel (après déduction de l'inflation) et non plus un taux nominal.

Par ailleurs, la formulation actuelle du critère de sécurisation du financement des charges futures compare la valeur instantanée des actifs dédiés avec le niveau des provisions comptables. Or, la valeur instantanée des actifs est très volatile. De plus, les provisions sont calculées par application d'un taux d'actualisation relevant de normes comptables, dont le calcul est sans lien avec le taux de rendement estimé des actifs. Pourtant ce dernier taux détermine la capacité des actifs dédiés à financer les charges futures. Des critères alternatifs de sécurisation mériteraient donc d'être étudiés, afin de mettre directement en regard la valeur future des actifs et les flux futurs de charges.

La Cour rappelle que le dispositif de sécurisation du financement des charges futures doit garantir l'affectation exclusive de ces actifs à leur objet, quelles que soient les évolutions éventuelles de la forme juridique des opérateurs ou les mutations de leurs activités.

Recommandations

Concernant les arrêts de réacteurs électronucléaires :

1. Préciser, par voie d'avenant, les modalités d'application du protocole de Fessenheim afin d'en limiter les risques pour l'État (DGEC, DB, 2020).
2. Verser dès 2020 l'intégralité de l'indemnité initiale à EDF au titre du protocole de Fessenheim afin d'éviter de supporter le surcoût d'un versement différé (DGEC, DB, 2020).
3. Afin de mieux anticiper les évolutions du mix électrique, porter à 15 ans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et renforcer le volet correspondant de la stratégie nationale bas carbone à horizon 2050 (DGEC, 2020).

Concernant le pilotage des opérations de démantèlements :

4. Établir les indicateurs de réalisation et de performance de l'action 15 du programme 190 de la mission *Recherche et enseignement supérieur* relative aux projets d'assainissement et démantèlement du CEA (DGEC, DB, 2020).
5. Prendre davantage en compte, pour chaque réacteur UNGG, l'obligation de démantèlement dans des délais « *aussi courts que possible* », comme prescrit par l'article L. 593-25 du code de l'environnement (ASN, DGPR, 2020).
6. Simplifier la préparation et le contenu des décrets de démantèlement (DGPR, 2020).
7. Prévoir dans le plan national de gestion des matières et déchets radioactifs (PNGMDR) un volet relatif à l'examen des stratégies de démantèlement des exploitants (MTES, 2021).

Concernant l'évaluation et le provisionnement des charges de démantèlement :

8. Obtenir des exploitants une meilleure prise en compte des incertitudes et aléas dans les évaluations de charges futures et dans leur financement (DGEC, 2020).
9. Intégrer progressivement aux catégories de charges de long terme mentionnées dans l'arrêté du 21 mars 2007 les coûts de toutes les opérations de préparation au démantèlement, les dépenses de post-exploitation et le coût des impôts, taxes et primes d'assurance directement imputables aux sites en démantèlement (DGEC, 2020).
10. Faire porter l'encadrement réglementaire du taux d'actualisation utilisé pour le calcul des provisions des exploitants nucléaires sur le taux réel plutôt que sur le taux nominal (DGEC, DG Trésor, 2020).

Introduction

Les installations nécessaires à la production électronucléaire

En 2018, près de 72 % de l'électricité totale produite en France était d'origine nucléaire². Cette production est assurée par les 58 réacteurs électronucléaires civils français³ en fonctionnement. D'une puissance de 900, 1 300 ou 1 450 MW, ils ont été démarrés entre 1977 et 1999, sont tous exploités par EDF et sont répartis sur tout le territoire. Ces réacteurs à eau pressurisée (REP), également appelés réacteurs de « deuxième génération » peuvent être classés selon quatre paliers principaux, en fonction de leur puissance⁴ et de leurs caractéristiques techniques. En outre, un réacteur de « troisième génération », dit EPR⁵, d'une puissance de 1 650 MW, est actuellement en construction sur le site de Flamanville. Ces générations font suite à la « première génération » de réacteurs aujourd'hui arrêtés, qui regroupe les premiers réacteurs (de moindre puissance) développés en France par le CEA et EDF.

Cette production repose sur un cycle dit « fermé »⁶ du combustible nucléaire, qui est retraité et pour partie recyclé. La gestion du combustible nucléaire français nécessite ainsi deux types d'installations en sus des réacteurs, principalement exploités par Orano (anciennement Areva) : celles pour fabriquer le combustible à base d'uranium naturel, ainsi que celles de l'aval du cycle permettant de le retraiter et le recycler⁷.

Ces différentes installations sont des installations nucléaires de base (INB) ou des installations individuelles (II) situées dans le périmètre d'une installation nucléaire de base secrète (INBS).

Les différents périmètres d'installations nucléaires

Une INB est une installation qui, par sa nature ou en raison de la quantité ou de l'activité des substances radioactives qu'elle contient, est soumise à un régime spécifique de contrôle défini par le code de l'environnement (titre IX de son livre V). Relèvent du régime des INB : les installations en construction (dès lors qu'elles ont fait l'objet d'un décret d'autorisation de création), les installations en fonctionnement et les installations à l'arrêt et en cours de démantèlement (jusqu'à leur déclassement par l'ASN).

Les installations nucléaires de base secrètes (INBS) sont des périmètres dans lesquels se situent des installations individuelles dont les activités appellent une protection particulière au titre de la défense nationale.

² RTE, *Bilan électrique 2018*.

³ Sauf mention expresse, le terme « réacteurs nucléaires » renvoie dans ce rapport aux réacteurs nucléaires civils.

⁴ Quatre réacteurs de 1 450 MW (palier N4), 20 réacteurs de 1 300 MW (paliers P4 et P4') et 34 réacteurs de 900 MW (paliers CP0, CP1, CP2).

⁵ *Evolutionary power reactor*.

⁶ Cf. Cour des comptes, *L'aval du cycle du combustible nucléaire*, Rapport public thématique, juillet 2019, p. 26-31.

⁷ L'aval du cycle du combustible nucléaire comprend toutes les opérations de gestion des combustibles usés qui suivent leur irradiation en réacteur, depuis leur retraitement, leur réutilisation partielle jusqu'au stockage des diverses substances radioactives produites.

Un certain nombre d'INB sont déjà à l'arrêt définitif. C'est le cas des réacteurs de première génération par exemple. Ces décisions d'arrêt définitif (ou installations individuelles d'INBS) ont jusqu'à présent été du ressort des exploitants⁸.

La réglementation de l'arrêt et du démantèlement des installations

Il n'existe pas, en France, d'encadrement législatif ou réglementaire de la durée de fonctionnement des installations nucléaires de base. En revanche les installations nucléaires sont soumises à un réexamen périodique tous les 10 ans, au titre des articles L. 593-18 et L. 593-19 du code de l'environnement. Ce réexamen se conclut par la remise d'un rapport de réexamen à l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) par l'exploitant. Pour ses réacteurs nucléaires, EDF combine, dans une logique d'optimisation industrielle, ce réexamen périodique avec d'autres exigences techniques⁹ ainsi qu'avec la réalisation d'investissements de maintenance, ce qui donne lieu à un arrêt prolongé des réacteurs, appelé « visite décennale » (VD). La mise à l'arrêt définitif d'un réacteur nucléaire résulte donc soit d'une décision économique de l'exploitant, le cas échéant influencée par le montant des investissements de sûreté qui seraient nécessaires pour permettre la poursuite du fonctionnement de l'installation, soit en application de l'article L. 593-23 du code de l'environnement d'un décret en conseil d'État¹⁰. Les arrêts définitifs des réacteurs du parc électronucléaire en production s'insèrent toutefois désormais dans le cadre législatif issu de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015, qui contient plusieurs dispositions concernant la production électronucléaire française (cf. *infra*).

À l'issue de l'arrêt définitif des installations nucléaires de base, leur démantèlement est mis en œuvre par l'exploitant. Le démantèlement consiste à atteindre un état final prédéfini où les substances dangereuses et radioactives ont été évacuées de l'installation. Les activités de démantèlement peuvent comprendre, par exemple, des opérations de démontage d'équipements, d'assainissement des locaux et des sols, de destruction de structures de génie civil, de traitement, de conditionnement, d'évacuation et d'élimination de déchets, radioactifs ou non. La phase de démantèlement succède donc à la phase de fonctionnement et se termine par le déclassement de l'installation, qui consiste à supprimer celle-ci de la liste des INB (ou des installations individuelles d'INBS).

Les conditions de l'arrêt définitif et du démantèlement des installations sont encadrées par des dispositions du code de l'environnement, qui ont été modifiées par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Tout arrêt définitif doit ainsi faire l'objet d'une déclaration préalable au ministre chargé de la sûreté nucléaire au titre de l'article L. 593-26 du code de l'environnement. L'article L. 593-25 du même code pose quant à lui le principe, après l'arrêt définitif, d'un démantèlement « *dans un délai aussi court que possible, dans des conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés à l'article L. 1333-2 du code de la santé publique et au II de l'article L.110-1 du présent code* ».

Cette phase ultime de la vie des INB se déroule, comme pour la phase de fonctionnement, sous le contrôle de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) ou du délégué à la sûreté nucléaire et à la radioprotection pour les installations et activités intéressant la défense nationale (DSND)¹¹. Le démantèlement est prescrit par un décret pris après procédure d'enquête publique et avis de

⁸ À l'exception de l'arrêt du réacteur Superphénix, voir chapitre I.

⁹ Telles que les épreuves hydrauliques du circuit primaire.

¹⁰ Cette décision peut survenir à tout moment et pas seulement à l'occasion des visites décennales.

¹¹ Pour les installations nucléaires de base secrètes (INBS).

l'ASN. Ce décret porte en premier lieu sur les considérations de sûreté des opérations de démantèlement, les étapes de démantèlement et leur durée. Il décrit également les opérations prévues par le démantèlement.

Les contraintes de réalisation des opérations de démantèlement

Les opérations d'assainissement et de démantèlement génèrent d'importants volumes de déchets. La gestion de ces déchets est encadrée par trois lois datant de 1991, 2006 et 2016¹². Elle s'inscrit dans le cadre du plan national de gestion des matières et déchets radioactifs (PNGMDR), qui a été instauré par la loi du 28 juin 2006. Ce plan dresse tous les trois ans le bilan des modes de gestion existants et prévisionnels des substances radioactives et analyse les capacités et les besoins prévisibles d'installations d'entreposage ou de stockage.

Ces opérations nécessitent des moyens financiers importants. L'évaluation et le financement des coûts des démantèlements des INB par leur exploitant font aussi l'objet d'obligations législatives et réglementaires. Ainsi, la loi du 28 juin 2006 sur la gestion durable des matières et des déchets radioactifs a posé, dans son article 20 codifié aux articles L. 594-1 et suivants du code de l'environnement, les bases d'un contrôle du financement des charges de long terme des exploitants nucléaires. La loi exige que les exploitants nucléaires « *évaluent, de manière prudente, les charges de démantèlement de leurs installations* » et qu'ils « *constituent, les provisions correspondant à [ces] charges [...] et affectent, à titre exclusif, à la couverture de ces provisions les actifs nécessaires* ».

Tel qu'évalué par les trois exploitants, le montant total des charges futures de démantèlement s'élevait à 46,4 Md€₂₀₁₈ en valeur brute fin 2018. Le calendrier prévisionnel de décaissement sur lequel se fondent les exploitants¹³ s'étale sur près d'un siècle mais 80 % environ de ces charges sont à décaisser d'ici 2050. Selon ce calendrier, les pics annuels de charges, d'un montant annuel de près d'1,5 Md€₂₀₁₈, interviendraient entre 2030 et 2045, cette période concentrant près de la moitié des charges futures.

Un cadre institutionnel du démantèlement très différent selon les États

En Allemagne, la responsabilité du démantèlement incombe comme en France à l'exploitant. Toutefois celui-ci n'est pas responsable de l'entreposage et du stockage des combustibles usés et déchets radioactifs. Depuis l'adoption des dispositions législatives sur le financement de la sortie du nucléaire en juin 2017 et la création du fonds public pour la gestion des déchets¹⁴, l'État fédéral prend intégralement en charge le financement de la gestion des

¹² La loi n° 91-1381 du 30 décembre 1991 relative aux recherches sur la gestion des déchets radioactifs, dite « loi Bataille » ; la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs ; la loi n° 2016-1015 du 25 juillet 2016 précisant les modalités de création d'une installation de stockage réversible en couche géologique profonde des déchets radioactifs de haute et moyenne activité à vie longue.

¹³ Celui-ci repose notamment sur l'hypothèse d'un arrêt des réacteurs 1 300 MW et 1 450 MW à leur quatrième visite décennale (conformément à la durée d'amortissement actuelle de ces réacteurs). Cette hypothèse pourrait être amenée à évoluer (cf. chapitres I et III).

¹⁴ Ce fonds a été notamment créé pour faire face au risque de faillite des opérateurs, dans un contexte de sortie de l'Allemagne du recours à l'énergie nucléaire.

déchets nucléaires. Les exploitants ont ainsi versé le montant de leurs provisions constituées à ces fins à l'État fédéral¹⁵, en échange de la prise en charge de ces matières et déchets.

Au Royaume-Uni, la mise en œuvre du démantèlement relève de la responsabilité de la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA). Après l'arrêt définitif d'une installation, cette dernière peut devenir la propriété de la NDA qui procède ensuite au démantèlement par le biais de la sous-traitance. C'est le cas des sites nucléaires historiques du Royaume Uni (17 sites au total), comme les réacteurs de type « graphite-gaz » britanniques (les réacteurs « Magnox »), ou le site de l'usine de retraitement des combustibles nucléaires de Sellafield. Toutefois le démantèlement de réacteurs plus récents peut être mis en œuvre par l'exploitant lui-même. Les réacteurs AGR¹⁶ de la filiale d'EDF, EDF-Energy, sont dans cette situation. L'exploitant contribue alors à un fonds de démantèlement externe, le *Nuclear Liabilities Fund*, qui finance ensuite la mise en œuvre du démantèlement, sous contrôle de la NDA.

Aux États-Unis, les exploitants constituent des fonds « externes » (au contraire des provisions et actifs dédiés des exploitants français qui figurent à leurs bilans financiers) pour faire face à leurs obligations de démantèlement. La mise en œuvre du démantèlement elle-même est ensuite réalisée sous la supervision de la *Nuclear Regulatory Commission* (NRC). Les combustibles usés (incluant la responsabilité et la propriété de ceux-ci) sont toutefois pris en charge par l'État fédéral (*Department of Energy*). Pour les réacteurs de puissance actuellement en démantèlement, des changements d'exploitant nucléaire, des électriciens vers des entreprises spécialisées, sont observés de plus en plus fréquemment. Ces changements interviennent après l'arrêt définitif du réacteur et sont conditionnés à un accord de la NRC. Les entreprises spécialisées prennent en charge le démantèlement du réacteur et la gestion des déchets correspondants, ainsi que la construction puis la mise en service de l'installation d'entreposage vers laquelle le combustible usé est transféré.

L'objet du rapport

La Cour des comptes s'est déjà intéressée à plusieurs reprises à la question du démantèlement des installations nucléaires et aux politiques publiques associées. En 2005, à l'occasion de la remise au Président de la République d'un rapport relatif au démantèlement des installations nucléaires et à la gestion des déchets radioactifs, elle recommandait notamment que « *les exploitants s'engagent sur des scénarios de démantèlement et de gestion des déchets et que ceux-ci ne soient pas modifiés en fonction des contingences du moment, car tout report se manifeste par une diminution de la provision actualisée* ». En 2012, dans un rapport sur les coûts de la filière électronucléaire, dont les principales données ont été actualisées en 2014, elle soulignait que les dépenses futures au titre des charges brutes de démantèlement faisaient craindre des surcoûts pour les opérations à venir et recommandait de changer de méthodologie d'évaluation de ces charges. Le présent rapport effectue un bilan des évolutions intervenues depuis. En 2019, le rapport public thématique sur l'aval du cycle du combustible nucléaire a pris en compte dans ses analyses les inventaires prévisionnels des déchets issus des opérations de démantèlement à « terminaison du parc » et a souligné les fortes incertitudes associées à ces estimations.

¹⁵ Les énergéticiens ont payé leur contribution au fond public le 1^{er} juillet 2017 comme prévu par la loi. En contrepartie de l'extinction de leur responsabilité, les énergéticiens ont renoncé à la possibilité de se pourvoir en justice.

¹⁶ Réacteurs avancés refroidis au gaz, inspirés des réacteurs Magnox.

Le présent rapport a été établi en réponse à une demande du 11 décembre 2018 de la commission des finances du Sénat. Ses axes de contrôle ont été précisés par courrier du Premier président de la Cour des comptes le 17 mai 2019 (cf. annexe n° 1). Il porte à la fois sur l'arrêt et sur le démantèlement des installations nucléaires civiles¹⁷. Il intervient dans un contexte marqué par une actualité chargée : fermeture confirmée des deux réacteurs de la centrale de Fessenheim les 22 février et 30 juin 2020, signature du protocole d'indemnisation pour la fermeture de Fessenheim le 27 septembre 2019, promulgation de la loi relative à l'énergie et au climat et adoption prochaine de la nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie.

Il s'attache aux enjeux, difficultés et coûts à venir des opérations d'arrêt et de démantèlement des installations nucléaires. Il ne traite toutefois ni de la structuration de la filière de démantèlement française, ni du potentiel de développement d'activités nouvelles pour les acteurs de la filière, ni des opportunités de marché à l'export. En effet, ces sujets ont fait l'objet d'une mission conjointe du conseil général de l'environnement et du développement durable ainsi que du conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies, qui s'est déroulée concomitamment à l'élaboration du présent rapport, et dont les conclusions doivent être prochainement remises. Cette question est toutefois de première importance, dans la mesure où les besoins industriels de la filière, notamment en termes de compétences, devront croître si de nombreux réacteurs sont arrêtés dans les années à venir en France et à l'étranger.

Le rapport est composé de trois chapitres.

- Il traite tout d'abord du contexte décisionnel et des conséquences financières de l'arrêt des réacteurs électronucléaires. Il s'intéresse dans ce cadre plus particulièrement au premier cas de fermeture de réacteurs de production électronucléaire français de « seconde génération », celui de la centrale de Fessenheim, puis aux enjeux liés à la chronique d'arrêt des réacteurs français (chapitre I).
- Il analyse ensuite les contextes, contraintes et ambitions dans lesquels s'inscrivent les premières opérations de démantèlement en cours et l'élaboration par les exploitants de leurs stratégies globales. Il dresse un bilan de l'avancement de ces opérations, ainsi que de leurs évolutions en termes de coûts et de calendrier (chapitre II).
- Enfin il s'intéresse à la manière dont les charges futures de démantèlement sont évaluées et provisionnées. Il analyse les principales hypothèses retenues, notamment les méthodes d'estimation des charges brutes et la cohérence des calendriers avec les perspectives d'arrêt des installations. Il examine la pertinence des modalités de suivi du niveau de sécurisation du financement futur de ces charges (chapitre III).

¹⁷ Les installations du CEA dont le démantèlement est financé par le programme 190 de la mission *Recherche et enseignement supérieur*, telles que les installations du site de Marcoule qui ont été préfiguratrices des installations de La Hague, sont cependant incluses dans le périmètre du rapport, même si elles relèvent de l'autorité du ministre de la défense en tant que chargé de la sûreté nucléaire de ces installations.

Chapitre I

L'arrêt des installations nucléaires : la nécessité de mieux anticiper les décisions pour la deuxième génération de réacteurs

Toutes les installations nucléaires ont vocation à être arrêtées un jour, par obsolescence des équipements, caducité de leur fonction, absence de rentabilité, etc. En France, sur les 126 installations nucléaires de base (INB) déclarées au 31 décembre 2018, 90 étaient en fonctionnement et 36 étaient définitivement arrêtées et en cours de démantèlement (cf. carte n° 1). En outre, 33 INB ont déjà été complètement démantelées et sont aujourd'hui déclassées. On compte également quatre installations nucléaires de base secrète (INBS) sur lesquelles une trentaine d'installations individuelles (ateliers, usines, etc.) sont arrêtées et en cours de démantèlement, notamment l'INBS de Marcoule ou celle de Pierrelatte.

La question des arrêts des réacteurs de production électronucléaire revêt un enjeu particulier. En effet, dans le monde, de nombreux réacteurs ont été mis en service à la fin du siècle dernier, entre 1970 et 1990. Il est aujourd'hui envisagé d'arrêter une partie de ces réacteurs, pour des raisons de politique énergétique (sortie du nucléaire) ou de fin de vie des installations¹⁸. Les arrêts de réacteurs vont donc se multiplier dans les décennies à venir.

Ce premier chapitre présente tout d'abord l'historique du développement des installations nucléaires françaises et de l'arrêt des installations de première génération et met en exergue les spécificités de cette première génération par rapport à la deuxième. Il traite ensuite de la fermeture de la centrale de Fessenheim, dans l'objectif d'éclairer les perspectives futures d'arrêts des réacteurs électronucléaires français de deuxième génération en fonctionnement. Il aborde enfin la trajectoire de fermeture proposée pour les réacteurs, les enjeux associés à son élaboration et les outils permettant de la piloter.

¹⁸ L'IRSN a ainsi récemment (IRSN, *Enjeux du démantèlement des réacteurs à eau sous pression*, rapport n° 2018-00016) dénombré, au 31 décembre 2017, 614 réacteurs de production d'électricité mis en service à travers le monde, dont 342 réacteurs à eau sous pression (REP) et 115 réacteurs à eau bouillante (REB). Parmi les 457 réacteurs de types REP et REB, 90 réacteurs sont définitivement arrêtés, en cours de démantèlement ou démantelés.

I - Des installations nucléaires de première génération à l'arrêt définitif depuis plus de 15 ans

A - Des installations disparates et toutes arrêtées

1 - Une première génération dont les technologies de réacteurs sont aujourd'hui abandonnées

Le développement de la filière électronucléaire française a fait suite au développement du programme nucléaire de défense démarré dans les années 1950. Il a été engagé par le Commissariat à l'énergie atomique (CEA) et mis en œuvre à plus grande échelle par EDF et Cogema (devenue Areva SA, puis Orano Cycle). Plusieurs technologies de réacteurs ont été ainsi mises au point par le CEA.

Le CEA et EDF développent tout d'abord la filière des réacteurs à l'uranium naturel « graphite-gaz », dits UNGG, à l'instar d'autres pays : on recense en effet une soixantaine de réacteurs de technologie « graphite-gaz », répartis dans une dizaine de pays¹⁹. Neuf réacteurs de ce type ont ainsi été construits et mis en service en France entre 1956 et 1972, dont trois ont été exploités par le CEA (G1²⁰, G2 et G3, principalement dédiés aux besoins de la défense nationale) et six par EDF (Bugey 1 ; Saint Laurent A1 et A2 ; Chinon A1, A2 et A3). Les technologies et la conception des UNGG ont évolué au cours de leurs constructions, si bien qu'aucun réacteur n'est identique à un autre.

Tous ces réacteurs sont dits de première génération. La filière a été abandonnée en 1969 au profit de celle des réacteurs à eau pressurisée (REP), sous licence américaine « Westinghouse », dit réacteurs de deuxième génération, qui présentent des dimensions de cœur, de surfaces d'échange et de volumes de béton beaucoup moins importants. Les neuf réacteurs UNGG ont ainsi été arrêtés entre 1968 et 1994.

Parallèlement se sont développées les installations nécessaires au fonctionnement du cycle du combustible tel qu'il est pratiqué en France (de traitement des combustibles usés dans un premier temps, puis d'usines d'enrichissement de l'uranium, etc.) – ce cycle a été décrit dans le rapport de la Cour des comptes sur l'aval du cycle du combustible nucléaire²¹. L'arrêt de cette première génération de réacteurs est ainsi assorti de l'arrêt de la première génération d'installations du cycle.

¹⁹ La technologie « graphite-gaz » utilise du combustible à l'uranium ; le fluide caloporteur est un gaz et le modérateur à neutrons est le graphite. Parmi les réacteurs de ce type, figurent 14 AGR (*Advanced Gas Reactor*) encore en exploitation en Grande-Bretagne (dates d'arrêts actuellement prévues entre 2022 et 2030) tandis que tous les autres réacteurs sont définitivement arrêtés. Seuls les réacteurs de Fort-Saint-Vrain (FSV) aux États-Unis et WAGR (*Windscale Advanced Gas-cooled Reactor*) en Angleterre ont été démantelés à ce jour.

²⁰ G1, de faible puissance (2 MW) était destiné aux besoins de la défense nationale, car il produisait du plutonium.

²¹ Cour des comptes, *L'aval du cycle du combustible nucléaire*, rapport public thématique, La Documentation française, juillet 2019, disponible sur www.ccomptes.fr.

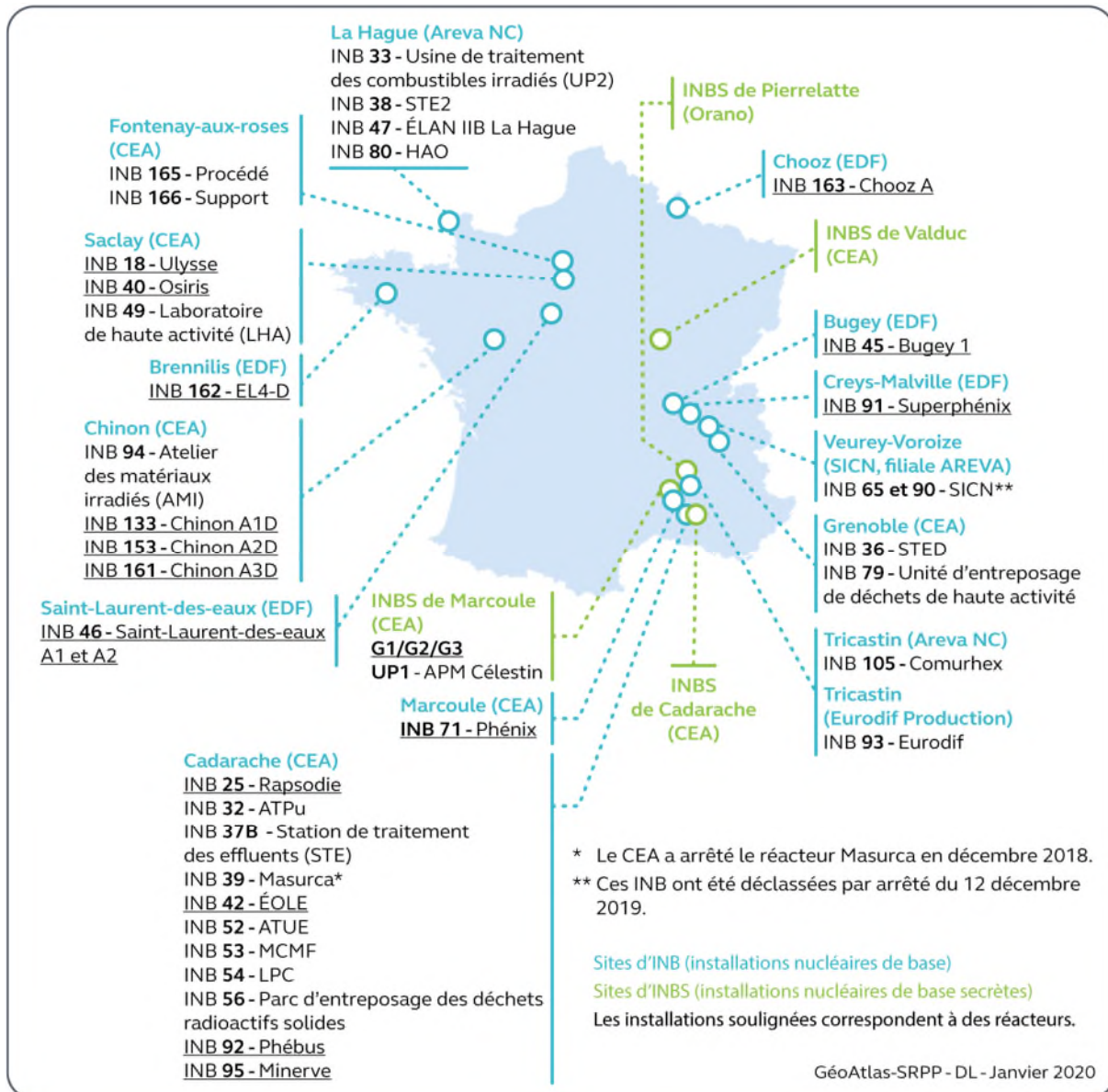
Parmi les installations du cycle arrêtées figurent notamment les installations du CEA situées dans l'INBS de Marcoule : l'usine d'extraction du plutonium UP1 spécialisée dans le traitement du combustible usé, qui est entrée en service en 1958 et a été définitivement arrêtée en 1997, et l'atelier pilote de Marcoule (APM) de traitement de combustibles usés, qui a été exploité de 1962 à 1997. Plusieurs installations d'Orano (anciennement Areva) sont également concernées : l'usine UP2-400 (INB n° 33) sur le site de La Hague – qui assurait initialement le traitement de combustibles irradiés de la filière UNGG –, l'usine Georges Besse 1 (INB n° 93, Eurodif) sur le site du Tricastin – qui assurait l'enrichissement de l'uranium par diffusion gazeuse –, ainsi que plusieurs installations individuelles de l'INBS de Pierrelatte (installations de chimie de l'uranium, usine de diffusion gazeuse, etc.).

Les acteurs français ont également exploré la filière des réacteurs à neutrons rapides (RNR)²². Le réacteur de recherche Rapsodie, développé par le CEA, a été le premier réacteur à neutrons rapides développé en France. Refroidi au sodium²³, il a été exploité de 1967 à 1978. Le prototype industriel Phénix a ensuite été développé par le CEA (et EDF) : situé à Marcoule, il a été exploité de 1974 à 2009. La centrale de Creys-Malville, implantée en Isère, abrite quant à elle le réacteur Superphénix (INB n° 91 dont la mise en service du réacteur a eu lieu en 1985 et son arrêt définitif en 1997 (voir *infra*).

²² Le fonctionnement des RNR est différent de celui des réacteurs à neutrons lents actuellement en fonctionnement. Alors que tous les actinides (uranium, plutonium, etc.) sont fissiles aux neutrons rapides, seuls certains d'entre eux le sont aux neutrons lents. Les RNR peuvent donc « consommer » certaines substances que les autres réacteurs ne peuvent pas utiliser et qui constituent alors des déchets très radioactifs.

²³ 19 réacteurs rapides au sodium ont fonctionné ou fonctionnent dans le monde, dont 13 sont en démantèlement aujourd'hui.

Carte n° 1 : installations définitivement arrêtées ou en cours de démantèlement au 31 décembre 2018



Note : les installations soulignées correspondent à des réacteurs.

Source : ASN - Chapitre 13 du rapport sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France en 2018 et Cour des comptes

Le développement de la deuxième génération de réacteurs nucléaires assurant la production électronucléaire française, les réacteurs à eau pressurisée (REP), a été précédée par la construction d'un modèle réduit des centrales actuelles d'une puissance de 305 MW : la centrale de Chooz-A (INB n°163) située dans les Ardennes. Celle-ci a été exploitée de 1967 à 1991 et présente la particularité d'avoir son réacteur et ses auxiliaires nucléaires (pompes, échangeurs, circuits de refroidissement, etc.) installés dans deux cavernes rocheuses, creusées à flanc de colline.

2 - Un nombre inégal d'installations arrêtées et en démantèlement pour chaque exploitant

Le CEA est responsable de 19 INB définitivement arrêtées et en démantèlement auxquelles s'ajoutent une trentaine d'installations individuelles situées dans 4 INBS. Ce nombre est en augmentation constante depuis quelques années et celle-ci va se poursuivre dans les prochaines années. La liste des installations arrêtées et en cours de démantèlement du CEA figure à l'annexe n° 4.

Orano exploite huit INB en phase de démantèlement ou qui font l'objet d'opérations préalables à leur démantèlement et assure le démantèlement, pour le compte du CEA, d'une installation individuelle située dans une INBS.

EDF est principalement responsable du démantèlement de ses six réacteurs UNGG, ainsi que des centrales de Creys-Malville (Superphénix) et de Chooz-A. Le démantèlement de la centrale de Brennilis est également assuré aujourd'hui par EDF, du fait des accords dits de « swap », qui ont réparti les responsabilités de démantèlement des acteurs de la filière électronucléaire au début des années 2000 (cf. *infra* et annexe n° 8).

B - Des enjeux fondamentalement différents entre les arrêts de réacteurs de première et de deuxième génération

1 - Des démantèlements qui s'étendront sur tout le XXI^{ème} siècle

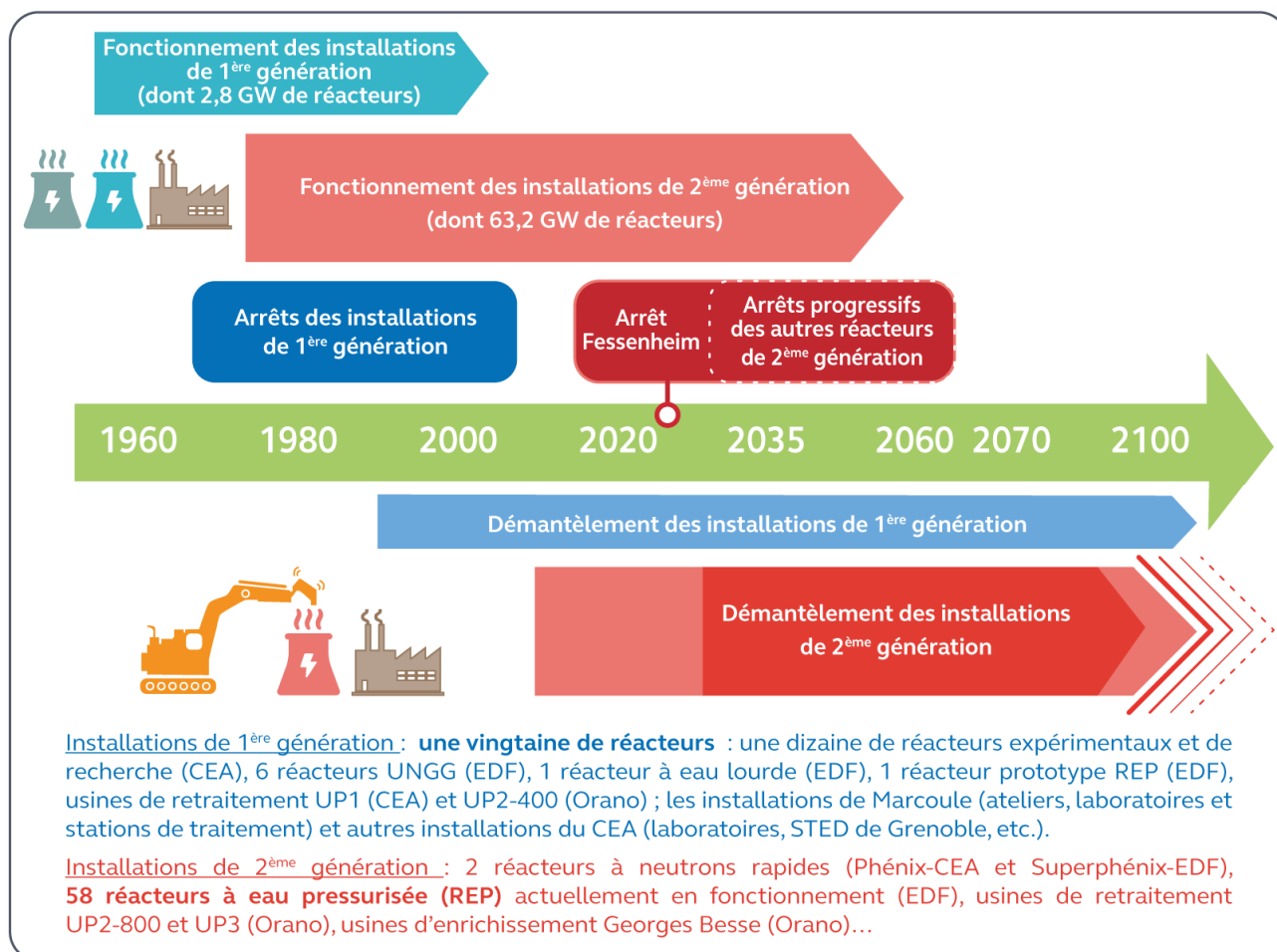
La première génération d'installations nucléaires a été suivie par le développement d'une deuxième génération d'installations. Les 58 réacteurs REP en fonctionnement ont ainsi été raccordés au réseau entre 1977 et 1999, pour une durée prévisionnelle initiale de fonctionnement de 40 ans²⁴. Les usines UP2-800 et UP3 ont été mises en service en parallèle à La Hague, pour satisfaire les besoins de retraitement des combustibles usés de ce nouveau parc (ainsi que des demandes étrangères pour UP3). Les usines Georges Besse 1 puis 2 se sont succédées pour enrichir l'uranium.

Cette deuxième génération d'installations est en cours de fonctionnement. La puissance totale de production électronucléaire de ces réacteurs s'élève à 63,2 GW, soit une puissance beaucoup plus importante que celle de tous les réacteurs de première génération cumulés, qui s'élevait à 2,8 GW.

Le démantèlement des installations de première génération s'étalera sur tout le XXI^e siècle (cf. chapitre II). Le démantèlement des installations de « deuxième génération » n'interviendra qu'à l'issue de leur arrêt, qui n'est pas envisagé, pour les réacteurs en fonctionnement, avant la fin des années 2020, à l'exception de la centrale de Fessenheim (voir *infra*). Le calendrier schématique de ces opérations est représenté dans le schéma n° 1.

²⁴ La durée d'amortissement initiale était de 30 ans et elle a été allongée à 40 ans en 2003. *Source* : Cour des comptes, *Les coûts de la filière électronucléaire*, Rapport public thématique, la Documentation française, Janvier 2012, disponible sur www.ccomptes.fr. Voir *infra* pour la prolongation à 50 ans de la durée de vie des réacteurs 900 MW.

Schéma n° 1 : chronologie du cycle de vie des installations nucléaires



Source : Cour des comptes

2 - Un contexte très différent pour les arrêts de la deuxième génération de réacteurs

Les arrêts de la première génération de réacteurs n'ont en aucun cas représenté un enjeu en termes de perte de production d'électricité. Tous ont été le fait de leur exploitant (en lien avec sa tutelle pour le CEA). L'arrêt des réacteurs de deuxième génération va en revanche concerner un grand nombre d'installations dont la production permet de répondre à la demande en électricité, sur une période relativement courte (cf. chapitre I.III). La chronique de ces arrêts représente un défi pour les prochaines décennies, notamment en termes d'articulation avec la mise en service de nouvelles capacités de production électrique capables de garantir la sécurité d'approvisionnement du pays.

La France est particulièrement concernée par cette problématique, puisque l'âge moyen des réacteurs français en fonctionnement est de 34 ans environ, avec 44 réacteurs sur 58 qui ont plus de 30 ans²⁵. La première fermeture de réacteurs de deuxième génération en France concernera la centrale de Fessenheim. De nombreuses suivront, principalement concentrées sur la décennie 2030-2040.

Les futurs arrêts des installations du parc électronucléaire en production s'insèrent désormais dans le cadre législatif issu de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour une croissance verte (LTECV), qui contient deux dispositions concernant la production électronucléaire française :

- le plafonnement de la puissance installée à 63,2 GW²⁶ soit la puissance en fonctionnement à la date de l'adoption de la loi (codifié à l'article L. 311-5-5 du code de l'énergie) ;
- l'objectif de réduction à 50 % de la part du nucléaire dans la production d'électricité à l'horizon 2025 (codifié à l'article L. 100-4 du code de l'énergie), échéance reportée à 2035 par la loi relative à l'énergie et au climat promulguée le 9 novembre 2019.

Chacune de ces deux dispositions emporte des contraintes de gestion du parc électronucléaire, à court ou moyen terme :

- à court terme, la première a empêché d'envisager la mise en service de l'EPR de Flamanville (*Evolutionary power reactor* de 1 650 MW, en cours de construction) avant la fermeture d'autres réacteurs ;
- à moyen terme, la seconde implique une trajectoire de fermeture des réacteurs qui tient compte du niveau production des autres moyens de production électrique (parcs éoliens, centrales photovoltaïques, cycle combiné au gaz, etc.), et pas seulement de critères propres au parc électronucléaire (âge des réacteurs, rentabilité, etc.).

La LTECV a également introduit une programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). La première édition de la PPE a été adoptée le 28 octobre 2016. Sa révision a été initiée et la nouvelle PPE doit couvrir les périodes 2019-2023 et 2024-2028. Un document de présentation de la PPE a été publié le 25 janvier 2019 et le projet de décret associé, en février 2019. Ces documents ont été actualisés le 20 janvier 2020²⁷. De nombreuses consultations sont en cours avant l'adoption définitive de la PPE.

L'arrêt des 58 réacteurs en fonctionnement s'inscrit ainsi dans un contexte de diversification volontariste des sources de production électrique. Les motivations économiques, industrielles et financières des exploitants ne constitueront donc plus les seules justifications aux décisions d'arrêt, à la différence des arrêts déjà mis en œuvre.

²⁵ *World Nuclear Industry Status Report*, 2019.

²⁶ Sur 132,9 GW installés selon le *Bilan électrique 2018* de RTE.

²⁷ <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/programmations-pluriannuelles-lenergie-ppe>.

II - La fermeture de la centrale de Fessenheim, un processus chaotique et un coût pour l'État

La centrale nucléaire de Fessenheim est la plus ancienne du parc français en exploitation. Elle comporte deux réacteurs de 900 MW. Elle a été construite en partenariat avec des exploitants allemands et suisses²⁸.

Environ 800 salariés d'EDF travaillent directement dans la centrale. L'Insee²⁹ a estimé que les commandes passées par la centrale ont également un effet indirect sur l'emploi local, à hauteur d'environ 500 salariés supplémentaires. S'ajoutent encore à ces chiffres 550 emplois régionaux induits par la consommation des familles de ces salariés directs et indirects. Près de 2 000 emplois dépendent donc de la centrale.

A - Un processus décisionnel mal maîtrisé

1 - Une volonté politique affirmée depuis 2012

Le Président de la République a annoncé, lors de la conférence environnementale le 14 septembre 2012, la fermeture de la centrale de Fessenheim pour fin 2016, mettant ainsi en œuvre une proposition de son programme électoral postérieur à l'accident nucléaire de Fukushima de mars 2011. Le décret n° 2012-1384 du 11 décembre 2012 a institué un délégué interministériel à la fermeture de la centrale nucléaire et à la reconversion du site de Fessenheim³⁰.

Il n'existait cependant alors aucune disposition de nature législative ou réglementaire permettant de contraindre EDF à fermer la centrale. C'est la loi de transition énergétique pour une croissance verte (LTECV) de 2015 qui a créé les conditions d'une telle fermeture, en instaurant un plafond de puissance des réacteurs électronucléaires à 63,2 GW (codifié à l'article L. 311-5-5 du code de l'énergie³¹). La mise en service de l'EPR de Flamanville ne pouvait en effet plus intervenir tant qu'EDF ne fermait pas l'équivalent de la puissance installée à Fessenheim, sans pour autant rendre obligatoire la fermeture de cette centrale en particulier. Or, le décret n° 2007-534 du 10 avril 2007, autorisant la création de l'EPR, prévoyait une mise en service³² de celui-ci dans les 10 ans suivant sa publication, soit une échéance au 10 avril 2017.

²⁸ Pour 17,5 % avec EnBW et pour 15 % avec le consortium des centrales nucléaires en partenariats (CNP – regroupant ALPIQ, AXPO et BKW) : ces partenaires bénéficient des mêmes pourcentages de l'électricité produite, en contrepartie du paiement de la même quote-part des coûts. CNP a cependant mis un terme au contrat qui la liait à EDF, au 31 décembre 2017.

²⁹ Insee Analyses, Alsace, n° 2, juillet 2014, Une inscription territoriale diffuse pour la centrale nucléaire de Fessenheim.

³⁰ Le délégué interministériel était chargé entre autres de négocier un protocole d'accord avec EDF sur les conditions de la fermeture et du démantèlement de Fessenheim.

³¹ L'article L. 311-5-5 dispose que : « L'autorisation mentionnée à l'article L. 311-1 ne peut être délivrée lorsqu'elle aurait pour effet de porter la capacité totale autorisée de production d'électricité d'origine nucléaire au-delà de 63,2 gigawatts. L'autorité administrative, pour apprécier la capacité totale autorisée, prend en compte les abrogations prononcées par décret à la demande du titulaire d'une autorisation, y compris si celle-ci résulte de l'application du second alinéa de l'article L. 311-6. »

³² La date de mise en service a tout d'abord été appréciée comme la date de premier chargement du combustible, puis comme la date de raccordement au réseau de la centrale.

Cette perspective de fermeture de la centrale de Fessenheim a été mise en avant par la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer dans plusieurs courriers adressés à ses homologues allemandes et luxembourgeoises, qui avaient fait part de leur souhait que les centrales de Cattenom et de Fessenheim ne soient pas exploitées au-delà de 40 ans.

Entre-temps, le chantier de l'EPR a pris plusieurs fois du retard et le décret du 23 mars 2017 a allongé à 13 ans le délai pour sa mise en service (soit une échéance au 10 avril 2020). Le Gouvernement a souhaité confirmer la fermeture de la centrale de Fessenheim malgré ce report et a publié le décret n° 2017-508 du 8 avril 2017 portant abrogation de l'autorisation d'exploiter la centrale de Fessenheim. Ce décret conditionnait néanmoins l'abrogation à la mise en service de l'EPR. Il a été annulé par l'arrêt du Conseil d'État du 25 octobre 2018, au motif qu'au titre de l'article L. 311-5-5 de l'énergie, « *l'abrogation d'une autorisation d'exploiter une installation de production d'électricité ne peut intervenir que sur demande de son titulaire* », concluant ainsi à l'incompétence de l'État pour prendre une décision unilatérale de fermeture.

En novembre 2018, le Président de la République a toutefois annoncé la fermeture définitive des deux réacteurs de Fessenheim d'ici l'été 2020. Le sort de la centrale a donc été *de facto* dissocié de la mise en service de l'EPR³³. Le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie pour les périodes 2019-2023 et 2024-2028, publié le 25 janvier 2018 et actualisé le 20 janvier 2020, a confirmé cette échéance (« premier semestre 2020 »).

En juin 2019, EDF a annoncé que l'EPR ne pourrait pas être mis en service avant 2022³⁴. Le 27 septembre 2019, EDF a fait savoir qu'un protocole d'indemnisation pour la fermeture de la centrale avait été signé avec l'État et que les deux réacteurs fermeraient respectivement le 22 février et 30 juin 2020, soit plus de trois ans avant la nouvelle date prévisionnelle de mise en service de l'EPR (désormais prévue pour mi-2023).

2 - Une confusion entretenue des responsabilités

La série des annonces faites par l'État depuis 2012 pouvait laisser croire que la décision de fermer Fessenheim relevait de l'État lui-même³⁵. Or, celui-ci n'a jamais eu les moyens juridiques de faire fermer cette centrale en particulier, y compris dans le cadre de l'application de la LTECV. Tel est du reste le sens de l'arrêt du Conseil d'État du 25 octobre 2018 (voir *supra*), qui a rappelé que seule une décision de l'entreprise peut permettre d'enclencher l'abrogation de l'autorisation d'exploiter.

³³ <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/fessenheim-des-avancees-significatives-lavenir-du-territoire>

³⁴ EDF a d'ailleurs saisi, par courrier du 13 mars 2019, le MTES d'une demande de prolongation de 3 ans du délai de mise en service de l'EPR, portant l'échéance de mise en service au 11 avril 2023.

³⁵ Cet objectif de fermeture a d'ailleurs été reflété dans la première programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) – qui a été instaurée par la LTECV (article L. 141-3 du code de l'énergie, voir chapitre I, II). Le décret n° 2016-1442 du 24 octobre 2016 relatif à la PPE 2016-2018 et 2019-2023 ne se prononce toutefois pas sur la fermeture de la centrale Fessenheim. Le document complet rappelle quant à lui l'objectif de publication du décret d'abrogation de l'autorisation d'exploiter de la centrale de Fessenheim, dès 2016 (donc pendant la première période de la PPE), en application du plafond de capacité instauré par la LTECV. Toutefois ce document a été établi alors que la date de mise en service de l'EPR était imminente. Le document n'a pas envisagé que les deux événements puissent être découplés.

C'est d'ailleurs bien EDF qui a indiqué, dans un courrier d'octobre 2015 adressé à la ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, se préparer à étudier l'unique hypothèse de la fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim pour respecter les dispositions de la LTECV, même si certains administrateurs de l'entreprise ont regretté que cette décision n'ait pas fait l'objet d'analyses techniques, environnementales, économiques et de sûreté pour déterminer s'il s'agissait du choix le plus opportun pour EDF.

L'État n'a pas eu non plus les moyens d'imposer sa décision à travers les instances de gouvernance de l'entreprise. En effet, bien qu'actionnaire détenant 83,7 %³⁶ du capital de l'entreprise, le représentant de l'État au conseil d'administration (Agence pour les participations de l'État) ainsi que les administrateurs proposés par l'État n'ont pas pris part aux décisions relatives à la fermeture de la centrale, en application des dispositions des articles L. 225-38 et suivants du code de commerce et des dispositions du règlement intérieur du conseil relatives aux conflits d'intérêts (cf. annexe n° 2). De ce fait, et alors que l'État ne l'avait pas anticipé, seuls les autres administrateurs ont pu participer aux votes des résolutions du conseil d'administration concernant la centrale de Fessenheim. L'État a donc dû négocier un protocole qui puisse être acceptable pour les administrateurs indépendants d'EDF, ces derniers se devant d'agir dans l'intérêt social de l'entreprise sauf à engager leur responsabilité personnelle.

Par ailleurs, dès lors que la mise en service de l'EPR de Flamanville a été reportée au plus tôt à 2023, l'État ne disposait directement d'aucun moyen de fixer le calendrier précis de fermeture de chacun des deux réacteurs de Fessenheim. Ce calendrier relevait donc d'EDF, moyennant les fortes contraintes techniques et de sûreté qui résultaient de décisions de gestion prises antérieurement, dans le but de répondre à la contrainte résultant du plafond nucléaire fixé par la LTECV. À ce titre, des marges de manœuvre demeuraient, encore en 2019, pour EDF, quant à la possibilité technique d'une prolongation du fonctionnement du réacteur n° 2 jusqu'en 2022. En effet, la centrale de Fessenheim a été dispensée par l'ASN³⁷ de se doter de diesels d'ultime secours, alors que cette obligation devra être effective pour toutes les centrales nucléaires 900 MW en fonctionnement à compter du 31 décembre 2020³⁸ et cette dispense s'étendait formellement jusqu'en 2022 pour le réacteur n° 2.

Les décisions et déclarations relatives à la fermeture de la centrale de Fessenheim illustrent la difficulté pour l'État de concilier son rôle d'actionnaire majoritaire, au sein d'une entreprise publique, et de responsable de la politique énergétique.

Cette situation a engendré une incertitude sur le calendrier effectif de fermeture qui a été mal perçue par les salariés d'EDF (ceux-ci étant déjà défavorables au principe même de fermeture de la centrale³⁹). EDF n'a pas donné de signal clair et assumé sur la date de fermeture de la centrale. L'explication est que tel n'était pas son intérêt financier puisqu'une annonce claire mais unilatérale de sa part aurait fragilisé sa position de négociation vis-à-vis de l'État, alors que l'entreprise entendait bien être indemnisée pour s'être vue contrainte de fermer la centrale.

³⁶ Au 30 juin 2019.

³⁷<https://www.asn.fr/Reglementer/Bulletin-officiel-de-l-ASN/Installations-nucleaires/Decisions-individuelles/Decision-n-2019-DC-0663-de-l-ASN-du-19-fevrier-2019>.

³⁸ <https://www.asn.fr/Informer/Actualites/Diesels-d-ultime-secours>.

³⁹ Le comité central d'entreprise d'EDF s'est déclaré unanimement défavorable à la transmission de la déclaration d'arrêt définitif de la centrale.

Ainsi EDF n'a-t-elle officiellement annoncé la date de fermeture que le 27 septembre 2019⁴⁰, bien que la décision ait été mentionnée auprès du personnel de la centrale à l'automne 2018⁴¹ et que la gestion de la centrale ait été alignée sur cette échéance (plus particulièrement en termes de recharge de combustible). L'entreprise n'a ainsi pas déclaré la mise à l'arrêt définitif de la centrale conformément à l'article L. 593-26 du code de l'environnement qui dispose que cette « *déclaration [...] est souscrite au moins deux ans avant la date d'arrêt prévue, ou dans les meilleurs délais si cet arrêt est effectué avec un préavis plus court pour des raisons que l'exploitant justifie* ».

Cependant, EDF avait déjà informé l'ASN, dans un courrier du 6 juin 2018, que « *le site de Fessenheim [...] sera définitivement à l'arrêt à l'échéance de son quatrième réexamen* ». EDF n'a donc pas réalisé les investissements qui auraient permis de prolonger le fonctionnement de la centrale au-delà des quatrièmes visites décennales (VD4)⁴² de ses deux réacteurs .

L'arrêt du premier réacteur de Fessenheim en 2020, qui résulte des anticipations de l'entreprise (notamment en termes de calendrier de mise en service de l'EPR), était donc inéluctable depuis plusieurs mois, voire années. Il n'existe ainsi pas de raison qui pouvait justifier un préavis plus court que le délai réglementaire de deux ans, autre que la volonté par EDF de conditionner cette déclaration à la signature d'un protocole d'indemnisation (voir *infra*).

3 - Un processus de fermeture finalement subordonné à un protocole d'indemnisation

Parallèlement à ces actes politiques et administratifs, l'État et EDF ont en effet choisi une voie transactionnelle pour tenir compte de la contrainte pesant sur EDF du fait de l'instauration du plafond de capacité nucléaire fixé par la LTECV. Un protocole d'indemnisation a donc été négocié par le délégué interministériel dès juin 2016, dans le cadre des missions qui lui ont été assignées par le décret de 2012 (négociation d'un protocole d'accord avec l'exploitant).

Un premier projet de protocole a été approuvé par le conseil d'administration (CA) d'EDF le 4 avril 2017. Le CA d'EDF a ainsi mandaté son président-directeur général pour adresser, dans les six mois précédant la date de mise en service de l'EPR, la demande d'abrogation de l'autorisation d'exploiter la centrale de Fessenheim, au titre de l'article L. 311-5-5 du code de l'énergie, sous réserve que le protocole ait été signé.

⁴⁰ De plus, EDF n'a pas fourni de réponse formelle à l'ASN qui demandait, dans son courrier CODEP-DCN-2016-007286 du 20 avril 2016 « *de disposer de tous les éléments, et notamment de vos intentions concernant les échéances de mise à l'arrêt des réacteurs actuels* ».

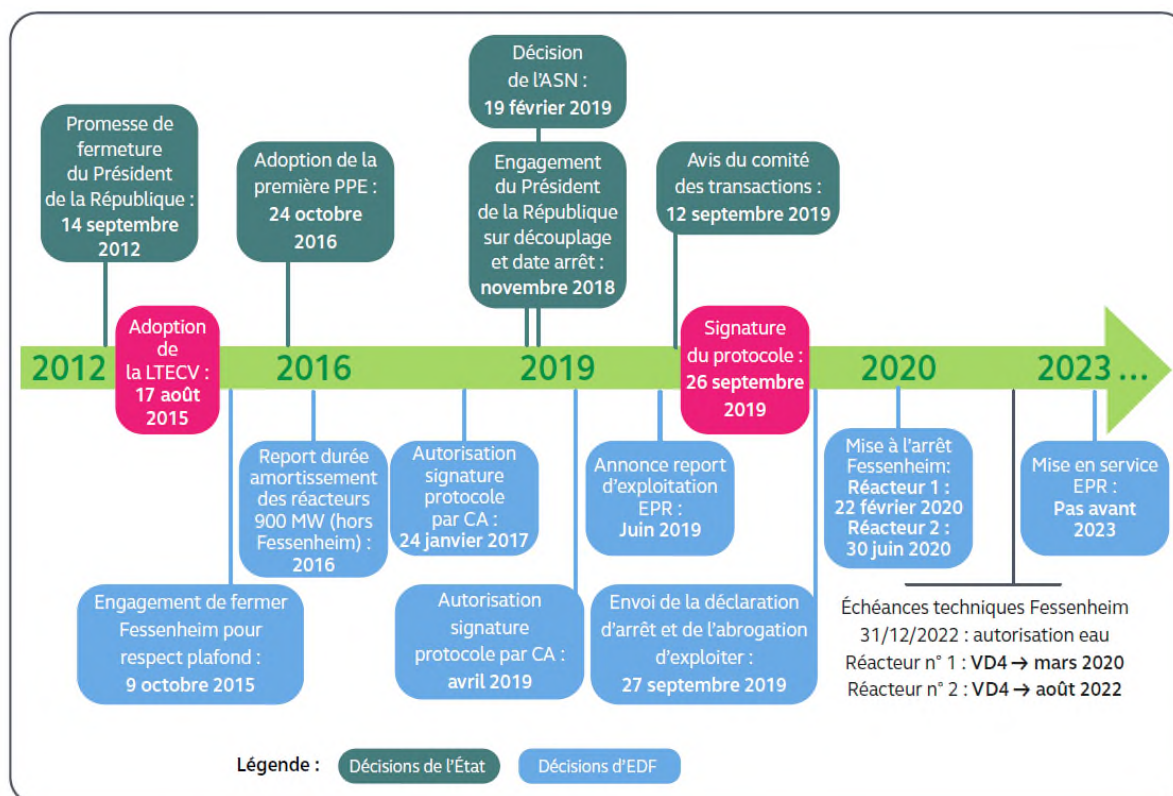
⁴¹ Discours de P. Sasseigne aux salariés de la centrale le 10 novembre 2017 (la date prévisionnelle de fermeture annoncée était alors comprise entre fin 2018 et mi 2019).

⁴² Les visites décennales visent à obtenir de l'ASN une autorisation d'exploitation pour 10 années supplémentaires ; les dates limites de dépôt des rapports de réexamen décennal de la centrale de Fessenheim sont septembre 2020 pour le réacteur n° 1 et août 2022 pour le réacteur n° 2.

Un projet actualisé a été approuvé par le conseil d'administration d'EDF le 4 avril 2019. Un certain nombre de paramètres de ce nouveau projet de protocole ont été modifiés à l'initiative de l'État, dans l'objectif de réduire l'incertitude associée aux montants dus et d'améliorer l'équilibre économique du protocole au bénéfice de l'État.

Le dépôt de la demande d'abrogation d'exploiter la centrale date du 30 septembre 2019 (soit quelques jours après la signature du protocole). EDF a en effet considéré qu'elle ne demanderait formellement la fermeture de la centrale que si elle obtenait des conditions d'indemnisation satisfaisantes. Le principe qui a guidé sa position de négociation était que l'entreprise se mettrait en risque en arrêtant ses moyens de production de sa propre initiative, en l'absence de garantie sur l'issue des négociations sur un protocole d'indemnisation. La chronologie des faits peut ainsi être résumée dans la frise suivante.

Schéma n° 2 : frise chronologique résumant les principales étapes relatives à la fermeture de la centrale de Fessenheim



Source : Cour des comptes

Malgré la causalité indéniable entre la programmation de la fermeture de Fessenheim et la LTECV, cette fermeture ne découle plus directement du respect de la contrainte du plafond de l'article L. 311-5-5. Ce constat était de nature à modifier les termes de la négociation entre EDF et l'État sur l'indemnisation (voir *infra*). En tout état de cause, l'État aurait pu se donner le temps de cette réflexion car la situation à la date de signature du protocole ne présentait aucune urgence. En effet, à cette date, EDF ne pouvait plus compter continuer à exploiter le

réacteur n° 1 au-delà de 2020 et le réacteur n° 2 au-delà de 2022, pour des raisons de sûreté (cf. *supra*), auxquelles il faut ajouter les contraintes associées à la gestion sociale de la fermeture. L'arrêt à courte échéance était devenu inéluctable.

L'État était donc en 2019 en bien meilleure position de négociation qu'en 2016 et un report de cette signature dû à la réouverture des négociations, voire la perspective d'une résolution de la réparation du préjudice par la procédure contentieuse, aurait obligé EDF à révéler ses véritables marges de manœuvre. Cette position de négociation plus favorable n'a pas été exploitée par l'État.

4 - Des conditions de fermeture dégradées

Les multiples rebondissements concernant la date de fermeture de la centrale ont eu plusieurs conséquences.

Ils ont tout d'abord donné lieu à une communication désordonnée. Ceci s'est notamment traduit dans les échanges au sein de la commission locale d'information et de surveillance (CLIS) de la centrale, qui ont souvent déploré l'absence de lisibilité sur la question.

Les circonstances ont également nui aux échanges techniques relatifs aux opérations de mise à l'arrêt et de préparation au démantèlement, notamment avec l'ASN⁴³. L'actualisation du plan de démantèlement de la centrale n'a ainsi pu être remise à l'ASN que le 27 septembre 2019, concomitamment à la signature du protocole. De plus, celle-ci a dû s'appuyer sur le courrier informel d'EDF du 6 juin 2018 (cf. *supra*) annonçant une fermeture avant la VD4 pour fonder ses décisions, sans avoir de confirmation sur l'échéance réelle de fermeture du réacteur n° 2.

Enfin, cette situation accroît le risque de tensions sur la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France, compte tenu des reports successifs de la mise en service de l'EPR. En effet, RTE a analysé différents scénarios dans le cadre du bilan prévisionnel 2018 de l'équilibre offre-demande d'électricité. Ces analyses ont montré que le maintien d'un haut niveau de sécurité d'approvisionnement aurait été facilité notamment par la corrélation de la fin du fonctionnement de Fessenheim avec la mise en service de l'EPR. RTE a ainsi identifié un point de vigilance pour l'hiver 2021-2022 qui implique de reconsidérer les calendriers d'ouverture et de fermeture des autres moyens de production (notamment la fermeture de la centrale à charbon de Cordemais). Le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), prévoyait d'ailleurs, dans sa version de janvier 2019, que « *si la mise en service de l'EPR prenait du retard, les deux réacteurs de la centrale de Fessenheim seront dans tous les cas arrêtés [...], mais le calendrier d'arrêt des tranches au charbon devrait être revu* ». Le bilan prévisionnel 2019 de RTE a depuis précisé que le niveau de sécurité d'approvisionnement peut être assuré jusqu'à l'hiver 2021-2022, mais qu'il devrait faire l'objet d'une vigilance pour l'hiver 2022-2023. Dans ce contexte, le Gouvernement a annoncé en janvier 2020 que la centrale à charbon de Cordemais pourrait continuer à être appelée en période de pointe entre 2022 et 2024, voire jusqu'en 2026.

⁴³ Lors de la réunion de la CLIS du 26 juin 2018, l'ASN indiquait attendre le travail descriptif de la feuille de route industrielle qu'allait suivre le site.

B - Un protocole d'indemnisation à risques pour l'État

La fermeture de la centrale de Fessenheim ne constitue pas la première fermeture de centrale nucléaire pour choix politique. Elle a en effet été précédée par la fermeture de l'installation à neutrons rapides Superphénix, en 1997, à Creys-Malville, après 11 ans de fonctionnement. Le contexte de l'arrêt de Superphénix était toutefois très différent de celui qu'EDF peut connaître aujourd'hui : EDF était alors un établissement public industriel et commercial (alors que c'est une société anonyme aujourd'hui), et n'avait pas un intérêt social suffisamment distingué de celui de l'État ; Superphénix était un prototype, à la production assez aléatoire (par exemple la notion de « bénéfices manqués » du fait de l'arrêt anticipé aurait été difficile à déterminer) ; EDF n'était pas exposée au marché de l'électricité en 1997⁴⁴ et les coûts de l'installation étaient couverts par les prix administrés fixés par l'État. Ainsi EDF n'a finalement pas été indemnisée pour la fermeture du réacteur, même si la question a fait l'objet d'un débat.

1 - Un fondement qui a évolué, des clauses encore imprécises

a) La motivation de l'indemnisation

La décision du Conseil constitutionnel n° 2015-718 du 13 août 2015 relative à la LTECV a ouvert la voie d'une indemnisation, considérant que les dispositions de la loi « *ne font pas obstacle à ce que les titulaires d'autorisations de création d'installations nucléaires de base déjà délivrées [...], privés de la possibilité de demander une autorisation d'exploiter pour une installation pour laquelle ils disposent d'une telle autorisation de création, ou contraints de demander l'abrogation d'une autorisation d'exploiter afin de respecter le plafonnement institué par l'article L. 311-5-5, puissent prétendre à une indemnisation du préjudice subi* » (cf. annexe n° 2 pour les décisions de jurisprudence pertinentes pour le sujet). L'État s'est ainsi engagé sur la voie du protocole d'indemnisation, dans le cadre de l'application de la circulaire du 6 avril 2011⁴⁵.

La justification de l'indemnisation, telle qu'elle figure au protocole, repose sur la responsabilité sans faute de l'État du fait des lois. Cette responsabilité ne peut toutefois être engagée que pour la part du préjudice considérée comme anormale et spéciale. Tant la jurisprudence constitutionnelle qu'administrative⁴⁶ considèrent en effet dans ce cas qu'il existe un droit à indemnisation « *lorsque le dommage subi de ce fait par l'exploitant, excédant les aléas que comporte nécessairement une telle exploitation, revêt un caractère grave et spécial et ne saurait, dès lors, être regardé comme un charge incombant normalement à l'intéressé* ». Par ailleurs, seul le préjudice certain ouvre droit à indemnisation⁴⁷.

⁴⁴ L'ouverture des marchés de l'électricité s'est faite progressivement, selon les sites et clients concernés : voir <https://www.cre.fr/Electricite/Marche-de-detail-de-l-electricite>.

⁴⁵ « [...] la recherche d'une solution amiable pouvant conduire à la conclusion d'une transaction doit être envisagée dans tous les cas où elle permet d'éviter un contentieux inutile et coûteux, tant pour l'administration que pour les personnes intéressées. »

⁴⁶ Conseil d'État, 1^{er} février 2012, *Bizouerne*, n° 347205 ; Conseil d'État, 9 mai 2012, *Godet Frères (sté) c/ Société charentaise d'entrepôt*, n° 335613.

⁴⁷ Seul le préjudice certain ouvre droit à réparation : Conseil d'État, 21 février 2000, *Vogel*, n° 195207, publié au recueil *Lebon*.

Le Conseil d'État n'a pas encore été conduit à se prononcer sur un litige de responsabilité de l'État du fait de la fermeture d'une centrale ou d'un ouvrage comparable. Les seuls précédents jurisprudentiels transposables proviennent du secteur voisin des installations classées, notamment dans des cas de fermeture d'installations pour des motifs de sécurité publique. Dans cette matière, lorsque le juge administratif a été conduit à admettre la responsabilité de la puissance publique, il a toujours opéré un partage de responsabilités entre l'exploitant et l'État, de l'ordre de 70 % pour l'exploitant et 30 % pour l'État.

Les indemnisations pour fermeture de centrales à l'international

En Allemagne, plusieurs étapes ont jalonné l'abandon de l'électricité nucléaire. La loi adoptée par la coalition SPD-Verts en 2001 a limité la durée totale de fonctionnement des centrales (« *Atomausstieg* »), tout en permettant aux énergéticiens de répartir un quota global de production sur les réacteurs de leur choix, établi sur la base d'une durée moyenne de fonctionnement de 32 ans. Les dispositions du « concept énergétique » du 28 septembre 2010 ont accordé aux centrales un prolongement de fonctionnement de 8 ou 14 années en fonction de leur âge. Le 6 août 2011, la loi atomique allemande (« *Atomgesetz* ») a toutefois planifié l'arrêt entre 2015 et 2022 de neuf centrales encore en activité, alors que les huit autres seraient définitivement fermées.

Ces dispositions ont donné lieu à des actions en justice de la part des énergéticiens allemands. E.ON, RWE et Vattenfall ont déposé plusieurs plaintes contre l'État allemand afin d'obtenir des indemnisations. La plus haute juridiction allemande, la Cour constitutionnelle fédérale à Karlsruhe, a jugé, le 6 décembre 2016, que la sortie du nucléaire était conforme à la constitution allemande, tout en considérant que les énergéticiens devaient être indemnisés pour les quantités résiduelles d'énergie non produites (cf. annexe n° 2). Un amendement à la loi atomique a donc été adopté en ce sens le 6 juillet 2018. Le montant des indemnisations ne pourra être connu qu'en 2023 après l'arrêt définitif de la dernière centrale en Allemagne. Les estimations comportent encore de grandes incertitudes, mais il est vraisemblable que le montant total des indemnisations se situe dans une fourchette de plusieurs centaines de millions d'euros à un milliard d'euros.

En Belgique, une loi de sortie du nucléaire a été votée en 2003, qui inclut une clause de flexibilité calendaire en cas de risque de pénurie. Cette loi a été confirmée en 2012. En 2018, le « pacte pour l'énergie » a, de nouveau, confirmé la sortie du nucléaire en 2025, avec cependant la possibilité d'extensions limitées de fonctionnement. En 2014 et 2015, la Belgique a conclu deux conventions avec Engie-Electrabel et EDF Belgique concernant la prolongation de la durée de fonctionnement de réacteurs. Ces conventions précisent que les entreprises recevraient une compensation financière si la Belgique décidait de fermer les réacteurs avant la fin de la période de 10 ans. Ainsi en Belgique la date d'arrêt des centrales est inscrite dans la loi : celle-ci, initialement prévue en 2015, a été décalée en 2025 suite à la signature des conventions évoquées. Aucune indemnité n'est prévue pour la fermeture des centrales à l'issue de cette période, et ces décisions de fermetures n'ont pas entraîné de recours.

La première version du protocole reposait sur une mise en œuvre directe du motif d'indemnisation mis en avant par le Conseil constitutionnel. Dans la version signée du protocole, toutefois, l'indemnisation n'est plus motivée par le respect du plafond de l'article L.311-5-5, mais par l'impossibilité pour EDF de poursuivre l'exploitation des réacteurs, dans la mesure où l'entreprise n'a pas engagé les investissements nécessaires (voir *supra*). Ce motif est plus fragile que celui du respect du plafond de la LTECV.

Le comité ministériel des transactions du MTES (cf. *infra*) a cependant estimé que l'alternative devant laquelle la loi place EDF n'est pas mise en cause dans son principe et que les conditions du recours à la transaction restent remplies. Le comité a néanmoins demandé qu'une clause de rendez-vous relative à la mise en service de l'EPR de Flamanville soit introduite dans le protocole.

À cet égard, l'État a considéré qu'une modification des périodes indemnisables reflétant la décorrélation entre la fermeture de Fessenheim et la mise en service de Flamanville aurait conduit à augmenter le montant de l'indemnisation due à EDF, et n'aurait donc pas été à son avantage.

Toutefois, dans ce nouveau contexte d'ordre plus contractuel, ce coût ne peut être apprécié correctement qu'au regard de l'intérêt économique actuel d'EDF à prolonger l'exploitation plutôt qu'à fermer. Or, de ce point de vue, la situation à la date de signature du protocole était très différente de celle qui prévalait au moment du début de la négociation de celui-ci.

À la date de signature du protocole, EDF était en situation d'arrêter d'exploiter un investissement qui sera complètement amorti à l'échéance de sa quatrième visite décennale, pour lequel une prolongation de quelques années seulement n'avait pas de sens en termes économiques⁴⁸, dont la rentabilité de la prolongation à plus longue échéance était fortement discutable et dans tous les cas beaucoup plus faible que celle des autres centrales 900 MW (voir *infra*).

b) Les enjeux juridiques

La signature du protocole a été soumise à l'avis du comité ministériel des transactions du ministère de la transition écologique et solidaire (MTES), instauré par l'article 24 de la loi n° 2018-727 du 10 août 2018 pour un État au service d'une société de confiance. Celui-ci a été saisi en juillet 2019, et, à l'issue d'une instruction fournie, a rendu deux avis les 1^{er} août et 12 septembre 2019. Des questions se posent néanmoins sur le degré d'indépendance dont a disposé ce comité pour rendre son avis. En effet, créé par l'arrêté du 25 avril 2019, il est composé de la secrétaire générale du ministère de la transition écologique et solidaire, ainsi que de ses directeurs financiers et juridiques, conformément à l'article R. 423-5 du code des relations entre le public et l'administration. Or, la direction des affaires juridiques s'est prononcée sur les versions provisoires du protocole. La sollicitation d'un avis juridique indépendant, comme l'autorise l'article R. 423-7 du même code, aurait consolidé la position du comité.

La Commission européenne a également été saisie du premier projet de protocole, afin de confirmer l'interprétation des autorités françaises selon laquelle l'indemnisation prévue échappe à la qualification d'aide d'État au sens de l'article 107§1 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE). La Commission a clôturé cette enquête préliminaire sans relever de difficultés. Elle examine désormais le protocole signé le 26 septembre 2019.

Ce protocole pose toutefois un certain nombre de difficultés juridiques.

⁴⁸ EDF reconnaît que des scénarios d'arrêt fin 2023, 2024 ou 2025 auraient été moins rentables qu'un arrêt en 2020, les investissements de la quatrième visite décennale (VD4) ne pouvant être « amortis » sur une durée courte.

Tout d'abord les clauses permettant de déterminer les montants à indemniser ne reposent pas sur des formules mathématiques de calcul mais sur une description de ces formules, ce qui peut laisser une grande part à l'interprétation. Les modalités de paiement et de régularisation *ex-post*, ainsi que les règles qui y sont associées (nature et forme des justificatifs fournis, délais de paiements, etc.) ne sont pas suffisamment détaillées pour chacun des postes d'indemnisation concernés. Ainsi le protocole ne prévoit pas de modalités de répartition des frais d'expertise ou d'audit nécessités par la mise en œuvre de certaines clauses, il n'existe pas non plus de clause de rendez-vous prédéfinies. S'agissant d'un document qui doit permettre de déterminer des montants de paiement durant deux décennies, jusqu'en 2041, il eût été *a minima* nécessaire d'assortir le document d'une feuille de calcul faisant foi pour l'application des calculs à réaliser. La conclusion d'un avenant précisant les modalités d'application du protocole permettrait de limiter les risques financiers pour l'État.

Ensuite, un certain nombre de dispositions sont imprécises ou manquantes, ce qui engendre un risque substantiel d'interprétations divergentes entre l'État et l'entreprise (d'autant plus problématique que le protocole a une durée de vie de 20 ans). Il est d'ailleurs envisagé par l'État et EDF qu'un comité de suivi du protocole soit mis en place, afin d'assurer une bonne application de celui-ci, ce qui démontre bien que les parties considèrent que le protocole ne peut être d'emblée exécuté.

Par ailleurs, ce protocole transactionnel, établi sur le fondement des articles 2044 et suivants du code civil, ne précise toutefois pas clairement quelles sont les divergences de vues entre les parties que la transaction est supposée régler, ni les concessions réciproques qu'elles auraient faites. Or ces concessions, selon le protocole, conditionnent la renonciation des parties à toute contestation. De surcroît, compte tenu de son imprécision, il n'apparaît pas assurer le règlement définitif de tous les aspects du différend opposant les parties.

Enfin, il doit être noté que l'État, qui s'était entouré des conseils d'un cabinet d'avocats dans un premier temps, a cessé de le faire par la suite et que la négociation du protocole a très largement échappé à l'administration pour être conduite par les cabinets ministériels, ledit protocole ayant finalement été validé à la suite d'une réunion interministérielle.

2 - Une méthode d'évaluation du préjudice défavorable à l'État

a) Les postes d'indemnisation

Le protocole prévoit plusieurs postes d'indemnisation :

- Le surcoût⁴⁹ lié à l'anticipation des dépenses⁵⁰ occasionnées par l'arrêt et le démantèlement de la centrale : il s'agit de la part initiale d'indemnisation, dont les versements auront lieu entre 2020 et 2024 ;

⁴⁹ Il est plus coûteux pour l'entreprise de faire face à ces dépenses en 2020 qu'à l'issue de sa sixième visite décennale (en 2041) : en effet, faire face à ces dépenses en 2020 empêche l'entreprise de profiter du rendement qu'elle pourrait escompter en utilisant autrement la somme correspondante.

⁵⁰ Les dépenses anticipées sont : les dépenses sociales, les charges nucléaires de long terme (démantèlement, gestion du combustible usé et gestion des déchets radioactifs), les taxes dues après la fermeture de la centrale, les dépenses de post-exploitation (telles que la surveillance du site après arrêt de la production mais avant la mise en œuvre du démantèlement).

- Les bénéfices manqués sur toute la période considérée par le protocole : les versements au titre de ce poste d'indemnisation peuvent durer jusqu'en 2041. Les bénéfices manqués seront calculés à partir des prix de l'électricité constatés *ex-post*, en partant d'une estimation fixe du volume de production de la centrale (et en tenant compte des coûts qui auraient été nécessaires pour obtenir cette production, cf. *infra*). La méthodologie d'établissement consiste à comparer les bénéfices manqués obtenus avec différentes dates de fermeture, et à ajouter ces écarts de bénéfices manqués en tenant compte de leur probabilité d'occurrence (voir *infra*), tout en les actualisant à un taux forfaitaire reflétant le taux du coût moyen pondéré du capital d'EDF (CMPC)⁵¹ lors de l'année de base des calculs.

b) La durée d'indemnisation

La première question qui se pose pour établir un montant d'indemnisation porte sur la durée pendant laquelle l'installation aurait continué à fonctionner si la décision de fermeture anticipée n'avait pas été prise. Le protocole propose une durée d'indemnisation qui s'étend sur environ 20 ans, c'est-à-dire jusqu'à la sixième visite décennale des réacteurs de la centrale (voir *infra* sur les perspectives de durée de vie des centrales d'EDF).

Si la décision de fermeture de la centrale n'avait pas été prise, celle-ci aurait dû franchir plusieurs étapes pour pouvoir continuer à fonctionner : les deux réacteurs auraient d'abord dû être équipés en diesel d'ultime secours avant décembre 2020 (cf. *supra*), chacun d'entre eux aurait dû passer sa quatrième visite décennale (après la réalisation d'un certain volume d'investissements)⁵², puis obtenir le renouvellement de l'autorisation de prélèvement d'eau dans le Rhin (arrêté préfectoral du 26 mai 1972, échéance au 31 décembre 2022)⁵³, et enfin, pour éventuellement fonctionner jusqu'à 60 ans, les deux réacteurs auraient dû passer leur cinquième visite décennale (ce qui aurait induit de nouveaux investissements).

Le protocole d'indemnisation reflète ces étapes en associant, à chacune des périodes les séparant, une probabilité d'occurrence censée traduire la part normale d'aléas d'exploitation⁵⁴. Ainsi les premières étapes sont considérées comme ayant une probabilité d'occurrence très élevée, alors que les suivantes sont assorties d'un coefficient de probabilité plus faible. En particulier, la période qui sépare la cinquième visite décennale (qui aurait pu avoir lieu aux alentours de 2031 en moyenne pour les deux réacteurs) de leur arrêt définitif, est aujourd'hui assortie d'un coefficient de probabilité de réalisation supérieur à 50 %, pondéré par la proportion des réacteurs REP de 900 MW en fonctionnement à cette date.

⁵¹ Le coût moyen pondéré du capital (CMPC) représente le taux de rentabilité attendu par les actionnaires et les créanciers en retour de leur investissement. Ce taux d'actualisation reflète le rendement minimal attendu d'un investissement alternatif (c'est-à-dire le rendement attendu de l'usage des ressources financières d'EDF).

⁵² Les deux réacteurs de la centrale appartiennent au palier CP0 (avec la centrale du Bugey). Ils présentent des spécificités nécessitant des études complémentaires par rapport aux autres réacteurs 900 MW. Par ailleurs Fessenheim se distingue par des enjeux relatifs à l'épaisseur de son radier et à sa tenue sismique.

⁵³ Le mode de réfrigération de la centrale de Fessenheim repose sur un rejet des eaux de refroidissement dans le canal du Rhin (la centrale ne comporte pas de tours aéroréfrigérantes). Ce mode de refroidissement est désormais interdit. Pour obtenir un renouvellement de son autorisation, EDF aurait dû apporter des justifications environnementales, voire procéder à des modifications. Aucun investissement n'a toutefois été envisagé par EDF à cette fin.

⁵⁴ Cette approche est moins binaire que l'appréciation du caractère certain ou non du préjudice. Il s'agit de considérer le préjudice comme la perte de chance elle-même, dont la valeur est alors évaluée à un pourcentage de l'avantage manqué, tenant compte de la probabilité que la chance se soit réalisée.

Le choix d'assortir un coefficient de probabilité non nul à cette période pose question. En effet, comme indiqué *supra*, l'appréciation de l'anormalité du préjudice doit tenir compte des aléas auxquels l'exploitant nucléaire doit s'attendre dans le cadre de l'exercice de son activité. L'activité de production d'énergie d'origine nucléaire est un service public⁵⁵ soumis au principe de mutabilité (cf. annexe n° 2). Il est ainsi inhérent à ce type d'exploitation d'être soumis à la politique énergétique d'un État. Or la politique énergétique adoptée dans le cadre de la LTECV conduira très certainement, comme c'est envisagé aujourd'hui dans le projet de PPE, à des fermetures de centrales soit à l'échéance de leur cinquième visite décennale, soit avant (voir chapitre I.III ci-dessous). Des fermetures à l'échéance de la cinquième visite décennale (VD5) sont de toute façon envisagées par l'exploitant lui-même, au titre de l'obsolescence du parc, sans besoin d'indemnisation (voir chapitre I.III ci-dessous).

Parmi les centrales qui seront arrêtées aux alentours de 2030, il est dès lors probable que la centrale de Fessenheim, qui est la plus ancienne de France et dont la rentabilité est plus faible que celle des autres centrales (voir *infra*), aurait été identifiée comme susceptible d'être fermée, si elle n'avait pas fait l'objet d'une décision antérieure de fermeture⁵⁶. La part de l'indemnisation reposant sur l'hypothèse que la centrale aurait été maintenue en fonctionnement au-delà de sa cinquième visite décennale en 2031 apparaît ainsi difficilement justifiable.

Il est en tout état de cause surprenant que la probabilité de poursuite de l'exploitation au-delà de cette date ait été fixée, avant application de la pondération relative à la part des réacteurs 900 MW en fonctionnement, à plus de 50 % dans le protocole, entérinant de fait le caractère anormal de la non-poursuite de l'exploitation au-delà des 50 ans de la centrale.

c) Certains paramètres apparaissent favorables à EDF

Un certain nombre de clauses utilisent par ailleurs des raisonnements qui n'apparaissent pas justifiés⁵⁷.

Le niveau de production de la centrale a été fixé dans le dernier projet de protocole, afin de réduire l'incertitude qu'un niveau évolutif ferait peser sur les montants indemnifiables. Ce niveau représente la moyenne des 25 dernières années de production, en excluant les quatre meilleurs et plus mauvais exercices. Cette méthodologie suppose donc que la centrale fonctionnera aussi bien à l'avenir qu'elle ne l'a fait dans le passé. Or, en l'absence d'avis générique de l'ASN sur les travaux à réaliser pour les quatrièmes visites décennales (et la visibilité encore moindre sur d'éventuelles cinquièmes visites décennales), il est très difficile de préjuger des durées d'arrêt de tranches qui seront nécessaires pour obtenir à chaque fois les autorisations de fonctionner 10 ans supplémentaires (voir *infra*).

⁵⁵ CE du 29 avril 2010, n° 323179, *M. et Mme Beligaud*.

⁵⁶ La PPE vise toutefois à éviter les fermetures de sites. La centrale de Fessenheim ne comportant néanmoins que deux réacteurs, alors que les autres en ont au minimum quatre, la question se pose différemment pour cette centrale.

⁵⁷ Par exemple, les clauses de révision de provisions pour gestion de combustible usé ou pour avantages de personnel reposent sur une prise en compte partielle des évolutions constatées par rapport aux prévisions (seule une fraction proportionnelle à la durée d'éloignement à la date de fermeture est prise en compte). Toutefois, si la centrale avait continué à fonctionner, l'intégralité de sa quote-part de la hausse des charges de provisionnement (concernant tout le parc) lui aurait été imputée (au prorata de sa puissance), diminuant de fait le bénéfice associé à sa production. Il n'y a donc pas de raison objective pour que ces dépenses supplémentaires ne soient pas prises en compte dans le protocole dans leur intégralité.

Enfin les opérations de maintenance nécessaires à la poursuite de l'exploitation peuvent entraîner des aléas d'exploitation. D'ailleurs les années 2016 et 2017 ont été marquées par des arrêts des deux réacteurs de la centrale, pour des anomalies constatées sur les nouveaux générateurs de vapeur⁵⁸ de la centrale, ce qui a entraîné une production très basse. Les problèmes de traitement thermique des soudures des générateurs de vapeur qui ont été révélés par EDF en septembre 2019 concernent également la centrale de Fessenheim⁵⁹ : il est aujourd'hui impossible d'anticiper l'effet que ces nouvelles anomalies auraient pu avoir sur le fonctionnement de la centrale, notamment du fait de la difficulté d'appréciation de l'impact cumulé des anomalies constatées sur le générateur de vapeur du réacteur n° 2.

3 - Une forte incertitude sur les montants concernés

a) Une grande sensibilité à certains paramètres

Les montants concernés sont très sensibles à plusieurs paramètres : les niveaux de taux d'actualisation (pour l'estimation de la part initiale et celle du bénéfice manqué) ; les coefficients affectés à chaque période d'indemnisation – voir *supra* – (pour l'estimation de la part initiale et celle du bénéfice manqué) ; l'estimation du niveau de production de la centrale – voir *supra* – (pour l'estimation du bénéfice manqué) ; le prix de vente de l'électricité retenu (pour l'estimation du bénéfice manqué).

Les montants concernant les bénéfices manqués sont également sujets à modifications en cas d'application des clauses de révision des chroniques de coûts d'exploitation ou d'investissement⁶⁰. Ces clauses permettent de corriger les chroniques prévisionnelles de coûts d'exploitation ou d'investissement prévues par le protocole si celles-ci s'éloignent trop des coûts constatés sur le reste du parc des réacteurs 900 MW⁶¹.

Ces clauses de révision, bien que pertinentes dans leur principe, demeurent insatisfaisantes, dans la mesure où Fessenheim ne dispose pas ou peu d'équivalent dans le parc nucléaire⁶². Ainsi elles ne peuvent correctement prendre en compte les surcoûts induits par les spécificités de cette centrale : les coûts d'investissement et de main d'œuvre de la centrale de Fessenheim sont plus élevés que ceux des autres réacteurs 900 MW. Il n'est donc pas exclu que ces clauses conduisent à minimiser les coûts d'investissement de la centrale en les comparant à ceux des autres centrales 900 MW.

⁵⁸ Pour le réacteur n° 1, voir la décision de l'ASN : <https://www.asn.fr/Informer/Actualites/Anomalie-de-la-concentration-en-carbone-de-l-acier-redemarrage-des-reacteurs> ; pour le réacteur n° 2 : <https://www.asn.fr/Informer/Actualites/Reacteur-2-de-la-centrale-nucleaire-de-Fessenheim>

⁵⁹ <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/journalistes/tous-les-communiqués-de-presse/ecart-relatif-au-referentiel-technique-de-fabrication-par-framatome-de-composants-de-reacteurs-nucleaires>

⁶⁰ Ces chroniques n'ont d'ailleurs pas été significativement révisées depuis l'approbation du premier projet de protocole par le CA d'EDF, c'est-à-dire depuis janvier 2017. Cela signifie que les coûts d'exploitation constatés par EDF depuis 2016 n'ont pas été mis en regard des chroniques prévisionnelles de 2016 à 2018 du protocole. Il eût pourtant été utile de réaliser cet exercice en amont de la signature du protocole, pour éclairer l'État sur les montants qu'il sera susceptible de verser au titre de la mise en œuvre du protocole, en application de ces clauses de révision.

⁶¹ Les chroniques prévisionnelles d'investissement ne pourraient cependant être réajustées que sur la période de 20 ans centrée autour de la VD5.

⁶² La centrale la plus proche est celle du Bugey, du palier CPO également, mais la prolongation de certains réacteurs de la centrale du Bugey au-delà de leur VD5 n'est pas acquise. Si aucun réacteur du Bugey ne faisait l'objet d'une poursuite d'exploitation au-delà de 50 ans, il n'y aurait plus de référence pertinente pour comparer les coûts de Fessenheim.

Compte tenu des modalités de calcul retenues dans le protocole, les montants versés dépendent également des dates de versement.

Taux d'actualisation et modalités de paiement

Le principe de calcul du protocole repose sur l'application d'un taux d'actualisation forfaitaire, reflétant en valeur nominale le coût moyen pondéré du capital – CMPC – d'EDF lors de l'année de base des calculs. Ce taux, connu de la Cour, est couvert par le secret des affaires.

C'est-à-dire qu'un préjudice de X M€ apprécié pour l'année n est valorisé à l'année 0 à la hauteur de $\frac{X}{(1+\text{taux actualisation})^n}$.

Cela revient à considérer que si on payait à l'année 0 le préjudice évalué pour l'année n, il faudrait payer un montant bien moindre que celui payable en année n, car l'entreprise peut faire fructifier à son CMPC l'argent perçu en année 0, de façon à pouvoir disposer, en année n, de la valeur X correspondant au préjudice subi. Comme l'illustre le tableau n° 1, un paiement de l'indemnité initiale en 2020 ou en 2024 change ainsi significativement le montant concerné (+73 M€).

Toutefois, il est singulier que ce taux soit appliqué dans le cas d'un étalement des paiements de la part de l'indemnisation initiale. En effet, ce n'est pas la règle qui prévaut dans les flux financiers entre l'État et les opérateurs privés : habituellement le préjudice est constaté à une date donnée, puis un échéancier de paiement est proposé, avec application d'un taux d'intérêt pour les versements plus tardifs. C'est notamment la règle qui a été appliquée pour le règlement par l'État à EDF de la dette historique de la CSPE⁶³. Le taux d'intérêt appliqué est dans ce cas de l'ordre de 2 %. Dans le cas du versement par l'État de l'indemnité due à la société Ecomouv' du fait de l'abandon de l'écotaxe poids lourd, l'échéancier de paiement de l'indemnité a également donné lieu à l'application d'un taux d'intérêt de l'ordre de 1,6 %⁶⁴.

Concernant l'indemnité pour bénéfice manqué, l'actualisation à un taux reflétant le CMPC d'EDF pose également problème. Celle-ci serait en effet justifiée dans le cas où l'indemnité reflèterait le risque d'exploitation de la centrale. Néanmoins en cas de pertes nettes constatées *a posteriori* (sur toute la durée d'exploitation), le protocole ne prévoit pas de pénalisation pour EDF. Il décharge ainsi EDF d'une partie du risque d'exploitation (EDF n'est plus exposé qu'à un risque de gains). Or la rémunération au CMPC pour les fonds investis est justifiée dans le cas d'une prise de risque complète (gains comme pertes).

Parmi les paramètres précités, seuls le coefficient de la période séparant la VD5 et la VD6 – pour la seule indemnité relative à la part du bénéfice manqué –, et le prix de vente de l'électricité ne sont pas connus *a priori*.

⁶³ Contribution au service public d'électricité : voir Cour des comptes, Notes d'exécution budgétaires du Compte d'affectation spéciale *Transition énergétique*, 2018, 2019.

⁶⁴ Cour des comptes, rapport public annuel de 2017, *Un échec stratégique, un abandon coûteux*.

b) *Des montants difficiles à estimer*

Indemnité initiale

La part initiale de l'indemnité peut donc être évaluée à partir des paramètres adoptés dans le protocole, selon différentes dates de versement indicatives. Les résultats sont présentés dans le tableau ci-dessous : le montant de l'indemnité évolue entre 370 et 443 M€⁶⁵.

Tableau n° 1 : évolution du niveau de l'indemnité initiale en fonction des dates de versement (en M€ courants de l'année de versement)

	Versement intégral en 2020	Versement correspondant à la première période* en 2020 et le solde en 2024
<i>Anticipation des dépenses sociales</i>	67	76
<i>Anticipation des charges de long terme</i>	186	216
<i>Anticipation des taxes</i>	6	17
<i>Anticipation des dépenses de post-exploitation</i>	109	134
Total	370	443

Note : La première période du protocole s'étend entre la fermeture effective de la centrale et la VD4

Source : Cour des comptes d'après modalités de calcul de la DGEC

Le montant versé est très sensible à la date de versement et au taux d'actualisation retenu (voir encadré *supra*). Un paiement du solde en 2024 engendrerait un surcoût de 73 M€ au taux d'actualisation retenu par le protocole. Si en revanche le protocole avait retenu le taux d'intérêt légal⁶⁶ non majoré pour le règlement de cette indemnité, le surcoût aurait été limité à 13 M€.

Ce montant est également très sensible au coefficient de probabilité d'occurrence appliqué à la période séparant la VD5 de la VD6, qui est considéré comme fixe pour le versement de la part initiale de l'indemnisation, alors qu'il est considéré comme variable (dépendant de la part des réacteurs 900 MW en fonctionnement) pour la part relative au bénéfice manqué. Pourtant, il n'y a pas de raison de considérer différemment les probabilités d'occurrence de l'anticipation des dépenses et du bénéfice manqué, pour une même période. Or le montant de l'indemnité initiale, dans le cas d'un versement en 2020 puis en 2024, aurait été ramené à 320 M€ dans le cas d'un coefficient de probabilité à 15 % (voir *infra* pour la justification de l'hypothèse et le montant finalement programmé au projet de loi de finances), représentant une économie supplémentaire de 50 M€.

⁶⁵ À titre de comparaison, l'État a indemnisé la société Ecomouv' à hauteur de 958 M€, alors que les actifs de l'entreprise étaient alors évalués à 652 M€.

⁶⁶ Dans le cas d'un premier versement de 11 M€ puis de l'application du taux légal au deuxième semestre 2019 de 0,87 % sur le solde jusqu'en 2024, le montant total à payer par l'État aurait été de 383 M€.

Indemnité pour bénéfice manqué

Les niveaux de prix de l'électricité permettant de calculer le bénéfice manqué seront établis *a posteriori*, à partir des niveaux de prix constatés de l'accès régulé au nucléaire historique – ARENH – ainsi que des prix de marché de l'électricité.

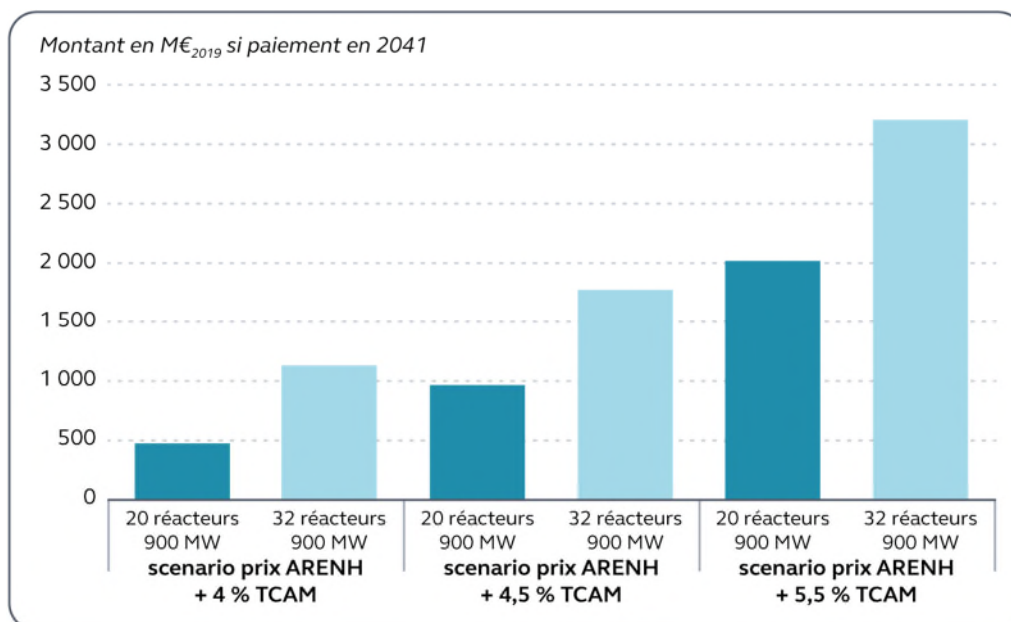
Il est ainsi aujourd'hui, difficile d'anticiper le niveau de l'indemnité qui sera due pour bénéfice manqué. Il n'existe notamment pas de référence de prix de marché à cet horizon qui permettrait de prévoir le prix de vente correspondant de l'électricité d'origine nucléaire. L'analyse rétrospective sur les quatre dernières années montre également que la part ARENH dans les ventes d'EDF est suffisamment importante pour lisser l'impact sur le prix de vente des évolutions du prix de marché de l'électricité. La prolongation du dispositif ARENH ou l'évolution de son niveau de prix – qui est actuellement à l'étude – auraient ainsi un impact significatif sur le niveau d'indemnisation, du fait de l'influence de ce paramètre sur les prix de l'électricité.

Dans un certain nombre de cas, l'indemnisation pour bénéfice manqué sera nulle (stabilité des prix de vente de l'électricité d'origine nucléaire en deçà d'un certain niveau, évolution des prix de l'électricité limitée à l'inflation, etc.). Les hypothèses d'évolution de prix du marché de l'électricité retenues par le ministère de la transition écologique et solidaire (notamment pour réaliser ses prévisions de subventions aux énergies renouvelables), conduisent d'ailleurs à un montant d'indemnisation nul.

Le niveau d'indemnisation est cependant très sensible aux évolutions futures du prix de l'électricité. La Cour a donc évalué le niveau de l'indemnité pour bénéfice manqué due, dans le cadre de trois scénarios de taux de croissance annuel des prix de vente du nucléaire en partant du niveau de l'ARENH (42 €/MWh) en 2019 : 4 %, 4,5 % et 5,5 %. Ces scénarios de croissance des prix conduisent à atteindre des niveaux de, respectivement, 100, 111 et 136 €/MWh en 2041. Ils ne constituent pas une prévision d'évolution des prix de l'électricité nucléaire à cet horizon. À ces scénarios ont également été appliquées différentes hypothèses de coefficient de probabilité pour la dernière période en fonction de la part des réacteurs 900 MW en fonctionnement en 2041. Deux hypothèses ont été retenues: a) tous les réacteurs 900 MW autres que ceux de la centrale de Fessenheim fonctionnent (32 réacteurs – il n'y a donc pas d'autre fermeture que celle de Fessenheim), b) seulement 20 fonctionnent (hypothèse de 12 fermetures d'ici 2035, telle que proposée par la PPE, sans fermetures additionnelles entre 2035 et 2041). La première hypothèse supposerait que la PPE telle qu'elle est proposée aujourd'hui ne serait pas mise en œuvre. Cette hypothèse est maintenue à titre d'illustration de la sensibilité du résultat à ce paramètre.

Les montants de l'indemnité due, en M€₂₀₁₉, se fondent par ailleurs sur l'hypothèse que la totalité de l'indemnité serait payée en 2041. Cette hypothèse n'est pas à l'avantage de l'État (voir *supra* sur le paiement de l'indemnité initiale) : en effet, celui-ci a intérêt à réaliser des versements annuels réguliers.

Graphique n° 1 : évaluation du niveau de l'indemnité (en M€₂₀₁₉) pour bénéfice manqué, selon différentes hypothèses



Source : Cour des comptes d'après méthodologie de calcul DGEC

Avec une hypothèse de fermeture de 12 réacteurs entre 2022 et 2041, soit 20 réacteurs 900 MW encore en fonctionnement en 2041, les scénarios avec une évolution des prix, de respectivement 4 et 4,5 % de croissance annuelle, aboutissent à une indemnisation pour bénéfice manqué de 470 M€₂₀₁₉ à près de 960 M€₂₀₁₉ pour un paiement en 2041. Une hausse des prix de l'électricité à un taux de 5,5 % conduirait quant à elle à un niveau d'indemnisation légèrement supérieur à 2 Md€₂₀₁₉. En l'absence de fermeture d'autres centrales 900 MW, cette indemnisation atteindrait alors un montant de près de 3,2 Md€₂₀₁₉.

L'incertitude relative à l'évaluation de l'indemnité pour bénéfice manqué est donc très importante et la sensibilité à l'évolution des prix très forte. L'instauration d'un plafond de prix de l'électricité dans le protocole aurait permis de protéger l'État contre le risque d'avoir à régler une indemnisation élevée. Les parties estimant ce risque improbable, on peut donc en déduire que ce plafonnement aurait pu être obtenu par l'État sans une contrepartie importante.

4 - La gestion budgétaire du protocole

En loi de finances rectificative pour 2016, 446 M€ d'autorisations d'engagement (AE) ont été inscrites à l'action n° 7 « Fermeture de la centrale de Fessenheim » du programme 345 de la mission *Écologie, développement et mobilité durables*, au titre du protocole d'indemnisation. Ces AE n'ont pas été engagées et sont reportées depuis. Le projet de loi de finances initiale pour 2018 avait prévu une trajectoire de décaissement (crédits de paiement – CP) à hauteur de 91 M€ dès 2019, 118 M€ en 2020 puis 237 M€ au-delà de l'année 2020.

Le PLF pour 2020 modifie cette trajectoire en supposant qu'aucun paiement ne serait réalisé en 2019 et en inscrivant un montant de 77 M€ de CP en 2020, puis en prévoyant des besoins de CP à hauteur de 77,7 M€ en 2021, 77,9 M€ en 2022 et 213,4 M€ au-delà de l'année 2022.

Cette séquence traduit le choix, coûteux pour l'État, d'un étalement de la part initiale de l'indemnité : le montant des versements programmés s'élève à 446 M€ (à hauteur des AE ouvertes), pour une indemnité évaluée à 370 M€ dans le cas d'un paiement en 2019. En effet, un paiement le plus rapide possible serait dans l'intérêt de l'État puisqu'il s'endette à un taux bien moindre que celui retenu dans le protocole. Toutefois les AE engagées en 2019 ne représentent que 407 M€, ce qui traduit le fait que l'État se réserve la possibilité d'ajuster le calendrier de paiement pour diminuer le montant total versé⁶⁷.

Les estimations de la part initiale de l'indemnité présentées ci-dessus confirment que les AE déjà ouvertes couvriront les versements à réaliser au titre de cette première composante. Néanmoins, comme déjà souligné par la Cour dans le cadre des différentes notes d'exécution budgétaires relatives à la mission *Écologie, développement et mobilité durables*⁶⁸, la question de la part d'indemnisation relative aux bénéficiaires manqués reste entière. Le Parlement ne dispose donc pas d'une évaluation satisfaisante des risques budgétaires auxquels l'État est exposé. Cette absence de volonté du Gouvernement d'informer le Parlement sur le chiffrage du coût d'une fermeture anticipée de centrale nucléaire était relevé dès 2014 par le rapport d'information de l'Assemblée nationale relatif à la question⁶⁹.

La problématique de l'indemnité pour bénéficiaire manqué rejoint d'ailleurs les questions soulevées dans le passé par la Cour au sujet des énergies renouvelables, dans ses rapports sur le soutien aux énergies renouvelables⁷⁰ et sur l'exécution budgétaire du compte d'affectation spéciale *Transition énergétique*⁷¹. La situation étant très comparable, la Cour considère qu'il est justifié également de fournir une information au Parlement sur les dépenses induites par le protocole sur toute la durée de l'engagement, à l'instar de ce qui a été fait dans les comptes 2018 de l'État pour les énergies renouvelables. La DGEC s'est engagée à faire état d'un engagement hors bilan en annexe du compte général de l'État (catégorie des engagements financiers de l'État, autres engagements financiers 30.4.4) sans indication de montant tant que son estimation de la part variable de l'indemnisation est nulle. Si cette estimation prenait, dans le futur, une valeur non nulle, l'engagement hors bilan serait révisé et un montant comptabilisé.

⁶⁷ Des paiements complémentaires de 87 M€ en 2023 et 2024 permettraient de maintenir le niveau de l'indemnisation à 407 M€.

⁶⁸ Cour des comptes, Note d'analyse de l'exécution budgétaire de la mission *Écologie, développement et mobilités durables*, 2017 et 2018.

⁶⁹ Assemblée nationale, rapport d'information n° 2233, Coût de la fermeture anticipée de réacteurs nucléaires : l'exemple de Fessenheim, MM. Goua et Mariton.

⁷⁰ Cour des comptes, Communication à la commission des finances du Sénat, Le soutien aux énergies renouvelables, 2018.

⁷¹ Cour des comptes, Note d'analyse de l'exécution budgétaire du compte d'affectation spéciale *Transition énergétique*, 2017 et 2018.

C - Un accompagnement des territoires à conforter

1 - Un projet de territoire

L'État a choisi d'accompagner la fermeture de la centrale à l'aide d'un projet de territoire. Ce projet a été signé par les différentes parties prenantes le 1^{er} février 2019⁷² (sauf le maire de Fessenheim, voir *infra*). La gouvernance du projet de territoire, permettant de structurer le processus et de qualifier les projets et opérations, repose sur un bureau exécutif, co-animé par le préfet du Haut-Rhin et le délégué interministériel à la fermeture de la centrale nucléaire et à la reconversion du site de Fessenheim⁷³.

Le projet regroupe l'État, les différentes collectivités territoriales françaises concernées, mais également allemandes, ainsi qu'EDF, la chambre de commerce et d'industrie et la Caisse des dépôts et consignations. Il comporte plusieurs axes et concerne des projets aussi variés que l'aménagement d'une zone d'activité (EcoRhena), le rétablissement de la liaison ferroviaire Colmar Fribourg, l'accompagnement des salariés de la centrale (notamment pour les sous-traitants permanents) ou l'appel d'offre solaire spécifique au Haut-Rhin.

Le projet a été conçu sans cadre budgétaire initialement fixé : absence d'enveloppe budgétaire dédiée, mais un volontarisme affiché pour soutenir les projets, quand il y en aurait. Un fonds d'amorçage de 10 M€ a toutefois été annoncé lors du comité de pilotage du 4 octobre 2018⁷⁴. Ce fonds d'amorçage, qui concerne également les centrales à charbon qui seront prochainement fermées, a été formellement confirmé par l'inscription en loi de finances 2020 de 40 M€ d'autorisations d'engagement et 10 M€ de crédits de paiement sur le programme 174⁷⁵. Les premiers projets éligibles conduisent à des décaissements prévisionnels validés par le bureau exécutif à hauteur de 3 M€.

EDF finance plusieurs opérations dans le cadre du projet de territoire, dont les actions du GIMEST (association régionales de prestataires) pour appuyer le redéploiement des salariés des sous-traitants permanents. EDF a également annoncé souhaiter accompagner la fermeture de la centrale de Fessenheim par l'installation, dans la région, d'un technocentre dédié au démantèlement des centrales nucléaires. Il s'agirait de créer une installation industrielle de décontamination par fusion permettant de traiter les anciens générateurs de vapeur du parc d'EDF et les échangeurs de l'usine Georges Besse d'Orano – qui devrait d'ailleurs être partenaire du projet. Ce projet pourrait représenter un investissement de l'ordre de 270 M€ pour EDF et créer environ 180 emplois durant la construction. Toutefois la rentabilité du projet semble délicate à atteindre : les expertises techniques et économiques du projet sont en cours (cf. annexe n° 3).

⁷² <http://www.haut-rhin.gouv.fr/Politiques-publiques/Avenir-du-territoire-de-Fessenheim>

⁷³ Le décret n° 2019-67 du 1^{er} février 2019 a étendu les prérogatives du délégué interministériel aux territoires concernés par les fermetures de centrales à charbon : il s'agit désormais du délégué interministériel à l'avenir du territoire de Fessenheim et des territoires d'implantation des centrales de production d'électricité à partir du charbon.

⁷⁴ Celui-ci reposait initialement sur l'action n° 7 du programme 345 de la mission *Écologie, développement et mobilité durables*, dont l'objet est précisément de couvrir les dépenses liées à la fermeture de la centrale. Toutefois, la justification au premier euro du projet annuel de performance du projet de loi de finances (PLF) 2019 ne mentionnant pas explicitement ce fonds d'amorçage, le contrôleur budgétaire et comptable du ministère a demandé à ce que le portage budgétaire du fonds d'amorçage soit réalisé sur le programme 174 « Énergies, climat et après-mines » de la même mission budgétaire.

⁷⁵ Toutefois seules les 10 M€ d'autorisation d'engagement non encore engagées en 2019, et devant être reportées, seront dédiées à la fermeture de la centrale de Fessenheim.

2 - Une compensation de la perte de fiscalité locale qui laisse des questions en suspens

a) Un dispositif de compensation de recettes étendu

La centrale de Fessenheim représente une source de fiscalité locale pour les collectivités du territoire. En effet le centre nucléaire de production électrique (CNPE) verse des montants importants de taxe foncière sur les propriétés bâties (TFPB), de cotisation foncière des entreprises (CFE), de cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE) et d'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseau (IFER). Le CNPE verse ainsi près de 7 M€, ou 6,3 M€ hors TFPB, à la communauté de communes du pays Rhin-Brisach et à la commune de Fessenheim (cf. annexe n° 3). La TFPB diminuera progressivement au fur et à mesure de la démolition des bâtiments de la centrale dans le cadre du démantèlement. En revanche les pertes de recettes issues des CFE, CVAE et IFER seront constatées dès 2021 et 2022 (pour la CVAE).

L'article 79 de la loi de finances initiale pour 2019 du 28 décembre 2018 (loi n° 2018-1317) et ses décrets d'application n° 2019-608 et 2019-609 du 18 juin 2019 ont rénové les mécanismes de compensation de ces pertes de recettes fiscales et instauré un mécanisme de compensation exceptionnel par son ampleur et son montant. En effet, cet article a étendu, pour toutes les collectivités locales confrontées à la fermeture d'une centrale nucléaire ou thermique, le dispositif existant de compensation de perte de contribution économique territoriale (CET – la CET est constituée de la CFE et de la CVAE) à une durée de versement de cinq ans (au lieu de trois ans) pour les collectivités subissant des « pertes exceptionnelles » et instauré un mécanisme de compensation de perte d'IFER. Ce dernier repose sur l'instauration d'un dispositif similaire à celui des pertes de CET. Ce mécanisme a de plus été complété par un fonds de compensation alimenté par un prélèvement sur les recettes d'IFER des communes et EPCI disposant d'une centrale nucléaire ou thermique. Ce fonds permet de compenser intégralement les pertes de fiscalité, CET et IFER, les trois premières années, puis propose une compensation dégressive sur les sept années suivantes.

Dans le cas de la centrale de Fessenheim, seule la communauté de commune du Pays Rhin-Brisach sera bénéficiaire des compensations de pertes de recettes⁷⁶. La mise en œuvre du fonds de compensation de l'IFER permet ainsi de lisser la perte de recettes pour la collectivité, lui laissant le temps de trouver de nouvelles recettes (le cas échéant par l'augmentation des taux de fiscalité locale) ou de s'adapter à ses nouvelles contraintes budgétaires⁷⁷.

b) La question du FNGIR

Ce mécanisme de compensation ne modifie pas les versements dus par le territoire au fonds national de garantie individuelle des ressources (FNGIR). Ce fonds est issu de la réforme de la fiscalité professionnelle : il a été créé en 2011 pour neutraliser le supplément de ressources récupérées par certaines collectivités suite à la réforme de la taxe professionnelle. Ainsi depuis 2012, première année d'application de la fiscalité professionnelle unique, la communauté de communes dont est membre la commune de Fessenheim perçoit les CFE,

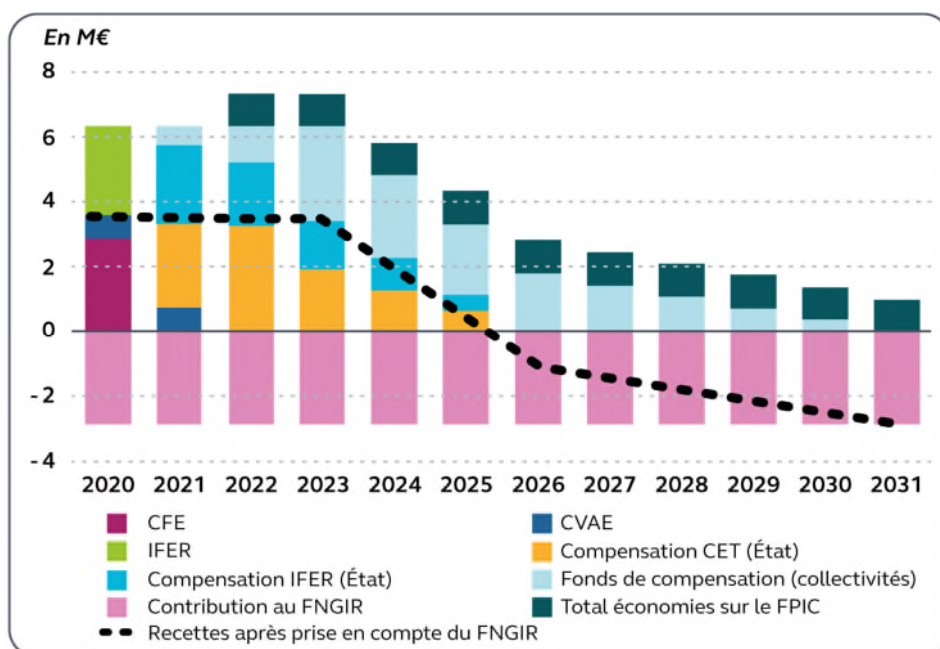
⁷⁶ En effet, les pertes de CET et d'IFER représentent respectivement 16 % et 12 % des recettes fiscales de la collectivité. En revanche ; les conseils départementaux et régionaux ne remplissant pas les critères d'éligibilité.

⁷⁷ Par ailleurs, la communauté de communes bénéficiera d'une baisse de 398 153 € de sa contribution au FPIC (fonds national de péréquation des ressources intercommunales et communale). La contribution de la commune de Fessenheim sera quant à elle réduite de 108 971 €.

CVAE et IFER à la place de la commune et restituée à celle-ci des attributions de compensations (AC)⁷⁸. La commune de Fessenheim s'acquitte quant à elle du FNGIR, principalement grâce à ces AC. Le détail des recettes et compensations perçues, ainsi que l'impact du FNGIR, sont représentées ci-dessous. Elles incluent l'économie induite, à terme, pour tout l'ensemble intercommunal de la réduction de la participation au fonds national de péréquation intercommunale et communale (FPIC).

Le montant dû au FNGIR pour le territoire est important : 2,9 M€ sont versés chaque année par la commune de Fessenheim, grâce aux AC perçues de la part de la commune⁷⁹. Cela signifie qu'aujourd'hui, la ressource nette de fiscalité locale issue du CNPE représente en réalité pour le territoire (communauté de commune et commune de Fessenheim), hors TFPB, $6,3 - 2,9 = 3,4$ M€.

Graphique n° 2 : recettes (hors taxe foncière sur les propriétés bâties - TFPB) du territoire liées à la centrale, incluant les compensations, et contribution au fonds national de garanties individuelle des ressources - FNGIR, en M€



Note : calculs DGCL pour le FPIC (données 2019 - répartition 2018, le montant d'économie indiqué ne sera toutefois atteint qu'une fois enregistrée la perte totale de TFPB issue de la fermeture de la centrale) ; l'hypothèse est faite que seule la CC bénéficie de la baisse de la contribution au FPIC

Source : Cour des comptes d'après données DGCL (données fiscales 2019 transmises par la DDFIP, calculs DGCL pour les ressources de perte de bases de CET et d'IFER, ainsi que du fonds de solidarité)

⁷⁸ Le mécanisme de l'attribution de compensation a été créé par la loi n° 92-125 du 6 février 1992 relative à l'administration territoriale de la République. Il a pour objet de garantir la neutralité budgétaire des transferts de ressources opérés lorsqu'un établissement public de coopération intercommunale (EPCI) opte pour le régime de la fiscalité professionnelle unique (FPU) et lors de chaque transfert de compétence entre l'EPCI et ses communes membres. Ce mécanisme est prévu aux IV et au V de l'article 1609 nonies C du code général des impôts.

⁷⁹ Les AC perçues par la commune s'élèvent à 5,9 M€ dont 5 M€ imputables au CNPE. La commune perçoit donc actuellement $5 - 2,9 = 2,1$ M€ de fiscalité locale issue du CNPE, hors TFPB. Cette dernière s'élève à 540 000 €.

En 10 ans, la communauté de communes aura perçu 31,9 M€ de compensations, dont 14,8 M€ en provenance du fonds de compensation. Quand les recettes en provenance du CNPE se tariront, le territoire restera toutefois redevable des 2,9 M€ du FNGIR⁸⁰. La fixité du FNGIR a en revanche constitué un avantage pour la commune et la communauté de communes jusqu'à la fermeture de la centrale. En effet, les bases de CFE de la commune de Fessenheim ont progressé de 21 % et le produit a augmenté de 665 000 €, alors que la contribution au FNGIR de la commune n'a pas proportionnellement augmenté.

La répartition de la charge de la contribution au FNGIR entre la communauté de communes et la commune de Fessenheim, par l'adaptation du montant des AC versées de l'une à l'autre, n'est pas encore décidée par les instances délibératives de l'EPCI⁸¹ (cf. annexe n° 3).

La question du FNGIR a été identifiée dès le rapport d'information de l'Assemblée nationale en 2014⁸². Toutefois le problème reste aujourd'hui entier, malgré les demandes répétées des élus locaux pour le résoudre⁸³. Le maire de Fessenheim a d'ailleurs refusé de signer le projet de territoire en raison de l'absence de proposition de l'État sur ce sujet.

Cette situation pourrait se reproduire à l'occasion des futures fermetures de centrales nucléaires : plusieurs communes et EPCI à fiscalité propre subissent un prélèvement important exprimé en fonction de leurs recettes de fonctionnement. Par exemple, plusieurs collectivités font l'objet d'un prélèvement au FNGIR supérieur à 4 M€ (pouvant atteindre près de 9 M€), représentant plus de 15 % de leurs recettes réelles de fonctionnement (le pourcentage pouvant s'élever jusqu'à 35 %) : communauté de communes (CC) de la Plaine de l'Ain, CC Val de Sully, CC Saint-Ciers-sur-Gironde, CC Ardèche-Rhône-Coiron, CC du Grand-Chambord.

La Cour appelle donc l'attention des pouvoirs publics sur les effets que pourrait supporter un nombre non négligeable de collectivités, dans le cadre de la mise en œuvre de la politique énergétique, et sur l'intérêt de leur prise en compte dans le cadre d'une réflexion globale sur la fiscalité locale⁸⁴. L'engagement de la ministre de la cohésion des territoires et des relations avec les collectivités locales de constituer, en 2020, un groupe de travail sur la question des difficultés rencontrées par les collectivités contributrices au FNGIR confrontées à une perte exceptionnelle et pérenne de fiscalité économique pourrait constituer un cadre à cette réflexion. Cette réflexion pourrait s'étendre à l'évolution des dotations ou des prélèvements du FNGIR pour les collectivités qui bénéficieront de gains exceptionnels et pérennes de fiscalité.

⁸¹ Les dispositions du 1° du V de l'article 1609 nonies C du code général des impôts autorisent la communauté de communes à baisser unilatéralement l'attribution de compensation de ses communes membres en cas de diminution des bases imposables entraînant une perte de recettes fiscales pour elle.

⁸² Assemblée nationale, rapport d'information n° 2233, Coût de la fermeture anticipée de réacteurs nucléaires : l'exemple de Fessenheim, MM.Goua et Mariton.

⁸³ Voir courrier du 11 juin 2019 du président de la communauté de communes au secrétaire d'État auprès du ministre de la transition écologique et solidaire.

⁸⁴ Le problème dépasse la question de la fermeture des centrales. D'autres communes contributrices au FNGIR sont également confrontées à une perte exceptionnelle de fiscalité économique. Entre 2012 et 2018, plus de 1 000 communes ont subi une perte de bases de CFE issue de leur territoire de plus de 35 %. Parmi elles, environ 230 communes ont subi une perte de bases de CFE supérieure, en pourcentage, à celle que subira la commune de Fessenheim.

III - Une trajectoire de fermeture des réacteurs de deuxième génération à préparer dès à présent

A - L'effet « falaise » de l'arrêt des réacteurs en fonctionnement

1 - La première fermeture d'une série

La fermeture de la centrale de Fessenheim s'inscrit actuellement dans une trajectoire de vieillissement du parc nucléaire français et d'objectif de réduction de la part de la production électronucléaire dans le mix électrique. Elle constitue la première d'une série de fermetures de centrales nucléaires à venir, potentiellement dès 2025.

Bien que la durée de vie initiale des réacteurs de deuxième génération envisagée ait été de 40 ans, EDF considère aujourd'hui que ses réacteurs nucléaires sont susceptibles d'atteindre une durée de vie de 60 ans, par référence aux autorisations d'exploitation délivrées à certaines centrales nucléaires américaines⁸⁵. L'entreprise a conçu son programme de maintenance et défini le programme cadre de réexamen de ses réacteurs en tenant compte de cette ambition, exprimée dès 2009, « *d'étendre la durée de fonctionnement significativement au-delà de 40 ans et de maintenir l'option d'une durée de 60 ans pour l'ensemble des réacteurs* »⁸⁶.

Le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) rappelle toutefois que la très grande majorité du parc électronucléaire a été construite sur une courte période, environ une quinzaine d'années. Définir une durée de fonctionnement similaire pour tous les réacteurs conduirait à démanteler et déclasser le parc sur une période aussi concentrée et générerait un « effet falaise », ce qui ne serait pas soutenable ni pour la sécurité d'approvisionnement électrique, ni en termes sociaux (voir *infra*).

2 - Une nécessaire anticipation

a) Des impératifs de sûreté

Les réexamens périodiques de sûreté effectués, au titre des articles L. 593-18 et L. 593-19 du code de l'environnement, permettent à l'ASN de se prononcer sur la poursuite du fonctionnement des réacteurs électronucléaires pour une nouvelle période de 10 ans. Cependant, en cas de risque grave de sûreté, les articles L. 593-21 à 23 du code de l'environnement disposent que le ministre chargé de la sûreté nucléaire peut décider la suspension temporaire du fonctionnement ou l'arrêt définitif des réacteurs électronucléaires (l'autorité de sûreté peut suspendre le fonctionnement en cas de risque grave et imminent).

⁸⁵ Il était estimé par la NRC que 48 réacteurs américains (sur 97) auraient dépassé les 40 ans de fonctionnement fin 2019 : <https://www.nrc.gov/docs/ML1924/ML19242D331.pdf>. Deux réacteurs de la centrale de Turkey Point ont également obtenu, le 5 décembre 2019, une autorisation de fonctionnement jusqu'à 80 ans.

⁸⁶ Lettre CODEP-DCN-2016-007286 de l'ASN du 20 avril 2016 : <https://www.asn.fr/Controler/Reexamens-periodiques-et-poursuite-de-fonctionnement/Orientations-de-l-ASN-sur-le-reexamen-periodique-VD4-900-MWe>.

Les quatrièmes réexamens décennaux – donnant lieu aux quatrièmes visites décennales (qui incluent d'autres exigences techniques et la réalisation des investissements de maintenance) – des réacteurs 900 MW ont démarré avec l'examen du réacteur n° 1 de la centrale de Tricastin. Une démarche globale d'orientations génériques de l'ASN sur ces réexamens associés aux quatrièmes visites décennales du palier 900 MW a été engagée dès 2013, à l'initiative d'EDF. L'ASN a ainsi envoyé une lettre de position relative à ces orientations génériques le 20 avril 2016. Elle a considéré que les thèmes retenus par EDF dans son programme de contrôles et travaux correspondaient aux enjeux de sûreté identifiés par l'ASN. Elle a toutefois demandé à EDF de compléter son programme sur plusieurs aspects, notamment le périmètre des programmes de contrôles et l'amélioration des études. À l'issue de la phase des études génériques, l'ASN prendra position sur le caractère suffisant – ou non – des modifications proposées par EDF.

La poursuite du fonctionnement des réacteurs électronucléaires jusqu'à 50 ans est donc conditionnée aux décisions de l'ASN à la fois sur la démarche générique du palier 900 MW ainsi que sur les réexamens individuels de chaque installation. De même, si la poursuite du fonctionnement jusqu'à 60 ans est envisagée, cette même démarche devra être réitérée dans le cadre de la programmation des cinquièmes visites décennales.

b) Des contraintes techniques et sociales

Le défi qui attend la politique énergétique pour les prochaines décennies consiste également à substituer au parc nucléaire existant un parc de production permettant de satisfaire le niveau de demande de demain⁸⁷.

Faire face à cette situation nécessite de pouvoir disposer d'importantes quantités de nouvelles capacités de production dans les prochaines décennies, qu'il s'agisse de capacités nucléaires (EPR 2^{ème} génération) ou renouvelables (parcs éoliens, photovoltaïques, capacités de production à partir de biomasse, etc.). Cela nécessite également d'anticiper la localisation des arrêts et de la mise en service de nouvelles capacités. En effet de telles modifications du parc de production vont structurellement modifier le fonctionnement du réseau de transport d'électricité. Les besoins d'adaptation du réseau pourront s'avérer importants : développement de nouvelles interconnexions, construction de nouvelles lignes de transport et postes de transformation électriques. En France, de telles infrastructures mettent beaucoup de temps à être développées, construites et mises en service : plus de 15 ans pour l'EPR, entre 7 et 9 ans pour un parc éolien terrestre⁸⁸, un minimum de 11 années⁸⁹ pour les premiers parcs éoliens en mer, 5 à 10 ans pour les lignes hautes tension, 4 à 7 ans pour les postes électriques, etc.

⁸⁷ Le niveau projeté de la demande est très dimensionnant pour élaborer la politique énergétique. La LTECV fixe un objectif de division par deux de la consommation d'énergie à l'horizon 2050. La part de l'électricité dans le mix énergétique pourrait néanmoins augmenter. RTE constate aujourd'hui une stabilisation de la demande électrique, et prévoit un maintien ou une baisse de la demande électrique dans tous ses scénarios de long terme (RTE, *Bilan prévisionnel 2017* ; <https://rte-france.com/fr/article/bilan-previsionnel>). RTE pilote depuis mars 2019 un groupe de travail sur les trajectoires de consommation d'électricité.

Le projet de PPE repose pour sa part sur une hypothèse de stabilité globale de la consommation d'électricité finale sur 10-15 ans, et sur un léger surcroît de consommation électrique pour assurer le développement progressif de la production d'hydrogène décarboné. Le niveau de production électrique passerait ainsi de 550 TWh en 2020 à 640 TWh en 2035 (RTE, 2019, *Schéma décennal de développement du réseau*, <https://www.rte-france.com/fr/article/evolution-du-reseau-electrique-francais-l-horizon-2035>).

⁸⁸ https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/DP_Groupe_Travail_eolien_2018.pdf.

⁸⁹ Durée séparant l'appel d'offre de 2011 avec les premières mises en service prévues.

Une visibilité sur la trajectoire de fermeture à moyen et long terme est donc nécessaire pour ne pas mettre en péril la sécurité d’approvisionnement en électricité de la France. Une visibilité à moyen terme – délai d’anticipation supérieur à 10 ans – sur les sites précis de fermeture est également nécessaire pour faire face aux besoins d’adaptation du réseau d’électricité⁹⁰. Une telle visibilité est de surcroît nécessaire afin que les collectivités puissent se préparer à la perte d’activité et de revenus que représente la fermeture de réacteurs nucléaires. Elle l’est tout autant pour les salariés et sous-traitants concernés, qui peuvent avoir à déménager ou entamer une reconversion professionnelle pour faire face à la fermeture de leur lieu de travail.

c) Des décisions économiques et financières

La définition d’une trajectoire précise de fermeture (identifiant les réacteurs concernés et les échéances associées) est également nécessaire pour des raisons économiques et financières. EDF doit en effet apprécier le montant des investissements de sûreté et de maintenance à réaliser dans chacune de ses centrales au regard de la durée de vie prévisionnelle de celles-ci, à la fois pour leur permettre de continuer à fonctionner, mais également pour pouvoir apprécier leur rentabilité.

Ainsi les décisions de fermeture doivent être prises suffisamment en amont pour éviter des investissements qui ne seront pas rentabilisés. Les différents scénarios d’investissements considérés dans le protocole de Fessenheim, selon les dates de fermeture envisagées, illustrent parfaitement la problématique. S’il avait été décidé de poursuivre l’exploitation de la centrale de Fessenheim, au-delà de 2020, jusqu’à sa VD5 soit une extension de la durée de fonctionnement d’un peu plus de 10 ans, le niveau d’investissement à réaliser aurait été bien supérieur à celui qui a été effectivement mis en œuvre. EDF a ainsi choisi de ne pas construire les groupes électrogènes d’ultime secours, qui ont été prescrits en 2012, alors qu’ils auraient été nécessaires en cas de poursuite du fonctionnement (voir *supra*).

Afin d’éviter d’engager des investissements inutiles, EDF doit donc anticiper, de l’ordre de cinq ans, la durée résiduelle de fonctionnement de chacun de ses réacteurs (on remarque en effet que quasiment tous les scénarios définis pour Fessenheim comportent des niveaux d’investissements différents de ceux des autres scénarios, *a minima* cinq ans avant la date de fermeture les définissant⁹¹). L’ASN estime quant à elle que l’anticipation des arrêts sur une période supérieure à 10 ans constitue un enjeu de sûreté : l’exploitant pourrait en effet être réticent à l’idée d’engager des investissements de sûreté s’il n’est pas certain de la poursuite du fonctionnement de la centrale concernée.

⁹⁰ La synthèse du schéma provisoire de développement décennal du réseau, élaborée par RTE, souligne que « *sur le réseau de grand transport, plus tôt les dates de fermeture des réacteurs dont le déclassement doit intervenir au cours des prochaines années au titre de la PPE seront connues et plus il sera facile d’adapter le réseau* » : <https://rte-france.com/fr/actualite/developpement-du-reseau-electrique-francais-l-horizon-2035-un-reseau-renove-et-repense>.

⁹¹ Fessenheim constitue néanmoins un cas particulier dans la mesure où il constitue à lui seul un sous-palier du palier CP0 (cf. ndbp 60) : les investissements (études génériques) doivent donc commencer plus tôt pour ce site.

B - Une trajectoire de fermetures encore incertaine

1 - Les propositions de la programmation pluriannuelle de l'énergie

Le projet de PPE propose ainsi, afin de respecter ces contraintes et de s'inscrire dans l'objectif de 50 % de production électrique d'origine nucléaire en 2035, d'arrêter 14 réacteurs nucléaires à cette horizon, dont ceux de la centrale nucléaire de Fessenheim. Il est proposé que le principe général à appliquer pour ces fermetures soit l'arrêt à l'échéance de la cinquième visite décennale. Toutefois, respecter strictement ce principe conduirait à arrêter en moyenne deux réacteurs par an entre 2029 et 2035, ce qui représente encore un rythme élevé de fermeture. La PPE propose ainsi de lisser l'arrêt des réacteurs pour faciliter la mise en œuvre de ces fermetures sur les plans social, technique et politique. Deux réacteurs seront donc fermés, en 2027 et 2028, par anticipation des cinquièmes visites décennales, au titre de la politique énergétique, et le Gouvernement pourrait également demander à EDF de prévoir la fermeture de deux réacteurs supplémentaires, en 2025-2026.

De nombreux critères d'identification et de priorisation des réacteurs à arrêter peuvent être envisagés : nombre d'années de fonctionnement, recours ou non au combustible MOX⁹², mode de refroidissement (présence ou non de tours aéroréfrigérantes) et situation de la source d'eau froide (sensibilité aux épisodes de sécheresse – notamment dans un contexte de changement climatique), situation géographique (situation par rapport au réseau de transport), historique d'exploitation (incidents d'exploitation), fonctionnement ou non par paire des réacteurs (bâtiments, équipements et/ou équipes communes), rentabilité des unités de production, etc. Le projet de PPE propose de retenir les critères suivants : minimisation des impacts économiques et sociaux, ainsi que des impacts sur le réseau électrique, priorité aux arrêts de réacteurs ne conduisant pas à l'arrêt complet d'un site nucléaire.

Sur cette base, EDF a proposé de retenir l'arrêt de réacteurs sur six des sept sites de centrales comportant des réacteurs 900 MW (hors Fessenheim), c'est-à-dire de privilégier la fermeture des réacteurs les plus anciens du parc. Le projet de PPE propose par ailleurs que les fermetures anticipées de réacteurs ne soient confirmées que trois ans seulement avant leur mise en œuvre, ce qui semble trop tardif par rapport aux besoins d'anticipation listés ci-dessus. Dans tous les cas, dans la mesure où les fermetures seront majoritairement postérieures à 2028 (soit la fin de la deuxième période de la PPE – voir *infra*), il est possible que l'entreprise préfère garder le plus d'options ouvertes jusque le plus tard possible⁹³.

En tout état de cause, le mécanisme du fonds de compensation de l'IFER, qui a été mis en place à l'occasion de la fermeture de Fessenheim (voir *supra*), ne permettra pas de faire face à toutes ces fermetures en l'absence d'un maintien de la progression du tarif au MW d'IFER nucléaire et thermique de 0,9 % par an constaté depuis 2010, de contributions supplémentaires au fonds (contribution de l'EPR de Flamanville par exemple) ou de relèvement du prélèvement au bénéfice du fonds. En effet, ce fond devra dans un premier temps faire face à la fermeture

⁹² Combustible fabriqué à partir de plutonium issu du retraitement des combustibles usés. Pour apprécier l'importance du critère relatif au moxage des réacteurs, voir le rapport de la Cour des comptes, L'aval du cycle du combustible nucléaire, 2019.

⁹³ Voir déclaration de M. J-B.Levy, PDG d'EDF, le 15 février 2019, qui jugeait la présentation de cette liste prématurée : « Plus on s'approchera de [2027], plus on précisera les choses. »

de la centrale de Fessenheim, mais également à la fermeture prochaine des quatre centrales à charbon encore en activité. En cas de gel du taux d'IFER ou d'absence de contribution de l'EPR de Flamanville, celui-ci ne pourra déjà pas faire face aux paiements dus au titre de ces cinq centrales dès 2027. Le problème serait très vite aggravé par les fermetures induites par la PPE. En effet, presque tous les sites de fermeture envisagés par la PPE concernent des collectivités territoriales éligibles au fonds de compensation⁹⁴. En supposant des montants équivalents à ceux de la centrale de Fessenheim pour chaque paire de réacteurs fermés, le déficit du fonds atteindrait près de 2 M€ en 2029 et 46,1 M€ en 2042.

2 - Différents scénarios possibles

Les propositions de la PPE sont proches de la trajectoire proposée par le scénario industriel d'EDF, qui a été présenté à son conseil d'administration le 29 mars 2018. Celui-ci prévoit en effet la fermeture de deux réacteurs par an en moyenne à partir de 2029, calée sur les cinquièmes ou sixièmes visites décennales selon les réacteurs, afin de lisser ces fermetures sur 26 ans. Il est toutefois intéressant de comparer également les deux scénarios de la PPE (arrêts dès 2025 ou dès 2027) et le scénario industriel d'EDF à des scénarios alternatifs de fermetures calés sur les périodes d'amortissement des réacteurs ou sur l'échéance de leurs visites décennales :

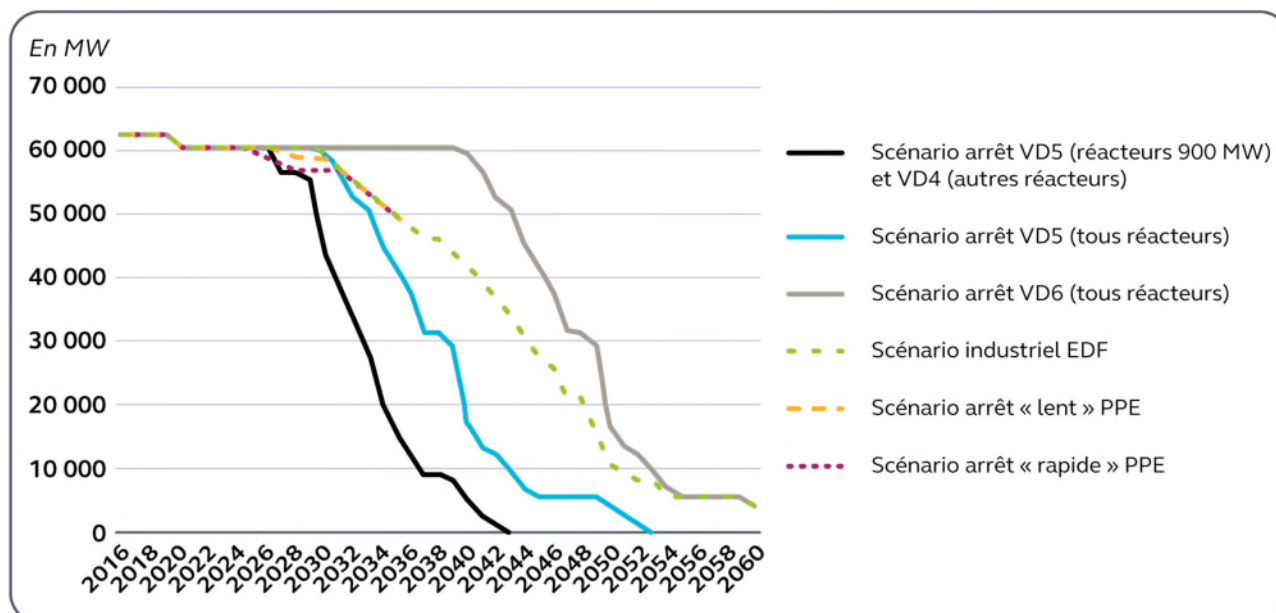
- un scénario « arrêt VD5 900 et VD4 autres » reflétant la durée de vie des réacteurs telle qu'induite par la durée d'amortissement de ceux-ci dans les comptes d'EDF. À ce jour, les réacteurs 900 MW seraient donc arrêtés à l'échéance de leur cinquième visite décennale, et les autres à l'échéance de leur quatrième visite décennale⁹⁵ ;
- un scénario « arrêt VD5 tous réacteurs » qui supposerait la fermeture de tous les réacteurs à l'échéance de leur VD5 ;
- un scénario « arrêt VD6 tous réacteurs » qui supposerait la fermeture de tous les réacteurs à l'échéance de leur VD6 (durée maximale de vie des réacteurs telle qu'envisagée par EDF).

Ces différents scénarios sont représentés sur le graphique n° 3.

⁹⁴ Ce n'est toutefois pas le cas de la centrale de Gravelines, située sur le territoire de la communauté urbaine de Dunkerque.

⁹⁵ En effet les réacteurs 900 MW, autres que ceux de Fessenheim, ont fait l'objet d'une prolongation de leur durée d'amortissement de 40 à 50 ans dans les comptes 2016 : https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/espaces-dedies/espace-finance-fr/informations-financieres/informations-regleentees/resultats-financiers---semestriel/2016/s1_2016_cp29072016_web.pdf.

Graphique n° 3 : évolution de la puissance des réacteurs de deuxième génération selon différents scénarios de fermeture des réacteurs (MW)



Note de lecture : dans les scénarios PPE, les dates exactes de fermeture des réacteurs entre 2030 et 2035 ont fait l'objet d'hypothèses (fermetures de deux réacteurs en 2031-2032-2033-2034-2035 pour le scénario lent et en 2032-2033-2034-2035 pour le scénario rapide). De même, pour le scénario industriel d'EDF, les dates précises de fermeture ont fait l'objet d'hypothèses de la Cour tout en respectant les objectifs énoncés par le scénario.

Source : Cour des comptes

La comparaison de ces scénarios montre que les propositions de la PPE rejoignent la trajectoire proposée par le scénario industriel d'EDF à compter de 2029. En revanche, les premières fermetures prévues par la PPE ne s'inscrivent pas aujourd'hui dans la mise en œuvre du scénario industriel d'EDF.

C - Le besoin de pilotage de cette trajectoire

1 - Un risque d'indemnisation non négligeable pour l'État

a) De possibles futures demandes d'indemnisation

L'État fait valoir que « le Gouvernement considère que [les] fermetures [prévues par la PPE à l'échéance des cinquièmes visites décennales], sont cohérentes avec la stratégie industrielle d'EDF, qui amortit comptablement les réacteurs de 900 MW sur une durée de 50 ans, et ne donneront donc pas lieu à indemnisation »⁹⁶. Pourtant l'exemple de Fessenheim montre qu'EDF peut réclamer des indemnisations dans le cas où les fermetures de centrales n'interviendraient pas à la date que l'entreprise avait prévue, indépendamment de la durée d'amortissement effective des centrales.

⁹⁶ Projet de programmation pluriannuelle de l'énergie mis en consultation le 20 janvier 2019, p. 144.

EDF considère ainsi que, conformément à l'approche retenue dans le projet de protocole de Fessenheim, dès lors qu'une fermeture de centrale est anticipée, c'est-à-dire dès lors que la décision de fermeture relève d'un choix de l'État (contrainte législative ou réglementaire) et non d'une décision industrielle, celle-ci devrait donner lieu à indemnisation. EDF estime dès lors que tout arrêt avant l'échéance de la cinquième visite décennale pourra être considéré comme une anticipation, ce qui sera au moins le cas des premières fermetures de centrales définies par la PPE en 2027-2028, voire 2025-2026⁹⁷. Selon l'entreprise, l'ampleur de l'anticipation s'apprécierait par rapport à son projet industriel.

Toutefois son projet industriel n'est pas public dans les détails. Seul le cahier d'acteur d'EDF rédigé pour le débat public sur la PPE (cahier d'acteur n° 43 de mai 2018) précise son intention : « *Nous sommes confiants dans notre capacité à exploiter en toute sûreté ce parc jusqu'à 60 ans, sous le contrôle de l'ASN. [...] Il nous faut donc anticiper des arrêts avant l'échéance des 60 ans, nécessairement à l'échéance d'une visite décennale, moment où des investissements importants sont engagés pour répondre aux nouvelles exigences de sûreté exprimées par l'ASN. En conséquence, nous envisageons certains des arrêts dès le début des échéances des cinquièmes visites décennales, à partir de 2029.* »

Les positions de l'État et d'EDF se rejoignent donc sur l'idée que certaines fermetures de centrales en VD5 ne donneront pas lieu à indemnisation. Toutefois, tant que la liste des centrales qu'EDF souhaiterait fermer, ainsi que l'échéance des fermetures correspondantes, ne sont pas précisément connues, le risque de demande d'indemnisation pour chaque nouvelle fermeture de centrale ne peut pas être écarté par l'État.

b) Des montants potentiellement élevés

Si des indemnisations étaient réclamées, la question de l'ampleur de l'anticipation serait importante dans la mesure où la durée séparant la date prévisionnelle de fermeture selon l'entreprise et une éventuelle date imposée par la politique énergétique représenterait le paramètre le plus déterminant du montant d'une éventuelle indemnisation liée à l'anticipation des dépenses postérieures à la fermeture.

Dans le cas d'une fermeture anticipée de quelques années seulement et non de 20 ans, l'indemnité initiale d'anticipation, telle que calculée pour la fermeture de la centrale de Fessenheim, serait significativement moins élevée. Ce serait en revanche l'inverse s'agissant de l'indemnité pour bénéfice manqué : EDF anticipe en effet actuellement une rentabilité élevée de l'exploitation au-delà de la VD5, à raison du faible investissement à réaliser pour permettre de prolonger la durée de vie de 50 à 60 ans. L'indemnité pour bénéfice manqué correspondant à la dernière période (pertes d'exploitation entre la VD5 et la VD6) représenterait donc un montant significatif de l'indemnité totale pour bénéfice manqué. L'indemnité pour bénéfice manqué dépend donc plus du profil de rentabilité de la centrale que de la durée séparant les fermetures effectives et programmées de celle-ci.

⁹⁷ Il ne peut pas non plus être exclu que les critères définis par la PPE pour identifier les réacteurs à arrêter entrent en conflit avec les propres critères d'EDF et que l'État et l'entreprise ne convergent pas sur la séquence précise d'arrêt des réacteurs (avec une liste de réacteurs identifiée et leur date prévisionnelle d'arrêt prévue).

Ainsi compte tenu du nombre de réacteurs concernés et des montants d'indemnisation potentiellement en jeu, il appartient à l'État d'écarter, ou à tout le moins de limiter au maximum, ce risque d'indemnisation. Cela suppose de donner à la planification énergétique la capacité de déterminer à long terme la trajectoire de fermeture des centrales, afin que le délai de prévenance de ces fermetures soit suffisant pour permettre une mise en cohérence des schémas stratégiques d'EDF – produits au titre des PPE successives – avec cette planification.

2 - Une PPE qui ne se projette pas assez loin

Comme le montre l'analyse des scénarios *supra*, la discussion sur la trajectoire à adopter nécessite de disposer d'une vision sur le moyen-long terme. Pourtant, les outils de programmation énergétique ne permettent pas de cadrer la réflexion à l'horizon des prochaines décennies. En effet, selon l'article L. 141-3 du code de l'énergie, la programmation pluriannuelle de l'énergie couvre deux périodes successives de cinq ans. C'est-à-dire que la PPE en cour d'élaboration ne couvrira formellement que les périodes 2019-2023 et 2024-2028.

Par ailleurs, jusqu'à récemment, selon l'article L. 311-5-7 du code de l'énergie, le plan stratégique qu'EDF devait élaborer pour se mettre en conformité avec chaque PPE ne concernait que la première période de la PPE. Les dispositions de la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat modifient la situation, puisque l'article L. 311-5-7 modifié dispose désormais que ce plan stratégique devra être compatible avec les deux périodes de la PPE. Il prévoit d'ailleurs que « *en cas d'incompatibilité, l'autorité administrative met en demeure l'exploitant d'élaborer un nouveau plan stratégique compatible avec la PPE* ».

Ces dispositions sont utiles, puisque le premier projet stratégique d'EDF n'avait pas été jugé compatible avec la PPE de 2016 par la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer⁹⁸, sans que la demande de modification de ce plan n'ait pourtant été suivie d'effet. Le projet de PPE s'est délibérément prononcé sur une période plus étendue que le minimum requis par le code de l'énergie, répondant utilement au besoin d'anticipation nécessaire sur le sujet : ainsi le projet statue sur le nombre de réacteurs à fermer d'ici 2035. Il propose également d'anticiper la question des sites concernés (voir *supra*).

Toutefois la question du caractère normatif des prescriptions de la PPE énoncées à cet horizon (postérieur aux deux périodes de cinq ans prévues par l'article L. 141-3 code de l'énergie) sera probablement soulevée. Le nouvel article L. 100-1 A du code de l'énergie, introduit par la loi relative à l'énergie et au climat impose une actualisation régulière des objectifs législatifs de programmation énergétique, mais ne modifie pas l'horizon considéré (deux périodes de cinq ans pour les objectifs de diversification du mix de production d'électricité). Ainsi la prochaine PPE ne pourra toujours pas apporter de réponse précise aux enjeux de la période post-2028. L'addition d'une troisième période de cinq ans à la PPE permettrait de conforter l'horizon de projection actuel du projet en cours de discussion.

⁹⁸ Courrier du 21 avril 2017 de la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat, au président directeur général d'EDF.

Les outils complémentaires de planification énergétique sont actuellement également établis pour une durée de 5 à 15 ans. C'est notamment le cas du schéma décennal de développement du réseau⁹⁹ (établi par RTE – dont la dernière version se projette, à l'instar de la PPE, sur une période plus longue que celle exigée par l'exercice puisque l'horizon 2035 a été retenu) ou du bilan prévisionnel offre-demande d'électricité¹⁰⁰ (également établi par RTE, pour une durée de cinq à quinze ans, faisant actuellement l'objet de scénarios long terme un an sur deux – l'édition 2017 est établie à l'horizon 2035 et l'édition 2018 à l'horizon 2023). Ces outils ne permettaient donc pas jusqu'à présent d'anticiper de façon structurelle la période 2030-2060 alors que le vieillissement du parc nucléaire impose d'affiner la gestion de la substitution de celui-ci par d'autres moyens de production, et que la durée de développement de ces projets est très longue. Pourtant, le schéma provisoire de développement décennal attire dès à présent l'attention sur l'importance de cette visibilité : « *en cas de scénarios de déclassement nucléaire non conforme au projet de PPE, par exemple des scénarios [...] uniquement concentrés sur les vallées de la Loire ou du Rhône, les réseaux de ces zones pourraient être fragilisés* ». Les prochains scénarios de long terme du bilan prévisionnel établi par RTE couvriront la période 2020-2050. Ils pourront contribuer à disposer de perspectives d'évolution du mix électrique plus lointaines que celles actuellement étudiées dans les documents de planification.

Renforcer le volet de la stratégie nationale bas carbone sur les perspectives d'évolution du parc de production électrique pourrait permettre d'esquisser une trajectoire de long terme nécessaire à la programmation des investissements. Cette visibilité sur la politique énergétique, assortie de l'obligation de compatibilité du schéma stratégique de l'entreprise à la PPE, devrait permettre de faire coïncider les anticipations des acteurs et d'écartier – ou à tout le moins de limiter – le besoin d'indemnisation pour l'État¹⁰¹.

Les enjeux relatifs aux arrêts des réacteurs ne se limitent par ailleurs pas à la seule question de la planification du mix électrique. Comme l'a rappelé la Cour dans son rapport sur l'aval du cycle du combustible nucléaire¹⁰², l'arrêt des réacteurs 900 MW, par exemple, a de lourdes conséquences sur le cycle de retraitement des combustibles nucléaires (utilisation du MOX notamment). Par ailleurs leur démantèlement entraînera des flux de déchets significatifs. Une meilleure articulation de la PPE, du plan national de gestion des matières et déchets radioactifs (PNGMDR) et d'une stratégie de démantèlement à 10 ans est donc fortement souhaitable.

⁹⁹ Article L. 321-6 du code de l'énergie, <https://www.rte-france.com/fr/article/evolution-du-reseau-electrique-francais-l-horizon-2035>.

¹⁰⁰ Articles L. 141-8 et D.141-3 du code de l'énergie, <https://rte-france.com/fr/article/bilan-previsionnel>.

¹⁰¹ AJDA, 2014, La responsabilité de l'État du fait des lois en cas de préjudice subi par un opérateur économique, C. Maugué, p. 118. L'article précise que « *L'aléa doit donc être appréhendé [...] de façon précise et circonstancielle. Dans cette appréciation, la chronologie des faits joue un rôle important, de même que le temps écoulé entre la révélation ou la prise de conscience du risque et la décision de fermeture, ou encore l'attitude de l'administration.* » Voir également annexe n° 2-2 relative à l'avis du Conseil d'État sur le projet de loi énergie-climat.

¹⁰² Cour des comptes, *L'aval du cycle du combustible nucléaire, les matières et déchets radioactifs, de la sortie du réacteur au stockage*, Rapport Public Thématique, Juillet 2019.

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

Les installations de première génération sont toutes déjà arrêtées. Les arrêts des installations de deuxième génération débiteront avec la centrale de Fessenheim. Ils concernent des capacités de production sans commune mesure avec celles de la première génération et s'inscrivent dans un contexte très différent de celui des arrêts passés du fait des objectifs de politique énergétique de la loi de transition énergétique pour une croissance verte, qui s'imposent à l'exploitant.

Les deux réacteurs de la centrale de Fessenheim seront arrêtés en février et juin 2020. L'entreprise a confirmé la fermeture de la centrale en 2020 dès qu'elle a obtenu l'assurance de l'indemnisation de son préjudice pour fermeture anticipée, c'est-à-dire à la signature du protocole d'indemnisation correspondant, le 27 septembre 2019. Jusqu'alors, les annonces de l'État et la communication de l'entreprise avaient entretenu une confusion importante sur leurs responsabilités respectives. En l'absence de la mise en service de l'EPR de Flamanville, le plafond de capacité introduit par la loi ne pouvait effectivement contraindre directement l'entreprise à cette fermeture.

Le protocole est trop imprécis pour éviter un risque de divergences d'appréciation. La conclusion d'un avenant précisant certaines dispositions de mise en œuvre du protocole (modalités de calcul précises, clauses de rendez-vous réguliers, nature et forme des justificatifs, mobilisation d'expertise à l'appui de l'application de certaines clauses, etc.) permettrait de limiter les risques financiers pour l'État.

Bien que les différentes étapes de négociation du protocole aient permis de faire évoluer les paramètres d'indemnisation, ceux-ci restent globalement défavorables à l'État. La période indemnisée s'étend ainsi jusqu'en 2041, soit jusqu'à la sixième visite décennale de la centrale, alors qu'EDF prévoit dès aujourd'hui certains arrêts de centrales à leur cinquième visite décennale. Le montant relatif au préjudice pour anticipation des dépenses postérieures à la fermeture dépendra significativement du calendrier de paiements. Un paiement le plus rapide possible est dans l'intérêt de l'État. Le montant de l'indemnisation correspondant au préjudice pour bénéfices manqués sera lui très sensible aux évolutions des prix de l'électricité. La mention de cet engagement hors bilan doit figurer au compte général de l'État, comme s'y est engagé la DGEC.

Le lissage de la perte des recettes fiscales due à la fermeture a fait l'objet d'efforts budgétaires et de solidarité entre territoires. Les collectivités territoriales considèrent néanmoins que la question des versements au FNGIR¹⁰³ n'est pas résolue : celles-ci resteront redevables d'un montant au FNGIR qui a été déterminé en prenant en compte des recettes qui disparaîtront prochainement.

¹⁰³ Fonds national de garantie individuelle des ressources.

Les fermetures de centrales vont se multiplier à moyen terme. Le retour d'expérience de la fermeture de la centrale de Fessenheim montre qu'une anticipation de la trajectoire de fermeture des réacteurs est nécessaire d'un point de vue économique, social, technique mais également budgétaire pour l'État. Les outils de programmation énergétique se projettent pour certains à une échéance de 10 ans, pour d'autres à une échéance de 15 ans. Il serait souhaitable, pour faire face aux enjeux d'évolution du mix électrique et aux besoins d'anticipation rappelés ci-dessus, que l'horizon de la programmation pluriannuelle de l'énergie soit allongé à 15 ans et que la stratégie nationale bas carbone se prononce sur l'évolution à plus long terme du mix électrique. Par ailleurs, une meilleure articulation entre la PPE, le PNGMDR et les stratégies de démantèlement mériterait d'être assurée.

Au regard de ces éléments, la Cour formule les recommandations suivantes :

- 1. préciser, par voie d'avenant, les modalités d'application du protocole de Fessenheim afin d'en limiter les risques pour l'État (DGEC, DB, 2020) ;*
 - 2. verser dès 2020 l'intégralité de l'indemnité initiale à EDF au titre du protocole de Fessenheim pour ne pas supporter le surcoût d'un versement différé (DGEC, DB, 2020) ;*
 - 3. afin de mieux anticiper les évolutions du mix électrique, porter à quinze ans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et renforcer le volet correspondant de la stratégie nationale bas carbone à horizon 2050 (DGEC, 2020).*
-

Chapitre II

Le démantèlement des installations nucléaires : des coûts et des délais à maîtriser et à mieux arbitrer

Dans le monde, près de 600 installations sont à ce jour complètement démantelées dont 17 réacteurs de puissance et environ 450 installations nucléaires – réacteurs de puissance, installations du cycle et installations de recherche – ont été arrêtées et sont en cours de démantèlement.

En France, quatre¹⁰⁴ exploitants détiennent aujourd’hui les 36 INB et installations individuelles des quatre INBS arrêtées et en cours de démantèlement : le CEA, EDF, Orano et la SICN (voir chapitre I.I). Ces installations sont très variées (réacteurs électronucléaires, réacteurs de recherche, installations du cycle du combustible, installations support, etc.), leurs dates de construction et les technologies utilisées sont très différentes. Ainsi les stratégies à adopter et les opérations à réaliser pour leur démantèlement relèvent souvent du cas par cas. Les installations arrêtées des différents exploitants sont détaillées en annexe n° 4 avec l’avancement de leur démantèlement.

Ce chapitre reviendra tout d’abord sur les objectifs de démantèlement et les contraintes s’appliquant à la mise en œuvre des opérations. Il analysera l’état d’avancement des démantèlements en cours pour les différents exploitants, et présentera les coûts associés à ces opérations, ainsi que les délais prévisionnels. Il reviendra sur les stratégies globales que les exploitants déploient face aux difficultés rencontrées. Enfin, il s’intéressera à la capacité des autorités administratives à faire respecter les objectifs de la loi et aux outils économiques participant à l’incitation au démantèlement rapide.

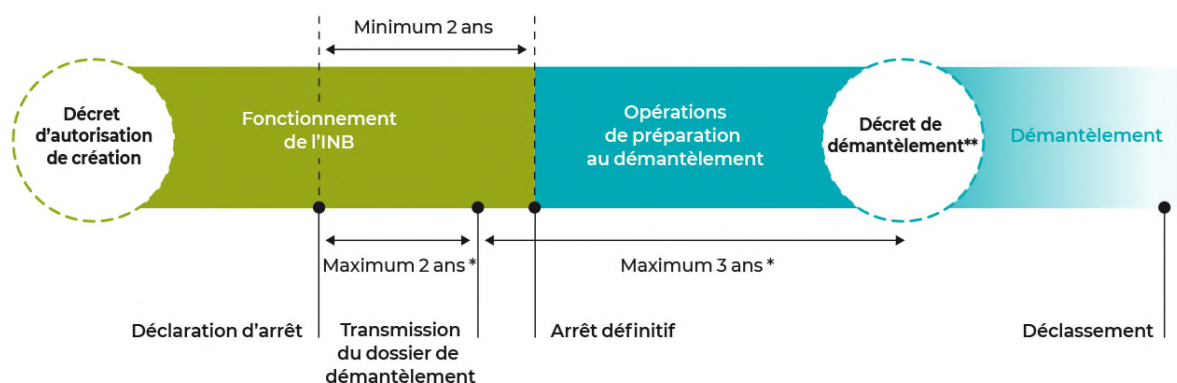
¹⁰⁴ La Société industrielle de combustible nucléaire (SICN) est une entreprise française, filiale de Orano Cycle qui était spécialisée à l’origine dans la fabrication de combustible nucléaire. Son ancienne usine de fabrication de combustibles nucléaires de Veurey-Voroize (Isère), constituée de deux installations nucléaires (INB 65 et 90), est aujourd’hui arrêtée et démantelée. Le déclassement de ces deux INB a été homologué tout récemment, en décembre 2019.

I - De multiples contraintes et d'importantes révisions de coûts

A - Les objectifs fixés par la loi

Le cadre normatif relatif au démantèlement des installations nucléaires de base (INB) a été précisé et complété à partir de 2006 par la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, puis par le décret du 2 novembre 2007 dit « procédures » relatif aux installations nucléaires de base et au contrôle, en matière de sûreté nucléaire, du transport de substances radioactives et enfin par l'arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base. La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte et le décret n° 2016-846 du 28 juin 2016 relatif à la modification, à l'arrêt définitif et au démantèlement des installations nucléaires de base ainsi qu'à la sous-traitance, ont fait plus récemment évoluer ce cadre en définissant le principe de démantèlement au plus tôt (cf. *infra*) et en instituant une nouvelle procédure, dans le but de raccourcir les délais de démantèlement des installations concernées.

Schéma n° 3 : les phases de vie d'une INB et les procédures afférentes



* Délai prorogeable de 2 ans dans certains cas.

** Le décret de démantèlement prend effet à la date à laquelle l'ASN approuve la révision des règles générales d'exploitation et au plus tard un an après la publication du décret.

Note : on distingue deux grandes phases dans la vie d'une INB : la phase de fonctionnement de l'installation, encadrée par le décret d'autorisation de création (DAC) et la phase de démantèlement, succédant à l'arrêt définitif de l'installation encadrée par le décret de démantèlement (DEM).

Source : ASN

Ainsi le démantèlement de chaque installation nucléaire de base est prescrit par un décret *ad hoc* qui fixe notamment la description des opérations à conduire, les principales étapes du démantèlement et leur durée ainsi que la date de fin du démantèlement. Un dossier de démantèlement fait l'objet d'une enquête publique et est présenté par l'exploitant à l'appui de sa demande de décret de démantèlement. Les opérations les plus sensibles donnent lieu à des « points d'arrêt » qui sont des rendez-vous intermédiaires fixés par le décret de démantèlement. Comme pour toutes les installations nucléaires de base, le code de l'environnement prévoit que la sûreté d'une installation en cours de démantèlement fait l'objet d'un réexamen périodique qui a lieu en général tous les dix ans. Enfin, à l'issue de son démantèlement, une INB peut être déclassée sur décision de l'ASN, homologuée par le ministre chargé de la sûreté nucléaire.

S'agissant des INBS et des installations individuelles qui la constituent, les décrets de démantèlement n'existent pas. Ils sont remplacés par l'instruction de demandes ponctuelles de l'exploitant nucléaire en fonction des besoins d'évolution de son référentiel de sûreté. Le dossier de demande de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement est instruit par le DSND.

1 - Le choix du démantèlement dit « immédiat »

La France a fait le choix du démantèlement dit « immédiat », dont le principe figure depuis 2009 dans la doctrine établie par l'ASN en matière de démantèlement et de déclassement des INB. Il a été introduit depuis 2012 dans la réglementation applicable aux INB¹⁰⁵ et depuis 2015 dans la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte¹⁰⁶. Ce principe est codifié à l'article L. 593-25 du code de l'environnement et rédigé ainsi « *Lorsque le fonctionnement d'une installation nucléaire de base ou d'une partie d'une telle installation est arrêté définitivement, son exploitant procède à son démantèlement dans un délai aussi court que possible, dans des conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés à l'article L. 1333-2 du code de la santé publique¹⁰⁷ et au II de l'article L. 110-1 du présent code¹⁰⁸* ».

Les stratégies possibles de démantèlement à l'international

En 2014, dans ses prescriptions générales de sûreté¹⁰⁹, l'agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) a validé deux stratégies possibles de démantèlement des installations nucléaires après leur arrêt définitif :

- - le démantèlement « différé » : les parties de l'installation contenant des substances radioactives sont maintenues ou placées dans un état sûr (confinement sûr) pendant plusieurs décennies, généralement 30 à 100 ans, avant que les opérations de démantèlement ne commencent (les parties « conventionnelles » de l'installation peuvent être démantelées dès l'arrêt de l'installation) ;
- - le démantèlement « immédiat » : le démantèlement est engagé dès l'arrêt de l'installation, sans période d'attente, les opérations de démantèlement pouvant toutefois s'étendre sur une longue période.

Une autre option de démantèlement *in situ* dite de « *mise sous massif de protection* » ou « *entombement* » (mise en tombeau ou scellement) consiste à couler du béton sur une partie ou sur l'ensemble du bâtiment. Cette solution rapide et peu coûteuse inquiète de nombreux experts sur les garanties en termes de sûreté sur le long terme et n'est pas considérée comme une stratégie de déclassement valable par l'AIEA.

¹⁰⁵ Arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base, cf. Article 8.3.1-III chapitre III Démantèlement des installations.

¹⁰⁶ Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, cf. article 127.

¹⁰⁷ Cet article est relatif aux principes de justification, d'optimisation et de limitation auxquels les activités nucléaires doivent satisfaire en matière d'exposition aux rayonnements ionisants (cf. annexe n° 10 sur les risques pour les travailleurs).

¹⁰⁸ Cet article traite de la protection et préservation de la biodiversité selon le principe de précaution et le principe d'action préventive et de correction.

¹⁰⁹ Normes de sûreté de l'AIEA pour la protection des personnes et de l'environnement, Déclassement des installations, Prescriptions générales de sûreté Partie 6 (N° GSR Part 6). Cf. page 2 point 1.9.

Aujourd'hui, en accord avec la recommandation de l'AIEA¹¹⁰, l'Allemagne, l'Espagne ou encore le Japon ont adopté une stratégie de démantèlement « immédiat ». Le Royaume-Uni a quant à lui fait le choix d'un démantèlement différé. Certains pays comme la Corée ou la Finlande ont adopté un démantèlement commençant après cinq à dix ans de confinement sûr, ce qui – en pratique – ne diffère quasiment pas de la situation française. Les États-Unis imposent un démantèlement dans la limite de 60 ans après l'arrêt des installations mais ne sont pas prescriptifs sur les stratégies à retenir. Un rapport de l'agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN) a notamment réalisé un bilan coûts/avantages entre démantèlement immédiat et démantèlement différé (cf. annexe n° 5).

Selon l'ASN, le démantèlement « immédiat » permet *a priori* de limiter le poids du démantèlement sur les générations futures, sur les plans technique et financier. Il permet également de bénéficier des connaissances et compétences des équipes présentes pendant le fonctionnement de l'installation, indispensables notamment lors des premières opérations de démantèlement. Selon l'état des installations et les exigences de sûreté applicables dans chaque pays, le démantèlement différé peut nécessiter quant à lui des investissements pour sécuriser les installations sur le long terme, dans l'attente du début des opérations mais peut bénéficier d'éventuels progrès des techniques qui interviendraient entre-temps mais également, dans une certaine mesure, du phénomène de décroissance radioactive. Si cette mise en configuration sécurisée n'est pas bien réalisée, le vieillissement et la dégradation des installations peuvent rendre le démantèlement futur plus complexe, comme en attestent les opérations actuelles de reprise et de conditionnement de déchets anciens dont les enjeux ont été analysés en 2019 par la Cour dans son rapport thématique sur l'aval du cycle du combustible nucléaire¹¹¹.

En France, l'arbitrage entre les deux termes inscrits dans la loi « *conditions économiques acceptables* » et « *délai aussi court que possible* » n'est pas aisé. Il revient à l'exploitant de respecter l'exigence relative au délai « *aussi court que possible* ». Ce délai doit être justifié dans le plan de démantèlement, que l'exploitant met, depuis 2012, régulièrement à jour tout au long de la vie de l'installation, et transmet notamment au moment de la déclaration d'arrêt définitif. L'appréciation des délais par l'ASN se fait au regard du retour d'expérience observé pour des opérations comparables sur d'autres installations. L'ASN peut accepter par ailleurs qu'un exploitant ne mette pas au niveau des standards de sûreté les plus récents une installation définitivement arrêtée pour peu que les opérations conduisant à une rapide réduction des risques soient effectuées dans des délais « *aussi courts que possible* ». De ce point de vue, l'exploitant peut donc avoir intérêt à démanteler rapidement son installation.

La notion de « *coût économique acceptable* » est générique et est utilisée dans d'autres domaines. Elle a été introduite pour la première fois dans la définition du principe de précaution codifiée à l'article L. 110-1 du code de l'environnement¹¹², mais elle n'appelle pas nécessairement la réalisation d'études économiques dans chaque cas. L'ASN et la DGPR ont souvent trop peu d'éléments économiques à leur disposition pour se positionner et arbitrer entre

¹¹⁰ *Ibid.* Cf. page 12 prescription 8 point 5.1. « *La stratégie de déclassement à privilégier est le démantèlement immédiat. Toutefois, il peut y avoir des cas où cette stratégie n'est pas applicable, une fois pris en compte tous les facteurs pertinents.* »

¹¹¹ Cour des comptes, *Rapport public thématique : L'aval du cycle du combustible nucléaire*, Juillet 2019.

¹¹² Article L. 110-1 du code de l'environnement –II– 1° : « *Le principe de précaution, selon lequel l'absence de certitudes, compte tenu des connaissances scientifiques et techniques du moment, ne doit pas retarder l'adoption de mesures effectives et proportionnées visant à prévenir un risque de dommages graves et irréversibles à l'environnement à un coût économiquement acceptable.* »

les deux termes de la loi, ce qui les conduit, la plupart du temps, à devoir accepter les calendriers et les techniques présentés par les exploitants (cf. chapitre II.III). Ces calendriers allongés se rapprochent, pour certaines installations, davantage d'un démantèlement différé que d'un démantèlement immédiat (cf. chapitre II.II.B).

2 - Les objectifs en matière d'assainissement et d'état final

Au cours des années 1980, l'AIEA avait défini trois niveaux de déclassement-démantèlement : niveau 1 « fermeture sous surveillance », niveau 2 « libération partielle et surveillance allégée » et niveau 3 « libération totale et inconditionnelle » (cf. annexe n° 6). Dans la pratique, ces niveaux se sont avérés peu adaptés aux opérations à conduire et les distinctions entre les niveaux ne se sont pas toujours révélées aussi nettes. Toutefois, de nombreux acteurs en France et dans le monde continuent d'utiliser ces références. Par ailleurs, les termes de « retour à l'herbe » ou « *green field* » utilisé en cas de retour à un site vierge et identique à celui qui existait avant la construction ou de « *brown field* » utilisé en cas de réutilisation industrielle (pas nécessairement nucléaire) assortie d'éventuelles servitudes et restrictions d'usages sont couramment employés mais ils ne sont pas directement liés au niveau d'assainissement final et ne font référence à aucun état ou démarche définis réglementairement en France ou par l'AIEA.

En France, l'état final des installations après démantèlement est défini par l'article 8.3.2 de l'arrêté du 7 février 2012 qui fixe les règles générales relatives aux installations nucléaires. Dans ce cadre, la démarche de référence définie par l'ASN et détaillée dans ses guides n° 6, n° 14 et n° 24¹¹³ est celle d'un assainissement dit « *complet* » qui repose sur le principe suivant « *les exploitants mettent en œuvre des pratiques d'assainissement et de démantèlement, tenant compte des meilleures connaissances scientifiques et techniques du moment et dans des conditions économiques acceptables, visant à atteindre un état final pour lequel la totalité des substances dangereuses et des substances radioactives a été évacuée de l'installation nucléaire de base* ».

Dans ce cas, à l'issue de l'assainissement « complet », le déclassement des zones à production possible de déchets nucléaires en zones de déchets conventionnels peut être réalisé et au moment du déclassement de l'installation, aucune servitude d'utilité publique n'est nécessaire. Si l'assainissement « complet » a été atteint, l'ASN ne se préoccupe pas de l'utilisation future du site car l'installation a été déclassée totalement sans contrainte. L'exploitant peut ainsi décider de déconstruire et démolir les bâtiments ou de les conserver s'il souhaite les réutiliser pour un autre usage (bureaux, musée, etc.).

Toutefois, dans l'hypothèse où, en fonction des caractéristiques de la pollution, cette démarche d'assainissement « complet » poserait des difficultés de mise en œuvre, l'ASN considère que « *l'exploitant doit aller aussi loin que raisonnablement possible dans le processus d'assainissement* », l'assainissement est alors dit « *poussé* ». Dans tous les cas, l'exploitant doit transmettre une étude d'assainissement complet et justifier ensuite sa stratégie (contraintes techniques remettant en cause la tenue mécanique d'un bâtiment, volume de terres excavées très important, engagement d'une dosimétrie prévisionnelle importante du personnel lors des travaux, contraintes économiques, etc.). L'exploitant doit alors s'engager dans une

¹¹³ Guide de l'ASN n°6 « Arrêt définitif, démantèlement et déclassement des installations nucléaires de base » ; guide de l'ASN n°14 « Assainissement des structures dans les installations nucléaires de base » ; guide de l'ASN n°24 - Gestion des sols pollués par les activités d'une installation nucléaire de base.

démarche qui vise à rendre l'état des structures compatible avec les usages établis, envisagés et envisageables des bâtiments affectés par la contamination ou l'activation (par exemple un usage industriel), en mettant si nécessaire en œuvre des servitudes d'utilité publique (cf. *infra*).

Après les opérations d'assainissement « *poussé* », soit le déclassement des zones à production possible de déchets nucléaires¹¹⁴ est réalisé et aucune servitude d'utilité publique n'est nécessaire au titre des structures en fonction de l'usage futur prévu (les deux démarches d'assainissement « complet » et « poussé » peuvent ainsi théoriquement aboutir à un niveau 3 de démantèlement défini par l'AIEA), soit il subsiste une activation ou une contamination des structures incompatible avec certains usages. Dans ces derniers cas, l'ASN propose un déclassement de l'INB avec mise en œuvre de servitudes d'utilité publique « *si la contamination est d'ampleur très limitée et non diffuse et dont l'assainissement nécessiterait la déconstruction du bâtiment alors qu'un usage établi pérenne est prévu à court terme par l'exploitant pour ce bâtiment* ». Ainsi, dans les faits, une contamination résiduelle peut, dans certains cas, être acceptée par l'ASN, si elle est compatible avec la réutilisation du site prévue par l'exploitant.

Les objectifs d'assainissement ont vocation à figurer dans le décret de démantèlement. Par exception un assainissement en deux temps (avec un premier assainissement, une phase intermédiaire d'utilisation de certains bâtiments et un assainissement final) peut être envisagé. En pratique, l'état radiologique complet d'un site est difficile à obtenir à un coût économique acceptable et/ou pour des raisons techniques (ex : sols en dessous des structures). Les objectifs d'assainissement affichés aujourd'hui dans les dossiers de démantèlement sont ainsi en général qualitatifs (déclassement administratif, réutilisation industrielle...) et ne détaillent pas tous précisément l'utilisation future du site prévue¹¹⁵.

B - Des contraintes techniques, industrielles et financières

1 - Des contraintes techniques liées à des opérations complexes

a) Des opérations uniques et complexes, un retour d'expérience limité

De par leur nature, leur complexité et leur coût, les opérations de démantèlement s'étalent sur des temps longs et la gestion de ces projets présente de multiples enjeux : maintien des compétences dans le temps, coordination des différents travaux avec des entreprises sous-traitantes souvent nombreuses et variées, gestion des risques multiples et évolutifs.

¹¹⁴ En France, les INB font l'objet d'un zonage distinguant les zones à déchets conventionnels (ZDC) et les zones à production possible de déchets nucléaires. L'assainissement vise à déclasser ces dernières en ZDC.

¹¹⁵ Certains décrets de démantèlement, notamment ceux du CEA ou celui du réacteur Superphénix, renvoient en outre à un « document justifiant l'état choisi pour l'installation après son arrêt définitif et indiquant les étapes de son démantèlement ultérieur ». Ces documents – compte tenu de leur volume – ne sont pas accessibles en ligne mais uniquement sur demande à l'ASN, à l'exploitant ou la commission d'accès aux documents administratifs (CADA), ce qui ne facilite pas la lisibilité.

L'AIEA estime qu'au 31 décembre 2018, 173 réacteurs de puissance avaient été définitivement fermés dans le monde. Parmi ceux-ci, 17 réacteurs ont été complètement démantelés, tandis que d'autres sont sur le point d'arriver aux dernières étapes du démantèlement¹¹⁶. Un retour d'expérience mondial existe donc sur ce type d'opérations. Toutefois, les technologies de réacteurs déployées dans les différents pays sont très différentes et ont beaucoup évolué au cours des années. Ainsi chaque réacteur présente des caractéristiques uniques au regard desquelles les opérations de démantèlement doivent être adaptées (historique, caractérisations et investigations disponibles, accessibilité des zones, nature des matériaux et leur type de contamination).

Les exploitants, de même que les autorités de sûreté, disposent donc de peu de références précises sur lesquelles s'appuyer pour bâtir leurs scénarios précis de démantèlement pour chaque installation. Ceci peut conduire à des évolutions de stratégies au gré de l'avancement de certains chantiers et du retour d'expérience acquis, mais aussi à des allongements des délais d'instruction des autorités qui doivent, elles aussi, analyser chaque installation comme un cas unique.

Par ailleurs, les installations en cours de démantèlement peuvent être très anciennes et leur historique d'exploitation (notamment les incidents intervenus) n'est pas toujours documenté. C'est notamment le cas de certaines installations du CEA. Ainsi les données relatives aux caractérisations initiales des états radiologiques et physico-chimiques des installations – dont la maîtrise et la précision sont fondamentales dans la définition d'un scénario de démantèlement sûr – sont très difficiles à déterminer *a priori*, sans intervenir physiquement sur l'installation. Les scénarios de démantèlement qui en découlent peuvent ainsi être amenés à évoluer au fur et à mesure des études conduites et des découvertes faites au cours des chantiers.

b) La question essentielle de la gestion des déchets issus du démantèlement

L'un des enjeux majeurs du démantèlement d'une installation est lié à la production d'un très grand volume de déchets au regard du volume généré lors des phases de fonctionnement. Le bon déroulement des opérations de démantèlement successives est ainsi conditionné par la disponibilité de filières de gestion adaptées à l'ensemble des déchets susceptibles d'être produits.

Ce sujet fait l'objet d'une attention particulière des autorités de sûreté lors de leur évaluation des stratégies globales de démantèlement et des stratégies de gestion des déchets des exploitants et à l'occasion des examens des dossiers de démantèlement des installations.

¹¹⁶ Source : AIEA, *Workshop Highlights Novel Trends in Decommissioning*, Juin 2019. L'AIEA indique également que plus de 150 installations du cycle du combustible ont été fermées ou sont en cours de déclassement et près de 130 ont été démantelées. Plus de 120 réacteurs de recherche ont été arrêtés ou sont en cours de démantèlement et plus de 440 réacteurs de recherche ont été complètement démantelés.

Les déchets issus du démantèlement

Les déchets induits par les opérations de démantèlement sont de deux types : conventionnels ou radioactifs. Cette distinction résulte de la mise en place sur les installations nucléaires de base d'un découpage en zones, qui prend en compte l'histoire de l'installation et les opérations qui y ont été conduites. Ainsi les déchets issus de zones à déchets conventionnels sont des déchets non radioactifs, qui ne sont donc pas gérés par les filières spécifiquement nucléaires tandis que les déchets issus des « zones à production possible de déchets nucléaires » sont tous considérés comme radioactifs, même si aucune radioactivité n'y est détectée (cf. *infra*).

Selon l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (Andra), les déchets de démantèlement sont pour 80 % des déchets conventionnels (notamment des gravats et des métaux) et pour 20 % des déchets radioactifs¹¹⁷. Ces derniers sont majoritairement de très faible et faible activité à vie courte (TFA) et constitués des matériaux liés à la démolition des installations (béton, gravats, ferrailles, tuyauteries...), des équipements de procédé décontaminés (pièces métalliques) ; des outils et tenues de travail (gants, tenues...) ou encore des effluents qui ont servi au rinçage d'équipements. Il s'y ajoute des déchets de faible activité à vie longue (FA-VL), notamment les déchets de graphites provenant des réacteurs de première génération « uranium naturel graphite gaz » (UNGG) et une petite quantité de déchets de moyenne activité à vie longue (MA-VL) provenant des déchets « activés » dont des pièces métalliques situées au cœur des réacteurs.

Les déchets radioactifs issus du démantèlement sont gérés comme les déchets de fonctionnement des installations. Ils sont triés, subissent éventuellement un traitement puis sont conditionnés, avant d'être entreposés ou transportés vers les centres de stockage adaptés à leur niveau de radioactivité : ils sont soit stockés dans les centres de stockage de l'Andra – au centre industriel de regroupement, d'entreposage et de stockage (Cires) pour les déchets TFA ou centre de stockage de l'Aube (CSA) pour les déchets FMA-VC –, soit entreposés sur les sites de production des exploitants en attendant la création d'un centre de stockage adapté à leur radioactivité – pour les déchets FA-VL (notamment pour les déchets « graphites » issus du démantèlement des réacteurs UNGG qui ne disposent d'aucun exutoire aujourd'hui) et MA-VL.

L'inventaire prévisionnel des déchets issus du démantèlement n'est pas aisé à réaliser. Il dépend de nombreux paramètres sur lesquels pèsent les mêmes incertitudes que celles associées à la mise en œuvre du démantèlement lui-même (cf. *supra*). L'évaluation des quantités de déchets, notamment TFA, issus du démantèlement a fait l'objet d'une étude spécifique dans le cadre du PNGMDR 2016-2018¹¹⁸. L'ASN et l'ASND¹¹⁹ devraient remettre leur avis sur l'étude prochainement, pour préparer le prochain PNGMDR. Ces incertitudes incitent à prendre avec précaution les chiffres prévisionnels annoncés dans les scénarios prospectifs, notamment pour les déchets TFA : une multiplication par un facteur supérieur à deux des volumes actuellement retenus dans les projections des producteurs n'est pas à exclure, à exigence de décontamination constante¹²⁰.

¹¹⁷ La classification des déchets radioactifs conduit à différencier les catégories suivantes : les déchets de haute activité (HA), les déchets de moyenne activité à vie longue (MA-VL), les déchets de faible activité à vie longue (FA-VL), les déchets de faible activité et moyenne activité à vie courte (FMA-VC), les déchets de très faible activité (TFA) et les déchets à vie très courte (VTC).

¹¹⁸ Méthodologie d'évaluation des quantités de déchets TFA issus du démantèlement des installations nucléaires d'Orano, de Framatome, du CEA et d'EDF, juin 2018.

¹¹⁹ ASND : autorité de sûreté nucléaire de défense, placée sous la responsabilité du DSND, en charge d'instruire les dossiers et conduire les inspections à son profit.

¹²⁰ Cour des comptes, *l'aval du cycle du combustible nucléaire, les matières et les déchets radioactifs, de la sortie du réacteur au stockage*, rapport thématique, La Documentation française, juillet 2019, disponible sur www.ccomptes.fr.

Lorsque la disponibilité des « exutoires » finaux aux dates prévues fait défaut, les exploitants doivent mettre en place les installations nécessaires à l'entreposage sûr de leurs déchets, dans l'attente de l'ouverture de la filière de stockage correspondante¹²¹, ce qui génère des coûts supplémentaires très importants, en fonction de la nature des déchets¹²².

Au vu des volumes très importants de déchets de très faible activité (TFA), leur solution de gestion constitue un enjeu majeur, d'autant que le centre industriel de regroupement, d'entreposage et de stockage (Cires), unique exutoire pour les déchets de très faible activité, ne pourra pas stocker l'ensemble des déchets TFA identifiés à terminaison (même si sa capacité est susceptible d'être augmentée de près de 40 %) comme l'a noté la Cour dans son rapport thématique sur l'aval du cycle du combustible en 2019.

La gestion de ces déchets est une spécificité française (cf. annexe n° 7). Cette question a ainsi constitué un des sujets à enjeu du débat public sur le PNGMDR qui s'est tenu du 17 avril au 25 septembre 2019. Au cours de ce débat, a été évoquée la mise en place de seuils de libération permettant la valorisation des matériaux métalliques TFA¹²³ après traitement.

2 - Des contraintes financières différentes selon les exploitants

a) Le cadrage budgétaire du CEA

Pour financer ses opérations d'assainissement et démantèlement (A&D) et de reprise et conditionnement des déchets (RCD), en application des articles L. 594-1 et suivants du code de l'environnement, le CEA a créé en 2004 deux fonds dédiés pour ses « anciennes installations » : l'un pour les installations relevant du secteur défense (« fonds dédié défense ») et l'autre pour les installations civiles (« fonds dédié civil »)¹²⁴.

Avant 2011, les travaux de démantèlement des installations du CEA étaient ainsi financés par les ressources générées par les actifs des fonds dédiés, constitués essentiellement de dividendes versés par Areva, ainsi que par les soultes antérieurement versées au CEA par EDF et Cogema dans le cadre des accords dits de « swap » (cf. annexe n° 8). En prévision de

¹²¹ Ce point fait l'objet de prescriptions dans le décret du 23 février 2017 établissant les prescriptions du plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR) 2016-2018 (voir chapitre 16).

¹²² Pour les coûts d'entreposage, cf. Cour des comptes, Rapport thématique sur l'aval du cycle du combustible, juillet 2019.

¹²³ Selon une étude relative à la densification des déchets TFA réalisée par l'Andra dans le cadre du PNGMDR 2016-2018, à horizon 2070, sur une évaluation de 2 300 000 m³ de déchets TFA, les déchets métalliques représenteront environ 650 000 m³ (auxquels on peut ajouter les 250 000 m³ issus des démantèlements de l'usine Georges Besse et les générateurs de vapeur du parc EDF pour lesquels un projet de recyclage est en cours).

¹²⁴ Le provisionnement des charges pour les installations nouvelles a quant à lui bénéficié de la création d'un « fonds civil et d'un fonds défense », en 2011, destinés au financement des travaux d'assainissement/démantèlement des installations mises en service à compter du 1^{er} janvier 2010, ainsi qu'aux charges de traitement des combustibles et des déchets produits postérieurement à cette date. Le financement des fonds « nouvelles installations » est adossé à des actifs financiers constitués par prélèvement sur les fonds propres du CEA. Ainsi de manière plus conforme à l'esprit de la loi de 2006 qui oblige les exploitants à constituer des provisions et à affecter à titre exclusif à la couverture de ces provisions les actifs nécessaires, les obligations de fin de cycle des nouvelles installations seront financées par des titres financiers acquis dès la mise en service de l'installation et non plus par une créance de l'État.

l'assèchement de ces fonds, une convention-cadre entre l'État et le CEA signée le 19 octobre 2010, son avenant 1 signé en janvier 2012 ainsi que la convention triennale 2012-2014 signée le 3 janvier 2012, ont prévu un dispositif de financement des charges d'A&D fondé sur la liquidité des actifs résiduels détenus par les fonds dédiés (revenus de placements et reclassements de titres AREVA à l'APE), complétée par une subvention annuelle allouée au CEA ainsi que par l'inscription d'une créance sur l'État couvrant les provisions constituées au passif de l'organisme.

L'action 15 « charges nucléaires de long terme des installations du CEA » du programme 190 – *Recherche dans les domaines de l'énergie, du développement et de la mobilité durables* a été créée en 2011. La part de la dotation budgétaire, au départ minoritaire, a connu une croissance régulière jusqu'en 2016, date à laquelle il a été décidé d'en faire le vecteur unique de financement des fonds dédiés. L'action 15 a été dotée de 740 M€ par an à partir de 2014.

La subvention de l'État a pour objet de financer les investissements nécessaires au démantèlement, à la reprise et au conditionnement des déchets du CEA, ainsi que leur gestion par l'Andra (en particulier dotation annuelle à la taxe de conception Cigéo¹²⁵).

Tableau n° 2 : budget de l'action 15 du programme 190 et décaissements du CEA pour ses opérations d'assainissement et démantèlement (en M€)

En M€	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<i>Action 15 - P190 (AE=CP dans le PLF)</i>	189	249	309	369	740	740	740
<i>Décaissements du CEA pour ses opérations</i>	651	651	699	735	752	742	739

Source : direction du budget et CEA

Hormis le montant de la subvention, la présentation des opérations est très succincte dans les documents budgétaires – projets annuels de performance et rapports annuels de performance, la justification au premier euro est donc aujourd'hui lacunaire. De plus, l'indicateur n° 3.1 relatif à la maîtrise du déroulement de certains grands projets du CEA concerne uniquement les projets d'investissement nouveaux et exclut donc les opérations d'A&D en tant que telles¹²⁶. Cette situation est d'autant plus regrettable que l'action 15 au sein du programme 190 représente un montant de 740 M€ sur un total du programme de 1 750 M€ et que de nombreuses données existent et sont transmises par le CEA à ses tutelles pour justifier l'utilisation de la subvention.

¹²⁵ Cigéo (Centre industriel de stockage géologique) est le projet français de centre de stockage profond de déchets radioactifs situé en Meuse/Haute-Marne. Il est conçu pour stocker les déchets hautement radioactifs et à durée de vie longue produits par l'ensemble des installations nucléaires actuelles, jusqu'à leur démantèlement, et par le traitement des combustibles usés utilisés dans les centrales nucléaires.

¹²⁶ L'indicateur comptabilise toutefois certains projets concernant des installations utilisées au profit des programmes d'A&D.

La convention-cadre relative au financement des charges nucléaires de long terme liant l'État au CEA, signée le 19 octobre 2010, est actuellement en cours de renégociation. Les principales modifications de cette convention devraient porter sur la prise en compte de la fusion comptable des fonds dédiés défense et civil au sein d'un nouveau fonds dédié unique appelé « fonds ancien » au 31 décembre 2018 ; la réévaluation de la créance sur l'État, suite aux réévaluations de devis ; l'explicitation des engagements du CEA au titre du fonds ancien, notamment en termes de suivi comptable, budgétaire, de trésorerie ainsi que des projets et des programmes. Par ailleurs, le prochain contrat d'objectif et de performance (COP) 2021-2025 devrait prochainement être discuté. Il est nécessaire que l'établissement de ces nouveaux documents donne lieu à la définition des indicateurs de réalisation et de performance relatifs aux engagements du CEA au titre du fonds ancien.

En effet, les autorités de sûreté nucléaire ont constaté par le passé de fortes dérives dans les délais de réalisation des opérations du CEA de reprise des déchets anciens et de démantèlement (cf. annexe n° 9), qui ont conduit celui-ci à proposer une nouvelle stratégie permettant de mieux traiter les priorités en termes de sûreté (voir *infra*). Le CEA a donc tardé à prendre la pleine mesure de l'ampleur de la tâche qui lui incombe (cf. chapitre I.I) et un suivi précis de son efficacité et de son efficience sur ces sujets devrait constituer une priorité pour ses tutelles. La direction du budget indique sur ce point qu'elle formulera des propositions d'indicateurs dans le cadre de la préparation du projet de loi de finances pour 2021.

b) Le provisionnement des charges et la couverture par des actifs dédiés pour EDF et Orano

Les dépenses exposées chaque année par EDF et Orano pour leurs opérations de démantèlement en cours restent pour l'instant modestes par rapport aux décaissements attendus dans le futur. La loi oblige cependant les exploitants nucléaires à provisionner dès à présent dans leurs comptes l'ensemble des charges futures de démantèlement (cf. chapitre III).

Les impacts de ce provisionnement se traduisent pour partie sur les comptes de résultats des exploitants et pour partie au bilan compte tenu du fait que, d'une part, la provision correspond à une valeur actualisée du montant des charges futures, et que, d'autre part, le provisionnement de ces charges, quand elles concernent une installation encore en exploitation, ne donne pour l'essentiel pas lieu à une charge immédiate au compte de résultat mais à l'inscription d'un actif de contrepartie, qui sera amorti progressivement sur la durée de fonctionnement. En revanche, toute augmentation de provisions portant sur les installations déjà à l'arrêt se traduit bien par une charge équivalente au compte de résultat. Ce fut ainsi le cas pour les révisions de devis et de scénarios de démantèlement des réacteurs de première génération d'EDF, qui ont donné lieu à une dotation aux provisions de 385 M€ en 2014 puis de 590 M€ en 2015.

Enfin, quelle que soit la part des provisionnements donnant lieu à inscription immédiate de charges en compte de résultat, la loi contraint les exploitants à affecter des actifs dédiés à la couverture intégrale de la plupart des provisions pour charges nucléaires de long terme, et notamment celles relatives aux opérations de démantèlement. Les critères de couverture aujourd'hui en vigueur (cf. *infra*) conduisent ainsi EDF et Orano à devoir constituer rapidement de nouveaux actifs dédiés dès lors que des hausses de charges futures de démantèlement augmentent leurs provisions, ce qui pèse au final sur leur niveau d'endettement.

Ces contraintes constituent pour les exploitants des incitations, toutes choses égales par ailleurs, pour les opérations qui présentent un fort niveau d'incertitudes, à minimiser les charges à provisionner et à repousser les échéances de décaissement pour en réduire le provisionnement.

C - Un accroissement des coûts prévisionnels et des délais de réalisation pour les démantèlements en cours

Lors de ses précédentes enquêtes (rapport relatif au démantèlement des installations nucléaires et à la gestion des déchets radioactifs remis en 2005 au Président de la République¹²⁷ ou rapport sur les coûts de la filière électronucléaire de 2012¹²⁸ actualisé en 2014¹²⁹), la Cour constatait déjà d'importantes augmentations des devis de démantèlement de la plupart des installations arrêtées. Ce constat est renouvelé sur la période 2013-2018, avec une augmentation de plus de 9 Md€₂₀₁₈ des devis pour l'ensemble des trois exploitants sur la période.

1 - Les démantèlements d'EDF

Le programme de démantèlement actuellement mis en œuvre par EDF concerne 12 installations nucléaires (voir *supra*).

Dans son rapport sur le coût de production de l'électricité nucléaire de 2014, la Cour indiquait que la révision des devis de 2012 avait renchéri les coûts de 22,4 % en euros constants par rapport aux précédents devis de 2008 concernant les neuf réacteurs d'EDF arrêtés. Entre 2013 et 2018, les augmentations de devis ont été encore plus importantes sur ces mêmes installations, puisque les devis ont quasiment doublé (augmentation de plus de 96 %) en euros constants¹³⁰. La hausse des devis des démantèlements des six réacteurs UNGG représente environ les deux tiers de cette augmentation.

Les coûts des démantèlements de ces réacteurs rapportés à leur puissance installée et à leur production électrique sont significatifs, ils sont présentés en annexe n° 4. Des informations détaillées sur l'avancement des démantèlements d'EDF y sont également fournies.

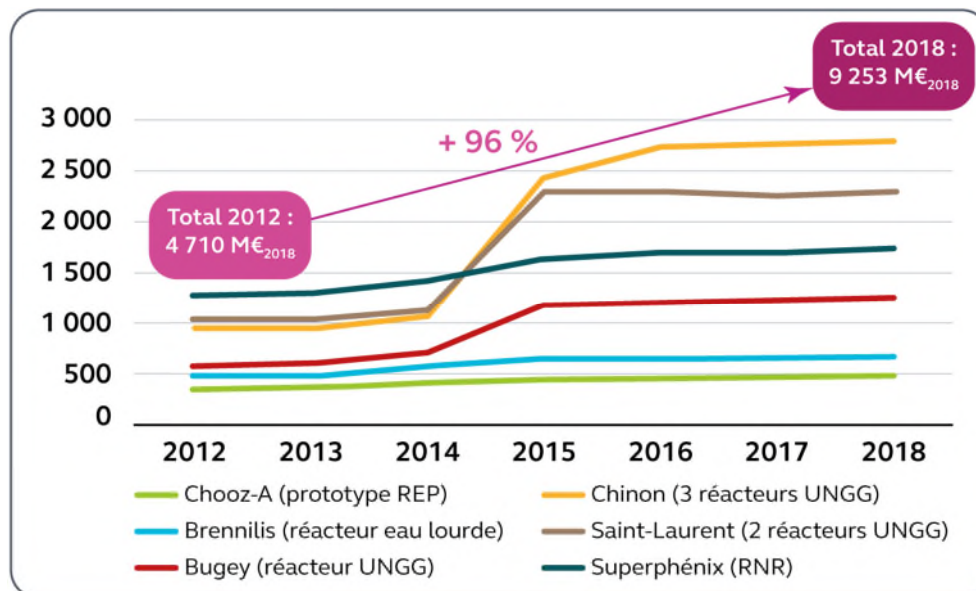
¹²⁷ Cour des comptes, *Le démantèlement des installations nucléaires et la gestion des déchets radioactifs*, rapport public thématique, La Documentation française, janvier 2005, disponible sur www.ccomptes.fr.

¹²⁸ Cour des comptes, *Les coûts de la filière électronucléaire*, rapport public thématique, La Documentation française, janvier 2012, disponible sur www.ccomptes.fr.

¹²⁹ Cour des comptes, *Le coût de production de l'électricité nucléaire, actualisation 2014*, communication à la commission d'enquête de l'assemblée nationale, mai 2014, disponible sur www.ccomptes.fr.

¹³⁰ L'ensemble des données chiffrées indiquées dans cette partie sont issues de données d'EDF retraitées par la Cour en tenant compte de l'inflation annuelle de l'INSEE.

Graphique n° 4 : évolution des coûts des projets de démantèlement (devis à terminaison) des principales installations d'EDF en cours de démantèlement (en M€₂₀₁₈)



Source : données EDF, retraitement Cour des comptes

a) Des hausses de devis d'environ 35 % pour les réacteurs de Brennilis, Superphénix et Chooz-A

En 2012, le coût du démantèlement (devis à terminaison) du réacteur de Brennilis était estimé à 486 M€₂₀₁₈. En 2018, d'après le rapport triennal d'EDF, le devis à terminaison s'élevait à 666 M€₂₀₁₈ en hausse d'environ 37 %. Le total des opérations déjà réalisées représentent 352 M€₂₀₁₈.

Le devis à terminaison du démantèlement du réacteur Superphénix s'élevait quant à lui à 1 308 M€₂₀₁₈ en 2012. En 2018, EDF évaluait le coût global des opérations de démantèlement à 1 749 M€₂₀₁₈ c'est-à-dire une augmentation de 34 % en euros constants. Sur ce total, 1 142 M€₂₀₁₈ ont déjà été dépensés à fin 2018.

Concernant le réacteur Chooz-A, le coût global de son démantèlement était estimé à 352 M€₂₀₁₈ en 2012. En 2018, le devis à terminaison s'élevait à 491 M€₂₀₁₈ soit une hausse d'environ 39 % en six ans, dont une partie a été prise en compte dans la révision des devis prévisionnels de démantèlement du parc en fonctionnement (cf. *infra*). Sur ce total, 317 M€₂₀₁₈ ont déjà été réalisées fin 2018.

b) De très fortes hausses de devis successives pour le démantèlement des réacteurs UNGG

Depuis l'arrêt des six réacteurs UNGG d'EDF, de nombreuses opérations ont été réalisées (évacuation du combustible, des effluents et des déchets historiques, démolition d'installations conventionnelles et démantèlements électromécaniques hors caissons des réacteurs). Ces opérations ont coûté à ce jour plus de 900 M€₂₀₁₈. Le retour d'expérience internationale montre que les deux seuls réacteurs graphite-gaz démantelés dans le monde possèdent des caractéristiques technologiques, de conception et de volume très différentes de celles des réacteurs UNGG français. L'opération de démantèlement de ce type de réacteur n'a ainsi jamais été réalisée à cette échelle de taille. Le démantèlement du premier réacteur UNGG français devrait donc être, à ce titre, une opération pionnière.

Les réacteurs de Chinon A1 et A2 ont actuellement le statut « d'INB entreposage » et ne disposent pas à ce jour des autorisations nécessaires pour entreprendre la suite du démantèlement¹³¹. Le dossier de démantèlement de ces deux réacteurs devrait être déposé en 2022. Sur la base d'un scénario prévu par EDF au début des années 2000 à la suite de des études sommaires, les décrets de démantèlement des réacteurs Bugey 1, Saint-Laurent A1 et A2 et Chinon A3, pris entre 2008 et 2010, prévoient un démantèlement « sous eau », c'est-à-dire consistant à remplir le cœur du réacteur en eau afin de réaliser les opérations de démantèlement. Un démantèlement « en air » était par contre prévu pour les réacteurs de Chinon A1 et A2, dans la mesure où aucune rétention permettant de gérer les potentielles fuites n'existe sur ces réacteurs. Ce scénario a été confirmé par EDF en septembre 2013 dans un courrier adressé à l'ASN relatif à la « *stratégie EDF de déconstruction des centrales nucléaires* » et a été analysé par l'ASN et l'IRSN en 2015.

Sur la période 2013-2015, des études d'avant-projets détaillées réalisées avec l'appui de l'entreprise britannique Cavendish Nuclear¹³² sur les réacteurs de Chinon A2 (démantèlement prévu en air) et de Saint-Laurent A2 (démantèlement prévu sous eau) et des études préparatoires à l'ouverture du caisson du réacteur du Bugey ont mis en exergue une grande complexité de certaines opérations, notamment liées à l'étanchéité des caissons, et ont conclu que le calendrier retenu dans le scénario de démantèlement des UNGG de 2013 n'était pas réaliste et que les durées de travaux seraient significativement allongées, de 9 à 17 ans selon les réacteurs. L'intégration de ces informations, devait donc mécaniquement conduire à une forte augmentation du devis. Le nouveau devis brut de démantèlement des six réacteurs UNGG avec le scénario dit « de continuité » prévoyait ainsi une augmentation de +2,4 Md€₂₀₁₂, soit une hausse de plus de 130 % du reste à faire. Au vu de ces prévisions et des résultats des différentes études, EDF a annoncé en 2016 un changement de stratégie pour passer à un démantèlement « en air » uniquement (cf. *infra*) ; ce nouveau scénario a été dénommé « scénario dérisqué » par l'exploitant.

¹³¹ Les installations des réacteurs Chinon A1 et A2 ont été commuées, respectivement par décrets des 11 octobre 1982 et 7 février 1991 en INB d'entreposage à la suite de leur démantèlement partiel.

¹³² Cavendish Nuclear est une entreprise d'ingénierie nucléaire britannique disposant d'une expertise du démantèlement des réacteurs de technologie graphite-gaz. Cavendish a notamment participé, dans les années 2000, au démantèlement en air du réacteur de WAGR (*Windscale Advanced Gas-cooled Reactor*) situé en Grande-Bretagne.

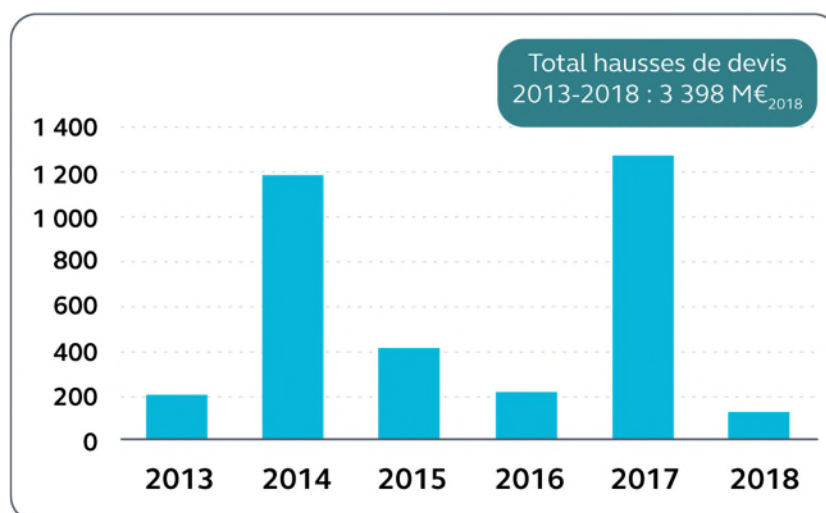
2 - Les démantèlements du CEA

La particularité des installations du CEA réside dans leur grande variété : réacteurs expérimentaux, laboratoires de chimie, stations de traitement d'effluents et de déchets, etc. (voir *supra*). L'assainissement et le démantèlement (A&D) de chaque installation est de ce fait un cas spécifique et le CEA n'en attend aucun « effet de série ». Ces installations n'avaient de plus pas été conçues pour permettre un jour leur démantèlement, ni pour assurer une gestion des déchets radioactifs correspondant aux exigences actuelles. Par ailleurs, en amont de ces chantiers de démantèlement ou pendant qu'ils se déroulent, s'ajoutent de nombreuses opérations de reprise et conditionnement de déchets anciens (RCD), complexifiant les contraintes pesant sur les installations d'assainissement ou d'entreposage des déchets. En 2018, dans son rapport sur l'aval du cycle du combustible nucléaire, la Cour constatait la dérive des coûts et des calendriers pour ces opérations de RCD, notamment en raison de leur complexité.

Plusieurs sites du CEA sont concernés par des opérations de démantèlement et d'assainissement : Fontenay-aux-Roses, Saclay, Marcoule, Cadarache, Grenoble, Valduc, Bruyères-le-Châtel et Pierrelatte.

Au cours des dernières années, le CEA a dû faire face à de nombreuses augmentations de devis sur le démantèlement de ses installations arrêtées (y compris périmètre défense et projets transverses). Au total, hors impact des lissages d'opérations dus au cadrage budgétaire du CEA (cf. *infra*), sur la période 2013-2018, les devis des projets ont augmenté de près de 3,4 Md€₂₀₁₈, ce qui représente une augmentation de près de 30 %. Les hausses les plus importantes sont intervenues en 2014, 2015 et 2017 en raison notamment d'études de caractérisation qui ont révélé des états radiologiques plus dégradés que les estimations initiales, de campagnes de révisions des paramètres de l'outil d'évaluation des charges ETE-EVAL (cf. chapitre III) et d'allongement des durées prévues des projets.

Graphique n° 5 : augmentations des devis des projets de démantèlement du CEA depuis 2013 (en M€₂₀₁₈ et hors impacts des lissages dus au cadrage budgétaire)



Source : CEA

En particulier, le démantèlement des installations de l'INBS de Marcoule a cumulé les retards et les augmentations de devis. Ce site a vécu un changement d'exploitant en 2006 en passant d'Areva au CEA (cf. *infra*). Hors impacts des lissages dus au cadrage budgétaire, le devis du démantèlement du site d'UP1¹³³ a par exemple à lui seul augmenté d'environ 920 M€₂₀₁₈ entre 2013 et 2018, soit une hausse de 72 % ; celui du réacteur Phénix a également connu une révision très importante au cours de la même période, de l'ordre de 340 M€₂₀₁₈, soit une hausse de 57 %. Des hausses importantes ont également été enregistrées pour les deux réacteurs Célestin (+240 M€₂₀₁₈) et G1 (+205 M€₂₀₁₈) situés à Marcoule ainsi que pour les laboratoires et ateliers de Cadarache (+360 M€₂₀₁₈).

3 - Les démantèlements d'Orano

Comme pour le CEA, le démantèlement des installations arrêtées d'Orano présente une complexité importante liée à la connaissance souvent imparfaite de l'état initial des installations, à la présence de déchets anciens entreposés dans des ouvrages ne répondant pas aux standards de sûreté actuels et aux nombreuses interfaces nécessaires, notamment avec des installations également utilisées pour les usines en fonctionnement. Le site de La Hague, notamment, présente des enjeux de sûreté très importants liés aux usines de retraitement en fonctionnement. Les installations arrêtées et en phase de démantèlement sont détaillées à l'annexe n° 4.

On peut estimer, d'après les données partielles fournies par l'exploitant, que les devis de démantèlement ont globalement augmenté d'un montant de près d'1 Md€₂₀₁₈ (hors 380 M€₂₀₁₈ d'aléas transverses non encore affectés par projets et qui concerneront en partie la RCD) depuis 2013.

a) Démantèlement de l'usine Georges Besse 1

S'agissant du démantèlement de l'INB 93 (usine Georges Besse 1), la Cour avait déjà constaté en 2014 un doublement du devis entre 2006 et 2013 en euros constants (+519 M€₂₀₁₃). Depuis ce rapport, le devis a encore augmenté de 33 % hors inflation (+333 M€₂₀₁₈), alors qu'AREVA considérait le devis 2013 stabilisé et robuste.

L'essentiel de l'augmentation a été enregistrée dès 2015, conduisant l'autorité administrative à diligenter un audit externe sur l'estimation des coûts de ce projet. Une partie de cette augmentation s'explique, selon Orano, par l'allongement des délais des opérations (+57 M€) et par une intégration de la démolition d'une partie du génie civil dans le scénario du démantèlement (+42 M€) qui n'était pas prévue initialement par Orano et qui a été demandée par l'autorité administrative à titre de démarche « prudente ». Le solde des augmentations résulte essentiellement de modifications de conception et d'exploitation des ateliers de démantèlement suite à la finalisation en 2015 des études d'avant-projet sommaire (APS), accompagnées d'un allongement de la durée prévue du démantèlement d'au moins sept ans¹³⁴.

¹³³ Comprenant le démantèlement de l'usine UP1, de l'ensemble des ateliers support en entreposages (ASE), de l'atelier de vitrification de Marcoule (AVM), le stockage des verres de produits de fission et déchets technologiques (SVM) et la reprise et conditionnement de l'ensemble des déchets de procédé et de structures présents dans les fosses des ateliers de dégainage.

¹³⁴ Notamment liée à la décision de ne mettre en place qu'une seule ligne de traitement des matériels.

Le devis de démantèlement de l'usine s'élève désormais à 1 397 M€₂₀₁₈, dont 1 318 M€ de reste à faire fin 2018. Orano prévoit un déclassement de l'INB en 2052. Une caractérisation plus poussée de sols doit être mise à jour d'ici fin 2020. En fonction des résultats, une révision du coût de l'assainissement du site n'est pas à exclure.

b) Démantèlement des installations à l'arrêt de La Hague

En ce qui concerne les installations à l'arrêt définitif du site de La Hague, la Cour avait déjà constaté en 2014 un accroissement de 47 % du devis entre 2006 et 2013 en euros constants (+628 M€₂₀₁₃). Depuis ce rapport, le devis a été revu régulièrement à la hausse, portant l'augmentation globale à près de 19 % de 2013 à 2018, hors inflation.

Sur 2014-2015, le devis a été rehaussé de près de 250 M€ tandis que le planning prévisionnel a été allongé de près de 6 ans. Depuis 2015, le devis s'est accru de 170 M€ supplémentaires¹³⁵, conséquence de révisions des scénarios de démantèlement, de redimensionnement des besoins ou d'ajustements des coûts unitaires. Il s'élève désormais à 2 560 M€₂₀₁₈, dont 1 713 M€ de reste à faire fin 2018.

II - De nouvelles stratégies de démantèlement en matière d'assainissement et de délais

L'ASN et l'autorité de sûreté nucléaire défense (ASND) – lorsque les installations et activités nucléaires intéressent la défense –, appuyées par l'IRSN, examinent la stratégie globale de démantèlement des exploitants, au-delà des instructions relatives à chaque installation. Ces stratégies, établies à la demande des autorités, portent notamment sur les priorités de sûreté dans les démantèlements à réaliser, la politique de gestion des déchets et des effluents générés lors du démantèlement, la faisabilité technique des scénarios de démantèlement ainsi que sur l'organisation particulière pour gérer les démantèlements. Ces stratégies sont mises à jour régulièrement par les exploitants et leur permettent d'engager les études et investissements nécessaires. L'instruction de ces dossiers permet aux autorités de sûreté nucléaire de disposer d'une vision globale et prospective à plus de 10 ans des stratégies des exploitants, ce qui permet notamment d'anticiper les besoins de création d'installations d'entreposage de déchets radioactifs, de développement de nouveaux types de conditionnement ou de conteneurs de transports, ou encore les moyens à prévoir pour la réalisation des opérations.

Le volet relatif à la gestion des déchets issus du démantèlement est par ailleurs traité dans le cadre du plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR) dont la première publication a eu lieu en 2007 et qui est mis à jour tous les trois ans, après débat public. Le PNGMDR dresse le bilan des modes de gestion existants des matières et des déchets radioactifs, recense les besoins prévisibles d'installations d'entreposage ou de stockage, et précise les capacités nécessaires pour ces installations et les durées d'entreposage.

¹³⁵ Dont près de 70 M€ ont été repris sur la provision pour aléas transverses constituées par Orano (cf. *infra*).

La stratégie d'EDF pour les installations arrêtées a fait l'objet d'une évaluation globale en 2015 et, à la suite de l'annonce d'EDF de son changement de stratégie sur les UNGG en 2016, de demandes de justifications de l'ASN. Un audit demandé par la DGEC est par ailleurs actuellement en préparation sur le démantèlement de l'ensemble des installations à l'arrêt définitif d'EDF et portera sur l'évaluation des charges nucléaires de long terme afférentes.

Les dossiers d'Orano et du CEA, transmis en 2016, ont été évalués en 2018 par les autorités de sûreté. L'ASN et le DSND ont formulé en mai 2019 leur avis sur la stratégie du CEA, leur avis sur la stratégie d'Orano est attendu au premier semestre 2020.

Les évolutions principales de stratégies ainsi que les organisations internes mises en place par EDF, Orano et le CEA sont détaillées à l'annexe n° 9.

A - Des démarches d'assainissement variables et une réutilisation industrielle envisagée pour la plupart des sites

Les exploitants ont élaboré un « *guide inter-exploitants sur la réhabilitation des sols d'une installation nucléaire de base* » qui décrit notamment les méthodes permettant d'élaborer des « variantes » d'assainissement poussé qualifiées de « proportionnées aux enjeux ».

Aujourd'hui EDF retient pour l'ensemble de ses sites l'objectif d'un assainissement complet, sauf pour les sols de la station de traitement des effluents de Brennilis pour lequel un assainissement poussé a été accepté par l'ASN. L'état final visé pour ses sites est celui d'un usage industriel pour lequel « *les bâtiments originellement nucléaires et les bâtiments conventionnels sont démolis jusqu'au niveau moins un mètre par rapport au niveau naturel du sol, les sols sont assainis selon des actions de gestion définies au regard de leur analyse aussi bien radioactive que chimique et après démolition des superstructures, les cavités restantes sous le niveau du sol sont comblées avec un remblai (produit si possible avec les gravats non-nucléaires issus de la démolition)* ».

Pour certains sites, EDF envisage toutefois de modifier l'état final inscrit dans le décret de démantèlement. C'est le cas pour le site de Superphénix (cf. annexe n° 4), sur lequel EDF souhaiterait finalement pouvoir réutiliser les bâtiments et ne pas les démolir. Ces changements, nécessiteront toutefois d'obtenir des autorisations des autorités, à la suite de procédures qui pourront être assez lourdes. Selon les prévisions d'EDF, le poste « assainissement » ne représente que 2 à 6 % du montant du devis selon les sites. Sa stratégie en matière d'objectifs d'assainissement n'a pas fait l'objet d'un examen particulier des autorités à ce jour.

Les deux autres exploitants affichent des engagements plus ambigus.

1 - Une incertitude sur le niveau d'assainissement visé par Orano

Orano vise un déclassement des installations nucléaires démantelées afin de permettre la réutilisation éventuelle des bâtiments sans contrainte ni surveillance ou leur démolition en déchets conventionnels ; les bâtiments ne contiennent alors plus de zone à déchets nucléaires ni de zone réglementée au titre de la radioprotection.

Selon Orano, « *si cet état final se révèle hors d'atteinte, le niveau d'assainissement attendu doit permettre d'obtenir un impact résiduel suffisamment bas, tel qu'il soit sans conséquence pour la sécurité, la santé et la salubrité publiques ou la protection de la nature et de l'environnement* ». Reprenant *in extenso* le constat dressé par l'IRSN à l'issue de son examen en 2018 de la stratégie de démantèlement¹³⁶, les groupes permanents d'experts de l'ASN¹³⁷ retiennent ainsi que « *l'option de référence retenue par Orano est l'assainissement complet des structures des installations et des sols en une seule phase* » et qu' « *Orano considère que les sites sur lesquels ses installations sont implantées ont vocation à conserver un usage industriel et n'envisage pas la déconstruction systématique de leurs structures* ». Toutefois ils ont relevé « *des ambiguïtés et des insuffisances de justification dans la déclinaison de ces choix dans les projets de démantèlement des installations, concernant notamment l'éventuel abandon de l'assainissement complet au profit d'un assainissement poussé, la manière de fixer et d'utiliser les objectifs d'assainissement visés ainsi que les dispositions prévues pour caractériser les éventuelles pollutions des sols et en limiter les conséquences* ».

Des engagements ont alors été pris par Orano pour compléter ses justifications au travers d'éléments de réponse fournis sur sa méthodologie d'assainissement des structures et sols¹³⁸. Dans ces éléments, Orano justifie son approche par l'utilisation d'une analyse multicritères évaluant les impacts comparés d'un scénario d'assainissement complet et de différents scénarios d'assainissements poussés. Les critères de coûts y apparaissent particulièrement discriminants : une étude d'impact du dossier de demande d'autorisation de démantèlement réalisée sur une INB existante a ainsi fait apparaître des coûts supplémentaires du scénario d'assainissement complet de l'ordre de 500 M€ par rapport au scénario d'assainissement poussé.

Dans les faits, pour les installations d'Orano qui sont situées sur un site industriel encore en fonctionnement, l'assainissement poussé des sols est privilégié, dans la mesure où le site bénéficie d'une surveillance environnementale et sanitaire.

2 - Un objectif d'assainissement poussé plutôt que complet pour le CEA

L'objectif prioritaire affiché par le CEA est le déclassement des installations nucléaires de base. Il s'attache en priorité et dans la mesure du possible, au maintien des bâtiments sur pied en vue d'une réutilisation éventuelle ou « *du fait de leur implantation sur un site à caractère pérenne* » et recherche à obtenir un déclassement des bâtiments sans restriction.

Avant 2006, le CEA avait envisagé, pour certains de ses sites, l'option d'un assainissement complet et d'une libération totale et inconditionnelle pour l'ensemble des usages. Il est toutefois revenu à l'option d'un état final visant une réutilisation industrielle depuis l'expérience du démantèlement du réacteur Siloé de Grenoble pour lequel les objectifs d'assainissement visés dans le décret se sont révélés très difficilement atteignables, le coût et la durée de l'élimination finale des derniers Becquerels ayant été très élevés (voir annexe n° 10).

¹³⁶ Avis de l'IRSN sur la stratégie de démantèlement d'Orano, 2018.

¹³⁷ CODEP - MEA - 2018 - 026894, avis des groupes permanents de l'ASN relatif à la stratégie d'ORANO pour la gestion de ses déchets et du démantèlement de ses installations, juin 2018.

¹³⁸ Orano, Stratégie de démantèlement - Extrait des éléments de réponse donnés dans le cadre de l'instruction par ASN / ASND / IRSN, janvier 2018.

Cette expérience montre toute la différence entre un assainissement complet et un assainissement poussé avec servitudes. Si ce dernier objectif avait été choisi dès l'origine comme état final pour Siloé, aucune démolition n'aurait été nécessaire.

Le CEA se conforme aujourd'hui au principe d'une approche proportionnée aux enjeux, calquée sur le principe dit «ALARA» («*As Low As Reasonably Achievable*»). L'assainissement doit être, selon lui, aussi poussé que raisonnablement possible compte tenu des contraintes techniques, économiques, environnementales, sanitaires et sociales, de la quantité de déchets induits et des meilleures techniques disponibles. À l'issue des opérations de démantèlement, le CEA détermine l'impact radiologique dû aux contaminations éventuellement résiduelles, en fonction des usages futurs retenus, lesquels sont variables d'un site à l'autre (site nucléaire à caractère pérenne, site fermé au public, éventualité d'un réemploi industriel). Même s'il soutient ne pas piloter ses chantiers de démantèlement en considérant uniquement le niveau radiologique, le CEA considère que si cet impact reste, en toutes circonstances, inférieur à la valeur guide de l'AIEA de 0,3 mSv/an¹³⁹, le risque est circonscrit.

Récemment, les autorités ont rappelé fermement au CEA la doctrine en matière d'assainissement. Dans sa lettre en date du 21 décembre 2018 faisant suite au quatrième rapport triennal (2015) et les notes d'actualisation (2016 et 2017) du CEA, la DGEC affirme ainsi que le CEA retient de manière quasi systématique un scénario d'assainissement aussi poussé que possible, prévu par les guides de l'ASN, mais s'écartant de la doctrine dite d'assainissement complet. Par ailleurs, elle affirme que pour certaines installations, le CEA vise un état de surveillance considéré comme un état intermédiaire. Dans leur courrier du 19 mai 2019 relatif à la stratégie de démantèlement du CEA, l'ASN et le DSND signalent également à l'exploitant que « *le scénario d'assainissement complet, qui constitue le scénario majorant en termes de quantités de déchets produits, doit donc être envisagé en tant qu'option de référence. [...] Le souhait de réutiliser vos bâtiments à d'autres fins industrielles et de recherche ne saurait justifier l'absence d'assainissement complet, d'autant qu'aucune réutilisation précise de la plupart de vos installations n'est aujourd'hui identifiée* ». Ce constat reprend celui émis par l'IRSN dans son avis sur la stratégie de démantèlement du CEA de 2018¹⁴⁰. Par ailleurs, les autorités rappellent au CEA que « *la loi de programme du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs¹⁴¹, concernant les INB et INBS, impose l'évaluation des charges liées à la gestion de l'ensemble des déchets radioactifs, y compris de démantèlement et d'assainissement. Dans une démarche de prudence, l'évaluation doit être menée en considérant l'assainissement complet comme option de référence* ».

¹³⁹ Valeur inscrite dans le guide de l'AIEA élaboré en 2006 n°WS-G-5.1 « *Release of sites from regulatory control on termination of practices* ». Cette valeur n'est pas reprise en France et selon le guide n°6 de l'ASN, « cette valeur ne constitue pas un objectif acceptable *a priori* ».

¹⁴⁰ Dans son avis sur la stratégie de démantèlement du CEA de 2018, l'IRSN mentionnait « *le CEA vise l'atteinte d'un état final des installations après assainissement permettant leur déclassement complet, sans exclure des configurations telles qu'un déclassement avec restrictions d'usage. Sur ce point, l'IRSN estime que le CEA doit viser un état final compatible avec une réutilisation des bâtiments et structures « tout usage » (limitant les contraintes ou servitudes après le déclassement)* ».

¹⁴¹ Loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs.

3 - L'ambiguïté sur l'influence de l'usage futur du site

Ainsi aujourd'hui, même s'ils affichent que le scénario d'assainissement complet est toujours le scénario privilégié, les stratégies de démantèlement poursuivies par les exploitants peuvent en réalité s'écarter de la démarche de référence pour tendre de plus en plus directement vers des démarches d'assainissement poussé.

Cette question est théoriquement décorrelée de celle de l'utilisation future du site. Toutefois, comme vu *supra* (cf. chapitre II.I.A), dans les cas de l'assainissement poussé où il persiste *in fine* une contamination ou activation (pouvant être similaire à la radioactivité naturelle), l'ASN considère que le déclassement de l'INB avec mise en œuvre de servitudes d'utilité publique sur les bâtiments peut éventuellement être envisagé si « *un usage établi pérenne est prévu à court terme par l'exploitant pour ce bâtiment* ». Cette possibilité est aujourd'hui utilisée par l'ensemble des exploitants, qui envisagent tous une réutilisation industrielle de leur site ou des bâtiments.

La distinction théorique qui est faite entre le niveau d'assainissement (complet ou poussé) et l'usage futur du site (retour à l'herbe, démolition/déconstruction des bâtiments et des structures, réutilisation industrielle du site, réutilisation des bâtiments, etc.) n'est ainsi pas si claire en pratique. Dans de nombreux cas, il est probable qu'il soit très difficile d'atteindre un assainissement total sans servitudes (équivalent au niveau 3 selon l'AIEA) sans déconstruire les bâtiments ; en effet, les opérations d'assainissement des structures (grattage des parois par exemple) peuvent mettre à jour des niveaux d'activités radiologiques qui n'étaient pas forcément identifiés à l'origine et obliger l'exploitant à démolir ces structures pour atteindre le niveau requis.

La réalisation d'un assainissement complet garantit de ne jamais avoir à réaliser de nouveaux travaux et procure donc une meilleure protection des générations futures. Toutefois, cette démarche d'assainissement complet aujourd'hui préconisée par l'ASN constitue souvent une méthodologie permettant de justifier le niveau d'assainissement retenu plus qu'un objectif réel de niveau d'assainissement à atteindre. En effet, quand les propositions d'usages retenues par les exploitants conduisent à ne pas déconstruire de nombreux bâtiments, cela implique de fait le renoncement à l'atteinte d'un assainissement complet. Dans ces cas et plus particulièrement lorsque des servitudes d'utilité publique sont instituées, il est particulièrement important d'organiser la transmission et la conservation de la mémoire de ces sites afin d'informer les générations futures de l'existence d'une potentielle radioactivité résiduelle.

B - Un allongement important des délais

D'une manière générale, et compte tenu des retards généralement observés lors des opérations de démantèlement, l'ASN et le MTES retiennent, pour l'établissement du calendrier initial de démantèlement qui figure dans les décrets, les échéances transmises par l'exploitant, éventuellement avec des marges.

Dans les cas où les délais de réalisation sont plus longs que prévus, l'ASN doit alors se positionner sur le respect de l'exigence de démantèlement dans des délais « *aussi courts que possible* » tout en considérant la notion de « *conditions économiquement acceptables* ».

1 - La priorisation des opérations du CEA

a) Des révisions de stratégies successives

La stratégie de démantèlement du CEA a donné lieu à plusieurs évaluations de la part de l'ASN et de l'ASND. Les dernières évaluations complètes ont eu lieu en 2006 et en 2019. L'évaluation de 2019 a examiné la nouvelle stratégie du CEA remise en 2016 aux autorités de sûreté. Cette nouvelle stratégie, incluant les opérations de RCD, a fait l'objet d'un travail important de priorisation de l'ensemble de ses opérations. Avant la remise de cette stratégie en 2016, et indépendamment des contraintes de financement qui pouvaient peser sur lui, le CEA était mal organisé et accusait de très lourds retards sur ses programmes de démantèlement, comme l'avaient souligné les autorités de sûreté (voir annexe n° 9).

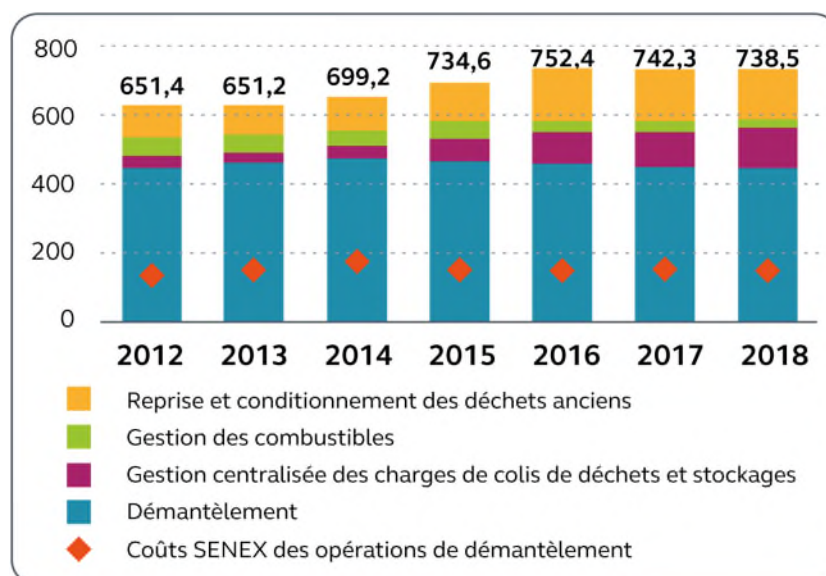
Les principes retenus pour la priorisation des opérations du CEA

Pour hiérarchiser ses projets et lui permettre de respecter sa dotation budgétaire annuelle, le CEA a établi un indicateur de « terme source mobilisable » (TSM) permettant de refléter la quantité de radioactivité susceptible d'être impliquée dans un incident ou un accident, en fonction de divers facteurs (cf. annexe n° 9).

Du fait de cette stratégie de priorisation, entre 2012 et 2018 les dépenses liées aux opérations de démantèlement en tant que tel (hors RCD et gestion des combustibles et déchets) ont diminué de 72 % à 61 % du montant de la subvention totale tandis que celles liées à la reprise et au conditionnement des déchets (RCD) sont passées de 15 % à environ 23 % sur la même période (cf. *infra*).

Le report des opérations de démantèlement, au profit des opérations de RCD, entraîne une augmentation de la part des dépenses d'exploitation (appelés coûts SENEX « surveillance, entretien, exploitation ») dans les dépenses liées au démantèlement (cf. *infra*). Cette part s'élève à environ 35 % aujourd'hui.

Graphique n° 6 : répartition des dépenses réalisées par type d'opérations (M€ courants)



Note : les sous-totaux sont calculés à partir des reprises de provisions alors que le montant total correspond aux dépenses réelles.

Source : CEA

À partir de 2017 et jusque 2019, l'ASN et l'ASND ont instruit ce dossier¹⁴². Cet examen a donné lieu à un courrier conjoint des deux autorités de sûreté au CEA en date du 19 mai 2019.

Les autorités ont notamment conclu que la nouvelle organisation mise en place en janvier 2017 par le CEA (cf. annexe n° 9) est pertinente et adaptée à la mise en œuvre de cette stratégie. Compte tenu des moyens alloués par l'État et du nombre important d'installations en démantèlement pour lesquelles des capacités de reprise de déchets anciens et d'entreposage devront être construites, il leur apparaît acceptable que le CEA envisage un échelonnement des opérations de démantèlement et elles notent la pertinence générale de la priorisation. Cependant, l'ASN et le DSND déplorent qu'au vu des calendriers prévisionnels présentés, et même en l'absence d'aléas et de retards sur les projets, la réduction du TSM et des risques associés ne sera pas effective avant au mieux, une dizaine d'années, en particulier sur le site de Marcoule. Enfin, les autorités s'interrogent sur la robustesse du plan d'action avec les moyens disponibles, tant humains que financiers, pour traiter au plus tôt l'ensemble des situations présentant les enjeux de sûreté ou les nuisances pour l'environnement les plus importants¹⁴³.

La priorisation des opérations de démantèlement du CEA fondée en particulier sur une approche par « terme source mobilisable » (TSM), acceptée sur le principe par les autorités, va toutefois à l'encontre du principe du démantèlement immédiat. En effet lorsque le TSM a été totalement évacué et que ne restent, dans l'installation, que de faibles niveaux de risques, le CEA propose, dans certains cas (notamment pour ses réacteurs de recherche), l'option d'un démantèlement en deux temps. Ce sujet illustre les difficultés des autorités à faire appliquer la loi et notamment à arbitrer entre les termes de « *délais aussi courts que possible* » et de « *conditions économiquement [budgétairement dans ce cas] acceptables* ». La DGEC et la direction du budget estiment toutefois qu'à travers l'exercice de priorisation, l'esprit de la loi est bien respecté au vu des conditions économiques auxquelles est soumis l'établissement.

En 2017, le CEA a effectué une revue de l'ensemble de ses opérations de démantèlement en tenant compte de la nouvelle stratégie de démantèlement transmise aux autorités de sûreté. Une nouvelle gouvernance a également été définie par l'État en 2017 pour suivre au mieux l'exécution des budgets et la programmation des opérations. Un projet de plan à moyen et long terme (PMLT) sur 10 ans, spécifique à l'assainissement et démantèlement (A&D) ainsi qu'à la reprise et au conditionnement des déchets anciens a été élaboré mais reste à finaliser suite à un audit diligenté en 2019 (cf. annexe n° 9). Le projet de PMLT couvrant la période 2018-2027 prévoit le maintien de la subvention de l'État à hauteur de 740 M€ par an jusqu'en 2022 puis une hausse à 785 M€ en 2023 et une indexation à l'inflation au-delà.

¹⁴² Avec l'appui de l'IRSN, des groupes permanents d'experts chargés des laboratoires (GPU) et des usines (GPD), ainsi que de la commission de sûreté pour les laboratoires et les usines et de la gestion des déchets (CSLUD).

¹⁴³ En particulier la mutualisation des moyens entre les différents centres, conduisant à ne disposer, pour certaines opérations, que d'une seule installation, induit une forte augmentation du nombre de transports et de fortes incertitudes relatives à la disponibilité des installations de traitement, de conditionnement et d'entreposage des matières et déchets radioactifs, ainsi que des emballages de transport.

b) Des allongements de délais qui engendrent de nouvelles augmentations des devis à terminaison

En 2011, lors de l'évolution des modalités du financement des travaux d'A&D consécutive à l'assèchement des fonds dédiés, et en 2015 à l'occasion du passage des fonds à un financement unique par crédit budgétaire (action 15 programme 190), des mesures de lissages ont été prises par le CEA afin de mettre en cohérence les chroniques de décaissements prévisionnels avec ce nouveau cadrage budgétaire. Ces mesures ont consisté à allonger la durée prévisionnelle de certains démantèlements. Fin 2016, la remise à plat des scénarios de projets suite à l'exercice de priorisation mené par le CEA s'est également traduite par de nouveaux décalages de plannings¹⁴⁴.

L'ensemble des allongements de calendriers directement liés au renforcement de la contrainte budgétaire a conduit à une augmentation significative des coûts d'entretien, de surveillance et d'exploitation (SENEX) associés aux démantèlements. Ces augmentations ont représenté depuis 2013 un accroissement de 550 M€ en valeur brute des devis à terminaison de ces démantèlements. Par ailleurs, afin de respecter le cadrage budgétaire mis en place, tout accroissement du devis prévisionnel des démantèlements, pour des motifs exogènes à ce cadrage, conduit désormais le CEA à devoir différer encore certaines de ses opérations, ce qui alourdit d'autant plus les coûts SENEX. Cet effet s'est déjà traduit par un accroissement des coûts de plus de 600 M€ dès 2015¹⁴⁵.

Ces surcoûts posent la question du montant de la dotation versée annuellement au CEA. En effet, il faudrait pouvoir calculer le gain que pourrait espérer le CEA – en termes d'économies sur les coûts d'exploitation fixes (SENEX) sur la durée globale de ses opérations démantèlement – si la subvention annuelle de l'État était majorée pendant quelques années et permettait d'avancer à un rythme optimal. Cette analyse n'est toutefois pas aisée à conduire puisqu'elle met en jeu de très nombreux paramètres, notamment les capacités techniques et humaines du CEA pour réaliser les opérations dans un délai court.

Les autorités de sûreté, notamment le DSND, considèrent que le CEA manque encore de calendriers robustes, engageants et précisément chiffrés et qu'en l'absence de ces données, il n'est pas possible pour l'État de trancher sur les différents scénarios en termes de coûts et de gains en sûreté. Elles considèrent qu'un effort d'investissement supplémentaire pour financer dès à présent les projets des principales infrastructures permettant la reprise des substances radioactives les plus dangereuses, est nécessaire pour diminuer les risques dans des délais acceptables. Elles ont fait part de leurs inquiétudes dans un courrier du 27 mai 2019 adressé au Premier ministre et dans lequel elles s'interrogent « *en particulier sur les moyens humains et financiers prévus pour traiter l'ensemble des situations présentant les enjeux de sûreté ou les nuisances pour l'environnement les plus importants dans les 10 ans à venir.* »

¹⁴⁴ Entre 1,5 et 1,7 Md€ de dépenses initialement prévues durant la période 2018-2027 ont été repoussées au-delà afin de présenter, lors de la constitution du PMLT, un niveau de dépenses compatible avec les hypothèses de financement du programme de démantèlement du CEA de 740 M€ par an.

¹⁴⁵ À ces impacts liés au cadrage budgétaire, s'ajoutent des coûts supplémentaires résultant de la mise en cohérence entre les chroniques du PMLT (dont l'établissement a permis de progresser dans la justification des échéanciers des provisions comptables en valeur actualisée) et les échéanciers des provisions. Cette mise en cohérence a conduit à introduire des révisions spécifiques (dites « révisions PMLT ») lorsque les provisions étaient inférieures au total des chroniques du PMLT. Ces révisions doivent, selon le CEA, rester marginales (elles ont représenté 112 M€ en valeur brute en 2017 sur les démantèlements stricto sensu, soit 1 % des charges futures) et doivent être mentionnées dans la liste des risques avérés et conduire à des révisions du scénario, du planning, des coûts et des risques (révisions dites « intrinsèques »).

L'État s'est engagé à prolonger jusque fin 2022 le cadrage en M€ courants tandis que le CEA réclamait la prise en compte de l'inflation à compter de début 2021. La direction du budget estime de son côté que le cadrage budgétaire annuel a le mérite de pousser le CEA à améliorer les performances de son programme d'A&D (même si aucun indicateur de suivi permet de suivre cette performance dans le programme 190, cf. chapitre II.I.B) et considère que les projets sont aujourd'hui moins limités par le financement que par le nombre d'emplois dédiés. Elle estime aussi qu'avant d'envisager une hausse de la subvention le CEA doit encore s'attacher à améliorer sa performance. Selon la DB, cette amélioration devrait permettre de redéployer plus de 15 M€ par an dans le cadre du projet de PMLT qui couvrira la période 2020-2030¹⁴⁶. Pour le CEA, la mise en œuvre de son plan de performance nécessite que des marges de manœuvre sur son plafond d'emplois lui soient accordées, en particulier pour mener à bien des ré-internalisations de l'exploitation de certaines installations. La LFI 2020 a rehaussé de 240 ETPT ce plafond d'emplois.

Le CEA doit produire, dans le courant de l'année 2020, des éléments permettant de préciser ses calendriers et ses chiffrages pour proposer une estimation de son besoin de financement supplémentaire. Si une hausse de la subvention publique s'avérait nécessaire, en particulier au regard des besoins post-2022, compte tenu du fait que les charges à venir relatives à l'A&D des installations du CEA relèvent pour deux tiers du domaine militaire (11 Md€ sur 17 Md€) correspondant à environ 400 M€ sur les 740 M€ de dépenses annuelles, une contribution du ministère des armées pourrait être étudiée. En effet, aucune subvention n'a été versée à ce titre par le ministère des armées depuis la signature de la convention cadre de 2010 entre l'État et le CEA. Par ailleurs, une réflexion sur la ventilation du budget propre du CEA entre ses différentes activités pourrait être engagée.

Cette situation montre l'ambivalence du positionnement de l'État vis-à-vis du CEA. En tant que tutelle financière de l'opérateur, il cherche à réduire l'impact des démantèlements sur les finances publiques et en tant que prescripteur de la réglementation relative aux démantèlements, il se doit d'imposer des objectifs ambitieux en matière de délais et de niveaux d'assainissement. Le CEA, faute de moyens humains et financiers suffisants, n'est pas capable de respecter ces objectifs et l'État s'accommode de cette situation, en ne poussant pas son opérateur à devenir exemplaire sur ces sujets.

Il conviendrait que l'État s'assure que les moyens dont dispose le CEA à travers l'action 15 du programme 190 de la mission *Recherche et enseignement supérieur* pour réaliser ses démantèlements lui permettent de respecter les objectifs fixés par la loi en matière de délais et de niveau d'assainissement.

¹⁴⁶ À titre d'exemple, la DB cite le regroupement de la surveillance et la ré-internalisation du pilotage des installations sur le site de Marcoule, actuellement confiée à Orano, et l'ouverture à la concurrence des contrats d'exploitation, qui pourraient permettre de dégager des économies sur les coûts fixes du CEA.

2 - Des échéances de démantèlement reportées par EDF et Orano

a) Le changement de stratégie sur les réacteurs UNGG

En 2016, EDF a annoncé à l'ASN – lors de l'audition du 29 mars 2016¹⁴⁷ – un changement complet de stratégie pour le démantèlement de l'ensemble de ses réacteurs UNGG définitivement arrêtés (cf. chapitre II.I.C). L'exploitant a ainsi proposé de réaliser uniquement des démantèlements « en air ». Dans le cadre de cette nouvelle stratégie, en vue de maîtriser les risques industriels associés à ces opérations jamais réalisées à cette échelle, EDF envisage également d'établir d'abord un « démonstrateur industriel » d'une plateforme de télémanipulation pour réaliser ces opérations « en air » (2019-2030).

Par ailleurs, sur la base d'une analyse multicritères (disponibilité des études, progressivité dans la complexité – le démantèlement d'un réacteur UNGG « non intégré »¹⁴⁸ présente moins de difficultés que celui d'un réacteur UNGG « intégré »), EDF a également modifié le réacteur dit « tête de série » (TTS) : Bugey 1 sera ainsi remplacé par Chinon A2. EDF propose enfin d'attendre le retour d'expérience des opérations de démantèlement du caisson¹⁴⁹ du réacteur Chinon A2 (2030-2060) pour réaliser les opérations sur les cinq autres réacteurs de type UNGG (2060-2100). Afin de maintenir les cinq réacteurs à un niveau de sûreté acceptable pendant une période pouvant aller jusqu'à 2100, EDF prévoit par ailleurs de réaliser des travaux dits de « mise en configuration sécurisée »¹⁵⁰.

Cette stratégie modifiée conduit à décaler de plusieurs décennies le démantèlement des cinq réacteurs UNGG (hors TTS) par rapport à la stratégie examinée en 2015 et par rapport aux dates de fin de démantèlement fixées par les décrets. Ces nouveaux délais de réalisation se rapprochent de ceux d'un démantèlement différé¹⁵¹ (cf. *supra*).

¹⁴⁷ Cette annonce a été complétée par les courriers d'EDF adressés à l'ASN en date du 1^{er} juin 2016, du 5 avril 2017 et du 21 décembre 2017. Le dossier transmis à l'ASN en avril 2017 intègre également les conclusions d'une revue d'experts indépendants mandatée par l'ASN qui a confirmé la pertinence des principaux choix d'EDF.

¹⁴⁸ On distingue les réacteurs dits « intégrés », dont les échangeurs de chaleur se situent sous le cœur du réacteur à l'intérieur du caisson, et les réacteurs « non intégrés », dont les échangeurs se situent de part et d'autre du caisson du réacteur.

¹⁴⁹ Les caissons des réacteurs UNGG sont construits en béton précontraint de plusieurs mètres d'épaisseur, et peuvent contenir soit le cœur du réacteur et les échangeurs de chaleur (cas des réacteurs « intégrés » de Saint-Laurent-des-Eaux et du Bugey) soit uniquement le cœur du réacteur (réacteurs « non-intégrés »).

¹⁵⁰ Ce concept, qui se rapproche d'un confinement temporaire, comprend le démantèlement de tous les éléments hors caisson, le renforcement ou changement éventuel d'éléments et la mise en place d'un bardage autour du caisson.

¹⁵¹ Toutefois, contrairement à une situation de démantèlement différé, les opérations n'auront jamais été interrompues sur la TTS. En revanche les cinq derniers caissons feront l'objet de mise en configuration sécurisée.

Tableau n° 3 : décalage des dates prévisionnelles de fin de démantèlement des réacteurs UNGG induit par le changement de stratégie d'EDF

Réacteur	N° INB	Date d'arrêt définitif	Date fin DEM du décret	Date fin DEM prévue en 2013 (ancienne stratégie)	Date fin DEM prévue en 2015 (ancienne stratégie – scénario « continuité »)	Date fin DEM prévue en 2016 (nouvelle stratégie – scénario « dérisqué »)	Décalage entre les dates du décret et celles de la stratégie 2016
Chinon A1	133	1973	Aucune (statut d'INB entreposage)	2040	2052	2085	sans objet
Chinon A2	153	1985		2038	2053	2061	sans objet
Chinon A3	161	1990	2027	2036	2051	2088	+ 61 ans
Saint-Laurent A1	46	1990	2031	2037	2054	2105	+ 74 ans
Saint-Laurent A2	46	1992	2031	2036	2051	2094	+ 63 ans
Bugey 1	45	1994	2024	2033	2042	2091	+ 67 ans

Source : ASN – EDF (présentations des Databooks aux CAC)

Le démantèlement des réacteurs graphite-gaz dans le monde

Deux réacteurs graphite gaz ont été démantelés dans le monde : Fort-Saint-Vrain aux États-Unis et WAGR (*Windscale advanced gas-cooled reactor*) en Grande-Bretagne. Ces réacteurs présentent toutefois des caractéristiques très différentes des réacteurs UNGG français (notamment dimensions en hauteur et volume de béton bien moindres).

La principale flotte de réacteurs graphite-gaz se trouve au Royaume-Uni : il s'agit des réacteurs Magnox. Le démantèlement de ces réacteurs relève de la *National decommissioning authority* (NDA). Une stratégie de mise sous cocon a été adoptée pour ces réacteurs. Elle consiste à laisser les réacteurs sous surveillance pendant plusieurs décennies après déchargement, afin de permettre une décroissance de leur radioactivité. Les sites ne doivent être démantelés et décontaminés qu'à l'issue de cette période (c'est-à-dire entre 65 à 85 ans après l'arrêt de la production). Toutefois la NDA réexamine actuellement ce choix stratégique pour quelques réacteurs (4 sur 24), en raison de l'état particulier de conservation de certaines parties de ces réacteurs et de bénéfices obtenus par la période de décroissance de la radioactivité plus faibles que prévus, de coûts de mise sous cocon qui compensent les gains obtenus par le report du démantèlement et de la nécessité de maintenir des compétences et des savoir-faire, ce qui ne peut être garanti sur une telle période.

De nombreux échanges ont eu lieu entre EDF et l'ASN au sujet de cette nouvelle stratégie. Le nouveau programme de démantèlement a ainsi fait l'objet d'un dossier EDF de plus de 600 pages remis à l'ASN en décembre 2017. Il ressort de ces échanges plusieurs points principaux. L'ASN considère que le changement de scénario de démantèlement des caissons, de « sous eau » à « en air » n'est pas remis en cause par les experts et le retour d'expérience international¹⁵². Elle estime par ailleurs qu'il est justifié qu'EDF développe un démonstrateur

¹⁵² En effet, selon l'ASN, l'allongement de la période d'attente après l'arrêt du réacteur a permis de diminuer fortement les enjeux liés à la radioprotection, rendant un démantèlement en eau non indispensable et que l'allongement de la durée nécessaire au démantèlement du caisson « sous eau », augmente le risque de corrosion des structures internes et de la peau métallique d'étanchéité.

industriel avant le démantèlement des caissons des réacteurs étant donné la complexité des opérations envisagées et qu'il est acceptable que l'exploitant prenne en compte le retour d'expérience de l'exploitation partielle de la plateforme nécessaire à la réalisation des opérations de démantèlement du caisson d'un premier réacteur, sur une durée raisonnable, compte tenu de la complexité de ces opérations encore jamais réalisées sur des réacteurs de ces dimensions.

Toutefois, selon l'Autorité, au regard de l'obligation mentionnée à l'article L. 593-25 du code de l'environnement, il n'est pas acceptable qu'EDF attende la fin complète du démantèlement d'un premier caisson d'un réacteur pour commencer le démantèlement des suivants. Il conviendrait ainsi de fixer des délais raisonnables avec une date d'ouverture des caissons et de mise en service des plateformes des cinq autres réacteurs plus tôt que celle initialement prévue par EDF (l'ASN souhaiterait que les opérations de démantèlement des caissons des cinq autres réacteurs débutent au plus tard en 2055 au lieu de 2068). De son côté, le CEA prévoit d'ailleurs que les démantèlements des caissons de ses trois réacteurs UNGG (G1, G2 et G3 à Marcoule qui présentent toutefois des caractéristiques différentes de celles des réacteurs UNGG d'EDF) débutent dès 2040, après avoir mené – conjointement avec EDF – des premiers travaux sur le démonstrateur industriel, et s'achèvent à l'horizon 2050. Enfin l'ASN rappelle qu'il convient, en l'attente de disponibilités de l'installation de stockage FA-VL, qu'EDF définisse des solutions de gestions des déchets FA-VL conduisant à ne pas retarder les opérations de démantèlement, qui pourraient nécessiter par exemple, la création d'installation d'entreposage de ces déchets (cf. annexe n° 7)¹⁵³.

Par ailleurs, l'ASN avait noté au cours des échanges que les réacteurs dits intégrés présentent des enjeux de sûreté plus importants compte tenu de leur conception et que la stratégie substituant le réacteur Chinon A2 à la tête de série initiale de Bugey 1, ne reposait plus sur la sûreté mais sur une stratégie industrielle et économique. Bien que l'ASN n'ait pas été destinataire des études préliminaires (APD) et de l'analyse des conséquences économiques de ces études par EDF, elle indiquait, dans son avis du 22 mars 2018 sur le démantèlement des réacteurs UNGG, que *« le scénario de démantèlement « sous eau » du Bugey 1, bien que comportant des difficultés techniques [...] n'était pas jugé impossible par les acteurs. C'est lors de la phase de dialogue avec chacune des entreprises [...] que ce scénario a été abandonné »*. L'ASN signalait également que *« le choix de l'ordonnancement n° 2 n'a pas été réalisé pour des raisons de sûreté [...], mais pour des raisons de maîtrise des aléas du projet et de partage des risques projets entre EDF et les intervenants extérieurs et de coût de démantèlement »*.

¹⁵³ EDF envisage notamment de créer une installation d'entreposage provisoire destinée à sortir, à l'horizon 2029, les « chemises de graphite irradiées » issues de l'exploitation des réacteurs UNGG de Saint-Laurent-des-Eaux A qui sont aujourd'hui entreposées dans deux silos de Saint-Laurent dans des conditions peu pérennes. Pour ce qui concerne les opérations de sortie du graphite des caissons UNGG, elles se situent à horizon 2045 pour la tête de série et à horizon 2075 pour les cinq autres caissons. Comme prévu dans le PNGMDR, EDF doit poursuivre les études sur la caractérisation et le traitement du graphite et étudier différents scénarios concernant la gestion de ces déchets, notamment ceux du caisson tête de série (acceptabilité dans différents centres de stockage, entreposage temporaire...) afin de sécuriser son scénario de démantèlement par rapport aux risques d'indisponibilité d'un stockage FA-VL dans des délais compatibles avec le planning de démantèlement des caissons UNGG.

EDF a apporté des éléments de réponse lors d'une audition tenue le 12 février 2019 à l'ASN. EDF justifie en particulier le respect de l'article L. 593-25 en considérant le démantèlement des UNGG globalement comme une série, comme si l'obligation de démantèlement dans un délai aussi court que possible devait être comprise globalement pour l'ensemble de ses réacteurs UNGG qui formeraient un tout indissociable, et non séparément pour chacun d'entre eux. L'ASN considère de son côté que le « *délai aussi court que possible* » s'applique à chaque INB arrêtée et non à l'ensemble des installations (ou de type d'installations) d'un exploitant, même s'« *il est acceptable [qu'EDF] prenne en compte un retour d'expérience partielle [...] sur une durée raisonnable* ». Par ailleurs, ces réacteurs étant très différents les uns des autres, le concept de « série », peut difficilement se justifier. En effet, chacun de ces réacteurs était un prototype unique par sa conception, bien qu'ayant présenté des similitudes de fonctionnement. Malgré les explications d'EDF sur ce concept de série, l'exploitant lui-même n'a d'ailleurs retranscrit aucun gain dû à un effet de série en tant que tel dans ses provisions de démantèlement afférentes aux UNGG, mais a simplement pris en compte une diminution des risques pour le démantèlement des cinq derniers caissons.

L'IRSN a par ailleurs été saisi par l'ASN afin de produire un avis sur la nouvelle stratégie d'EDF. Cette expertise a été publiée le 18 octobre 2019. L'IRSN n'émet pas de recommandation ou observation remettant en cause les choix proposés par EDF mais considère « *qu'une voie d'optimisation de la durée du démantèlement de l'ensemble des réacteurs UNGG consiste à ne pas attendre de finaliser le démantèlement du réacteur Chinon A2 avant d'initier le suivant* ». Il souligne également qu'« *un défi particulier est lié au maintien dans un état sûr des caissons durant de longues durées, ce qui soulève de réels enjeux techniques et nécessite que la démonstration de leur sûreté, y compris à l'égard des agressions [externes (séisme, inondation...) ou défaillance interne], soit effectuée avec la même démarche que pour les installations en fonctionnement* ». Ce point devrait être traité dans les dossiers de démantèlement à remettre en 2022.

L'avis définitif de l'ASN fera suite à ces différentes consultations (voir annexe n° 9). Deux projets de décisions ont été mis à la consultation du public en juillet 2019. Il serait souhaitable que cet avis permette d'assurer qu'il soit tenu compte, pour chaque réacteur UNGG, de l'obligation de démantèlement dans « les délais aussi courts de possible », comme prescrit par l'article L. 593-25 du code de l'environnement, sans que cela remette en cause le principe du phasage des opérations tel qu'envisagé par EDF (réalisation du démonstrateur industriel, démantèlement partiel d'une tête de série et démantèlement des autres réacteurs).

Un nouveau changement de stratégie serait loin d'être neutre sur les coûts de démantèlement ainsi que sur les provisions associées. Telle que déjà intégrée par EDF dans ses comptes depuis 2016, la nouvelle stratégie pour le démantèlement des UNGG alourdit de près de 600 M€₂₀₁₅ le devis à terminaison, au-delà de la révision déjà prévue en 2015 avant le changement de stratégie (+2,4 Md€₂₀₁₂). Cette hausse supplémentaire est notamment due aux coûts de mise en configuration sécurisée des réacteurs ainsi qu'aux surcoûts SENEX engendrés par l'allongement des plannings. Entre 2012 et 2018, le devis à terminaison de démantèlement des UNGG a ainsi augmenté de 3,65 Md€₂₀₁₈ représentant une hausse de 135 %¹⁵⁴. Mais, la nouvelle stratégie atténue en revanche très fortement l'augmentation de provisions qu'aurait

¹⁵⁴ Cette augmentation ne concerne toutefois pas exactement le même périmètre. En effet, les coûts du démantèlement de l'atelier des matériaux irradiés (AMI) sur le site de Chinon y sont intégrés.

déjà entraîné le scénario de continuité révisé en 2015 (maintien de la stratégie « sous eau »). Ce scénario se serait en effet traduit par une hausse de provisions de 1,15 Md€₂₀₁₄. L'allongement significatif des plannings prévu par la nouvelle stratégie proposée a finalement conduit à limiter à près de 400 M€₂₀₁₄ la hausse de provisions inscrites au titre du démantèlement des UNGG dans les comptes 2015 d'EDF. Toutefois, selon l'APE, la prescription, par l'ASN, d'échéances de réalisation de certaines opérations de démantèlement plus rapprochées que celles proposées par EDF pourrait conduire EDF à augmenter le montant de ses provisions de l'ordre d'une centaine de millions d'euros.

Dans les dossiers transmis à l'ASN, EDF n'a pas apporté d'élément permettant d'apprécier la mesure dans laquelle le changement de stratégie permettait de réduire la hausse des provisions, EDF ayant indiqué que le coût des scénarios de démantèlement « sous eau » et de démantèlement « en air » n'était pas un critère qui a orienté son choix. L'ASN ne disposait donc pas d'une décomposition des différents facteurs d'évolution des charges et provisions permettant d'apprécier la position de l'exploitant (voir chapitre II.III.B).

b) Les opérations prioritaires d'Orano reportent les calendriers de démantèlement

La question des calendriers ne se pose pas dans les mêmes termes pour Orano, qui par ses activités et sa situation financière est davantage incité à démanteler ses installations rapidement (Orano a intérêt à faire diminuer rapidement le poids de ses engagements de long terme dans son bilan).

Orano a élaboré sa stratégie de démantèlement en 2016. Les groupes permanents d'experts de l'ASN l'ont examinée en 2018 et ont fait part de leurs principales remarques¹⁵⁵, reprenant en grande partie les constats de l'avis de l'IRSN de 2018 sur cette stratégie. En particulier ils estiment que, du point de vue de la sûreté, de la radioprotection et de la protection de l'environnement, la liste des critères retenus par Orano pour définir ses priorités dans l'ensemble des opérations de démantèlement est à compléter ; elle ne mentionne ni l'inventaire radiologique mobilisable, ni l'état des barrières de confinement, ni la présence d'une contamination avérée ou suspectée des sols sous l'installation. Ils constatent néanmoins que, dans les faits, des critères de ce type sont bien utilisés par l'entreprise pour l'ordonnancement des opérations à réaliser sur le site de La Hague, notamment des opérations de RCD. Ils considèrent par ailleurs que, du point de vue de la sûreté, les opérations de RCD et de démantèlement des installations du site de La Hague sont prioritaires par rapport aux opérations de démantèlement sur le site du Tricastin et estiment que, pour ce dernier, il n'apparaît pas nécessaire de définir des priorités entre les diverses installations, qui présentent des risques globalement similaires.

¹⁵⁵ CODEP - MEA - 2018 - 026894, avis relatif à la stratégie d'ORANO pour la gestion de ses déchets et du démantèlement de ses installations par le groupe permanent d'experts pour les déchets et le groupe permanent d'experts pour les laboratoires et usines auxquels ont été associés des membres de la commission de sûreté pour les laboratoires et les usines et la gestion des déchets, des membres du groupe permanent d'experts pour les transports ainsi que des membres du groupe permanent d'expert en radioprotection pour les applications industrielles et de recherche des rayonnements ionisants et en environnement, juin 2018.

Pour ce qui concerne le site de La Hague, les groupes permanents considèrent que les priorités en matière d'opérations de RCD et de démantèlement sont correctement définies. Toutefois, ils soulignent que la réalisation de ces opérations a pris beaucoup de retard par rapport aux échéances annoncées lors des précédents examens de la stratégie globale de démantèlement en 2005, 2008 et 2011. Ainsi l'avancement actuel des opérations est tel que les échéances prescrites dans les décrets seront dépassées de plusieurs années pour nombre de ces opérations. La fin du démantèlement de l'usine UP2-400 située sur le site de La Hague a par exemple été reportée de 2035 à 2040.

III - Une réglementation et une organisation à reconsidérer

A - Des procédures complexes et lourdes

Au-delà de l'ensemble des contraintes techniques et financières – décrites précédemment – les procédures réglementaires qui encadrent le démantèlement sont relativement lourdes et complexes et peuvent également retarder les projets.

Un dossier de démantèlement décrivant explicitement l'ensemble des travaux envisagés doit être fourni à l'appui de la demande de décret de démantèlement. Le délai maximal d'instruction du dossier de démantèlement par les autorités est de trois ans et peut être porté à cinq ans lorsque la complexité du dossier le justifie. Dans la pratique, le délai d'instruction dépasse très souvent le délai des trois ans compte tenu des nombreux échanges entre les différentes parties prenantes (exploitants, mission sûreté nucléaire et radioprotection (MSNR) rattachée à la DGPR, ASN et IRSN). Par ailleurs, lorsque le dossier de démantèlement n'est pas complet ou ne comporte pas les éléments suffisants pour poursuivre son instruction, le délai est suspendu à compter de la demande de compléments et jusqu'à réception de ceux-ci. Tous les dossiers de démantèlement réceptionnés ces dernières années ont fait l'objet d'une ou de plusieurs demandes de compléments, sur proposition de l'ASN. Enfin, conformément aux dispositions prévues à l'article R. 122-2 du code de l'environnement, les dossiers de démantèlement d'une INB font l'objet d'une évaluation environnementale de manière systématique et donc d'un avis de l'autorité environnementale et d'une enquête publique¹⁵⁶.

Le décret de démantèlement décrit (directement ou par renvoi au dossier de démantèlement) de manière précise les opérations à réaliser alors même que certaines caractéristiques des installations ne sont pas connues au moment de son élaboration. Si au cours des opérations, l'exploitant se rend compte qu'il ne pourra réaliser son chantier comme prévu dans le dossier de démantèlement (modification substantielle), il devra – conformément au III

¹⁵⁶ La loi du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement a établi un lien entre évaluation environnementale et participation du public : l'article L. 123-2 du code de l'environnement prévoit que les projets soumis à étude d'impact, sauf exceptions dûment listées, fassent l'objet d'une enquête publique. La réforme de l'évaluation environnementale opérée par l'ordonnance du 3 août 2016 relative à la modification des règles applicables à l'évaluation environnementale des projets, plans et programmes maintient ce lien.

de l'article L. 593-14 du code de l'environnement¹⁵⁷ et à l'article 31 du décret du 2 novembre 2007 relatif aux modifications notables d'une installation nucléaire de base, aujourd'hui codifié à l'article R. 593-47 du code de l'environnement – adresser une nouvelle demande d'autorisation, qui fera l'objet d'une nouvelle enquête publique. Cette procédure peut engendrer d'importants délais réglementaires et retarder les chantiers, comme ce fut le cas pour Brennilis (cf. annexe n° 4).

La procédure menant à la publication du décret de démantèlement s'avère aussi longue et complexe que celle menant à un décret d'autorisation de création. Il pourrait être envisagé que le décret de démantèlement ne fixe pas le détail des opérations de démantèlement, comme les articles L. 593-25 et 28 du code de l'environnement l'exigent, mais seulement ses objectifs en termes d'état final et de protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1. Ces opérations seraient alors autorisées par l'ASN, ou déclarées à celle-ci, dans le cadre d'une instruction spécifique. À l'instar du permis « enveloppe » pour l'éolien en mer, des modifications de la mise en œuvre du démantèlement dans des limites d'impacts pré-identifiés seraient ainsi possibles. Toutefois la modification des opérations, dès lors qu'elle entraînerait un retard sur les délais de réalisation, conduirait toujours à devoir réviser le décret.

Une autre source de complexité est liée à l'obligation de réexamen périodique, au moins tous les dix ans, des installations en démantèlement, exigé depuis 2007 par l'article L. 593-18 du code de l'environnement¹⁵⁸. L'objectif du réexamen de sûreté d'une installation en démantèlement est de s'assurer que l'installation respecte les exigences de sûreté et de radioprotection jusqu'à son déclassement. En théorie, il n'y a pas de lien établi entre les procédures d'instruction des dossiers de démantèlement et celles des réexamens de sûreté mais dans la pratique, le réexamen de sûreté le plus proche du démantèlement apporte des informations pertinentes pour constituer le dossier de démantèlement. Dans les faits, les deux procédures sont ainsi très similaires, voire redondantes, puisque les dossiers de démantèlement comportent eux-mêmes des jalons qui font l'objet d'examen au titre des exigences de sûreté. Les procédures et dossiers à constituer pour chacun de ces dispositifs sont conséquents et se cumulent, à la fois pour les exploitants et pour les autorités administratives et de sûreté.

Par ailleurs, pour aboutir au déclassement, le dossier de demande de déclassement est soumis à la consultation de la commission locale d'information, du préfet, des communes environnantes et du public. Les éventuelles servitudes d'utilité publique font quant à elles l'objet d'une enquête publique.

Selon les exploitants, d'autres exigences réglementaires sont de nature à freiner l'avancement des projets de démantèlement. C'est notamment le cas des valeurs limites retenues pour les rejets autorisés qui peuvent être, selon eux, trop exigeantes pour être appliquées lors de la phase de démantèlement de certaines installations, ou du cadre de gestion des déchets de très faible activité (cf. *supra* et annexe n° 7).

¹⁵⁷ « Pour les installations ayant fait l'objet d'un décret de démantèlement mentionné à l'article L. 593-28, en cas de modification substantielle des conditions de démantèlement ou des conditions ayant conduit à leur prescription, un nouveau décret délivré dans les conditions prévues aux articles L. 593-25 à L. 593-28, suivant des modalités définies par décret en Conseil d'État, est nécessaire. »

¹⁵⁸ Cet article prévoit que la sûreté d'une installation nucléaire de base qu'elle soit en phase d'exploitation ou en phase de démantèlement, soit réexaminée périodiquement, au moins tous les dix ans.

La complexité de ces procédures pouvant constituer un frein au démantèlement rapide, il est proposé qu'une revue des procédures entourant les démantèlements, et la façon dont elles sont appliquées par les autorités compétentes, soit réalisée, dans le but d'en réduire les impacts potentiels en termes de délais, tout en conservant les exigences essentielles de sûreté et de transparence. L'ASN est favorable à cette revue, selon l'autorité, « *il semble pertinent d'engager une réflexion, avec le Gouvernement, pour aboutir d'une part à une meilleure articulation entre les stratégies globales de démantèlement et les textes réglementaires encadrant le démantèlement de chaque installation et d'autre part à une simplification des procédures* ».

B - Des autorités mal organisées pour arbitrer entre les objectifs fixés par la loi

1 - Plusieurs acteurs impliqués, des pouvoirs de sanction renforcés

En matière de procédures relatives aux installations nucléaires de base (INB), les demandes sont instruites installation par installation. Le Gouvernement est compétent pour autoriser – par décret – le démantèlement des INB : le ministre chargé de la sûreté nucléaire arrête la réglementation générale applicable aux INB et prend les décisions individuelles. Au sein de la direction générale de la prévention des risques (DGPR, autorité administrative), la mission de sûreté nucléaire et radioprotection (MSNR) assure la préparation des décisions relevant du Gouvernement (textes réglementaires sur les INB, homologations). Les décrets de démantèlement sont ainsi pris par le Gouvernement après avis de l'ASN. Toutefois, en pratique, l'instruction des dossiers et l'élaboration des projets de décrets sont réalisées par l'ASN elle-même, ou l'ASND pour les installations individuelles des INBS. La DGEC, quant à elle, n'est pas partie prenante à la réglementation des INB.

Les autorités de sûreté – ASN et DSND (appuyé par l'ASND pour les instructions et inspections) –, outre leur rôle dans l'élaboration des décrets pour chaque INB, prennent également en propre des décisions réglementaires à caractère technique pour compléter les modalités d'application des décrets et arrêtés ministériels.

Ces autorités assurent aussi le contrôle et la police de l'ensemble des installations et activités nucléaires¹⁵⁹ qu'elles soient en construction, en fonctionnement, à l'arrêt ou en démantèlement, en vertu notamment des articles L. 596-13 et L. 592-21 du code de l'environnement. Dans le cadre du démantèlement, l'ASN peut par exemple mettre en demeure les exploitants de mettre en place toute mesure permettant d'assurer, durant le démantèlement, la sûreté de l'installation. Le non-respect de ces mises en demeure peut conduire dans les cas extrêmes à des condamnations ; cela a été notamment le cas pour EDF et le chantier de démantèlement du surgénérateur Superphénix suite à une plainte du réseau « Sortir du nucléaire ».

¹⁵⁹ Le DSND est placé directement auprès du ministre de la défense. Il agit dans le cadre du code de la défense et peut proposer au ministre de restreindre ou interdire l'exploitation d'une installation, imposer des justifications ou modifications, ou encore s'opposer à une organisation ne répondant pas aux besoins permettant de satisfaire les exigences de sûreté. L'ASN, autorité administrative indépendante non-soumise à l'autorité d'un ministre, dispose elle aussi de mesures de coercition et de sanctions.

L'ordonnance n° 2016-128 du 10 février 2016 a complété et gradué les pouvoirs de contrôle et de sanctions de l'ASN sur l'ensemble de son champ de compétence (notamment sur les INB depuis leur conception jusqu'à leur démantèlement). Auparavant, en dehors de la suspension du fonctionnement d'une installation (en cas de danger grave et imminent), l'ASN ne disposait que de son pouvoir de mise en demeure¹⁶⁰. L'ASN peut désormais prononcer des amendes administratives et des astreintes journalières, plus incitatives. Une commission des sanctions doit prochainement être créée au sein de l'ASN afin de prononcer ces sanctions. Le décret n° 2019-190 du 14 mars 2019 a décliné les dispositions de l'ordonnance du 10 février 2016 en définissant les modalités de fonctionnement de la commission des sanctions de l'ASN et en fixant les modalités de procédures donnant lieu au prononcé d'amendes administratives par cette commission.

Sur le champ du démantèlement, le décret n° 2016-846 du 28 juin 2016, qui a adapté le décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 dit « procédures », a prévu des sanctions pénales, sous la forme d'une contravention de cinquième classe, en cas de manquement à certaines des dispositions relatives à l'arrêt définitif et au démantèlement, par exemple si l'exploitant ne transmet pas sa déclaration d'arrêt¹⁶¹ ou son dossier de démantèlement¹⁶² ou s'il ne respecte pas une prescription d'un décret ou une décision de l'ASN. Ainsi, après mise en demeure de l'exploitant et dans le cas du non-respect par l'exploitant des termes de cette mise en demeure, l'ASN peut désormais appliquer une astreinte journalière (jusqu'à 15 000 € par jour), une amende administrative (jusqu'à 10 M€, dès lors que la commission des sanctions sera effectivement mise en place), des travaux d'office, une consignation de somme ou un arrêt d'installation.

Au même titre que pour les installations en fonctionnement, l'ASN se trouve donc en charge du contrôle et des pouvoirs de police relatifs au respect de l'ensemble des dispositions des décrets de démantèlement.

2 - Un défaut d'arbitrage par l'État

L'appréciation des termes de l'arbitrage entre des « *délais les plus courts possibles* » et des « *coûts économiques acceptables* », que ce soit au stade de l'élaboration du décret de démantèlement, de l'analyse des stratégies ou du contrôle de sa mise en œuvre, repose aujourd'hui quasiment exclusivement sur l'ASN. Celle-ci ne dispose pourtant ni des données ni des compétences nécessaires à la contre-expertise des propositions des exploitants. L'ASN n'a du reste pas souhaité se doter de compétences économiques et financières spécifiques, estimant que ses décisions ne devaient être fondées que sur des considérations de sûreté. Elle se borne à effectuer des parangonnages internationaux et à apprécier ce qui constitue la meilleure technique disponible.

¹⁶⁰ Auparavant l'ASN disposait des mesures de coercition et sanctions suivants : mesures non juridiquement contraignantes (observation, lettre officielle), mise en demeure notifiée à l'exploitant de régulariser une situation administrative ou de satisfaire à certaines conditions imposées dans un délai déterminé et sanctions administratives prononcées après mise en demeure (consignation entre les mains d'un comptable public d'une somme répondant du montant des travaux à réaliser, exécution d'office de travaux aux frais de l'exploitant, suspension du fonctionnement de l'installation ou du déroulement de l'opération jusqu'à ce que l'exploitant se soit mis en conformité).

¹⁶¹ Article L. 593-26 du code de l'environnement.

¹⁶² Article L. 593-27 du code de l'environnement.

En matière de police du démantèlement, cette situation explique que l'ASN n'a prononcé que de rares mises en demeure. En effet, dans la plupart des cas, les dépassements de délais ne conduisent pas, à eux seuls, à remettre en cause la sûreté des installations et à motiver des sanctions.

La possibilité d'accès aux études et données économiques des exploitants à l'ASN¹⁶³ et l'ASND pourrait contribuer à améliorer à la fois l'analyse des stratégies de démantèlement dans leur globalité, l'établissement de la doctrine sur la démarche de référence relative à l'assainissement complet et l'exercice du contrôle sur le respect des délais.

Dans tous les cas l'arbitrage doit être politiquement porté par l'État lors de la rédaction du décret de démantèlement. Le Gouvernement doit être particulièrement vigilant, lors de l'élaboration de ces décrets, à la prise en compte d'une part des considérations de sûreté et d'autre part des aspects économiques et financiers associés au démantèlement – quitte à mobiliser la DGEC ou la DG Trésor sur ces derniers aspects.

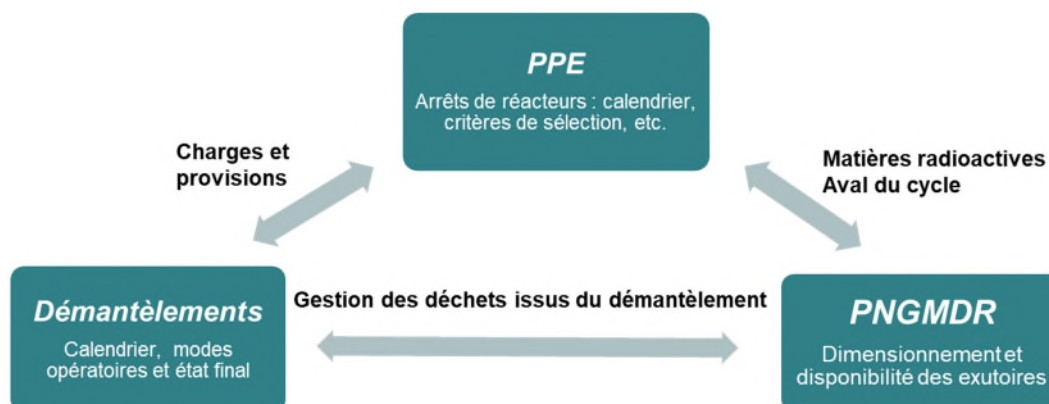
L'examen des stratégies de démantèlement des exploitants dans le cadre du PNGMDR, sous réserve de la mise en œuvre d'une procédure qui permettrait de préserver les informations classifiées au sens du secret de la défense et de la suppression de procédures qui feraient doublon¹⁶⁴, pourrait également faciliter la définition d'une position commune des autorités administratives et de sûreté, à la suite d'un débat impliquant les acteurs de la filière, les associations et organisations non-gouvernementales, les représentants institutionnels et les citoyens. Cet examen permettrait également de tirer toutes les conséquences des évolutions des stratégies de démantèlement sur la gestion des déchets qui en découle. Associée à une meilleure articulation entre la PPE et le PNGMDR (cf. chapitre I, III, C), l'examen des stratégies de démantèlement dans le cadre du PNGMDR permettrait de conduire une réflexion intégrée sur les conséquences des décisions d'arrêts de réacteurs et de mieux les anticiper. La cohérence entre l'arrêt des réacteurs, leur démantèlement et leurs conséquences sur l'aval du cycle et la gestion des matières et déchets pourrait ainsi être assurée.

¹⁶³ À ce jour, les exploitants ne sont pas tenus de communiquer à l'ASN des éléments de nature économique ou financière dans le cadre des procédures relatives aux projets de démantèlement. Par exemple, dans le cadre de la demande du changement de stratégie sur les UNGG, l'ASN n'a ainsi pas eu accès aux études économiques détaillées qui ont, en partie, conduit EDF à revoir sa stratégie technique (cf. *supra*).

L'ASN pourrait obtenir un certain nombre d'informations dans le cadre de l'élaboration de son avis à la DGEC sur les rapports triennaux et les lettres d'actualisation produits par les exploitants, qui décrivent notamment l'évaluation des charges et leurs justifications (cf. *infra*). Toutefois les interventions de l'ASN dans le domaine économique et financier sont parfois contestées par les exploitants. Ainsi, en 2017, en préalable à la transmission de son avis à l'autorité administrative, l'ASN a souhaité interroger les exploitants sur leurs rapports triennaux 2016, mais certains ont refusé de lui répondre par écrit, estimant que l'ASN ne pouvait exercer les compétences confiées, par la loi, à l'autorité administrative.

¹⁶⁴ Telles que l'examen par les groupes permanents (GP) de l'ASN de ces stratégies de démantèlement, qui regroupent quasiment les mêmes parties prenantes que celles du PNGMDR.

Schéma n° 4 : articulations entre les différentes politiques publiques



Source : Cour des comptes

C - Des évolutions fiscales qui n'incitent pas au démantèlement

Au-delà de la capacité des pouvoirs publics et des autorités de sûreté à évaluer l'importance des facteurs financiers dans les choix de calendriers de démantèlement proposés par les exploitants, se pose la question des facteurs pouvant influencer sur l'appétence des exploitants à privilégier les calendriers les plus courts. En termes financiers, le mécanisme d'actualisation, dans les configurations de marché les plus courantes, favorise plutôt les reports de calendriers. Seule l'augmentation associée des dépenses de période (coûts d'entretien, de surveillance et d'exploitation, mais aussi impôts et taxes) peut atténuer cette tendance.

Or, le niveau de ces dépenses de périodes a été récemment réduit par la réforme du barème de la taxe INB et pourrait l'être encore plus en cas de remise en cause des règles d'assujettissement des INB à l'arrêt à d'autres impôts. La taxe INB, instaurée par la loi de finances pour 2000, est une imposition forfaitaire due pour chaque INB. Son montant annuel par INB est fonction du type d'installation (réacteurs selon leur puissance, usines de fabrication de combustible, usines de traitement du combustible usé, etc.). Il est réduit pour les INB à l'arrêt définitif jusqu'à leur déclassement.

Le barème de la taxe INB a été modifié à compter de 2017 par la loi de finances rectificative pour 2016. Cette modification, introduite par amendement parlementaire et qui concerne surtout les réacteurs de production électronucléaire, a été présentée comme étant sans impact immédiat sur le montant de taxe due par les exploitants. Or il s'avère qu'elle a des impacts très importants sur les montants dus à l'avenir par EDF. Avant cette modification, la taxe était due à taux plein jusqu'à l'autorisation de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement ou jusqu'à la publication du décret de démantèlement. Sur la base de la durée prévue aujourd'hui par EDF pour le démantèlement d'un réacteur du parc REP, soit 20 ans entre l'arrêt définitif et le déclassement, dont quatre années entre l'arrêt et la publication du décret de démantèlement, le montant cumulé de taxe INB dû par EDF au titre des périodes de démantèlement du parc actuel aurait été, en valeur non actualisée, de près de 6 Md€¹⁶⁵, selon les règles en vigueur en 2016.

¹⁶⁵ Sous l'hypothèse que le barème actuel de la taxe INB n'évolue pas en fonction de l'inflation.

La réforme du barème mise en œuvre en 2017 conduit d'une part à revenir à l'application d'une taxe réduite dès l'arrêt des INB (et non pas à la publication du décret de démantèlement) et, d'autre part, à diminuer fortement le montant dû annuellement pour les INB en cours de démantèlement. Pour un réacteur REP de 900 MW, le montant annuel de taxe dû en phase de démantèlement passe ainsi de 3,58 M€ à 0,26 M€. Le montant cumulé prévisible de taxe INB au titre des périodes futures de démantèlement du parc REP est désormais de l'ordre de 540 M€ en valeur non actualisée, selon les chiffrages fournis par EDF. Par rapport au barème en vigueur avant 2017, la charge future d'acquittement de taxe INB au titre des démantèlements du parc REP a donc diminué de 5,4 Md€. En ce qui concerne les réacteurs d'EDF déjà à l'arrêt, et compte tenu des calendriers de démantèlement annoncés aujourd'hui par l'exploitant, notamment sur les UNGG, la réforme du barème devrait réduire de plus de 450 M€ la charge future d'acquittement de la taxe.

Enfin, si la réforme du barème comporte aussi une légère augmentation du montant dû pour les réacteurs en fonctionnement, suffisante pour rendre cette réforme neutre financièrement à court terme, avant les arrêts des réacteurs du parc REP, cette augmentation ne représente, sur 50 ans de fonctionnement d'un parc renouvelé à l'identique de l'actuel, qu'un montant supplémentaire de l'ordre de 500 M€.

Au total, sur les 50 prochaines années, la réforme de la loi de finances rectificative pour 2016 devrait ainsi réduire de plus de 5 Md€ la charge non actualisée de taxe INB due par EDF, soit plus de 3 Md€ en valeur actualisée¹⁶⁶. Cette réduction, telle que présentée lors de la discussion de la réforme au Parlement, visait à encourager un démantèlement plus rapide des réacteurs. Pour autant, les marges financières futures dégagées par EDF à l'occasion de la réforme de la taxe n'ont pas, jusqu'à présent, conduit cet exploitant à envisager le raccourcissement attendu de ses délais prévisionnels de démantèlement, en particulier s'agissant des réacteurs UNGG.

Au contraire, en diminuant très fortement le montant annuel de taxe dû jusqu'au déclassement (-3,3 M€ pour un REP 900 et -5,1 M€ pour un REP 1300), elle a réduit par la même occasion les incitations financières à démanteler le plus vite possible. À titre d'illustration, ces diminutions des impositions annuelles représentent des montants supérieurs aux charges prévisionnelles annuelles moyennes d'entretien, d'exploitation et de surveillance d'une tranche en démantèlement.

Par ailleurs, la taxe INB n'est pas une taxe affectée mais constitue une recette du budget général concourant au solde budgétaire de l'État. À ce titre, la réforme de 2016 représente donc, toutes choses égales par ailleurs, une détérioration des soldes futurs de l'État pour des montants annuels croissants à mesure des arrêts définitifs des réacteurs du parc en fonctionnement. Ces montants, de plus de 6,5 M€ dès l'arrêt des deux réacteurs de Fessenheim, passeraient à plus de 45 M€ à l'horizon 2035, selon le calendrier de fermetures de réacteurs du projet de PPE.

Ces sommes peuvent être mises en rapport avec la contrainte budgétaire imposée au CEA pour le financement de ses projets d'assainissement et de démantèlement. Ajoutées à la dotation annuelle aujourd'hui plafonnée du programme 190, elles auraient permis une accélération des opérations de démantèlement et de RCD du CEA et une réduction globale du coût à terminaison de ces opérations, et donc de la charge supportée *in fine* par l'État. En tout état de cause, ces moindres recettes budgétaires ne faciliteront pas un desserrement de la contrainte budgétaire du CEA.

¹⁶⁶ Sur la base du taux d'actualisation réel utilisé en 2018 par EDF.

Après la réduction récente de la taxe INB due sur les installations en démantèlement, la principale taxe qui pèsera désormais sur la période de démantèlement des INB est la taxe foncière sur les propriétés bâties, perçue par les collectivités territoriales. Elle représentera pour EDF comme pour Orano une dépense future cumulée de l'ordre de 4 Md€₂₀₁₈. Certains exploitants ont proposé que cette taxe cesse d'être due dès l'arrêt définitif de l'installation. Au-delà de ses effets sur les incitations à démanteler au plus vite, une telle évolution soulèverait des questions en termes de financement des collectivités territoriales et de justification d'une dérogation au droit commun.

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

La France a fait le choix d'un démantèlement « dans un délai aussi court que possible – dans des conditions économiquement acceptables ». En matière d'assainissement et d'état final des installations à démanteler, la démarche de référence préconisée par l'ASN consiste en un assainissement « complet » visant à aboutir à un état permettant le déclassement des zones nucléaires et ne nécessitant aucune prescription complémentaire (sous forme de servitude) quels que soient les usages futurs du site.

Les démantèlements en cours chez les trois exploitants principaux (CEA, Orano et EDF) se déroulent sous d'importantes contraintes techniques et financières. L'avancement des chantiers et l'évolution des devis conduisent à enregistrer de fortes augmentations de coûts prévisionnels pour les démantèlements en cours.

Face à cette situation, les stratégies de démantèlement retenues par certains exploitants visent entre autres à privilégier des scénarios d'assainissement « poussés » plutôt que « complets ». L'allongement des délais de démantèlement prévisionnels conduit les exploitants à s'écarter des objectifs de délais fixés par les pouvoirs publics, quitte à alourdir les devis à terminaison des opérations, du fait de l'accroissement des coûts de maintenance et de surveillance des installations en attente. C'est notamment le cas de la nouvelle stratégie proposée par EDF pour démanteler ses réacteurs UNGG. C'est également le cas du CEA qui, par le passé, a accusé des retards importants dans la réalisation des opérations de démantèlement et de reprise et conditionnement des déchets radioactifs anciens (RCD). Aujourd'hui l'État lui-même, à travers la tutelle financière exercée sur le CEA, contribue à cette dérive dès lors que la dotation budgétaire annuelle à l'opérateur, du reste dépourvue d'indicateurs de performance, et son tableau d'emplois, grèvent sa capacité à remplir ses obligations en matière de démantèlement et de reprise et conditionnement des déchets.

Les procédures administratives et leurs délais ont également un effet sur la célérité des opérations de démantèlement, indépendamment de la volonté de faire des exploitants. Une simplification des décrets de démantèlement serait souhaitable, au profit d'un pouvoir de décision accru de l'ASN pour leur mise en œuvre. Par ailleurs, les autorités administratives ne sont pas aujourd'hui organisées pour apprécier les arbitrages proposés par les exploitants entre les différents objectifs législatifs et réglementaires de coûts, de délais et de niveau d'assainissement. L'intégration d'un volet sur les stratégies de démantèlement dans le cadre du plan national de gestion des matières et déchets radioactifs (PNGMDR), associée à une meilleure articulation avec la PPE, permettrait de donner une cohérence entre l'arrêt des réacteurs, leur démantèlement et leurs conséquences sur l'aval du cycle et la gestion des matières et déchets. Enfin, les incitations financières à démanteler au plus vite ont été réduites ces dernières années, à la suite de la réforme de la taxe INB.

Au regard de ces éléments, la Cour formule les recommandations suivantes :

- 4. établir les indicateurs de réalisation et de performance de l'action 15 du programme 190 de la mission Recherche et enseignement supérieur relative aux projets d'assainissement et démantèlement du CEA (DGEC, DB, 2020) ;*
 - 5. prendre davantage en compte, pour chaque réacteur UNGG, l'obligation de démantèlement dans « des délais aussi courts que possible », comme prescrit par l'article L. 593-25 du code de l'environnement (ASN, DGPR, 2020) ;*
 - 6. simplifier la préparation et le contenu des décrets de démantèlement (DGPR, 2020) ;*
 - 7. prévoir dans le plan national de gestion des matières et déchets radioactifs (PNGMDR) un volet relatif à l'examen des stratégies de démantèlement des exploitants (MTES, 2021).*
-

Chapitre III

Les charges futures de démantèlement : une évaluation à consolider, un financement à mieux apprécier

L'évaluation et le provisionnement des charges futures de démantèlement, ainsi que leur couverture par des actifs dédiés, sont des obligations que la loi impose aux exploitants. Elles visent à faire supporter à la production d'électricité d'origine nucléaire actuelle son coût complet et ainsi à éviter qu'une part de celui-ci ne soit transférée sur les générations futures. Le respect de ces obligations est soumis à la surveillance de l'autorité administrative, qui cherche à obtenir des assurances sur la robustesse des méthodes d'évaluation utilisées par les exploitants, à travers des échanges réguliers avec eux et des demandes d'audit. Les principales observations et demandes de l'autorité administrative sont formalisées dans des lettres de suite adressées aux exploitants à l'occasion de la transmission des rapports triennaux et de leurs notes d'actualisation, ou de la remise de rapports d'audit. Sur un certain nombre de sujets, des objections sont apportées par les exploitants aux demandes de l'autorité administrative, qui privilégie jusqu'à présent la poursuite des échanges à l'imposition d'une doctrine. Or, ces sujets mettent en jeu tant l'exhaustivité que le degré de prudence des évaluations actuelles.

La loi a également créé la commission nationale d'évaluation du financement des charges de démantèlement des installations nucléaires de base et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs (CNEF), chargée notamment d'évaluer le contrôle de l'adéquation des provisions aux charges nucléaires de long terme. Cette commission ne s'est cependant plus réunie depuis son premier rapport remis en 2012 : elle avait alors estimé que son propre fonctionnement ne lui garantissait pas de pouvoir remplir correctement ses missions¹⁶⁷. La Cour a récemment relevé¹⁶⁸ que la carence de cette commission ne permettait pas au Parlement de se prononcer sur la sécurisation des dépenses futures, et privait l'autorité administrative d'un appui pour développer sa propre doctrine sur le niveau de prudence exigée.

¹⁶⁷ Cf. https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/1207_10_Rapport_de_la_CNEF-2-3_0.pdf.

¹⁶⁸ Cour des comptes, rapport public thématique, 2019, *L'aval du cycle du combustible nucléaire*.

I - L'intérêt d'une évaluation des charges de démantèlement plus exhaustive et plus prudente

La loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs a posé le principe d'une évaluation obligatoire, par les exploitants d'INB, des charges de démantèlement de leurs installations. Cette évaluation doit être effectuée « de manière prudente », selon l'article L. 594-1 du code de l'environnement.

Le décret n° 2007-243 du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires encadre cet exercice d'évaluation. Les charges de démantèlement y font l'objet d'une catégorie spécifique parmi l'ensemble des charges « futures » devant donner lieu à évaluation, distincte des charges de gestion à long terme des colis de déchets radioactifs (y compris ceux issus des démantèlements) et distincte des charges de reprise et de conditionnement des déchets anciens (RCD). L'arrêté du 21 mars 2007 précise la nomenclature des charges de cette catégorie.

Les exploitants transmettent chaque année à l'autorité administrative (DGEC et DG-Trésor) le résultat de ces évaluations, dans le cadre des rapports triennaux prévus par l'article L. 594-4 du code de l'environnement ou de leurs notes annuelles d'actualisation. Pour les trois exploitants, les charges totales atteignent plus de 46 Md€ fin 2018. L'évolution des charges ainsi évaluées se présente comme suit depuis 2013 :

Tableau n° 4 : évolution des charges futures de démantèlement telles qu'évaluées par les exploitants de 2013 à 2018 au titre de la loi de 2006

	Charges brutes fin 2013 (M€₂₀₁₃)	Charges brutes fin 2014 (M€₂₀₁₄)	Charges brutes fin 2015 (M€₂₀₁₅)	Charges brutes fin 2016 (M€₂₀₁₆)	Charges brutes fin 2017 (M€₂₀₁₇)	Charges brutes fin 2018 (M€₂₀₁₈)
<i>EDF (hors derniers cœurs¹⁶⁹)</i>	22 448	22 608	26 077	26 616	27 035	27 331
<i>AREVA⁽¹⁾ /ORANO</i>	8 114	8 622	8 760	8 809	8 999	9 128
<i>CEA (y c. fonds défense)</i>	8 557	9 266	10 083	9 887	11 200	9 914 ⁽²⁾
Total 3 exploitants	39 119	40 496	44 920	45 312	47 234	46 373

⁽¹⁾ hors AREVA NP devenu Framatome, qui évaluait à 135 M€ fin 2017 ses charges futures de démantèlement.

⁽²⁾ après reclassement en gestion des colis de déchets de 49 M€ en 2017 et de 1 150 M€ en 2018.

Sources : Cour des comptes d'après rapports triennaux et notes d'actualisation des exploitants.

Cette évolution porte essentiellement la marque des évolutions de devis des démantèlements en cours (cf. annexe n° 11).

¹⁶⁹ EDF regroupe dans une même sous-catégorie les charges relatives aux démantèlements et celles relatives aux « derniers cœurs ». Ces dernières concernent le combustible présent en réacteur au moment de l'arrêt définitif et couvrent la perte économique correspondant à la part de combustible non totalement irradié (part « amont ») et les opérations de traitement, évacuation et stockage (part « aval »).

Ces évaluations de charges sont déterminées non seulement par les scénarios retenus par les exploitants pour chaque projet de démantèlement, dans le cadre de leur stratégie d'ensemble (cf. *supra*), mais aussi par les méthodes d'estimations utilisées. En outre, indépendamment des scénarios et des méthodes d'estimation, le périmètre des dépenses couvertes peut être sujet à discussion.

A - Des méthodologies d'évaluation dont la prudence mériterait d'être renforcée

Lors de ses rapports précédents, la Cour, tout en notant les difficultés de l'exercice d'estimation des coûts futurs de démantèlement, avait souligné la nécessité de mieux présenter et prendre en compte les aléas et incertitudes dans les devis prévisionnels. Les échanges réguliers entre les exploitants et les autorités administratives, appuyés par la réalisation de différents audits, ont permis d'approfondir les modalités d'évaluation et d'en expliciter les principaux déterminants. Néanmoins, l'examen des méthodes utilisées aujourd'hui par les exploitants montre que des progrès sont encore à réaliser.

1 - Pour les réacteurs en fonctionnement d'EDF, une évaluation reposant sur des gains escomptés de standardisation

L'essentiel des charges futures de démantèlement d'EDF concerne le parc des 58 réacteurs en fonctionnement. Pour l'évaluation de ces charges, EDF emploie désormais une méthodologie particulière, reposant sur l'estimation du coût de démantèlement d'un site « tête de série » de deux tranches de 900 MW, puis sur l'application de méthodes d'extrapolation à l'ensemble du parc.

a) Une méthodologie plus analytique utilisée depuis 2014 pour l'évaluation des charges

La pratique actuelle est issue d'une méthodologie développée par EDF depuis au moins 2009 mais utilisée seulement depuis 2014 pour le calcul des provisions comptables (méthode dite « Dampierre 09 »). Dans son rapport de 2014, la Cour avait recommandé l'utilisation d'une telle méthode, jugée plus robuste que la règle retenue auparavant et reposant sur l'application d'un taux forfaitaire aux coûts de référence de la construction du parc (méthode dite PEON). La méthode « Dampierre » rendait en effet plus explicites les déterminants analytiques et paramétriques du calcul des charges prévisionnelles de démantèlement du parc en fonctionnement. À périmètre comparable, la méthode « Dampierre » aboutissait, pour l'année 2013, à une charge brute de démantèlement de 18,5 Md€₂₀₁₃ pour l'ensemble du parc REP, contre 19,2 Md€₂₀₁₃ avec les coûts de référence.

L'adoption de cette nouvelle méthode s'est dès lors traduite par une baisse de près de 750 M€ (-4 %) des charges brutes prises en compte pour le calcul des provisions entre les comptes 2013 et les comptes 2014.

La Cour avait aussi suggéré la réalisation d'un audit de la méthode « Dampierre » afin d'asseoir sa robustesse. Un tel audit a été diligenté en 2014, à la demande de l'autorité administrative. Ses conclusions, rendues en 2015, ont globalement conforté la méthode tout en proposant plusieurs pistes d'amélioration. Parmi les éléments examinés par l'audit, figuraient

d'une part l'estimation du devis pour un site « tête de série » de quatre tranches de 900 MW, confrontée à des données de comparaison internationale sur les différents postes de coûts, les volumes de matières à traiter et les effectifs à mobiliser, et d'autre part les règles d'extrapolation à l'ensemble du parc. L'audit a pointé des questions de périmètre des coûts pris en compte, en particulier s'agissant des dépenses de post-exploitation préparatoires au démantèlement, de l'assainissement des sols ou encore des taxes et primes d'assurance dues pendant le démantèlement.

b) Une méthodologie à nouveau revue en 2016

Si la méthode utilisée actuellement a tenu compte d'une partie des recommandations de l'audit, reprises dans les demandes adressées par l'autorité administratives dans le cadre des lettres de suite, certaines n'ont pas été suivies par EDF. Surtout, la méthode elle-même a été significativement revue en 2016, sous le nom de GEN2 2016, en ce qui concerne les paramètres d'extrapolation du devis « tête de série » (TTS), parallèlement à la prise en compte des retours d'expérience du démantèlement de Chooz-A sur le devis « tête de série ».

Cette révision s'est traduite d'abord par une augmentation significative du devis « tête de série », de plus de 17 % hors aléas, pour l'essentiel lié au retour d'expérience de Chooz-A (le devis opérationnel de Chooz-A a enregistré une hausse de plus de 22 % en 2014-2015, cf. *supra*). Cette augmentation, répliquée à l'ensemble du parc, aurait représenté une hausse globale de plus de 2 Md€₂₀₁₆ des charges de démantèlement du parc. S'y est ajouté une révision à la hausse des marges pour incertitudes (+0,4 Md€₂₀₁₆) et l'effet d'un allongement de la durée prévisionnelle des démantèlements¹⁷⁰ (+0,6 Md€₂₀₁₆), désormais estimée à 20 années pour un site à deux réacteurs de l'arrêt définitif jusqu'au déclassement. Toutes choses égales par ailleurs, le devis global du démantèlement du parc REP aurait alors été accru de plus de 3 Md€₂₀₁₆.

Mais la révision de 2016 a aussi consisté en une forte réévaluation des effets de série, de mutualisation et de transpositions attendus sur le coût de démantèlement du reste du parc (cf. *infra*). Cette réévaluation joue dans le sens d'une baisse des charges brutes à hauteur de plus de 3 Md€₂₀₁₆.

Ainsi, la révision méthodologique de 2016 a été pratiquement neutre sur le total des charges estimées mais elle a fortement accentué l'écart entre le coût estimé de la tête de série et le coût moyen par tranche du démantèlement de l'ensemble du parc. Au sein des charges futures provisionnées dans les comptes 2018, le coût moyen par tranche pour l'ensemble du parc 900 MW apparaît ainsi inférieur de plus de 25 % au coût moyen par tranche de la tête de série, désormais identifiée au site de Fessenheim¹⁷¹. Compte tenu par ailleurs des règles de transposition utilisées par EDF entre paliers de puissance, le coût de démantèlement moyen rapporté au MW sur l'ensemble du parc se trouve être inférieur de près de 30 % au coût par MW de la tête de série.

¹⁷⁰ Soit deux années de plus pour les opérations de préparation au démantèlement et quatre années de plus pour les travaux de démantèlement d'un réacteur.

¹⁷¹ Ces coûts s'entendent aléas compris, le taux d'aléas pris en compte par EDF étant par ailleurs plus élevé sur la tête de série (20 %) que sur l'ensemble du parc (16,5 %).

Les éléments de comparaison internationales disponibles, moyennant les difficultés méthodologiques de telles comparaisons, ne conduisent pas à remettre en cause les coûts prévisionnels de démantèlement de la tête de série affichés aujourd'hui par EDF.

Éléments de comparaisons internationales sur le coût de démantèlement des REP

L'IRSN a récemment¹⁷² dénombré 342 réacteurs de types REP mis en service dans le monde, principalement dans les années 1970 à 1990. 50 de ces réacteurs sont définitivement arrêtés, en cours de démantèlement ou démantelés. À ce jour, à travers le monde, sept réacteurs de types REP de puissance significative (> 50 MWe) ont été totalement démantelés, voire déclassés ; tous étaient implantés aux États-Unis. Quatre autres sont en cours de démantèlement aux États-Unis. Pour huit réacteurs en Allemagne et un en Espagne, le démantèlement du circuit primaire principal est achevé. Ces retours d'expérience montrent que le démantèlement complet d'un réacteur de type REP est techniquement possible sur une vingtaine d'années.

La situation d'EDF exploitant unique d'un parc de 58 REP n'a pas d'équivalent dans les autres pays. Étant donné les effets de série et de mutualisation espérés par l'exploitant (cf. *supra*), les travaux de *benchmark* internationaux menés par EDF, ou à son initiative, depuis 2015 consistent dès lors à comparer les données de coûts internationales au devis estimé pour la tête de série du parc REP, et non au coût moyen extrapolé sur l'ensemble du parc.

À titre d'illustration, le coût au kW de démantèlement pour le site tête de série 900 ressort à près de 460 €₂₀₁₇, ou 450 €₂₀₁₃, nettement supérieur au coût moyen retenu pour EDF dans les exercices de comparaisons internationales menés par la Cour en 2012 (306 €₂₀₁₃).

Par ailleurs, les travaux de l'AEN ont mis en évidence les écueils de toute comparaison internationale en la matière, surtout rapportée au kW, au regard des différences de périmètres retenus selon les exploitants et les pays, des technologies de réacteurs concernées, des différences de réglementations, sans compter les écarts de coût du travail ou encore la question du taux de change à utiliser, notamment pour les comparaisons avec les États-Unis, le Royaume-Uni ou la Suisse.

En 2017, EDF a demandé à un groupe d'experts internationaux (français, américains et espagnols) de travailler sur des comparaisons de coûts de démantèlements entre le devis GEN2 2016 d'EDF et les coûts réalisés ou estimés pour différents réacteurs aux États-Unis, en Allemagne et en Suisse.

Pour la comparaison aux réacteurs américains, des retraitements ont été effectués pour ramener le périmètre des dépenses à celui du GEN2 2016 (en particulier hors coûts de post-exploitation et de stockage du combustible). En revanche, les différences de scénarios, notamment le niveau de découpe des éléments du réacteur avant évacuation vers les sites de stockages, et de contraintes, liés par exemple à l'entreposage ou non sur site du combustible usé, font partie des facteurs expliquant les écarts de coûts.

Surtout, les comparaisons effectuées ne distinguent pas l'effet de la durée de démantèlement sur le coût final. Or, les démantèlements américains affichent des durées souvent plus courtes que celle prévue pour GEN2 2016, notamment sur *Maine Yankee* (8,2 années) et *Turkey Point* (9,5 années), ce qui réduit les dépenses de période (exploitation, entretien et surveillance).

¹⁷² IRSN, *Enjeux du démantèlement des réacteurs à eau sous pression*, rapport n° 2018-00016.

En outre, la comparaison aux réacteurs américains repose sur des hypothèses d'inflation et de taux de change qui peuvent faire varier de +/- 20 % le coût ramené en euros de l'année de comparaison. Par ailleurs, aucune correction n'a été apportée au titre d'éventuels écarts sur les coûts de main d'œuvre horaire.

Compte tenu de ces éléments, il est délicat de tirer des conclusions définitives des résultats de la comparaison, qui montrent que le devis GEN2 2016 est supérieur aux démantèlements américains choisis.

Tableau n° 5 : coûts de différents démantèlements de réacteurs REP aux États-Unis rapportés au devis établi par EDF pour sa tête de série (TTS)

	Maine Yankee (réalisé)	Trojan (réalisé)	Zion 1 & 2 (estimation)	Turkey Point 3 & 4 (estimation)	TTS GEN 2
Par tranche	87 %	70 %	80 %	93 %	100 %
Par kW	91 %	53 %	67 %	100 %	100 %

Sources : rapport des experts internationaux remis à EDF

Enfin, les réacteurs choisis pour la comparaison ne sont pas nécessairement représentatifs de la totalité du parc américain. Le démantèlement de *Trojan* a en particulier bénéficié de conditions exceptionnelles autorisant une évacuation de la cuve et de ses internes sans découpe préalable.

Le groupe de travail mis en place par EDF a également procédé à une comparaison des coûts de la tête de série des REP 900 avec les évaluations disponibles pour les REP allemands et suisses. Cet exercice a aussi consisté à retraiter les devis étrangers des différences de périmètre (post-exploitation, démolition) mais aussi des différences dans les conditions de réalisation des opérations (présence de combustible usé sur site, ampleur des travaux d'assainissement rendus nécessaires par le contexte réglementaire). L'étude conclut au fait que le devis d'EDF est supérieur de l'ordre de 15 % aux coûts suisses et allemands retraités. La significativité de ce résultat doit cependant être fortement relativisée par le fait qu'une partie des retraitements effectués a consisté, en pratique, à retenir les estimations du devis EDF sur certains postes de dépenses¹⁷³, représentant plus de 30 % du coût total.

En revanche, l'essentiel des enjeux de robustesse de l'évaluation des charges de démantèlement du parc en fonctionnement concerne les paramètres de l'extrapolation du devis « tête de série » à l'ensemble du parc, leurs justifications et leur prudence.

¹⁷³ Il s'agit de postes de dépenses (exploitation, assainissement et déchets) sur lesquels les coûts suisses et allemands sont particulièrement élevés en raison de spécificités liés à la présence de combustible usés sur site et de la réalisation de nombreux cycles de décontamination/caractérisation visant à atteindre les seuils de libération en vigueur pour les déchets produits par le démantèlement.

c) Une évaluation qui prend pour hypothèses des gains significatifs liés aux effets de série et de mutualisation

L'extrapolation réalisée par EDF met en jeu trois types d'effets générateurs de baisse des coûts : un effet de série traduisant la standardisation du parc, un effet de mutualisation lié à la présence de plusieurs tranches sur un même site et enfin un effet de transposition entre les différents paliers de puissance du parc REP, qui influe sur le coût moyen par MW.

C'est l'effet de série qui a vu son impact le plus significativement relevé en 2016, par rapport à la méthodologie auditée en 2015. L'audit de 2015 considérait en effet parmi les éléments de robustesse de la méthode « Dampierre » la prudence des hypothèses d'effet de série, limités à l'ingénierie et aux maquettes, pour un impact total de l'ordre de 90 M€₂₀₁₅. Or, l'impact de l'effet de série désormais intégré au devis global représente, selon EDF, 2,3 Md€₂₀₁₈ de moindres charges estimées. La prise en compte de l'effet de mutualisation, qui ne concerne désormais plus que la présence de plusieurs tranches en fonctionnement ou en démantèlement (à l'exclusion de tranches hypothétiques en construction) représente quant à elle une réduction de 1,3 Md€₂₀₁₈ des charges globales de démantèlement. Au final, la prise en compte par EDF des effets de série et de mutualisation réduit de plus de 3,6 Md€₂₀₁₈ la charge globale de démantèlement du parc REP, hors aléas.

Par ailleurs, l'effet de transposition entre paliers revient à considérer que les coûts de démantèlement ne sont pas strictement proportionnels à la puissance des réacteurs mais obéissent à une loi de *Chilton* de coefficients variant, selon les cas, entre 0,6 et 1¹⁷⁴. Par rapport à un coût strictement proportionnel aux puissances, cette hypothèse représente une moindre charge prévisionnelle de l'ordre d'1,6 Md€₂₀₁₈ sur le parc en fonctionnement¹⁷⁵.

2 - Le besoin d'une meilleure prise en compte des risques et des incertitudes

Au titre de la prudence que doivent présenter les évaluations de charges produites par les exploitants, le décret n° 2007-243 précité prévoit que ces évaluations prennent en compte des incertitudes techniques résiduelles et des aléas de réalisation. Si tous les exploitants affichent dorénavant des marges pour risques dans leurs évaluations, les méthodes d'estimation retenues et leur degré de prudence varient fortement.

a) Des marges de prudence à renforcer chez EDF

Parc en fonctionnement

S'agissant du parc en fonctionnement, EDF majore le devis de sa méthode analytique en fonction des incertitudes affectant l'évaluation des différents postes de coûts. Des fourchettes d'incertitude sont calibrées selon l'expérience acquise et l'avancement des études de chiffrages : elles peuvent ainsi majorer jusqu'à 15 % le coût des opérations de préparation au démantèlement et jusqu'à 50 % le coût de l'assainissement. Globalement, le taux d'incertitude ainsi intégré à l'évaluation des charges de démantèlement du parc REP s'élève à 6,8 %.

¹⁷⁴ Cette loi, utilisée pour l'évaluation des coûts de grands projets, postule que le rapport des coûts entre projets de même nature mais de dimensionnements différents est égale au rapport des dimensionnements, élevé à la puissance du coefficient (0,6 par exemple).

¹⁷⁵ Par rapport à la simple réplique du montant absolu des coûts du palier 900, elle représente en revanche un surcoût, de l'ordre de 1,7 Md€₂₀₁₈.

Le devis comprend une part d'incertitude sur la réalisation des effets de séries, pour 81 M€₂₀₁₈, des effets de mutualisation, pour 145 M€₂₀₁₈, et des effets de transposition, pour 153 M€₂₀₁₈. Ces parts représentent respectivement moins de 4 %, 11 % et 10 % de la réduction de charges prise en compte par EDF au titre des effets de série, de mutualisation et de transposition. Or, les retours d'expérience sur lesquels EDF se fonde pour estimer en particulier les effets de série (remplacement des générateurs de vapeur, Grand carénage) sont à ce stade peu documentés¹⁷⁶. De même, le panel des coûts de construction des réacteurs REP, mis en avant par EDF à l'appui de son hypothèse d'effet de standardisation, ne permet pas de tirer des conclusions univoques : une étude de l'OCDE de 2016 montre une baisse de 30 % des coûts de construction entre le premier et le dernier réacteur de chaque palier au sein du parc REP d'EDF (en distinguant les paliers CP0 et CP1-2 au sein des REP 900) mais le coût de construction moyen des REP 900, tous paliers confondus, a été supérieur de plus de 25 % au coût de construction de Fessenheim.

Dans le cadre des échanges en cours entre l'autorité administrative et EDF, cette dernière a pris l'engagement de mener un certain nombre de travaux de fiabilisation des hypothèses prises en matières d'effets de standardisation. Dans l'attente du résultat de ces travaux, une démarche de prudence inciterait à associer aux effets de série des niveaux d'incertitudes nettement supérieurs à ceux aujourd'hui retenus. Les niveaux retenus par EDF sont issus de probabilités associées à des scénarios d'atteinte partielle des effets de série. La prise en compte d'hypothèses moins favorables que celles aujourd'hui utilisées (taux d'atteinte plus faible associés à de plus fortes probabilités) pourraient être envisagée. N'intégrer ainsi, finalement, que 50 % de l'effet de série attendu par EDF conduirait par exemple à accroître de plus d'1 Md€₂₀₁₈ l'évaluation des charges futures de démantèlement du parc en fonctionnement.

De façon générale, l'estimation des incertitudes retenues pour chaque site, à travers le devis tête de série et les ratios d'extrapolation, est le fruit de tirages aléatoires de type Monte Carlo avec une couverture de 50 % des cas¹⁷⁷ (P50). Pour des opérations de démantèlement non encore débutées et devant s'étaler au moins jusqu'en 2060, ce taux de couverture peut sembler insuffisant. À titre de comparaison, les incertitudes prises en compte dans l'évaluation des charges futures de démantèlement d'*Hinkley Point C* se fondent sur un taux de couverture de 80 % (P80).

EDF intègre par ailleurs dans son évaluation des charges un certain niveau d'aléas, qualifiés de risques et d'opportunités, représentant 9,7 % du devis hors risque. En l'occurrence, pour le parc en fonctionnement, aucune opportunité n'est prise en compte. En revanche, EDF applique forfaitairement des taux de risques décroissants selon le rang des réacteurs à démanteler, de 13,5 % pour Fessenheim, à seulement 2,4 % pour Chinon B. Il s'agit, selon l'exploitant, de tenir compte de la capacité à mettre en place, pour les démantèlements ultérieurs, des parades aux risques matérialisés sur les premiers démantèlements. Cette pratique pourrait être comprise si elle s'appliquait à un devis « tête de série » (TTS) majoré des risques

¹⁷⁶ Une réduction de 35 % des coûts d'études d'ingénierie est citée par EDF entre le premier remplacement de GV et les suivants.

¹⁷⁷ Le montant de chaque type d'incertitude est pris comme une variable aléatoire. Les tirages consistent à produire un nombre élevé de résultats de la combinaison de ces variables, qui forment une distribution statistique du montant potentiel de l'incertitude globale. Une couverture à 50 % correspond au montant pour lequel 50 % des résultats lui sont inférieurs.

avérés (donc à l'issue du retour d'expérience sur les aléas de la TTS). Toutefois, appliquée dès à présent, cette pratique revient en réalité à intégrer un nouvel effet de série, cette fois sur l'évaluation des aléas, au sein du devis global de démantèlement. Cet effet joue au total sur près de 670 M€₂₀₁₈ et contrevient au caractère prudent de l'évaluation.

Démantèlements en cours

S'agissant des démantèlements en cours, les charges fin 2018 intègrent des montants au titre des risques, opportunités et incertitudes à hauteur de 10 % des restes à faire pour le parc des réacteurs UNGG, comme pour Superphénix et Brennilis, et à hauteur de 14 % pour Chooz-A. Si les incertitudes sont estimées à partir de taux forfaitaires appliqués selon les différents postes de coûts et en fonction du degré d'avancement des chiffrages¹⁷⁸, les risques et opportunités sont quant à eux identifiés pour chaque projet puis évalués et probabilisés.

S'agissant du démantèlement des UNGG, EDF utilise depuis 2016 une méthode forfaitaire de calcul des incertitudes donnant des résultats identiques à une méthode par tirages aléatoires (Monte Carlo) couvrant 50 % des cas (P50) alors qu'EDF adoptait jusqu'en 2014 un taux de couverture de 80 % des cas, plus prudent. Or, le taux de couverture doit être d'autant plus élevé que les opérations s'étalent sur des horizons plus lointains. Cette baisse du taux de couverture, qui s'est traduite par une diminution de près de 85 M€₂₀₁₆ des charges brutes, ne semble pas cohérente avec l'allongement des plannings associé à la nouvelle stratégie de démantèlement.

Pour la détermination des marges pour risques, EDF intègre dès à présent un effet d'apprentissage entre la tête de série UNGG (Chinon A2) et les cinq autres réacteurs qui se traduit par une moindre marge pour risques pour ces derniers et donc une réduction de l'évaluation globale des charges. La logique est ici la même que pour la loi de décroissance des risques utilisée pour le parc REP. Le caractère prudent de cette hypothèse mériterait d'être réexaminé.

Par ailleurs, la pratique, certes ponctuelle, d'EDF d'intégrer également des opportunités minorant de façon probabilisée les charges évaluées, ne paraît pas correspondre à la prudence exigée par la loi dans l'évaluation des charges nucléaires de long terme. Tel est notamment le cas pour Superphénix, où EDF réduit son évaluation au titre de la possibilité de ne pas démolir les structures de génie civil¹⁷⁹. Or, l'ASN, dans son rapport sur les notes d'actualisation 2017, a eu l'occasion de souligner que, si un exploitant retient un scénario autre que celui actuellement autorisé, il ne peut servir de base au provisionnement des charges de long terme que s'il se révèle plus prudent que le scénario actuellement autorisé.

¹⁷⁸ EDF se fonde sur des fourchettes d'incertitude standard issues d'un rapport de l'OCDE-AEN de 2012.

¹⁷⁹ Cette possibilité n'est aujourd'hui pas prévue par le décret de démantèlement en vigueur.

b) Une prise en compte insatisfaisante du chiffrage des aléas dans le financement des charges de long terme du CEA

Selon le statut de l'INB concernée, l'évaluation des coûts de son démantèlement est opérée différemment par le CEA. Au stade de la mise en service des nouvelles installations, un forfait de 15 % du coût d'investissement est retenu. Cette méthode concerne actuellement moins de 0,5 % du montant total des charges de long terme provisionnées par le CEA.

Au long de la phase de fonctionnement, un outil d'évaluation paramétrique des coûts est majoritairement utilisé par le CEA. C'est l'outil ETE-EVAL développé conjointement avec Orano. L'outil repose sur l'entrée de données d'inventaires physiques et radiologiques, local par local, la définition de scénarios-types d'assainissement et de démantèlement et l'utilisation de ratios techniques et économiques régulièrement actualisés en fonction des retours d'expérience des chantiers en cours au CEA et chez Orano. Les évaluations issues de l'outil incluent les coûts de la maîtrise d'ouvrage, les études amont, les travaux, ainsi que les coûts de surveillance, d'entretien et d'exploitation (SENEX), y compris lors de la préparation du démantèlement¹⁸⁰.

En phase de démantèlement, les estimations de coûts sont faites sur la base de scénarios détaillés et de devis opérationnels.

Le CEA affecte aux évaluations issues de l'outil ETE-EVAL des niveaux d'aléas majorant ces évaluations. Ces niveaux varient notamment selon les catégories de dépenses : au maximum 20 % pour les dépenses de SENEX, jusqu'à 45 % pour les travaux et de 20 à 30 % pour le poste « déchets ». Pour l'ensemble des charges issues de l'outil, soit celles relatives aux installations encore en fonctionnement, le taux global d'aléas pris en compte aujourd'hui atteint près de 30 %. Compte tenu par ailleurs des aléas relatifs aux INB en cours de démantèlement, le montant global inclus dans les charges brutes fin 2018 au titre des aléas sur opérations de démantèlement s'élève à plus de 2 Md€₂₀₁₈, soit 26 % du montant hors aléas des charges futures de démantèlement.

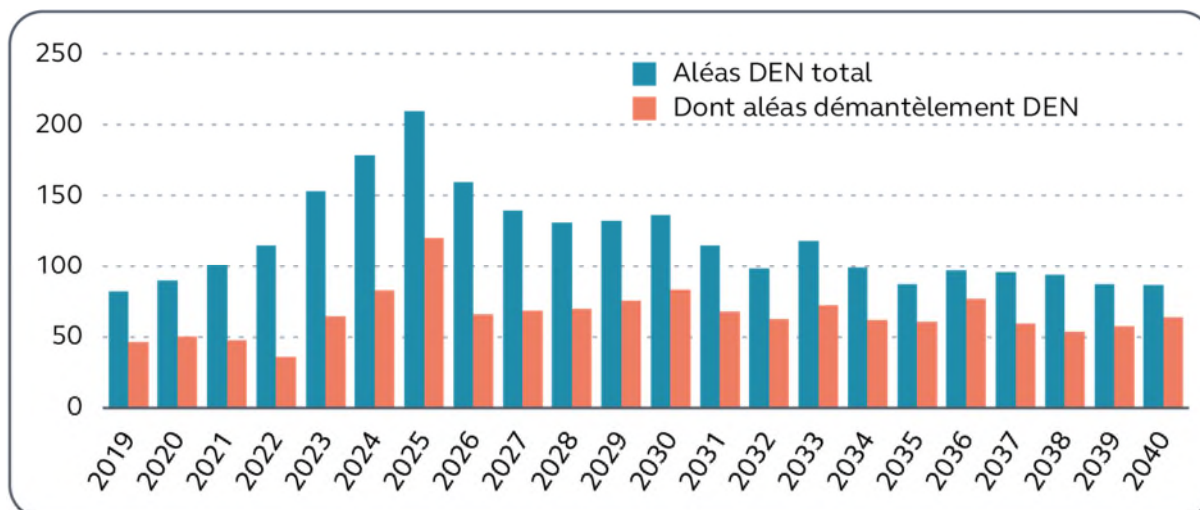
Si ces aléas sont bien inclus dans les provisions inscrites dans les comptes du CEA, ils n'apparaissent en revanche pas, pour leur plus grande partie¹⁸¹, dans la programmation budgétaire à moyen-long terme du CEA (PMLT), qui vise notamment à assurer la cohérence entre l'activité prévisionnelle de démantèlement et le cadrage budgétaire des ressources issues des dotations de l'État (cf. *supra*).

Or, la répartition dans le temps du montant de ces aléas, figurant dans les chroniques prévisionnelles de décaissement établies par le CEA, les fait apparaître pour des montants significatifs dès le court terme. En effet la chronique des aléas est construite, au moins pour les INB sous ETE-EVAL, en appliquant le taux global d'aléas aux montants annuels des charges prévisionnelles. Sur la période couverte par le PMLT, les montants d'aléas atteignent ainsi rapidement plus de 100 M€ par an, dont près de la moitié au titre des opérations de démantèlement.

¹⁸⁰ La quote-part de coûts SENEX d'une INB comptée au titre des charges de long terme est prise forfaitairement à 40 % trois ans avant la date prévue d'obtention du décret de démantèlement et progresse jusqu'à 100 % lors de l'obtention de ce décret.

¹⁸¹ Soit les aléas sur les opérations dont la DEN assure la maîtrise d'ouvrage déléguée, qui couvre plus de 90 % du montant total des aléas.

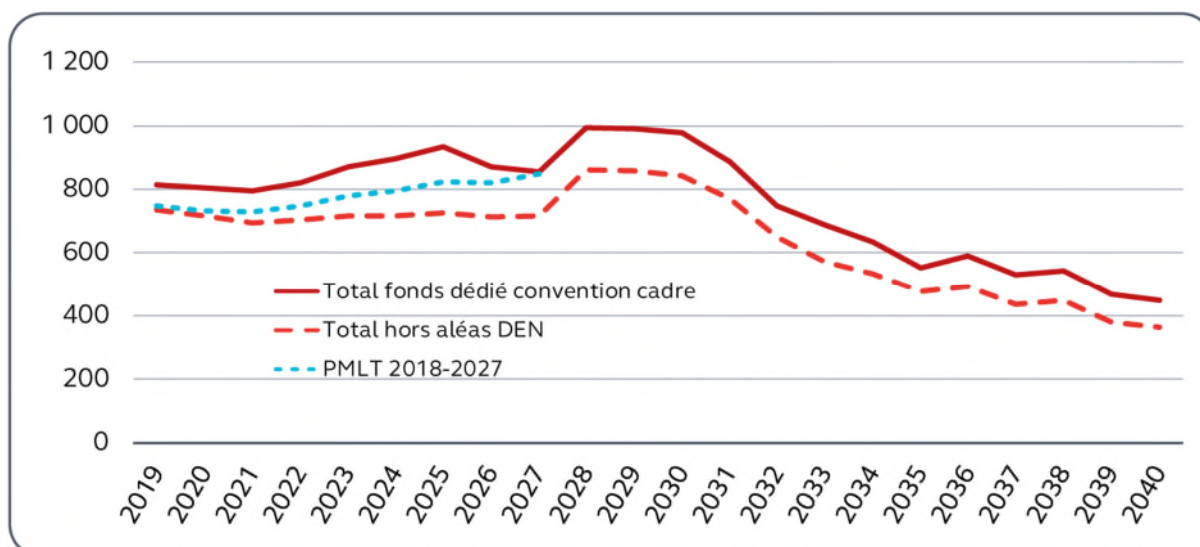
Graphique n° 7 : chroniques de décaissement associées aux aléas intégrés aux charges nucléaires de long terme du CEA-DEN (en M€₂₀₁₈)



Sources : Cour des comptes d'après données du CEA.

Cette chronique d'aléas, sur la base de laquelle sont calculées les provisions pour charges de long terme du CEA, conduit à une chronique des décaissements des charges de long terme qui représente des montants annuels excédant largement le PMLT 2018-2027 et son cadrage budgétaire au moins jusqu'en 2025, ce qui n'est pas normal

Graphique n° 8 : chroniques de décaissement des charges nucléaires de long terme du CEA, avec ou sans aléas, comparées à la programmation budgétaire 2018-2027 (en M€₂₀₁₈)



Sources : Cour des comptes d'après données du CEA.

L'excédent cumulé se monte à plus de 600 M€₂₀₁₈ sur la période. Selon le CEA, il s'agit essentiellement d'un problème de chronologie des aléas, qui devrait être positionnée plus tardivement dans la mesure où ils occasionnent surtout des retards et des hausses de coût à terminaison. Il conviendrait donc de revoir cette chronologie pour assurer sa cohérence avec la programmation budgétaire de moyen-long terme. Des travaux sont en cours au CEA, dans le cadre de la préparation du PMLT qui couvrira la période 2020-2030, pour rendre cette chronologie plus réaliste et permettre la budgétisation de marges pour aléas.

c) Une prise en compte incomplète des risques dans les évaluations d'Orano

Pour les installations en fonctionnement, l'évaluation des charges de démantèlement utilise un logiciel développé conjointement avec le CEA, ETE-EVAL (cf. *supra*), sauf pour les installations les plus petites en taille¹⁸², pour lesquelles des approches paramétriques sont employées. Ces évaluations sont revues au plus tous les trois ans.

En 2014, la Cour puis l'autorité administrative avaient constaté le fait qu'Orano (ex-Areva) n'identifiait pas de risques et d'aléas dans ses provisions. Désormais, Orano mène une analyse systématique des risques et opportunités sur ses projets de démantèlement. Cette analyse est actualisée au même rythme que la révision des devis et des évaluations. Les aléas de réalisation correspondent pour Orano à des risques identifiés, probabilisés et intégrés aux provisions. Un coefficient de 1,25 est appliqué au montant de ces risques, au titre d'incertitudes techniques représentatives de risques non identifiés.

Le taux de risque globalement pris en compte pour l'ensemble des charges futures de démantèlement d'Orano se monte ainsi à 18,5 % en 2018. Ce taux global intègre un aléa transverse provisionné par Orano depuis 2014, en attente d'affectation projet par projet¹⁸³. Initialement évalué à 325 M€ pour les installations de l'aval du cycle et à 80 M€ pour les installations de l'amont du cycle¹⁸⁴, le montant de cet aléa est réduit au fur et à mesure de son affectation aux différents projets. Fin 2018, 107 M€ issus de cet aléa transverse ont été affectés à des révisions de devis.

Hormis cet aléa transverse, les risques aujourd'hui quantifiés par Orano projet par projet n'ont en revanche, pour l'essentiel, pas donné lieu à une augmentation nette du montant des charges futures, par rapport aux évaluations antérieures, à l'exception de l'usine Georges Besse 1 (+151 M€). Ces risques, soit 1 023 M€₂₀₁₈ en 2018 (hors aléas transverse initial), se sont en grande majorité substitués à une partie de l'évaluation initiale des charges de démantèlement. Ainsi, pour les installations en fonctionnement de La Hague, l'incorporation de près de 600 M€₂₀₁₄ de risques et aléas en 2014 s'est accompagnée d'une réduction de plus 580 M€₂₀₁₄ de l'évaluation initiale, opérée selon Orano sur la base d'une identification des marges pour risques auparavant intégrées dans les évaluations de l'outil ÉTÉ-EVAL. Orano considère que l'évaluation issue de l'outil ÉTÉ-EVAL intégrait une telle marge, alors que le CEA, utilisant le même outil, a toujours majoré les résultats d'ÉTÉ-EVAL d'une provision supplémentaire pour risques et aléas. La prudence reflétée par les marges pour aléas aujourd'hui affichées pourrait donc être en partie optique par rapport à la situation prévalant jusqu'en 2014.

¹⁸² INB 175 de Malvési et INB 178 de Pierrelatte.

¹⁸³ Cet aléa transverse peut aussi couvrir de futures hausses de devis au titre de la reprise et du conditionnement des déchets (RCD). Son intégration dans le calcul conduit à un majorant pour le taux de risque associé aux seules opérations de démantèlement.

¹⁸⁴ L'amont du cycle concerne toutes les étapes précédant l'irradiation du combustible en réacteur (extraction du minerai, traitement et enrichissement de l'uranium, fabrication des combustibles).

Par ailleurs, Orano identifie et chiffre pour les besoins de sa trajectoire financière une catégorie spécifique de risques, dits « potentiels ». Ces risques portent de façon générique sur les écarts d'état initial, les évolutions réglementaires et les changements de scénarios. Or, ces risques ne sont pas intégrés aux charges provisionnées par Orano, dans l'attente d'une caractérisation plus précise. Enfin, les dernières lettres de suite de l'autorité administrative ont souligné l'insuffisante prise en compte par Orano du risque de devoir pousser certains démantèlements jusqu'à la déconstruction des bâtiments et l'excavation de terres en fonction des nécessités d'assainissement et de dépollution, sachant que des caractérisations plus précises de l'état actuel des sols sont prévus au Tricastin comme à La Hague (cf. *supra*).

L'ensemble de ces éléments conduit globalement, sur les opérations de démantèlement, à une marge pour risque inférieure de plus de sept points à celle retenue par le CEA (cf. *infra*). En particulier, la marge pour aléas transverses (298 M€₂₀₁₈ fin 2018) ne couvre que partiellement les risques potentiels identifiés dans la trajectoire financière d'Orano, soit près de 500 M€₂₀₁₈.

Au final, l'autorité administrative aurait matière à demander à l'ensemble des exploitants un renforcement de la prise en compte des incertitudes et aléas dans leurs évaluations de charges et dans le financement de ces dernières.

B - Un périmètre de dépenses à étendre progressivement

Au-delà de la robustesse des évaluations de charges, à périmètre de dépenses délimité, se pose la question de la correcte couverture de l'ensemble des dépenses rattachées aux obligations nucléaires de long terme. Cette question de périmètre concerne non seulement le choix des scénarios de démantèlement, qui délimite le champ des opérations à mener notamment en fonction de l'état final visé (niveau d'assainissement des sols ou de démolition du génie civil, cf. *supra*), mais aussi l'affectation de certaines catégories de dépenses aux charges de long terme ou aux charges d'exploitation courantes.

Dans le premier cas, il s'agit de veiller à la prudence des scénarios retenus et à leur adéquation aux contraintes législatives et réglementaires comme aux prescriptions de sûreté. Dans le second cas, il s'agit d'assurer la vision la plus complète possible des charges inéluctables liées aux démantèlements, ainsi que le provisionnement et la sécurisation du financement de ces charges conformément à la loi.

1 - Des catégories de coûts à intégrer aux évaluations de charges

L'autorité administrative ainsi que l'ASN ont ainsi eu l'occasion, lors de lettres de suite en réaction aux rapports triennaux successifs, de pointer deux types de dépenses dont le rattachement aux charges de long terme pose particulièrement question¹⁸⁵.

¹⁸⁵ Par ailleurs, les autorités administratives et de sûreté, à l'occasion de l'examen détaillé des rapports triennaux et de leurs notes d'actualisation, pointent ponctuellement diverses dépenses dont la prise en compte n'apparaît pas au sein des évaluations de charges, par exemple les coûts associés aux démantèlements des entreposages intermédiaires de déchets et des installations nécessaires à la RCD, sur le site de La Hague.

Le premier concerne les opérations menées par les exploitants sur leurs installations entre l'arrêt définitif de celles-ci et l'obtention du décret de démantèlement. Selon l'ASN, cette période est consacrée aux opérations préparatoires au démantèlement, tout en restant régie par le décret d'autorisation de fonctionnement.

EDF considère qu'au moins une partie des opérations réalisées sur cette période relève de la post-exploitation et ne concoure pas à éteindre l'obligation de démanteler¹⁸⁶. Suite aux recommandations de l'audit de 2015 sur la méthode Dampierre, EDF a toutefois étendu le champ des charges à provisionner durant cette période aux coûts d'évacuation du combustible¹⁸⁷. Pour autant, il demeure selon les données fournies par EDF, au titre des opérations de post-exploitation l'équivalent de près de 5,3 Md€₂₀₁₈, en valeur non actualisée, et de 3,7 Md€ en valeur actualisés, non intégrés aux charges de long terme sur l'ensemble du parc REP. EDF considère que ces coûts ne sont pas directement nécessaires à l'extinction de l'obligation attachée au démantèlement des INB et n'entrent donc pas dans le cadre du provisionnement tel que prévu par les normes comptables. L'exploitant considère même que ces coûts ne sont pas provisionnables, en vertu des normes comptables, car ils correspondent à des pertes futures d'exploitation non liées à une cessation générale d'activité d'EDF. De son côté, l'autorité administrative considère que ces coûts sont liés à la mise à l'arrêt définitif du réacteur, qu'ils sont inéluctables et ne peuvent pas être financés par des recettes d'exploitation du réacteur arrêté.

Orano, pour sa part, n'intègre pas, en règle générale, dans ses provisions pour charges de long terme le coût des opérations préparatoires au démantèlement intervenant avant l'arrêt définitif (opérations de « chasse-matières »). Ces opérations sont financées par des provisions d'exploitation. Or, l'ASN a rappelé, dans son rapport relatif aux notes d'actualisation 2017, que ces coûts ne relèvent pas de l'exploitation et sont indissociables du démantèlement.

Le second type de dépenses correspond à des dépenses dites « de période » selon EDF : taxes et primes d'assurances. EDF considère que ces dépenses ne concourent pas à l'extinction de l'obligation attachée au démantèlement et que leur provisionnement ne serait pas compatible avec la perspective de continuité d'exploitation dans laquelle sont établis les comptes de l'entreprise. Si les enjeux financiers attachés à leur provisionnement par EDF ont été fortement réduits depuis la réforme de la taxe INB en 2016 (cf. *supra*)¹⁸⁸, ces dépenses représentent, en prévision selon les données fournies par EDF, un montant de près de 5,4 Md€₂₀₁₈ en valeur non actualisée (soit 3,4 Md€ en valeur actualisée), dont 550 M€₂₀₁₈ pour les primes d'assurance de responsabilité civile nucléaire (RCN) et plus de 4,8 Md€₂₀₁₈ pour les impôts et taxes (pour l'essentiel désormais sous forme de taxe foncière sur les propriétés bâties). En outre, il convient de noter qu'Orano¹⁸⁹ et le CEA intègrent bien, quant à eux, les taxes et contributions INB et IRSN ainsi que leurs primes RCN à leurs charges de long terme et aux provisions associées ;

¹⁸⁶ Selon EDF, ces dépenses concernent notamment la surveillance du combustible et les actions préparatoires à son évacuation, jusqu'à la fin de l'évacuation du combustible quatre ans après la mise à l'arrêt.

¹⁸⁷ Cette intégration a conduit à augmenter de 370 M€ le devis global de démantèlement du parc REP.

¹⁸⁸ L'un des objectifs de la réforme de la taxe INB de 2016, tel que présenté lors de sa discussion au Parlement, était de faciliter l'intégration de la taxe INB dans les charges provisionnées par EDF. Or, EDF maintient son refus d'une telle intégration.

¹⁸⁹ On peut d'ailleurs noter que le commissaire aux comptes d'Orano, qui est également celui d'EDF, n'a pas soulevé auprès d'Orano l'argument d'EDF sur l'incompatibilité de la pratique avec les normes comptables (provisionnement de pertes futures).

en revanche, seul le CEA intègre le coût de la taxe foncière. L'intégration de la taxe foncière dans les charges nucléaires de long terme se traduirait, selon l'APE, par une augmentation de l'ordre d'1 Md€ des provisions d'Orano.

Par ailleurs, les arrêts définitifs de centrales entraînent pour EDF des surcoûts sociaux sous forme de sureffectifs temporaires et de mesures d'accompagnement des reconversions et mutations. Ceux-ci sont évalués par EDF à plus de 4,6 Md€₂₀₁₈ sur l'ensemble des réacteurs du parc actuel.

L'ensemble des charges exposées ci-dessus, correspondent à un montant de plus de 15 Md€₂₀₁₈ au total pour EDF et font partie des dépenses inéluctables associées à la phase d'arrêt et de démantèlement des réacteurs. À ce titre, elles doivent en tout état de cause être prises en compte parmi les charges qui concourent au coût de production de l'électricité d'origine nucléaire.

La loi de 2006 vise un objectif de sécurisation du financement des charges de démantèlement des INB de sorte qu'il soit assuré par la production actuelle de ces installations. Dans la mesure où les taxes et primes d'assurance spécifiques au secteur nucléaire et dues pendant la période démantèlement sont liées à l'obligation de démanteler, leur inclusion est justifiée. Il en est de même pour la quote-part de taxe foncière afférente à la partie des sites ne pouvant être consacré à un autre usage avant le terme du démantèlement.

S'agissant des opérations préparatoires aux démantèlement et des coûts de post-exploitation, les arguments de l'autorité administrative semblent recevables et s'ajoutent au fait qu'il s'agit de dépenses qui doivent nécessairement intervenir, dès l'arrêt définitif, pour permettre par la suite d'engager les opérations de démantèlement.

En revanche, les surcoûts sociaux des fermetures définitives (indemnités et sureffectifs temporaires) apparaissent strictement liés à l'arrêt lui-même, et non à l'obligation de démanteler.

Une modification de l'arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires permettrait de clarifier les dépenses qui doivent faire partie du périmètre de provisionnement. L'intégration des dépenses de post-exploitation et des impôts et taxes pertinentes au sein des provisions nucléaires des exploitants conduirait toutes choses égales par ailleurs, selon les données communiquées par les exploitants, à accroître d'environ 7 Md€ (+18 %) et 1 Md€ (+13 %) les provisions pour charges nucléaires de long terme respectives d'EDF et d'Orano. Afin d'en lisser les conséquences sur la situation financière des exploitants, cette intégration aux provisions nucléaires pourrait être mise en œuvre de façon progressive et s'accompagner d'un délai concernant leur couverture par des actifs dédiés, à l'instar du délai initial de 5 ans prévu par la loi de 2006 pour la couverture de l'ensemble des obligations nucléaires de long terme.

2 - Les conséquences à venir d'une mise en service de l'EPR de Flamanville

Par principe, l'évaluation des charges futures d'EDF n'inclut pas de charges de démantèlement de l'EPR de Flamanville tant que ce dernier n'est pas mis en service. En revanche, dès lors que ce dernier sera en fonctionnement, EDF devra intégrer le coût de son démantèlement à ses évaluations de charges, inscrire immédiatement à son passif les provisions correspondantes, inscrire l'actif de contrepartie, et enfin constituer les actifs dédiés suffisants.

Pour l'heure, l'élément de comparaison le plus immédiatement disponible concerne l'EPR d'*Hinkley Point*¹⁹⁰, pour lesquels un rapport de 2017 du *National Audit Office (NAO)* présente les estimations de coût de démantèlement issues du plan de démantèlement et de gestion des déchets établi en 2016 par l'exploitant¹⁹¹. Ces estimations se montent à 2,7 Md£₂₀₁₆ (3 Md€), pour un coût de construction estimé alors à 18,2 Md£₂₀₁₆, soit un coût de démantèlement égal à près de 15 % du coût de construction et qui rappelle la règle forfaitaire de référence issue des travaux de la commission PEON.

Cette règle forfaitaire appliquée au futur EPR de Flamanville aboutirait, étant donné les estimations les plus récentes avancées par EDF s'agissant du coût de construction (12,4 Md€₂₀₁₅), à une charge brute de démantèlement de près d'1,9 Md€₂₀₁₅.

II - La nécessité d'évolutions méthodologiques pour mieux sécuriser le financement des charges futures

La loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs a fait obligation aux exploitants nucléaires non seulement d'évaluer leurs charges futures de démantèlement mais aussi d'inscrire dans leurs comptes des provisions correspondant à ces charges.

Même avant 2006, le caractère obligatoire du démantèlement des INB mises à l'arrêt définitif conduisait de toute façon les exploitants à devoir constituer dans leurs comptes des provisions pour charges au titre de ce démantèlement, en vertu des normes comptables françaises comme internationales (IAS 37).

Avant 2002, ces provisions étaient dotées progressivement chaque année sur la durée de vie des installations, et sur la base des charges brutes. À partir de 2002, et l'entrée en vigueur d'un nouveau règlement comptable sur les passifs¹⁹², c'est l'intégralité de la charge prévisionnelle qui doit être provisionnée dès lors qu'une installation est créée mais le calcul de la provision se fait désormais sur la base d'une valeur actualisée des charges. Dès lors, il est sensible d'une part à la chronique des décaissements prévisionnels et d'autre part au taux d'actualisation retenu.

¹⁹⁰ Ces deux EPR sont construits et seront exploités par la *NNB Generation Company*, codétenue à hauteur de 66,5 % par EDF.

¹⁹¹ <https://www.nao.org.uk/wp-content/uploads/2017/06/Hinkley-Point-C.pdf>.

¹⁹² Règlement CRC n° 2000-06 du 7 décembre 2000 relatif aux passifs.

Par ailleurs, la loi impose aux exploitants de garantir le financement de la plupart de leurs charges futures par l'affectation immédiate d'actifs dédiés à la couverture des provisions relatives à ces charges. La formulation actuelle de cette obligation de couverture pose toutefois question quant à l'importance qu'elle donne de fait au taux d'actualisation comptable utilisé par les exploitants.

A - Des progressions de provisions atténuées par des décalages de calendriers prévisionnels de démantèlement

Fin 2018, les provisions cumulées inscrites dans les comptes des trois exploitants au titre des démantèlements des INB en France s'élevaient à plus de 28,2 Md€ (hors provisions pour derniers cœurs d'EDF, cf. tableau n°4), soit encore 29,2 Md€ hors changements de périmètre, contre 22,9 Md€ fin 2013.

Tableau n° 6 : évolution des provisions pour démantèlement inscrites dans les comptes des exploitants de 2013 à 2018 (M€) au titre de la loi de 2006

	Provisions fin 2013	Provisions fin 2014	Provisions fin 2015	Provisions fin 2016	Provisions fin 2017	Provisions fin 2018
<i>EDF (hors derniers cœurs)</i>	13 024	13 866	14 931	14 122	14 920	15 985
<i>dont installations arrêtées</i>	2 118	2 444	2 986	3 223	3 304	3 505
<i>dont installations en fonctionnement</i>	10 907	11 422	11 945	10 899	11 616	12 480
<i>AREVA⁽¹⁾ /ORANO</i>	3 809	4 317	4 309	4 641	4 839	5 060
<i>CEA (y c. fonds défense)</i>	6 090	6 675	7 120	7 166	8 026	7 212 ⁽²⁾
Total 3 exploitants	22 923	24 858	26 360	25 929	27 785	28 257

(1) hors AREVA NP devenu Framatome, qui a inscrit une provision de 72 M€ fin 2017 au titre de ses charges futures de démantèlement.

(2) après reclassement en gestion des colis de déchets de 34 M€ en 2017 et de 898 M€ en 2018.

Sources : Cour des comptes d'après rapports triennaux et notes d'actualisation des exploitants.

Une part significative de cette évolution est indépendante des changements de devis ou de scénarios de démantèlement. Il s'agit d'abord du mécanisme de dés-actualisation, qui traduit le simple effet du temps qui passe et qui rapproche les échéances des futurs décaissements. Il s'est traduit par une hausse de provisions de près de 5 Md€ pour l'ensemble des exploitants, en cumulé sur la période. Il s'agit ensuite de l'effet des récentes baisses du taux d'actualisation (cf. *infra*), dans le contexte de baisse des taux d'intérêt de long terme, qui s'est traduit par une hausse des provisions de près de 2,3 Md€ sur la période.

Les dépenses réalisées sur la période par les trois exploitants, soit près de 750 M€ par an, ont quant à elles contribué à réduire de 3,7 Md€ les provisions sur l'ensemble de la période. Enfin, les évolutions de devis et de calendrier prévisionnels des démantèlements des trois

exploitants se sont traduites par une hausse nette de près de 3 Md€ des provisions entre 2013 et 2018. Lors de cette dernière augmentation, l'impact des révisions de devis a été fortement atténué par l'effet des décalages de calendriers intégrés par les exploitants dans leurs nouveaux scénarios (cf. *supra*). Cette atténuation est particulièrement marquée sur les provisions d'EDF, et dans une moindre mesure sur celles du CEA.

La progression des provisions d'EDF a été réduite de plus de 2,5 Md€ du fait des décalages des calendriers prévisionnels de ses démantèlements¹⁹³. Le lissage budgétaire auquel le CEA est contraint a aussi atténué l'impact des récentes révisions de devis sur le niveau des provisions, pour un montant de près de 400 M€. Les effets des décalages ont été en revanche contenus sur le niveau des provisions d'Orano (cf. annexe n° 12).

B - Une hypothèse de chroniques de décaissement qui n'apparaît pas comme la plus probable pour le parc REP d'EDF

Pour l'établissement des provisions inscrites dans les comptes 2018 d'EDF, l'exploitant se repose sur un calendrier d'arrêt des installations calé sur les durées d'amortissement comptable des différents réacteurs. La chronique de décaissement des dépenses futures de démantèlement prend ainsi pour départs des arrêts définitifs de réacteurs intervenant lors de leur cinquième visite décennale (VD5) pour les REP 900 MW, ou de leur quatrième visite décennale (VD4) pour les autres paliers de puissance.

Or, cette chronique ne correspond pas au scénario aujourd'hui le plus probable en termes d'arrêts de réacteurs du parc en fonctionnement. Il supposerait en effet la fermeture de l'ensemble des 20 REP 1300 MW et l'arrêt de 29 REP 900 MW (sur 34, Fessenheim compris) à l'horizon 2035, soit au total 49 arrêts définitifs de réacteurs à cette échéance.

Compte tenu du mécanisme d'actualisation utilisé pour le calcul des provisions, la chronique utilisée pour les comptes 2018 conduit à majorer fortement le niveau des provisions, par rapport à un calendrier plus conforme au projet de PPE ainsi qu'au scénario industriel d'EDF. La seule prolongation des réacteurs du palier 1300 jusqu'à leur VD5 se traduirait, toutes choses égales par ailleurs, par une réduction de 1 Md€ des provisions vues depuis fin 2018. Au-delà, un lissage des fermetures des réacteurs entre leur VD 5 et leur VD 6 de sorte à opérer deux fermetures par an en moyenne de 2030 à 2060, pourrait conduire à réduire d'environ 1,7 Md€ supplémentaires le niveau des provisions vues depuis fin 2018¹⁹⁴.

Ainsi, d'importantes baisses de provisions pourraient être constatées dans les prochaines années si EDF ajustait progressivement les durées d'amortissement comptable de ses réacteurs, et concomitamment les calendriers de démantèlement, à son scénario industriel. La prudence recommanderait toutefois de ne pas enregistrer ces baisses sans avoir réexaminé au préalable le périmètre couvert par les charges brutes et les marges d'incertitudes associées aux hypothèses de la méthode d'évaluation de ces charges (cf. *supra*).

¹⁹³ Ce montant inclut notamment l'impact du l'allongement de la durée d'amortissement comptable des REP 900 mais aussi l'effet de l'allongement du calendrier de démantèlement des UNGG (cf. annexe n° 12).

¹⁹⁴ Il n'est tenu compte dans le calcul que de l'effet sur l'actualisation d'un nouveau calendrier de fermeture, à niveau de charges brutes inchangé. D'éventuelles conséquences sur le niveau des charges brutes, liées notamment au moindre nombre de démantèlements simultanés seraient à évaluer.

C - Le rôle limitant du taux d'actualisation des provisions dans la définition du critère de sécurisation du financement des charges

Au-delà de la justesse de l'évaluation des charges futures par les exploitants, les niveaux de taux d'inflation et de taux nominal d'actualisation (non corrigé de l'inflation) utilisés par les exploitants sont déterminants dans l'établissement des provisions associées à ces charges. La sensibilité de la valeur actualisée des charges aux taux réels¹⁹⁵ d'actualisation est en effet significative :

Tableau n° 7 : sensibilité de la valeur actualisée des charges aux taux réels d'actualisation

	Rappel des provisions pour charges futures inscrites aux bilans des exploitants fin 2018	Impact sur les provisions d'une variation de -0,2 point du taux réel d'actualisation
EDF <i>dont charges de démantèlement</i>	39 806 M€ <i>15 985 M€</i>	+ 1 805 M€ <i>+ 669 M€</i>
Orano <i>dont charges de démantèlement</i>	7 574 M€ <i>5 060 M€</i>	+ 324 M€ <i>nd</i>
CEA <i>dont charges de démantèlement</i>	16 405 M€ <i>7 212 M€</i>	+ 513 M€ <i>nd</i>

Sources : rapports triennaux et notes d'actualisation des exploitants

Les pouvoirs publics ont mis en place un encadrement réglementaire du taux nominal d'actualisation utilisée par les exploitants. Mais les modalités de cet encadrement font régulièrement débat entre les exploitants et l'autorité administrative, notamment s'agissant des éléments à prendre en compte dans l'estimation du taux d'actualisation.

Surtout, en vertu du critère législatif actuel de sécurisation du financement des charges de long terme, le taux d'actualisation comptable est aussi déterminant pour la fixation du montant minimum d'actifs dédiés à la couverture des charges de long terme d'EDF et d'Orano. En effet la valeur des actifs dédiés, appréciée annuellement, doit correspondre au montant des provisions pour charges de long terme (pour celles qui donnent lieu à la constitution d'actifs dédiés), qui dépend directement du niveau du taux d'actualisation.

1 - L'encadrement actuel du taux d'actualisation

a) Le principe de l'encadrement

L'encadrement actuel, fixé par le décret n° 2007-243 du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, prévoit que le taux d'actualisation nominal, tout en étant estimé conformément aux normes comptables en vigueur, doit rester inférieur à la fois à un taux plafond fixé réglementairement et au taux prévisionnel de rendement des actifs de couverture. En pratique, chaque exploitant calcule le taux d'actualisation applicable selon

¹⁹⁵ Le taux réel d'actualisation est obtenu en corrigeant de l'inflation le taux nominal d'actualisation. Le taux qui pèse effectivement sur les exploitants est le taux réel d'actualisation.

une méthodologie propre qui doit respecter les normes comptables, puis vérifie que ce taux respecte les contraintes réglementaires encadrant son niveau. Les méthodes retenues par les exploitants présentent d'importantes différences (cf. annexe n° 12).

Par ailleurs, l'encadrement actuel concerne le seul taux d'actualisation nominal, alors que le taux d'inflation de long terme est lui aussi déterminant dans le calcul de la provision. Du reste, alors que le taux d'actualisation nominal utilisé par les exploitants, comme le taux plafond, a reculé d'au moins 0,5 point pour tous les exploitants entre 2014 et 2018, le taux d'inflation de long terme retenu a lui-même reculé respectivement de 0,2 et 0,15 point pour EDF et Orano, limitant d'autant la baisse du taux d'actualisation réel. Fin 2018, le taux d'actualisation nominal d'EDF est inférieur à celui d'Orano, mais le taux d'actualisation réel d'EDF est au final le plus élevé parmi les trois exploitants. Cette souplesse est admise par l'autorité administrative, même si cette dernière cherche à s'assurer auprès des exploitants de la pertinence des hypothèses d'inflation retenues¹⁹⁶.

De plus, les taux d'inflation retenus par les exploitants français sont significativement inférieurs à ceux utilisés par les exploitants d'autres pays européens, selon les éléments fournis par le DG Trésor sur la base d'une étude non publique de la Commission européenne. Ces comparaisons nécessitent cependant certaines précautions. Pour le Royaume-Uni, qui ne fait pas partie de la zone euro, les niveaux généraux d'inflation peuvent en effet s'écarter de ceux de la zone euro. Par ailleurs, le taux affiché pour l'Allemagne ne s'applique qu'aux charges de gestion des déchets radioactifs dont la responsabilité ne relève plus des exploitants ; pour les autres charges nucléaires de long terme, les taux utilisés par les exploitants sont plutôt inférieurs à 2 %.

Tableau n° 8 : taux d'inflation moyens utilisés fin 2016 par les exploitants pour provisionner leurs charges nucléaires de long termes

	Allemagne	Espagne	France	Hongrie	Royaume-Uni	Slovaquie	Suède
<i>Taux d'inflation</i>	3,57 %	2 %	1,6 %	2 %	4 %	2 %	1,8 %

Sources : direction générale du Trésor

La prise en compte du paramètre d'inflation dans l'encadrement réglementaire du taux d'actualisation mériterait ainsi d'être introduite en encadrant à l'avenir le taux d'actualisation réel utilisé par les exploitants, et non plus le taux nominal.

b) Des modalités d'encadrement plusieurs fois remises en cause

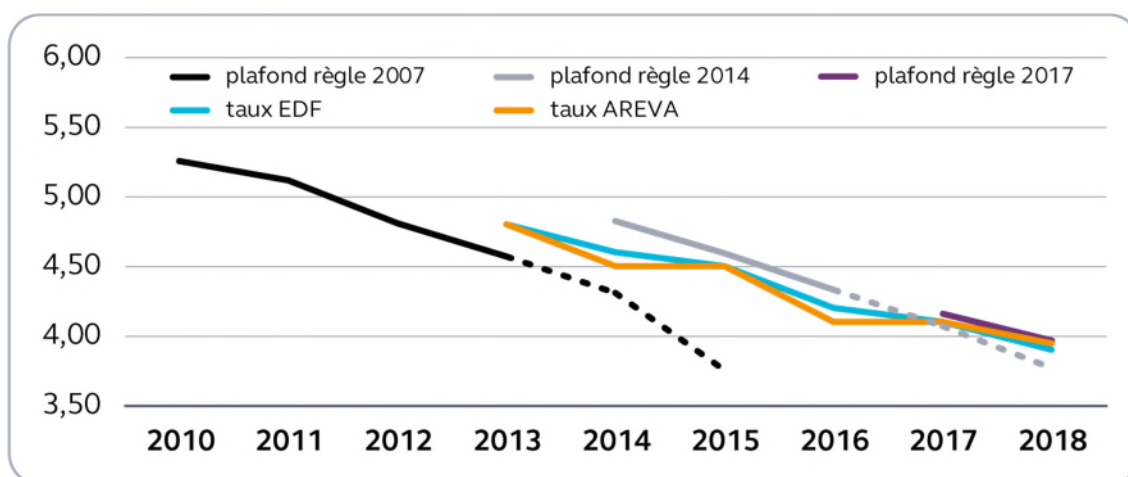
Les règles de calcul du taux plafond, fixées par arrêtés ministériels, ont été modifiées récemment à deux reprises, en 2014 puis en 2017, avec pour effet de rehausser à court terme le niveau du plafond et de ralentir sa baisse tendancielle dans le contexte d'évolution générale des taux d'intérêt à la baisse. Préalablement, EDF et Areva avaient été autorisés pour l'établissement de leurs comptes 2013 à utiliser le taux issu de leurs estimations alors que le taux plafond était inférieur, dans l'attente de la modification des règles de calcul du taux plafond intervenue en 2014. Ces décisions ont contribué à lever de fait la contrainte que faisait peser sur les exploitants l'existence d'un plafond réglementaire.

¹⁹⁶ Les lettres de suites adressées aux exploitants questionnent ces derniers sur la justification des indices de prix utilisés ainsi que sur la pertinence des références de marché retenues et des éventuels retraitements opérés.

Les modifications successives du mode de calcul du taux plafond

De 2007 à 2013, le taux plafond a été calculé comme la moyenne du TEC 30¹⁹⁷ sur les quatre dernières années connues. En 2014, le mode de calcul a été modifié et s'est fondé sur la moyenne du TEC 30 sur les 10 dernières années connues, ce qui a dilué la prise en compte des valeurs les plus récentes et les plus faibles.

Graphique n° 9 : évolution comparée des taux plafonds et des taux retenus par les exploitants depuis 2010 (en %)



Source : rapports triennaux et notes d'actualisation des exploitants

Depuis 2017, le calcul du taux plafond est issu d'une moyenne pondérée entre un taux fixe de 4,3 % et la moyenne sur les quatre dernières années du rendement du TEC 30 augmentée de 100 points de base, sachant que la pondération affectée au taux fixe doit diminuer progressivement pour s'annuler en 2026.

La règle de calcul du taux plafond en vigueur depuis 2017 rend très probable une nouvelle diminution de son niveau au cours des prochaines années. La diminution programmée de la pondération associée au taux fixe de 4,3 % (cf. encadré *supra*) conduirait à elle seule à réduire de 30 points de base le taux plafond d'ici 2020. Toutes choses égales par ailleurs, elle se traduirait par un accroissement des provisions à couvrir par les actifs dédiés, à hauteur de plus de 2,5 Md€ pour EDF, et de plus de 500 M€ pour Orano.

¹⁹⁷ Taux de l'échéance constante à 30 ans, estimé quotidiennement par interpolation des rendements actuariels des valeurs du Trésor encadrant cette maturité.

Dans ce contexte, Orano a engagé courant 2019 des discussions avec l'autorité administrative chargée de veiller aux règles de sécurisation du financement des charges nucléaires de long terme. Ces discussions s'orientent vers la fixation d'un nouveau plafond en fonction d'une référence moins volatile que celles utilisées jusqu'à présent, qui serait le taux « ultime » de la courbe de l'EIOPA¹⁹⁸ (ou *Ultimate Forward Rate – UFR*) majoré d'une marge à déterminer, qu'Orano situe entre 100 et 200 points de base. Il représenterait alors un plafond situé entre 4,6 à 5,6 %¹⁹⁹, nettement au-dessus du plafond applicable en 2019 et proche des niveaux de rendement aujourd'hui attendus des actifs dédiés.

La discussion en cours sur le taux plafond est liée au fait que les méthodes d'estimation du taux d'actualisation comptable par les exploitants sont sur plusieurs points différentes du mode actuel de calcul du taux plafond et que, dans les configurations de marché de taux caractérisant la période récente, ces différences resserrent la contrainte exercée par ce plafonnement. Ces différences portent à la fois sur la prise en compte d'une référence aux taux sans risques (moyenne historique, taux *spots* ou taux à terme) et sur les marges ajoutées à cette référence (marge pour tenir compte de la volatilité des références de taux sans risques ou pour intégrer des *spreads*²⁰⁰ ou des primes d'illiquidité²⁰¹). Or, les normes comptables sont aujourd'hui insuffisamment précises pour permettre de statuer sur toutes ces divergences.

L'apport des normes comptables

Au regard des normes comptables françaises et internationales (IAS 37), le taux d'actualisation utilisé doit être un taux avant impôts reflétant les appréciations actuelles par le marché de la valeur temps de l'argent et des risques spécifiques au passif concerné.

S'agissant des appréciations actuelles par le marché de la valeur temps de l'argent, l'avis n° 2005-H du comité d'urgence du CNC en date du 6 décembre 2005 relatif à la comptabilisation des coûts de démantèlement, d'enlèvement et de remise en état de site a précisé que ces appréciations doivent se faire par rapport à un taux sans risque de type obligations d'État.

S'agissant des risques spécifiques au passif à prendre en compte, l'IFRIC (*International Financial Reporting Interpretations Committee*) a de son côté constaté en 2011 d'une part l'imprécision de la formule de l'IAS 37 et d'autre part la pratique prédominante d'une non-prise en compte des risques de crédits propres à l'entreprise concernée, qui n'apparaissent pas comme des risques spécifiques au passif. L'IASB (*International Accounting Standards Board*), en février 2019²⁰², a confirmé ce constat et ajouté que l'applicabilité de primes d'illiquidité n'était pas tranchée au titre de l'IAS 37 et n'est pas observée en pratique.

¹⁹⁸ Soit l'autorité européenne des assurances et des pensions professionnelles.

¹⁹⁹ L'UFR calculé par l'EIOPA pour la zone euro pour 2020 s'élève à 3,55 %.

²⁰⁰ Les *spreads* correspondent aux écarts de taux d'intérêt constatés entre les obligations émises par différentes catégories d'emprunteurs, par exemple entre un État (taux dit « sans risque ») et une entreprise privée. Ils traduisent les appréciations de risque par les investisseurs.

²⁰¹ Les investisseurs ont tendance à exiger des rendements supérieurs pour des actifs peu liquides (*i.e.* dont le marché à la revente est réduit et dont la valeur de marché est dès lors très incertaine). L'écart aux rendements d'actifs plus liquides représente la prime d'illiquidité.

²⁰² « *Discount rates in IFRS Standards project summary* » du 28 février 2019.

Ces éléments paraissent plutôt conduire à privilégier l'utilisation de taux *spots* correspondant aux maturités des décaissements futurs, pris par exemple sur des courbes de taux sans risques telles que les établit l'EIOPA plutôt que le recours à des références historiques. Ils interrogent par ailleurs la pertinence de l'ajout de *spreads* correspondant à la qualité de signature de l'entreprise elle-même. Enfin, ils laissent ouverte la question de l'application de primes d'illiquidité, au regard de la nature non cessible de l'obligation de démanteler.

Néanmoins, il semble que les marges ajoutées par les exploitants aux taux sans risques, visent en grande partie à rapprocher le taux d'actualisation des taux de rendements espérés des actifs dédiés, en présence de marges d'interprétation des normes comptables relatives aux provisions. Or, cette préoccupation s'explique essentiellement par la formulation actuelle du critère de sécurisation du financement des charges de long terme, qui compare la valeur de réalisation de actifs à la provision comptable issue de l'application du taux d'actualisation (cf. *infra*), tandis que les normes comptables relatives à l'actualisation des provisions n'ont pas de raison de tenir compte de ce mécanisme particulier de sécurisation.

2 - Les limites de la formulation actuelle du critère de sécurisation du financement des charges de long terme

La loi organise la sécurisation du financement des charges futures de démantèlement et, plus généralement, de l'ensemble des charges futures auxquelles devront faire face les exploitants nucléaires, en imposant dès à présent une couverture de la valeur actualisée de ces charges par des actifs dédiés. Cette couverture ne concerne pas la totalité des charges futures faisant l'objet d'un provisionnement dans les comptes des exploitants, mais uniquement les charges ne relevant pas de l'exploitation. À ce titre, sont exclues de l'obligation de couverture les charges « amont » liées aux derniers cœurs ainsi que les charges de gestion des combustibles recyclables²⁰³. Par ailleurs, le CEA, pour l'essentiel de ses provisions nucléaires de long terme, n'est pas concerné par l'obligation de constitution d'actifs dédiés (cf. encadré ci-dessous), ce qui reporte de fait les charges correspondantes sur les générations futures.

La situation des différents exploitants au regard de la couverture des charges de long terme

EDF et Orano doivent, sur la majeure partie de leurs provisions nucléaires, constituer des actifs dont la valeur de réalisation détermine le taux de couverture de ces provisions. Tout déficit de couverture, constaté lors de la clôture des comptes de l'année N, doit donner lieu à abondement du portefeuille d'actif. De même, depuis l'entrée en vigueur du décret du 24 mars 2015, tout accroissement des provisions lié à des changements de devis ou de calendriers ainsi qu'à des évolutions du taux d'actualisation réel utilisé doit donner lieu à abondement équivalent tant que le taux de couverture n'atteint pas 110 %. L'autorité administrative peut accorder un délai maximum de trois ans aux exploitants pour réaliser ces abondements.

²⁰³ Selon la nomenclature de l'arrêté de 2007, ces charges futures sont répertoriées dans des catégories distinctes de celles relatives aux démantèlements.

La situation du CEA est bien différente de celle d'EDF ou d'Orano. En effet, l'essentiel des charges nucléaires futures du CEA est à financer par des dotations budgétaires de l'État. Par conséquent, les provisions correspondant aux charges ainsi financées ne donnent pas lieu à constitution d'actifs dédiés autres que l'inscription d'une créance sur l'État²⁰⁴ pour un montant équivalent aux provisions.

a) *Le rôle déterminant du taux d'actualisation comptable*

L'obligation de couverture se vérifie chaque année, sur l'ensemble du périmètre des charges futures, en comparant la valeur actualisée de ces charges (ou la provision) avec la valeur de réalisation des actifs dédiés. Le ratio de couverture des charges par les actifs doit être d'au moins 100 %. Le décret du 24 mars 2015 a en outre renforcé l'encadrement des retraits et abondements d'actifs dédiés tant que ce taux n'atteint pas 110 % (cf. encadré *supra*). Dès lors, le taux d'actualisation utilisé est, avec la volatilité du rendement annuel des actifs dédiés, l'un des déterminants majeurs du respect de l'objectif législatif de sécurisation du financement des charges de long terme.

Les impacts de la volatilité du rendement annuel des actifs dédiés

Parce qu'il est vérifié sur la base de la valeur de réalisation des actifs constatée à la clôture des comptes²⁰⁵, le respect de la couverture à 100 % de la valeur actualisée des charges nucléaires futures par les actifs dédiés est fortement déterminé non seulement par le taux d'actualisation réel utilisé mais aussi par la volatilité annuelle du rendement des actifs, autour du rendement moyen de long terme espéré.

Les comptes 2018 illustrent ce constat, l'exercice 2018 a en effet enregistré à la fois :

- une baisse du taux d'actualisation réel de 0,2 point pour EDF et de 0,1 point pour AREVA (soit des augmentations respectives de provisions de 1 553 M€, dont près de 1 300 M€ sur le champ à couvrir par des actifs, et de 168 M€) ;
- une baisse de la valeur de réalisation des actifs dédiés liée à une performance négative sur l'année, soit - 450 M€ (-1,6 %) et - 285 M€ (-3,9 %) respectivement pour EDF et Orano, tandis que le mécanisme annuel de dés-actualisation a accru leurs provisions pour des montants respectifs de 1 534 M€ pour EDF, dont près de 1 100 M€ sur le champ à couvrir par des actifs dédiés, et de 298 M€²⁰⁶ pour Orano.

Dans ces conditions, les nouvelles règles de couverture, combinant la possibilité pour l'autorité administrative d'accorder un délai de 3 ans maximum pour le retour aux 100 % et l'encadrement des retraits et des abondements d'actif sous 110 % de couverture, visent à réduire les inconvénients d'un calcul de la couverture sur la base volatile de la valeur de réalisation, en en lissant les conséquences.

²⁰⁴ Le compte général de l'État, quant à lui, enregistre au passif des provisions pour démantèlement correspondant à la créance détenue par le CEA. Ces provisions se montent à 17 253 M€ en 2018.

²⁰⁵ L'article L. 594-2 du code de l'environnement précise que « [la] valeur de réalisation [des actifs] doit être au moins égal au montant des provisions ».

²⁰⁶ Dès lors que la performance annuelle des actifs est inférieure au taux d'actualisation des provisions, elle conduit à réduire le taux de couverture car elle ne couvre pas l'effet de la dés-actualisation des provisions, traduisant le passage du temps.

Or, les exploitants ont déjà été amenés ces dernières années à réduire effectivement le taux réel d'actualisation utilisé pour le calcul de leurs provisions, en lien avec la baisse générale des taux d'intérêt, et à enregistrer à ce titre des augmentations significatives de provisions.

Tableau n° 9 : impacts sur les provisions des exploitants des baisses de taux réels d'actualisation opérée depuis 215

	Variation entre 2015 et 2018 du taux réel d'actualisation utilisé	Cumul des augmentations enregistrées chaque année à ce titre sur les provisions*
EDF <i>dont charges de démantèlement</i>	- 0,40 point	+ 3 622 M€ + 1 515 M€
Orano <i>dont charges de démantèlement</i>	- 0,40 point	+ 572 M€ + 378 M€
CEA <i>dont charges de démantèlement</i>	- 0,43 point	+ 830 M€ + 350 M€

* Compte non tenu de leur effet sur les évolutions ultérieures de devis et de calendriers

Source : Cour des comptes d'après données des rapports triennaux et notes d'actualisation des exploitants

Ces effets ont contribué à dégrader le taux de couverture des provisions par les actifs dédiés et à accroître les besoins d'abondement de ces actifs.

Tableau n° 10 : évolution des taux de couverture et des abondements d'actifs dédiés

	2015	2016	2017	2018	À abonder au-delà de 2018
Taux de couverture					
EDF	99 %	100 %	109 %	98 %	
Orano	95 %	89 %	101 %	91 %	
Abondements bruts des actifs dédiés (M€)					
EDF	35	0	1 095	386	1 337
Orano	145	25	812	0	705*

* Sur la base du déficit de couverture 2018.

Source : Cour des comptes d'après données des rapports triennaux et rapports financiers d'EDF et d'Orano

Cette dégradation du taux de couverture impacte la situation financière d'Orano, telle qu'évaluée par les agences de notation.

De son côté, EDF a obtenu de la part de l'autorité administrative, dans le cadre des possibilités ouvertes par les textes réglementaires, un étalement de la dotation aux actifs dédiés à opérer au titre de la couverture 2018 : les 1 337 M€ nécessaires seront dotés pour 540 M€ en 2019 ainsi qu'en 2020 puis pour 257 M€ en 2021. Par ailleurs, les exploitants ont formulé auprès de l'autorité administrative des demandes d'allongement du délai maximum que l'administration peut accorder pour le retour à un taux de couverture de 100 %. La Cour estime cette demande justifiée dans son principe. La démarche des exploitants souligne toutefois les limites du critère actuel.

b) Une capacité des actifs dédiés à couvrir les décaissements futurs mal appréhendée

La formulation actuelle du critère législatif de sécurisation du financement des charges nucléaires de long terme, en faisant dépendre le besoin de dotation d'actifs dédiés des évolutions d'un taux d'actualisation comptable, expose ainsi le bilan des exploitants à un risque accentué de volatilité (voir encadré *supra*). Dans le même temps, elle ne permet pas d'appréhender de façon satisfaisante la capacité des actifs dédiés à couvrir les décaissements futurs.

En effet, cette capacité ne peut être déduite de la simple comparaison entre la valeur instantanée du portefeuille d'actifs dédiés et le montant des provisions issu de l'application d'un taux d'actualisation comptable. Elle dépend en réalité des futures valeurs de ce portefeuille, fonction de la stratégie d'allocation d'actifs fixée par les exploitants et de leur rendement attendu.

Des critères de sécurisation plus pertinents devraient faire appel à des analyses poussées d'adossé actif-passif, c'est à dire faisant état de la capacité du portefeuille d'actifs dédiés à atteindre des valeurs permettant de couvrir chaque année les décaissements à venir sur toute la période des démantèlements futurs. Ce type d'analyse peut consister à modéliser, selon de nombreux scénarios prospectifs, l'évolution de la valeur du portefeuille d'actifs, d'un côté, et les coûts et calendriers des démantèlements, de l'autre, puis à en tirer une probabilité de couvrir les chroniques de décaissement jusqu'à leur terme grâce au portefeuille d'actifs.

Le cadre réglementaire actuel prévoit déjà que les exploitants procèdent à une évaluation des risques financiers attachés à leur actif et leur passif, à des estimations comparées de la liquidité des actifs et de la maturité du passif et enfin à une évaluation de la capacité à faire face aux charges dans des conditions de marché détériorées. Les résultats de ces travaux sont présentés par les exploitants dans les rapports triennaux et leurs notes d'actualisation. Il s'agirait de consolider ces éléments, au besoin à l'aide d'outils et de méthodes renouvelés²⁰⁷, afin d'aboutir à des critères synthétisant la capacité du portefeuille d'actifs et de la stratégie d'allocation de chaque exploitant à couvrir l'échéancier des décaissements futurs.

Si un tel exercice s'avérait robuste, à l'usage, il pourrait fournir un critère de substitution à la règle de couverture actuelle. Dans un premier temps, il s'agirait d'une approche complémentaire aux modalités d'encadrement en vigueur.

Une telle évolution supposerait que l'autorité administrative, au besoin avec l'appui de l'autorité de contrôle prudentiel et de résolution (ACPR) comme le prévoient déjà les textes réglementaires, soit en mesure de contre-expertiser les méthodes utilisées et les résultats produits par les exploitants²⁰⁸.

²⁰⁷ Pour l'analyse des risques, ces méthodes pourraient s'inspirer de celles utilisées par les banques et assurances dans le cadre de la mise en œuvre des règles prudentielles Solvabilité II.

²⁰⁸ Dans ce cadre, l'examen des hypothèses d'inflation à long terme retenues par les exploitants pour déterminer les chroniques de décaissement prévisionnelles en euros courants conserverait une grande importance. Ces hypothèses devraient en effet non seulement refléter au mieux la nature des dépenses et les modes de contractualisation envisagées par les exploitants, mais aussi correspondre à des sous-jacents macro-économiques cohérents avec ceux fondant les espérances de rendement des actifs dédiés.

En tout état de cause, la Cour rappelle que le dispositif de sécurisation du financement des charges futures, fondé sur la constitution d'actifs dédiés par les exploitants, au sein de leur bilan, repose sur le principe « pollueur-payeur » et vise à limiter le report de ces charges sur les générations futures. En conséquence, ce dispositif doit garantir l'affectation exclusive de ces actifs à leur objet, quelles que soient les évolutions éventuelles de la forme juridique des opérateurs ou les mutations de leurs activités.

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

La loi impose aux exploitants d'évaluer avec prudence leurs charges futures de démantèlement, dans l'optique d'opérer dès à présent leur provisionnement et d'assurer leur financement le moment venu. Or, le degré de prudence des évaluations présentées par les différents exploitants apparaît encore insuffisant, en particulier à travers les modalités d'estimation et de prise en compte des incertitudes et des aléas attachés aux évaluations de coût prévisionnels. À cet égard, la quantification par EDF des gains escomptés des effets de standardisation au sein du parc des réacteurs en fonctionnement mérite d'être davantage justifiée, de même que, pour Orano, le degré de couverture des risques potentiels par les marges pour aléas dits transverses. S'agissant du CEA, à la suite de l'audit mené sur le Plan moyen et long terme, il apparaît nécessaire de rétablir une cohérence entre la programmation budgétaire sur 10 ans et les chroniques d'aléas provisionnés.

Par ailleurs, l'objectif de sécurisation du financement des charges de démantèlement ne peut être atteint de façon satisfaisante que si le périmètre couvert par ces charges est le plus complet possible. Or, les exploitants, selon les cas, excluent aujourd'hui de leurs évaluations, et donc de leur provisionnement au titre des charges nucléaires de long terme, certaines catégories de dépenses qui, pourtant, sont inéluctables à partir de l'arrêt définitif des installations, liées au démantèlement et ne peuvent pas être financées, le moment venu, par des recettes de ces mêmes installations. L'intégration explicite de ces dépenses au périmètre des charges, qui pourrait intervenir par simple modification de l'arrêté du 21 mars 2007, conduirait à accroître de façon significative le niveau des provisions nucléaires de long terme inscrites aux bilans d'EDF et d'Orano, et donc le besoin de constitution d'actifs dédiés. Une intégration et/ou une constitution d'actifs dédiés progressives pourraient alors être envisagées afin d'en lisser les effets sur la situation financière de ces entreprises.

Le niveau de provisionnement des charges futures est quant à lui très sensible d'une part à la chronique des décaissements futurs et d'autre part au taux d'actualisation utilisé. Or, la chronique de décaissement sous-jacente aux provisions pour démantèlement du parc d'EDF en fonctionnement se fonde aujourd'hui sur un calendrier d'arrêts de réacteurs beaucoup plus précoce que celui prévu dans le projet de PPE et dans la stratégie industrielle d'EDF, ce qui augmente le montant des provisions.

En ce qui concerne l'encadrement du taux d'actualisation, l'importance du paramètre qu'est l'inflation justifierait que cet encadrement concerne non pas le taux nominal mais le taux réel utilisé par les exploitants.

Par ailleurs, les discussions entre exploitants et autorité administrative sur les modalités d'encadrement de ce taux résultent en grande partie de la formulation actuelle du critère de sécurisation du financement des charges futures, qui impose une couverture d'au moins 100 % des provisions comptables par des actifs dédiés. Cette formulation ne permet pas d'appréhender de façon satisfaisante la capacité du portefeuille d'actifs dédiés à couvrir la chronique future des décaissements sur charges de long terme. Elle conduit du reste les exploitants à demander un allongement des délais que l'administration peut accorder pour le retour à 100 % de couverture. La Cour estime cette demande justifiée dans son principe. Cette démarche des exploitants souligne toutefois les limites du critère actuel.

Il apparaît dès lors nécessaire de mettre à l'étude des critères de sécurisation alternatifs plus élaborés qui viseraient à évaluer, sur la base d'analyses de risques pesant sur l'adossement entre actif et passif, cette capacité des exploitants à financer l'échéancier de leurs charges futures à partir de leur portefeuille actuel d'actifs dédiés et de leur stratégie d'allocation d'actifs.

Au regard de ces éléments, la Cour formule donc les recommandations suivantes :

- 8. obtenir des exploitants une meilleure prise en compte des incertitudes et aléas dans les évaluations de charges futures et dans leur financement (DGEC, DB, 2020) ;*
 - 9. intégrer progressivement aux catégories de charges de long terme mentionnées dans l'arrêté du 21 mars 2007 les coûts de toutes les opérations de préparation au démantèlement, les dépenses de post-exploitation et le coût des impôts, taxes et primes d'assurance directement imputables aux sites en démantèlement (DGEC, 2020) ;*
 - 10. faire porter l'encadrement réglementaire du taux d'actualisation utilisé pour le calcul des provisions des exploitants nucléaires sur le taux réel et non sur le taux nominal (DGEC, DG-Trésor, 2020).*
-

Liste des abréviations

AC	Attributions de compensation
A&D.....	Assainissement et démantèlement
ACPR	Autorité de contrôle prudentiel et de résolution
AEN	Agence pour l'énergie nucléaire rattachée à l'organisation de coopération et de développement économiques (OCDE)
AIEA	Agence internationale de l'énergie atomique
ANDRA	Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs
APD.....	Avant-projet détaillé
APS	Avant-projet sommaire
ASN.....	Autorité de sûreté nucléaire
ASND	Autorité de sûreté nucléaire de défense
CA	Conseil d'administration
CEA	Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives
CIRES	Centre industriel de regroupement, d'entreposage et de stockage
CFE	Cotisation foncière des entreprises
CNC	Conseil national de la comptabilité
CNPE	Centre nucléaire de production électrique
CNEF	Commission nationale d'évaluation du financement des charges de démantèlement des installations nucléaires de base et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs
CSA	Centre de stockage de l'Aube
CVAE.....	Cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises
DB	Direction du budget
DGEC.....	Direction générale de l'énergie et du climat, rattachée au ministère de la transition écologique et solidaire (MTES)
DGPR.....	Direction générale de la prévention des risques, rattachée au ministère de la transition écologique et solidaire (MTES)
DEM.....	Démantèlement
DSND.....	Délégué à la sûreté nucléaire et à la radioprotection pour les installations et activités intéressant la défense
EIOPA.....	<i>European insurance and occupational pensions authority</i> , Autorité européenne des assurances et des pensions professionnelles (AEAPP)
EL.....	Eau lourde (technologie de réacteur)
EPR	<i>Evolutionary power reactor</i> , réacteur à eau pressurisée dit de troisième génération
FNGIR.....	Fonds national de garantir individuelle des ressources
GEN2	Méthode d'évaluation des charges futures de démantèlement correspondant au parc en fonctionnement
GW	Gigawatt
IAS	<i>International accounting standards</i> , normes comptables internationales

IASB.....	<i>International accounting standards Board</i>
IFER.....	Imposition forfaitaire sur les entreprises de réseau
IFRIC	<i>International financial reporting interpretations committee</i>
II.....	Installation individuelle (située dans le périmètre d'une INBS)
INB.....	Installation nucléaire de base
INBS.....	Installation nucléaire de base secrète
IRSN.....	Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire
LTECV	Loi de transition énergétique pour la croissance verte
MAD	Mise à l'arrêt définitif
MOX	Mélange d'oxyde de plutonium et d'oxyde d'uranium (combustible issu du traitement du combustible usé des centrales nucléaires)
MSNR	Mission de la sûreté nucléaire et de la radioprotection rattachée à la DGPR
MW	Megawatt
NDA.....	<i>Nuclear decommissioning authority</i> (Royaume-Uni)
NRC	<i>Nuclear regulatory commission</i> (Etats-Unis)
PEON	Commission pour la production d'électricité d'origine nucléaire
PMLT	Plan moyen-long terme du CEA
PNGMDR.....	Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs
PPE.....	Programmation pluriannuelle de l'énergie
RCD	Reprise et conditionnement des déchets anciens
RCN	Assurance « Responsabilité civile nucléaire »
REB.....	Réacteur à eau bouillante
REP	Réacteur à eau pressurisée (réacteur de deuxième génération)
SENX.....	Coûts de surveillance, d'entretien et d'exploitation
TFPB	Taxe foncière sur les propriétés bâties
TFUE.....	Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne
TTS.....	Tête de série
UNGG	Réacteurs « Uranium naturel graphite gaz », dits de première génération
VD.....	Visite décennale
W.....	Watt (unité de puissance)
We	Watt électrique (unité de puissance électrique)
Wh.....	Watheure (unité d'énergie correspondant à l'énergie produite ou consommée par un système d'une puissance d'1 watt pendant une durée d'une heure)

Annexes

Annexe n° 1 : échange de courriers entre le Premier président de la Cour des comptes et le président de la commission des finances du Sénat	133
Annexe n° 2 : protocole de Fessenheim.....	137
Annexe n° 3 : accompagnement des territoires	139
Annexe n° 4 : installations arrêtées et démantèlements en cours	141
Annexe n° 5 : comparaison entre démantèlement immédiat ou différé par l’AEN	150
Annexe n° 6 : les niveaux de démantèlement de l’AIEA	151
Annexe n° 7 : la gestion des déchets issus du démantèlement	152
Annexe n° 8 : les accords de « swap ».....	154
Annexe n° 9 : principales évolutions des stratégies de démantèlement et organisations internes des exploitants	157
Annexe n° 10 : retours d’expérience de démantèlements	164
Annexe n° 11 : les principaux facteurs d’évolution des charges futures de démantèlement détaillés par exploitant.....	166
Annexe n° 12 : les principaux facteurs d’évolution des provisions pour démantèlement détaillés par exploitant	170

Annexe n° 1 : échange de courriers entre le Premier président de la Cour des comptes et le président de la commission des finances du Sénat

R É P U B L I Q U E F R A N Ç A I S E



Monsieur Didier MIGNAUD
Premier président de la Cour des Comptes
13 rue Cambon
75100 PARIS Cedex 01

Paris, le 11 décembre 2018
Réf. : CF_2018_PDT_0624

Monsieur le Premier président,

VINCENT ÉBLÉ

PRÉSIDENT
DE LA COMMISSION
DES FINANCES

J'ai l'honneur de vous demander, au nom de la commission des finances du Sénat, la réalisation par la Cour des comptes, en application de l'article 58-2 de la loi organique du 1^{er} août 2001 relative aux lois de finances, de cinq enquêtes portant respectivement sur :

- l'Agence nationale pour la Rénovation Urbaine (ANRU) et le Nouveau Programme National de Renouvellement Urbain (PNRU),
- l'arrêt et le démantèlement des installations nucléaires civiles,
- l'enseignement supérieur artistique,
- le pilotage par l'État des grands projets informatiques,
- le pilotage stratégique par le ministère de l'Europe et des affaires étrangères des opérateurs de l'action extérieure de l'État et sa déclinaison au niveau des postes diplomatiques.

Ces enquêtes pourraient être remises de manière échelonnée entre janvier et juin 2020.

Comme à l'accoutumée, le choix de ces sujets a fait l'objet d'échanges préalables entre le secrétariat de la commission des finances et le Rapporteur général de la Cour des comptes.

Le champ, les modalités et la date de remise de ces enquêtes pourront, comme les années précédentes, être précisés lors d'échanges entre les rapporteurs spéciaux et les présidents de chambre et magistrats concernés.

Je vous prie de croire, Monsieur le Premier président, à l'assurance de mes meilleures salutations.

Vincent ÉBLÉ

Cour des comptes

KCC D1804260 KZ
12/12/2018

Le 12 DEC. 2018

Le Premier président

Monsieur le Président,

En réponse à votre courrier en date du 11 décembre dernier concernant la réalisation d'enquêtes en application du 2° de l'article 58 de la loi organique n° 2001-692 du 1^{er} août 2001 relative aux lois de finances, j'ai le plaisir de vous confirmer que la Cour devrait être en mesure de réaliser les travaux que vous avez demandés, conformément au tableau ci-après :

Intitulé	Chambre/formation	Président(e)	Remise
L'arrêt et le démantèlement des installations nucléaires civiles	2 ^{ème} chambre	Mme Catherine de Kersauson	Mars 2020
L'enseignement supérieur artistique	3 ^{ème} chambre	Mme Sophie Moati	Mars 2020
Le pilotage stratégique par le ministère de l'Europe et des affaires étrangères des opérateurs de l'action extérieure de l'État et sa déclinaison au niveau des postes diplomatiques	4 ^{ème} chambre	M. Gilles Andréani	Février 2020
Le pilotage par l'État des grands projets informatiques	Formation interchambres	[à déterminer]	Juin 2020
L'Agence nationale pour la rénovation urbaine (ANRU) et le nouveau programme national de renouvellement urbain (NPNRU)	5 ^{ème} chambre	M. Gérard Terrien	Février 2020

Je vous propose que, comme les années précédentes, des échanges entre les rapporteurs spéciaux et les présidents de chambre et magistrats concernés puissent avoir lieu très rapidement, afin de préciser le champ, l'approche et la date de remise de ces enquêtes.

M. Roch-Olivier Maistre, président de chambre, rapporteur général du comité du rapport public et des programmes, se tient à votre disposition sur l'ensemble de ces sujets.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Président, l'expression de ma haute considération.

Didier Migaud

Monsieur Vincent Eblé
Président de la Commission des
finances
SÉNAT
15, rue de Vaugirard
75006 Paris

Cour des comptes

KCC D1901715 KZ
17/05/2019Le **17 MAI 2019****Le Premier président**

Monsieur le Président,

Par lettre du 11 décembre 2018, vous m'avez saisi du souhait de la commission des finances de confier à la Cour des comptes, dans le cadre du 2° de l'article 58 de la loi organique n° 2001-692 du 1^{er} août 2001 relative aux lois de finances, une enquête sur l'arrêt et le démantèlement des installations nucléaires civiles.

Je vous ai confirmé notre accord pour réaliser cette enquête par lettre du 12 décembre 2018.

M. Éric Allain, président de la section énergie de la deuxième chambre, a rencontré le 19 mars dernier M. Jean-François Husson, vice-président de la commission des finances. Conformément à cet échange, la Cour organisera plus particulièrement son enquête autour des trois axes suivants :

1. *L'analyse des principaux démantèlements achevés et en cours chez les trois exploitants nucléaires (EDF, Orano, CEA) au regard des objectifs fixés par la loi en termes de délais et de coûts*

L'enquête s'intéressera aux sous-jacents des objectifs de démantèlement, aux moyens d'action des autorités pour faire respecter les délais, à l'analyse des calendriers de réalisation et de l'évolution des devis, aux difficultés rencontrées, aux choix réalisés par les exploitants et à leurs impacts financiers ;

2. *Les critères de choix des réacteurs électronucléaires à fermer et le calendrier associé, ainsi que les conséquences financières prévisionnelles de ces arrêts pour EDF*

L'enquête analysera tout d'abord en détail le cas de Fessenheim, afin d'éclairer le cadre législatif et réglementaire des arrêts de réacteurs, les enjeux économiques et financiers correspondants (en termes d'indemnisation de l'exploitant et de coûts d'accompagnement pour les collectivités territoriales et l'État).

Monsieur Vincent Eblé
Président
Commission des finances
Sénat
15 rue de Vaugirard, 75006 Paris

Elle s'intéressera ensuite à l'état de la réflexion sur les critères de choix des réacteurs à arrêter pour mettre en œuvre l'objectif de la loi de transition énergétique pour la croissance verte de réduction de la part du nucléaire dans le mix électrique, ainsi qu'aux risques budgétaires associés pour l'État ;

3. *L'identification des risques pesant sur la fiabilité et l'exhaustivité de l'évaluation des charges futures de démantèlement et l'analyse combinée de la chronique des arrêts et des démantèlements associés*

L'enquête étudiera le niveau d'évaluation des charges et de constitution des provisions de démantèlement pour chacun des trois exploitants, les principales hypothèses retenues et les écarts par rapport aux références, notamment internationales, disponibles. La sensibilité de ces charges et provisions aux décisions de politique énergétique sera ensuite analysée, en détaillant l'enjeu spécifique du démantèlement du parc de réacteurs électronucléaires français en fonctionnement.

Sur ces différents points, l'enquête s'efforcera d'établir des comparaisons internationales avec plusieurs pays pertinents.

Le périmètre de l'enquête couvrira l'ensemble des installations nucléaires d'EDF et d'Orano. Pour le CEA, le périmètre retenu sera celui des installations dont le démantèlement est financé par l'action n° 15 du programme 190 de la mission « Recherche et enseignement supérieur ».

Sous la supervision du président de la 2^{ème} chambre, l'enquête sera réalisée par M. Vincent Richard, conseiller référendaire, Mme Isabelle Vincent, rapporteure extérieure, et Mme Elsa Demangeon, vérificatrice. M. Antoine Guéroult, conseiller maître, en sera le contre-rapporteur.

L'équipe pourrait rencontrer M. le sénateur Jean-François Husson pour faire un point d'étape fin septembre ou début octobre 2019.

Compte tenu du souhait exprimé par M. Jean-François Husson en termes de délai de remise du rapport, des nécessités de l'instruction et des impératifs de la contradiction qui sera menée avec les administrations et organismes concernés, le rapport vous sera transmis au plus tard à la mi-février 2020.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Président, l'expression de ma haute considération.


Didier Migaud

Annexe n° 2 : protocole de Fessenheim

1 - Participation à la décision du CA d'EDF

L'administrateur représentant l'État et les administrateurs proposés par l'État n'ont pas pu prendre part aux décisions relatives à la fermeture de la centrale de Fessenheim, et plus particulièrement aux décisions ayant trait à la négociation du protocole.

En effet, bien que ni la jurisprudence ni la doctrine ne soient prononcées sur le sujet, l'APE a estimé qu'il existait un risque sérieux que, dans l'hypothèse où ceux-ci auraient voté en CA, toute personne ayant intérêt à agir, et en premier lieu les responsables syndicaux, pourrait demander l'annulation du protocole.

Le CA d'EDF du 3 juin 2016 a ainsi approuvé, avec l'accord de l'État, la création d'un comité d'administrateurs indépendants, composé de 5 membres, chargé du suivi des discussions engagées entre EDF et l'État au sujet du protocole d'indemnisation lié à la fermeture de la centrale.

2 - Jurisprudences en lien avec l'appréciation de l'ampleur du préjudice d'EDF

Concernant les contours du service public d'électricité, le Conseil d'État a considéré, dans son avis n° 3233179 du 29 avril 2010, que « *en l'état actuel des techniques et eu égard aux caractéristiques d'ensemble du système électrique, présentent le caractère d'ouvrage public les ouvrages d'une puissance supérieure à 40 MW qui sont installés dans les zones interconnectées du territoire métropolitain.* »

Concernant l'atteinte au droit de propriété et à la liberté d'entreprendre, la décision n° 2015-718 du 13 août 2015 du Conseil constitutionnel a écarté le grief selon lequel « *une réduction de la part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité sans indemnisation juste et préalable [de la société AREVA], qui exerce une activité de retraitement des combustibles nucléaires, aurait violé le droit de propriété de cette société [...] et aurait porté atteinte disproportionnée à la liberté d'entreprendre de celle-ci* ».

Le Conseil d'État, lors de son avis relatif à l'énergie, au climat et à l'environnement, du 25 avril 2019, concernant les dispositions de plafonnement des émissions des centrales de production électrique à charbon, n'a quant à lui pas évoqué la question de l'indemnisation mais a souligné le délai nécessaire à la mise en œuvre de la mesure de politique publique : « *[...] compte tenu de l'atteinte portée par la mesure aux exploitants des centrales à charbon, la validité juridique du dispositif est subordonnée à l'existence d'un délai suffisant entre l'adoption du texte et sa date d'entrée en vigueur, indispensable pour garantir la sécurité juridique des exploitants. Cette condition concerne à la fois le volet législatif (CEDH, Grande chambre, 13 décembre 2016, n° 53080/13, Belane Nagy c/ Hongrie ; Conseil constitutionnel, décisions n° 2016-603 QPC du 9 décembre 2016, paragraphe 9, et n° 2017-685 QPC du 12 janvier 2018, paragraphe 18) et le volet réglementaire (CE Ass 24 mars 2006, n° 288460, KPMG et CE Section, 13 décembre 2006, n° 287845, Mme Lacroix)* ».

3 – Parangonnage international

L'indemnisation réclamée par les énergéticiens en Allemagne concerne d'une part la réparation du préjudice de RWE et de Vattenfall sur des reliquats d'autorisations de production d'électricité nucléaire octroyées en 2002 et non utilisables compte tenu de la sortie accélérée du nucléaire ; d'autre part les investissements réalisés entre fin octobre 2010 (date à laquelle le Gouvernement avait prolongé par la loi la durée de vie de certaines centrales) et mars 2011, au titre du préjudice de confiance pourvu que ces investissements n'aient plus de valeur une fois la loi de 2011 adoptée et qu'ils aient été spécifiquement destinés à la prolongation de la durée de vie des centrales. Les reliquats d'autorisation de production concernent, pour RWE, 42 TWh pour la centrale de Mühleim-Kärlich, et pour Vattenfall, 46 TWh pour Krümmel et Brunsbüttel.

De son côté, Vattenfall a également entamé une procédure d'arbitrage international devant le tribunal de Washington : en tant que groupe suédois, Vattenfall peut se référer au traité international sur la charte de l'énergie dont la Suède et l'Allemagne sont signataires.

Annexe n° 3 : accompagnement des territoires

1 - Les recettes fiscales locales en provenance du CNPE

Les recettes correspondantes et bénéficiaires concernés par la fiscalité locale associée au CNPE sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Tableau n° 11 : recettes de fiscalité locale versées en 2019 par le CNPE

<i>En M€</i>	Commune de Fessenheim	Communauté de communes du pays Rhin-Brisach	Conseil départemental	Conseil régional	Total
<i>TFPB</i>	0,5	0,1	1,2		1,8
<i>CFE</i>		2,7			2,7
<i>CVAE</i>		0,9	0,8	1,7	3,4
<i>IFER</i>		2,7	2,7		5,4
Total	0,5	6,4	4,7	1,7	13,3

Source : Cour des comptes d'après DGCL et sources complémentaires

2 - Répartition de la charge du FNGIR

Plusieurs scénarios sont envisageables pour la répartition de la charge de la contribution au FNGIR entre la communauté de communes et la commune de Fessenheim, via l'adaptation du montant des AC versées de l'une à l'autre : charge intégralement assumée par l'EPCI, partage de la charge entre l'EPCI et la commune, charge intégralement maintenue sur le budget de la commune malgré une baisse des AC à hauteur de la perte de fiscalité issue du CNPE. Le dernier scénario conduirait néanmoins la commune dans une impasse financière.

La commune dispose toutefois d'une marge de manœuvre sur son niveau de fiscalité. En effet, les taux d'imposition 2018 de la commune étaient de : 5,34 % pour la taxe d'habitation, 5,87 % pour la taxe foncière bâtie et 19,65 % pour la taxe foncière non bâtie, à comparer à des taux moyens communaux des communes de la strate de population de Fessenheim, au niveau départemental, respectivement de 10,56 %, 10,51 % et 51,74 %.

3 - Les incertitudes associées au projet de centre de démantèlement

Le projet d'installation de décontamination des métaux a été identifié dans le cadre des réflexions conduites au titre du PNGMDR²⁰⁹, afin de limiter le volume de déchets de très faible activité. L'implantation géographique initialement envisagée était Tricastin, à proximité de l'usine Georges Besse. Il a été envisagé que la construction de l'installation puisse s'inscrire dans la mise en œuvre de l'article R. 1333-4 et suivants du code de la santé publique, qui permet d'autoriser, par dérogation²¹⁰ et sous certaines conditions, l'utilisation de matériaux et de déchets susceptibles d'être contaminés par des radionucléides, dans la fabrication de biens de consommation et de produits de construction. Toutefois une évolution de la réglementation relative à la gestion des déchets TFA fait présentement l'objet d'une réflexion (cf. annexe n° 7). Des perspectives de valorisation des produits issus du technocentre ont été identifiées dans la filière industrielle conventionnelle de la fonte.

La rentabilité du projet dépend essentiellement du volume de déchets à traiter : Orano et EDF fixent un objectif à 400 000 t, mais seules 204 000 t sont aujourd'hui identifiées (dont 136 000 tonnes en provenance de l'usine Georges Besse et 68 000 tonnes en provenance des générateurs de vapeur). Les perspectives d'élargissement de ce gisement sont en outre incertaines à ce stade : le marché du traitement des déchets radioactifs allemands, principal levier identifié, sera difficile à obtenir compte tenu de la forte réticence du Land de Bade-Wurtemberg face au projet.

²⁰⁹ Installation mentionnée à l'article 24 de l'arrêté du 23 février 2017 pris en application du décret n° 2017-231 du 23 février 2017 lui-même pris pour application de l'article L. 542-1-2 du code de l'environnement et établissant les prescriptions du plan national de gestion des matières et déchets radioactifs (PNGMDR).

²¹⁰ La France ne disposant pas de seuil de libération.

Annexe n° 4 : installations arrêtées et démantèlements en cours

1 - Les installations d'EDF arrêtées et en cours de démantèlement

Tableau n° 12 : caractéristiques des réacteurs d'EDF arrêtés ou en cours de démantèlement

Site	Type	N° INB	Réacteur	Puissance (MW)	Date de mise en service	Date d'arrêt définitif	Dépôt dossier DEM	Publication décret DEM
Chinon	UNGG	133	Chinon A1	70	1963	1973	Statut actuel d'INB entreposage. Dépôt de dossier DEM prévue vers 2022.	
		153	Chinon A2	200	1965	1985		
		161	Chinon A3	480	1966	1990	29/09/2006	18/05/2010
Saint-Laurent A	UNGG	46	SL A1	480	1969	1990	11/10/2006	18/05/2010
		46	SL A2	515	1971	1992	11/10/2006	18/05/2010
Bugey 1	UNGG	45	Bugey 1	540	1972	1994	29/09/2005	20/11/2008
Brennilis	EAU LOURDE	162	EL4	70	1967	1985	30/07/2008	27/07/2011
Chooz-A	REP	163	REP 305 MW	305	1967	1991	30/11/2004	29/09/2007
Creys-Malville	RNR	91	Superphénix	1200	1986	1997	06/05/2003	21/03/2006

Source : ASN – EDF

Les démantèlements des réacteurs de type UNGG sont traités dans le chapitre II.

Brennilis, un premier démantèlement dont les délais dérivent

Dénoté EL4-D, cette installation (INB 162) est un prototype industriel de centrale nucléaire modérée à l'eau lourde et refroidie au dioxyde de carbone d'une puissance de 70 MWe. Le réacteur a produit au total 6 200 GWh, correspondant à la consommation électrique annuelle d'environ 1,25 million de foyers. Les opérations de cessation définitive d'exploitation et de mise à l'arrêt définitif ont débuté en 1985 pour s'achever fin 1992. Entre 1996 et 2007, de nombreuses opérations de démantèlement ont été réalisées dans l'enceinte du réacteur et dans les bâtiments périphériques dans le cadre du décret du 31 octobre 1996 autorisant le CEA à conserver l'installation dans « un état intermédiaire de démantèlement »²¹¹. Environ 250 personnes (agents EDF et prestataires) travaillaient sur le site lors de du fonctionnement, ils sont aujourd'hui environ 80 à participer quotidiennement aux opérations de démantèlement.

La centrale a été le fruit d'un projet commun entre le CEA et EDF. En 2000, après signature des accords de swap (cf. annexe n°8), EDF est devenu le responsable de l'exploitation en lieu et place du CEA²¹². EDF a alors décidé de procéder au démantèlement complet immédiat

²¹¹ Décret n° 96-978 du 31 octobre 1996 autorisant le Commissariat à l'énergie atomique à créer une installation nucléaire de base destinée à conserver sous surveillance dans un état intermédiaire de démantèlement l'ancienne installation nucléaire de base n° 28, dénotée centrale nucléaire des monts d'Arrée-EL4 (réacteur arrêté définitivement), sur le site des monts d'Arrée de la commune de Loqueffret (Finistère).

²¹² Décret n° 2000-933 du 19 septembre 2000 autorisant Électricité de France à exploiter l'installation nucléaire de base EL4-D, installation d'entreposage de matériels de la centrale nucléaire des monts d'Arrée.

de la centrale et a déposé en juillet 2002 une demande de modification du décret de 1996 afin de tenir compte de cette nouvelle stratégie de démantèlement. EDF annonçait alors la libération complète des lieux, c'est-à-dire l'atteinte du niveau 3 de l'AIEA, pour 2018. Le 6 juin 2007, le Conseil d'État saisi par le réseau Sortir du nucléaire a annulé le décret n° 2006-147 du 9 février 2006 autorisant EDF à procéder au démantèlement complet de l'installation en raison d'un défaut de communication de l'étude d'impact. L'annulation de ce décret a interrompu les travaux de la mi-2007 à la fin 2011. En 2009 et en 2011, de nouvelles demandes de démantèlement ont été déposées par EDF auprès de l'ASN mais elles ont été jugées non recevables en raison de l'indisponibilité d'un exutoire pour les déchets les plus actifs. C'est donc dans le cadre d'un décret de démantèlement partiel n° 2011-886 du 27 juillet 2011 que le démantèlement de l'installation se poursuit aujourd'hui. Le nouveau dossier de démantèlement complet a été déposé en juillet 2018 auprès de l'ASN et est actuellement en cours d'instruction. Dans le décret de démantèlement originel, EDF prévoyait de libérer complètement le site avant 2018. EDF envisage aujourd'hui d'effectuer le démantèlement du bloc réacteur entre 2021 et 2035 pour parvenir à un déclassement de l'installation à l'horizon 2040.

Superphénix, un démantèlement très particulier dont le coût a augmenté de 30 %

Ce surgénérateur²¹³, d'une puissance de 1 240 MW, était le premier prototype de la filière RNR construit à l'échelle industrielle, après plusieurs unités expérimentales de plus petite taille (Rapsodie et Phénix exploités par le CEA). À l'origine, Superphénix a été construit et exploité par trois producteurs d'électricité (EDF, l'Italien ENEL et l'Allemand SBK) regroupé dans la société NERSA. La mise en service du réacteur a eu lieu en 1985 et son arrêt définitif en 1997. De par la spécificité de la technologie au sodium, la cuve du réacteur de Superphénix mesurant près de 24 mètres de diamètre est six fois plus volumineuse que celle d'un REP. Elle demeure à ce jour, la plus grande cuve de réacteur nucléaire jamais construite au monde.

Au cours de cette période, Superphénix a fonctionné seulement quatre ans et demi en exploitation normale en raison de nombreuses périodes d'essais et d'opérations de maintenance réalisées à la suite d'incidents. Elle a produit au total 7 900 GWh, correspondant à la consommation électrique annuelle d'environ 1,6 million de foyers.

Au-delà des difficultés de fonctionnement, la centrale a rencontré de vives oppositions à son exploitation et a connu plusieurs déboires juridiques et administratifs. Notamment, en 1994, un décret visant à modifier l'objectif de Superphénix pour passer d'une centrale produisant de l'électricité à un « laboratoire de recherche et de démonstration » a été annulé en 1997 par le Conseil d'État²¹⁴, au motif que la nouvelle destination du réacteur aurait justifié une nouvelle enquête publique. Suite à cet arrêt et alors que le surgénérateur était à l'arrêt pour une visite décennale, le Gouvernement a annoncé l'arrêt définitif de Superphénix en juin 1997. Cette annonce a été actée dans le décret de mise à l'arrêt définitif paru en 1998²¹⁵.

Près de 1 200 personnes (agents EDF et prestataires) travaillaient sur le site en phase de fonctionnement ; 350 personnes œuvrent aujourd'hui au quotidien pour démanteler la centrale.

²¹³ Un réacteur nucléaire est un surgénérateur lorsqu'il est capable de produire autant ou plus de matériaux fissiles qu'il n'en consomme.

²¹⁴ Conseil d'État, Section, du 28 février 1997, 161504 161516 167712, publié au recueil Lebon.

²¹⁵ Décret n° 98-1305 du 30 décembre 1998 relatif, d'une part, à la première étape de la mise à l'arrêt définitif de l'installation nucléaire de base n°91, dénommée centrale nucléaire à neutrons rapides de 1 200 MWe de Creys-Malville (département de l'Isère), d'autre part, au changement d'exploitant de cette installation ainsi que de l'installation nucléaire de base connexe n°141, dénommée atelier pour l'évacuation du combustible (APEC).

Pour accompagner la fermeture, l'État a créé en février 1998 un fonds de développement économique et social doté de 11,4 M€ (à hauteur de 2/3 par l'État et 1/3 par EDF) qui a permis d'appuyer des projets de création ou reprise d'entreprises jusqu'en décembre 2005.

La vidange de tous les circuits dès 1997 a permis d'évacuer plus de 99,9 % de la radioactivité. La salle des machines, avec ses deux turbo-alternateurs géants, a été déconstruite en 18 mois. Entre 2010 et 2014, l'évacuation des 6 000 m³ de sodium de la cuve et du circuit secondaire a été réalisée. Le sodium a été transformé en soude faiblement radioactive avant d'être mélangé avec du ciment pour former 37 000 blocs de béton soit 70 000 m³. Après avoir abandonné la piste d'envoi pour traitement du sodium au Royaume-Uni, ces blocs ont finalement été traités et sont entreposés sur site dans un atelier d'entreposage créé spécifiquement sur l'INB 141 (APEC), en attendant leur transfert futur vers le centre de stockage CIREs de l'Andra. Avant cet envoi, EDF attend en effet les suites données au débat relatif au PNGMDR²¹⁶ sur la gestion des déchets de très faible activité (TFA) et notamment, la mise en place éventuelle d'un seuil de libération, ou la possibilité d'un stockage local sur site pour ces déchets. Ces solutions permettraient en effet à l'exploitant d'éviter le transport coûteux de ces déchets sodés jusqu'au centre de l'Andra. Le démantèlement sous eau de la cuve du réacteur a débuté, le 16 juillet 2019 avec l'ouverture du bouchon de la cuve. Le démantèlement complet et l'assainissement devraient être achevés en 2033 soit quasiment une décennie de plus que la date prévue initialement dans le décret de démantèlement. La démolition, si elle a lieu (cf. *infra*), devrait quant à elle intervenir à l'horizon 2038.

En 2012, l'ASN a mis en demeure EDF²¹⁷ de renforcer les moyens de gestion des situations d'urgence sur le site de Creys-Malville, notamment pour faire face à une situation de feu de sodium sur le chantier de démantèlement. Après une nouvelle inspection de l'ASN en 2013 concluant à un bilan négatif et une plainte du réseau Sortir du Nucléaire, EDF a été condamné le lundi 11 janvier 2016, par la Cour d'appel de Grenoble à 20 000 euros d'amende pour « violation d'une mise en demeure de l'autorité de sûreté nucléaire ».

L'état final du réacteur Superphénix visé dans le décret n° 2006-321 du 20 mars 2006 relatif à la dernière étape de la mise à l'arrêt définitif et au démantèlement complet de l'installation nucléaire de base n° 91 est un terrain ne comportant que quelques bâtiments conventionnels et la dernière étape des opérations de démantèlement (étape 3) prévoit une démolition des bâtiments assainis. Toutefois dans la stratégie de référence retenue par EDF pour l'évaluation de ses charges nucléaires, l'exploitant exclut de démolir les bâtiments et retient cette hypothèse en tant qu'aléa de réalisation dont la probabilité est de 50 %. Compte tenu de la technologie RNR, plus de 80 % du bâtiment réacteur est classé en conventionnel (« K »), selon EDF une opportunité existe donc de ne pas démanteler certains bâtiments qui pourraient être réutilisés pour le stockage d'équipements par exemple. L'exploitant mise ainsi sur une probabilité de 50 % que l'ASN accepte la demande de modification du décret qui serait déposée lors du prochain réexamen périodique à l'horizon 2026. Dans sa lettre de suite 2018, la DGEC, considérant qu'il est prématuré d'exclure la démolition des bâtiments, demande à EDF de mettre en cohérence l'état final de Superphénix retenu dans son plan de démantèlement et dans l'évaluation de ses charges. Suite à cette demande, EDF a intégré dans le devis de démantèlement de Superphénix des coûts de démolition et a supprimé l'aléa qu'il avait précédemment inscrit dans ses charges. Il a parallèlement créé une opportunité dont la

²¹⁶ Débat national sur la 5^{ème} édition 2019-2021 du plan national de gestion des matières et déchets radioactifs (PNGMDR) qui s'est tenu du 17 avril au 25 septembre 2019.

²¹⁷ Décision n° 2012-DC-0309 de l'ASN du 5 juillet 2012.

probabilité est de 50 % de ne pas démolir les bâtiments, le tout conduisant à une opération blanche pour ses charges et une légère diminution de ses provisions (-0,9 M€).

Le réacteur de Chooz-A, la vitrine d'EDF pour le démantèlement futur du parc REP

Le réacteur Chooz-A (INB 163) situé dans les Ardennes (08) a été exploité de 1967 à 1991. C'est la première centrale de la filière des réacteurs à eau sous pression (REP) construite en France, entre 1962 et 1967. Il s'agit d'un modèle réduit des centrales actuelles d'une puissance de 305 MW qui est le fruit d'un partenariat entre EDF et un groupement de producteurs belges regroupés au sein de la SENA (Société d'Énergie Nucléaire des Ardennes). Cette centrale a la particularité d'avoir le réacteur et ses auxiliaires nucléaires (pompes, échangeurs, circuits de refroidissement, etc.) installés dans deux cavernes rocheuses, creusées à flanc de colline.

Les premières opérations de démantèlement partiel ont été engagées en 1999 et se sont achevées fin 2004. Elles ont consisté à évacuer le combustible, vidanger les circuits, démanteler et démolir la salle des machines et la station de pompage, démonter, assainir et démolir les bâtiments nucléaires situés à l'extérieur de la colline. EDF a ensuite été autorisé à procéder aux opérations de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement complet de son réacteur et de l'installation associée par le décret du 27 septembre 2007²¹⁸. Initialement, le démantèlement complet prévoyait trois grandes étapes : la déconstruction, de 2007 à 2016, qui s'achève lorsque tous les colis de déchets radioactifs sont évacués, la surveillance des drains de rocher des cavernes d'implantation du réacteur (eaux ruisselantes), de 2016 à 2020 et la finalisation de la déconstruction et la réhabilitation du site, de 2020 à 2022. Les opérations les plus sensibles donnent lieu à des « points d'arrêt » qui sont des rendez-vous intermédiaires fixés par le décret de démantèlement. Ces étapes marquantes font l'objet d'un dossier remis par l'exploitant et d'une instruction de la part de l'IRSN et de l'ASN. Les quatre « points d'arrêts » fixés pour le démantèlement de Chooz-A sont le démantèlement des générateurs de vapeur, la déconstruction de la cuve, l'étape de surveillance et l'étape finale. Aujourd'hui l'extraction et le démantèlement des quatre générateurs de vapeur de 110 tonnes chacun sont terminés. Ces générateurs de vapeur ont fait l'objet de lavages chimiques et mécaniques et, après leur caractérisation radiologique, ont été expédiés au centre de stockage des déchets de très faible activité (CIREs) de l'Andra où ils ont été injectés de béton et stockés dans des aménagements réalisés spécifiquement compte tenu de leur volume. Malgré un chantier présenté comme exemplaire, le calendrier a pris quelques années de retard : le démantèlement sous eau de la cuve du réacteur, dont la fin était initialement prévue en 2016, devrait désormais s'achever en 2021. La fin du projet de démantèlement-assainissement est prévue pour 2026. Après une phase de surveillance des eaux d'infiltration, la démolition complète et la réhabilitation devraient intervenir à l'horizon 2045.

Si les opérations de démantèlement sont particulières, du fait de l'implantation souterraine du réacteur, ce premier chantier de démantèlement d'un REP permet, depuis le début des travaux, de tester les différentes étapes réglementaires et techniques du processus de démantèlement nucléaire, notamment pour le futur démantèlement du parc des 58 REP. Ainsi, en matière de coûts et de délais, le retour d'expérience de ce projet est utilisé dans l'évaluation des devis et des chroniques des charges de démantèlement du parc actuel (cf. chapitre III.A.1).

²¹⁸ Décret n° 2007-1395 du 27 septembre 2007 autorisant Électricité de France à procéder aux opérations de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement complet de l'installation nucléaire de base n° 163 dénommée centrale nucléaire des Ardennes située sur le territoire de la commune de Chooz (département des Ardennes).

Des coûts de démantèlement rapportés à la puissance installée et à la production électrique significatifs

Pour obtenir un ordre de grandeur du coût du démantèlement des réacteurs comparé aux investissements engagés, on peut le rapporter à la puissance installée de chaque réacteur (en MW). Le coût moyen du démantèlement des réacteurs arrêtés d'EDF rapporté à leur puissance représentait 2,4 M€₂₀₁₈/MW en 2018.

Le coût du démantèlement peut également être rapporté au volume de la production historique des réacteurs exprimée en MWh, faisant ainsi apparaître cette composante du coût complet de cette production d'électricité. Ce ratio est très différent selon les réacteurs. En effet les réacteurs de première génération étant pour la plupart des prototypes, ils n'ont pas fonctionné en exploitation normale, du fait de périodes d'essais et de maintenance, et ont donc eu des productions très disparates. Ainsi le coût de leur démantèlement rapporté à leur production historique n'est pas significatif ou représentatif d'un coût pour les réacteurs actuels mais il permet de comparer la diversité des situations. Ce coût s'élève à 35,8 €₂₀₁₈/MWh en moyenne sur l'ensemble des réacteurs arrêtés, avec le coût le plus faible pour le réacteur prototype REP de Chooz-A et le plus élevé pour le réacteur de Superphénix qui n'a fonctionné normalement que 4,5 ans en tout (cf. tableau suivant). À titre de mise en perspective des ordres de grandeur – alors qu'une comparaison directe n'a pas de sens compte tenu de la spécificité et de l'historique des réacteurs de première génération –, la Cour avait calculé en 2014 le coût moyen de production électronucléaire du parc en fonctionnement à 59,8 €₂₀₁₃/MWh soit l'équivalent de 61,9 €₂₀₁₈/MWh.

Tableau n° 13 : coût global estimé du démantèlement des réacteurs arrêtés d'EDF rapporté à leur puissance et leur production historique

	Puissance <i>en MWe</i>	Production historique <i>(source AIEA)</i> <i>en GWh</i>	Coût global prévisionnel du démantèlement rapporté à la puissance		Coût global prévisionnel du démantèlement rapporté à la production historique	
			En 2012	En 2018	En 2012	En 2018
			<i>en M€₂₀₁₈/MW</i>		<i>en €₂₀₁₈/MWh</i>	
<i>Chinon A1, A2, A3</i>	750	58 400	1,3	3,7	16,3	47,8
<i>Saint-Laurent A1 et A2</i>	995	92 220	1,0	2,3	11,0	24,8
<i>Bugey 1</i>	540	55 330	1,1	2,3	10,8	22,9
<i>Brennilis</i>	70	6 320	6,9	9,5	76,9	105,7
<i>Chooz-A</i>	305	38 600	1,2	1,6	9,1	12,7
<i>Superphénix</i>	1 200	7 900	1,1	1,5	165,5	221,4

Source : données AIEA et EDF, retraitement Cour des comptes

Note de lecture : l'évolution entre 2012 et 2018 du coût global prévisionnel rapporté à la puissance ou à la production est le reflet de la seule progression des devis prévisionnels, la puissance et la production historique étant désormais figées.

2 - Les installations arrêtées et l'avancement des chantiers de démantèlement du CEA

Installations arrêtées

Secteur civil

- *Réacteurs de type piscine :*

INB 40 - OSIRIS (Saclay), INB 92 - PHEBUS (Cadarache),

- *Réacteurs à neutrons rapides :*

INB 25 - RAPSODIE-LDAC (Cadarache), INB 71 - PHÉNIX (Marcoule)

- *Autres types de réacteurs :*

INB 18 - ULYSSE (Saclay), Réacteur G1 (Marcoule)

- *Sources ou maquettes critiques :*

INB 39 - MASURCA (Cadarache), INB 95 - MINERVE (Cadarache), INB 42 - EOLE (Cadarache)

- *Les laboratoires et ateliers :*

INB 32 - ATPu - Atelier de traitement du plutonium (Cadarache) ; INB 52 - ATUE - Atelier de Traitement de l'Uranium Enrichi (Cadarache) ; INB 54 - LPC - Laboratoire de Purification Chimique (Cadarache) ; INB 165 (anciennes INB 57 et 59) - LCPu (Laboratoire de Chimie du Plutonium) et RM2 (Laboratoire Radiométallurgie) (Fontenay-aux-Roses) ; APM - Atelier pilote de Marcoule (Marcoule), INB 49 - LHA – Laboratoire de haute activité (Saclay).

- *Les installations de traitement et d'entreposage de déchets et/ou de combustibles usés :*

INB 36 - STED - Station de Traitement des Effluents et Déchets Radioactifs (Grenoble) ; INB 37 - STEDS - Station de Traitement des Effluents liquides et Déchets Solides (Cadarache) ; INB 53 – MCMF – Magasin central de matières fissiles ; INB 56 - Entreposage déchets solides (Cadarache) ; INB 166 (anciennes INB 34 et 73) - STEDS (Station de traitement des effluents liquides et déchets solides radioactifs) et Entreposage (stockage de décroissance de déchets solides radioactifs de faible et moyenne activité (Fontenay-aux-Roses) ; INB 79 - Entreposage de décroissance (Grenoble).

Secteur Défense

- Quatre sites d'INBS sont concernés par des installations arrêtées ou en démantèlement : Valduc, Marcoule (dont UP1, APM, fosses de dégainage, réacteurs CELESTIN, G2 et G3), Cadarache et Pierrelatte/Tricastin (dont zone Nord du Tricastin).

Avancement des principaux chantiers du CEA**Tableau n° 14 : avancement des principaux chantiers de démantèlement du CEA**

<i>Site</i>	Installation	Description
Marcoule	INBS de Marcoule : UP1 / APM / G1- G2-G3 <i>L'INBS de Marcoule comprend 17 installations individuelles (II) ayant pour la plupart servi à la production de matières nucléaires pour la défense.</i>	<p>- L'usine d'extraction du plutonium UP1 de Marcoule spécialisée dans le traitement du combustible usé. Cette usine a également été utilisée pour les besoins de la défense et des réacteurs expérimentaux (Brennilis, Phénix...) ou non (réacteurs de la filière UNGG). Entrée en service en 1958, l'usine UP1 a été définitivement arrêtée en 1997. Le démantèlement a débuté dès l'arrêt définitif, notamment pour la voie sèche de conversion et conditionnement du plutonium. Les opérations devraient s'achever entre 2032 et 2037.</p> <p>- L'atelier pilote de Marcoule (APM) de traitement de combustibles usés, mis en service en 1962, a été arrêté en même temps que l'usine UP1. Le CEA se fixe une fin de démantèlement en 2036.</p> <p>- Les réacteurs « plutonigènes » G1, G2 et G3 de la filière UNGG respectivement arrêtés en 1968, 1980 et 1984. Dans les dix à quinze années qui ont suivi ces arrêts, les réacteurs ont fait l'objet d'un démantèlement partiel et d'une mise en configuration sécurisée pour les caissons réacteurs. Le CEA a donc privilégié un démantèlement différé des caissons, précédé d'une période de surveillance de plusieurs décennies. Après avoir envisagé une fin des opérations au mieux avant 2030 (G1) ou 2040 (G2 et G3), le CEA n'envisage plus de finir le démantèlement avant l'horizon 2090. Ces opérations dépendent, selon le CEA, de la mise en service de l'installation de stockage des déchets FA-VL et d'un retour d'expérience suffisant des réacteurs UNGG d'EDF.</p>
	INB 71 - PHENIX	<p>Le réacteur PHENIX mis en service en 1974 et exploité par le CEA : prototype industriel de la filière de réacteur à neutrons rapides et réacteur de recherche (tenue sous irradiation de matériaux, études sur la transmutation des déchets nucléaires pour réduire leur radio toxicité). Le réacteur a été définitivement arrêté en 2009 et les opérations de démantèlement ont débuté.</p> <p>Concernant ce réacteur (RNR), même s'il n'a pas été exploité pour être rentabilisé, le calcul du coût de son démantèlement rapporté à sa puissance (145 MWe) peut être évalué à 13 M€₂₀₁₈/MW. Si l'on rapporte ce coût à sa production historique (environ 24 400 GWh), on obtient un ratio de 77 €₂₀₁₈/MWh qui se trouve dans la fourchette des ratios obtenus pour les réacteurs en démantèlement d'EDF (cf. tableau n°13).</p>
Cadarache	INB 25 - RAPSODIE	<p>Le réacteur Rapsodie (INB 25) est le premier réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium construit en France. Il a fonctionné de 1967 à 1978. Un défaut d'étanchéité de la cuve du réacteur a conduit à son arrêt définitif en 1983. Des opérations de démantèlement ont été entreprises par la suite mais ont été, en partie, arrêtées consécutivement à un accident mortel survenu en 1994 lors du lavage d'un réservoir de sodium. Le cœur est actuellement déchargé, les combustibles ont été évacués de l'installation, les fluides et les composants radioactifs ont été éliminés et la cuve du réacteur est confinée. La piscine du réacteur a été vidée, partiellement assainie et démantelée. Par ailleurs, les derniers déchets contenant du sodium ont été évacués fin 2018 vers l'installation Phénix (INB 71) de Marcoule.</p>
	INB 37 A et B – STD et STE	<p>La station de traitement des effluents et déchets en cours de démantèlement est composée d'une station de traitement des effluents (STE) et d'une station de traitement des déchets (STD). La STE, arrêtée depuis 2014, assurait le traitement par évaporation des effluents liquides suivi de l'enrobage des concentrats dans une matrice en ciment. La STD traite et conditionne les déchets solides. L'installation AGATE a remplacé la STE.</p>

Source : CEA, ASN

3 - Orano

Pour l'établissement Orano de La Hague, les INB concernées sont : 1) l'INB n° 33 (usine UP2-400). cette INB assurait initialement le traitement de combustibles irradiés de la filière « Uranium Naturel Graphite Gaz » et comprend plusieurs ateliers ; 2) l'INB n° 38 (ateliers STE2 et AT1) cette INB assurait principalement le traitement des effluents liquides et l'entreposage des déchets résultant des activités menées dans l'usine UP2- 400 (silo 130, silo 115, etc.) ; 3) l'INB n° 47 (atelier ELAN IIB) de fabrication de sources de ^{137}Cs et de ^{90}Sr ; 4) l'INB n°80 (atelier HAO) cette INB assurait la réception, le déchargement et l'entreposage sous eau des combustibles (HAO/Nord), leur cisailage et leur dissolution (HAO/Sud) ainsi que l'entreposage des déchets de structure produits (silo HAO et piscines du SOC) .

Pour le site Orano du Tricastin : 1) l'INB n° 93 (usine Georges Besse 1) cette INB assurait l'enrichissement de l'uranium par diffusion gazeuse ; 2) l'INB n° 105 (usine COMURHEX) cette INB assurait la préparation de l'UF6 à partir d'uranium issu du traitement de combustibles usés .

Pour le site de Veurey-Voroize, les travaux de démantèlement des INB n° 65 et 90 qui assuraient la fabrication de combustibles nucléaires sont aujourd'hui achevés. Orano exploite également sur le site du Tricastin une INBS dont une grande partie des installations individuelles est en phase de démantèlement ou proche de l'être (installations de chimie de l'uranium, station de traitement des déchets (STD), laboratoire principal, etc.).

L'usine UP2-400 de retraitement de combustible de La Hague (Orano)

Située à La Hague (Manche), l'usine UP2-400 de traitement de combustible usé pour la filière UNGG, a été définitivement arrêtée en 2003. Le démantèlement en cours devrait s'achever entre 2045 et 2050.

Depuis 2013, la révision des coûts de pilotage et de surveillance (+75 M€) a représenté un quart de la révision totale du devis à terminaison. Les opérations de démantèlement de l'usine UP-400 sont menées sous l'empire des décrets de démantèlement obtenus en 2009 (pour l'INB 80) et en 2013 (pour les autres INB), qui ne couvrent toutefois qu'une partie du démantèlement à venir. Le démantèlement devrait produire plus de 16 000 tonnes de déchets TFA, près de 16 000 m³ de déchets FMA-VC et 570 m³ de déchets MA-VL.

Les deux premières opérations ont concerné d'une part, la voie sèche de conversion et de conditionnement du plutonium et d'autre part, l'évacuation des déchets de structure des combustibles à base d'oxydes. Ce démantèlement nécessite également de transférer dans de nouveaux bâtiments les déchets anciens, à savoir plusieurs milliers de m³ de boues (traitement des effluents aqueux), de déchets solides en vrac morcelés (gainage du combustible...) ou pulvérulents (résidus de traitement des eaux de piscine...). Ces opérations devraient s'achever au-delà de 2035, soit un glissement de 5 à 15 ans par rapport à la date envisagée au moment de l'arrêt définitif de l'usine UP2-400. Comme à Marcoule (Drôme), le site de La Hague utilise des silos d'entreposage de déchets qui ont souvent une conception de type mono-barrière, difficile à surveiller et à inspecter. En 1981, un incendie dans un silo a conduit à un rejet atmosphérique significatif de substances radioactives qui ont contaminé la zone périphérique. Il s'agit de l'un des incidents les plus graves survenus en France, classé postérieurement au niveau 3 de l'échelle internationale des événements nucléaires (INES).

L'usine Georges Besse 1

L'usine Georges Besse 1 antérieurement exploitée par Eurodif Production²¹⁹, filiale d'Orano, a arrêté progressivement sa production jusqu'en juin 2012. Eurodif Production enrichissait de l'uranium jusqu'à 5 % en isotope 235 par diffusion gazeuse. Elle est implantée au sud du site nucléaire Orano du Tricastin. À la suite de l'arrêt de la production de cette usine, l'exploitant, Eurodif Production, a mis en œuvre, de 2013 à 2016, les opérations de « rinçage intensif suivi de la mise « en air » d'Eurodif » (opération Prisme), qui consistaient à effectuer des opérations de rinçages répétés des circuits de diffusion gazeuse avec du trifluorure de chlore (CIF₃) une substance toxique et dangereuse, qui a permis d'extraire la quasi-totalité de l'uranium résiduel déposé dans les barrières de diffusion. Ces opérations préparatoires sont désormais terminées. Elles n'étaient ni incluses dans le devis de démantèlement proprement dit, ni couvertes par les provisions pour charges de long terme.

L'exploitant a déposé sa demande de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement de l'installation en mars 2015. En 2018, l'instruction du dossier s'est poursuivie. Les opérations de démantèlement ne commenceront qu'après obtention du décret les autorisant. L'état final visé doit permettre une réutilisation industrielle éventuelle des bâtiments sans contrainte radiologique ni surveillance et seules les tours aéro-réfrigérantes et l'annexe « U » seraient démolis. Le scénario retenu prévoit l'évacuation des déchets TFA (environ 215 000 tonnes) vers le centre de stockage de l'ANDRA. Néanmoins, l'ASN note que ce scénario ne paraît pas compatible avec l'évolution prévisible de la capacité de stockage du CIREs.

²¹⁹ Le 31 décembre 2018, Orano est devenu l'exploitant direct de cet INB.

Annexe n° 5 : comparaison entre démantèlement immédiat ou différé par l'AEN

En 2006, un rapport de l'agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN) sur le choix des stratégies de démantèlement des installations nucléaires²²⁰ a analysé les facteurs influant sur les stratégies de démantèlement et réalisé un bilan coûts/avantages entre démantèlement immédiat et démantèlement différé. Selon l'AEN, les politiques nationales en matière d'énergie nucléaire varient considérablement d'un pays à l'autre et de nombreux critères peuvent guider les pays sur le choix de leur stratégie de démantèlement. Ainsi, les pays qui ont décidé de poursuivre leur production d'énergie nucléaire ont tendance à démanteler immédiatement leurs installations anciennes afin d'utiliser les sites pour y construire de nouvelles centrales. La disponibilité de personnel qualifié peut également justifier le démantèlement immédiat, à plus forte raison quand un pays a choisi d'abandonner progressivement le nucléaire.

L'absence de centre de stockage pour recevoir les déchets issus du démantèlement peut au contraire être invoquée pour différer le démantèlement et maintenir une installation nucléaire dans un état de confinement sûr jusqu'à ce qu'un tel centre soit aménagé.

D'un point de vue radiologique, la décroissance des radionucléides durant la période de confinement sûr, était autrefois un facteur déterminant en faveur d'un démantèlement différé. Depuis, des techniques ont été mises au point et appliquées avec succès au démantèlement immédiat d'installations nucléaires sans compromettre la radioprotection des travailleurs. De plus, d'après l'AEN, dans la plupart des cas, par exemple dans celui des réacteurs à eau ordinaire ou des réacteurs UNGG, le niveau des rayonnements resterait trop élevé pour permettre un démantèlement manuel même au terme d'une période de 100 ans de confinement sûr. Par ailleurs, une réduction du volume des déchets de 30 % pourrait être permise par une décroissance radioactive de 100 ans pour un REP exploité durant 40 ans et jouer en faveur d'un démantèlement différé. Néanmoins, le rapport souligne que *« rien n'indique aujourd'hui que [les] normes [de gestion des déchets] s'assoupliront ; en fait, il est même plus probable qu'elles évolueront plutôt vers un durcissement »*.

Concernant la sécurité du financement, le rapport analyse que la disponibilité des fonds nécessaires tend à favoriser le choix d'un démantèlement immédiat. En tout état de cause, les coûts du démantèlement constituent un critère décisif pour le choix des stratégies puisque l'on donnera la préférence à l'option la moins coûteuse. Le rapport ne conclut pas à ce sujet, tant l'évaluation des coûts, même pour des centrales similaires, peut donner des résultats différents en fonction des pays compte tenu des écarts qui peuvent exister entre les coûts de la main-d'œuvre, les coûts du stockage, l'état final visé et les réglementations et procédures nationales.

²²⁰ AEN, Rapport n° 6160 « Choisir des stratégies de démantèlement des installations nucléaires », 2006.

Annexe n° 6 : les niveaux de démantèlement de l'AIEA

Tableau n° 15 : description des niveaux de démantèlement et assainissement retenus par l'AIEA

Niveau	État de l'installation	Surveillance	Caractérisation
Niveau 1	<ul style="list-style-type: none"> - Retrait des matières fissiles et des fluides radioactifs - Maintien en l'état des différentes barrières d'étanchéité - Systèmes d'ouverture et d'accès verrouillés 	<ul style="list-style-type: none"> - Contrôle de la radioactivité à l'intérieur et dans l'environnement - Inspections et contrôles techniques garantissant le bon état de l'installation 	Fermeture sous surveillance
Niveau 2	<ul style="list-style-type: none"> - Renforcement du confinement des zones fortement radioactives - Parties facilement démontables et faiblement radioactives enlevées - Aménagement de la barrière externe 	<ul style="list-style-type: none"> - Surveillance du confinement - Maintien de la surveillance de l'environnement 	Libération partielle et surveillance allégée
Niveau 3	<ul style="list-style-type: none"> - Évacuation de tous les matériaux ou équipements radioactifs - Plus de radioactivité ajoutée - Démolition éventuelle des infrastructures 	Aucune surveillance, inspection ou vérification jugée nécessaire	Libération totale et inconditionnelle

Source : AIEA

Annexe n° 7 : la gestion des déchets issus du démantèlement

1 - L'absence de seuil de libération

Dans de nombreux pays, il est considéré que des matériaux, même contaminés par des produits radioactifs, le sont trop peu pour présenter un danger pour la santé humaine. Des seuils de libération, correspondant aux niveaux de contamination en-deçà desquels ces matériaux peuvent être utilisés sans restriction pour la fabrication d'équipements ou d'objets, sont fixés par l'agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) et la Commission européenne pour les matériaux métalliques et pour le béton.

La France gère les déchets radioactifs de très faible activité (TFA) conformément aux recommandations de l'AIEA²²¹, mais elle est quasiment le seul pays, avec les États-Unis²²², à ne pas avoir adopté de seuil de libération. Un déchet radioactif dont la radioactivité n'est pas d'origine naturelle est donc réputé radioactif pour l'éternité, même si on prouve qu'il ne l'est plus : tout radioélément artificiel reste confiné pour l'ensemble de sa vie dans la famille des déchets nucléaires. L'application de cette doctrine permet de garantir la traçabilité et la gestion de tous les déchets potentiellement radioactifs en provenance des INB dans des filières dédiées, de la production du déchet jusqu'à son stockage. Toutefois elle conduit à l'existence d'une quantité importante de déchets et matériaux qui représentent un niveau de radioactivité nul ou extrêmement faible. Ces déchets très volumineux doivent ensuite être transportés vers le centre de stockage Cires, ce qui représente des coûts de transport et des nuisances environnementales très importants. Certains proposent ainsi que des solutions locales de stockage soient recherchées.

Selon l'ASN, « cette doctrine présente une grande simplicité de mise en œuvre sur le terrain, ce qui a permis son appropriation par l'ensemble de la chaîne d'intervention, élément qui garantit sa robustesse ». C'est pourquoi cette dernière a réaffirmé, dans un avis de février 2016²²³, son opposition à la mise en place d'un seuil de libération en France. Quelques acteurs institutionnels²²⁴ se sont en revanche exprimés en faveur de cette mise en place et ce sujet a été débattu dans le cadre du débat public sur le PNGMDR 2019-2021.

²²¹ AIEA, *Safety Guide* RS-G-1.7 « Application of the Concepts of Exclusion, Exemption and Clearance » qui traite de l'application des concepts d'exclusion, d'exemption et de libération, 2004.

²²² La libération de déchets radioactifs n'est pas autorisée aux États-Unis, mais le mode de gestion des déchets de très faible activité dans ce pays diffère de celui de la France.

²²³ Avis n° 2016-AV-0258 de l'autorité de sûreté nucléaire du 18 février 2016 sur les études concernant la gestion des déchets de très faible activité (TFA) et de faible et moyenne activité à vie courte (FMA-VC) remises en application du plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs 2013-2015, en vue de l'élaboration du plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs 2016-2018.

²²⁴ Cf. notamment les recommandations du rapport d'information de l'Assemblée nationale de février 2017 relatif à « la faisabilité technique et financière du démantèlement des INB », favorables à l'assouplissement des règles relatives aux déchets à très faible activité, les recommandations de l'OPESCT dans le cadre de son rapport sur l'évaluation du PNGMDR 2016-2018 de mars 2017 où l'office se déclare « favorable au principe d'introduction, à terme, de seuils de libération conditionnels », ou encore le rapport d'évaluation n°11 de la commission nationale d'évaluation, de mai 2017, qui considère que « l'expérience des pays qui ont un seuil de libération montre qu'une réglementation associée à des procédures et à des contrôles stricts, permet d'assurer la protection des populations ».

2 - La question des déchets FA-VL

La catégorie des déchets FA-VL est hétérogène et contient des déchets d'origines et de caractéristiques très différentes : déchets radifères, uranifères et thorifères, fûts d'enrobés bitumineux ou encore des sources scellées. Leur point commun est leur radioactivité intermédiaire qui pose une question de proportionnalité : un stockage en surface, tel que mis en œuvre pour les déchets de « très faible activité » (TFA), pourrait ne pas suffisamment protéger les populations à long terme alors qu'un stockage en grande profondeur tel qu'envisagé pour les déchets de haute activité pourrait s'avérer excessif et financièrement prohibitif.

Pour cette raison, l'ANDRA a été mandatée pour rechercher une solution de stockage à faible profondeur, de l'ordre de quelques dizaines de mètres. En 2015, elle a remis un rapport d'étape présentant les résultats des investigations réalisées pour l'implantation d'un centre de stockage à Soulaines-Dhuys, dans l'Aube et a produit, en 2019 dans le cadre des études relatives au PNGMDR 2016-2018, un rapport sur les enjeux et exigences préliminaires de sûreté d'un stockage des déchets FA-VL. La mise en service de cette installation de stockage interviendrait, selon l'ANDRA, au plus tôt en 2035-2040.

Concernant la stratégie de gestion des déchets et du graphite en particulier, EDF prévoit que les empilements de graphite de Chinon A2, qui présentent un inventaire radiologique total en Chlore 36 (15 GBq) faible au regard de la capacité radiologique du CSA (centre de stockage de l'Aube), puissent être stockés au CSA, sous réserve de réviser l'inventaire radiologique déjà stocké²²⁵. Pour les empilements de graphite issus des autres caissons, EDF retient la solution de référence inscrite dans la loi c'est à dire un stockage dédié pour ces déchets FA-VL (faible activité à vie longue). En cas de retard de cette installation de stockage, la réalisation du démantèlement des réacteurs graphite avant la mise en service de ce stockage pourrait donc conduire à la construction d'entrepôts temporaires sur chacun des sites. La multiplication des installations de gestion des déchets, qui devront être à leur tour déconstruites, et des opérations de manipulations des déchets (transport, reconditionnement) induit des risques et des coûts supplémentaires (risque évalué à 120 M€₂₀₁₈ dans le rapport triennal 2019 pour la construction d'un entreposage temporaire pour les déchets de Chinon A2 dans le cas où ils ne seraient pas envoyés au CSA).

²²⁵ La capacité autorisée du CSA est de 400 GBq et la capacité restante théorique de plus de 300 GBq avec l'hypothèse d'une révision de l'inventaire Chlore 36 suite aux études réalisées ces dernières années pour fiabiliser l'inventaire des chemises graphites déjà stockées.

Annexe n° 8 : les accords de « swap »

De 2004 à 2006, via une série de protocoles communément désignés « accords de swap », les exploitants ont fait évoluer leurs rôles et responsabilités respectifs, avec l'objectif affiché de les rendre plus cohérents pour mener à bien les opérations de démantèlement. Aujourd'hui le CEA est en charge des opérations de gestion de long terme des sites de Marcoule et Cadarache, quant à Orano il est en charge des sites de La Hague et Pierrelatte/Tricastin. EDF est quant à lui responsable du démantèlement du réacteur de Brennilis.

1 - L'usine UP1

Le CEA a repris avec effet au 1^{er} janvier 2004 le coût des opérations ainsi que l'ensemble des charges correspondantes au démantèlement de l'usine de retraitement d'UP1. Cette usine était auparavant exploitée par COGEMA (devenue Areva en 2006 puis Orano en 2018) et le contrôle des opérations de mise à l'arrêt définitif (MAD), de démantèlement (DEM) et de RCD ont été confié en 1996 à un groupement d'intérêt économique dénommé GIE CODEM Détenu à 45 % par le CEA, 45 % par EDF et 10 % par COGEMA. Ces accords signés en 2004 entre le CEA, EDF et Orano ont libéré ces deux derniers de leurs obligations financières au titre des charges de démantèlement et de RCD, cependant, ils gardent la charge du transport et du stockage ultime des déchets.

Le coût des travaux supportés par le CEA depuis le 1^{er} janvier 2004 jusqu'au 31 décembre 2018 s'élève à 1,9 Md€₂₀₁₈ tandis que les soultes reçues initialement s'élevaient respectivement à 1,14 Md€₂₀₀₄ de la part d'EDF et 0,43 Md€₂₀₀₄ de Cogema soit un total de 1,4 Md€₂₀₀₄ soit 1,9 Md€₂₀₁₈. Le reste à faire s'élevant à 2,7 Md€₂₀₁₈, il ressort un dépassement à terminaison de 2,7 Md€₂₀₁₈ en sus des soultes évaluées. Ce dépassement provient principalement de trois révisions de devis intervenues en 2010 avec la prise en compte du retour d'expérience et l'évolution des spécifications de sûreté, en 2014 avec un nouveau scénario rendu nécessaire par des mesures sur l'état initial des cuves et en 2017 avec des nouveaux scénarios de RCD et l'impact du décalage des exutoires Cigéo et FAVL.

2 - Le site de La Hague

En 1976, le CEA a transféré ses activités réalisées sur le site de La Hague à la COGEMA qui est devenu seul exploitant nucléaire du site. Le CEA conservait alors les obligations d'A&D des installations dont il est le propriétaire, de la RCD de certains déchets et de la quote-part des déchets issus des opérations de traitement de l'usine UP2-400 lui revenant. En 2004, le CEA a transféré à COGEMA ses engagements (à l'exception du transport et stockage ultime des déchets pour lesquels le CEA conserve sa quote-part de responsabilité) en contrepartie du versement d'une contribution libératoire. C'est l'objet du protocole signé entre les deux parties le 22 décembre 2004, relatif aux sites de La Hague et Cadarache. En 2008, des accords entre EDF et Areva ont libéré EDF des obligations financières au titre des charges de RCD concernant les déchets anciens dont il est propriétaire sur le site de La Hague. Cependant, EDF garde la charge du transport et du stockage ultime des déchets.

3 - Le swap Phénix-Brennilis

Un accord entre EDF et le CEA a été conclu le 19 décembre 2008 pour échanger leurs engagements de long terme sur les réacteurs de Phénix (précédemment partagés entre 20 % pour EDF et 80 % pour le CEA) et de Brennilis (précédemment partagés pour moitié entre EDF et le CEA). EDF supporte depuis lors l'intégralité des charges de démantèlement et de l'aval du cycle de Brennilis, tandis que le CEA en est chargé pour Phénix. Chaque entreprise garde à sa charge les déchets à vie longue (transport et stockage final) de chaque centrale au prorata de leur exploitation passée. Le bilan de cet accord à ce jour est présenté dans le tableau suivant.

Tableau n° 16 : bilan de l'accord de SWAP Phénix Brennilis

	CEA	EDF
Impacts selon les coûts de démantèlement prévus initialement		
<i>Transfert de la part d'EDF au CEA (20 %) pour Phénix sur un reste à faire évalué en 2010 : 880,5 M€₂₀₁₀ soit 957 M€₂₀₁₈</i>	- 191 M€ ₂₀₁₈	+ 191 M€ ₂₀₁₈
<i>Transfert de la part du CEA à EDF (50 %) pour Brennilis sur un reste à faire évalué en 2008 : 373 M€₂₀₀₈ soit 412,3 M€₂₀₁₈</i>	+ 206 M€ ₂₀₁₈	- 206 M€ ₂₀₁₈
<i>Soultes 2008 (154,4 M€₂₀₀₈ versés par EDF au CEA et 83 M€₂₀₀₈ versés par le CEA à EDF)</i>	+ 70,9 M€ ₂₀₁₈	- 70,9 M€ ₂₀₁₈
Bilan prévisionnel au moment de l'accord en 2008	+ 85,9 M€₂₀₁₈	- 85,9 M€₂₀₁₈
Évolution des coûts depuis l'accord		
<i>Transfert de la part d'EDF au CEA (20 %) sur travaux réalisés sur Phénix depuis l'accord jusque fin 2018, soit 380 M€₂₀₁₈</i>	- 76 M€ ₂₀₁₈	+ 76 M€ ₂₀₁₈
<i>Transfert de la part d'EDF au CEA (20 %) sur restes à faire sur Phénix à fin 2018, soit 1 260 M€₂₀₁₈</i>	- 252 M€ ₂₀₁₈	+ 252 M€ ₂₀₁₈
<i>Transfert de la part du CEA à EDF (50 %) sur travaux réalisés sur Brennilis depuis l'accord jusque fin 2018, soit 175 M€₂₀₁₈</i>	+ 87,5 M€ ₂₀₁₈	- 87,5 M€ ₂₀₁₈
<i>Transfert de la part du CEA à EDF (50 %) sur restes à faire sur Brennilis à fin 2018, soit 314 M€₂₀₁₈</i>	+ 157 M€ ₂₀₁₈	- 157 M€ ₂₀₁₈
<i>Bilan des charges nouvelles depuis l'accord</i>	- 83,5 M€ ₂₀₁₈	+ 83,5 M€ ₂₀₁₈
<i>Rappel soultes</i>	+ 70,9 M€ ₂₀₁₈	- 70,9 M€ ₂₀₁₈
Bilan révisé fin 2018	+ 12,9 M€₂₀₁₈	- 12,9 M€₂₀₁₈

Source : Cour des comptes

Les dépassements par rapport aux prévisions initiales des devis ayant servi de base de calcul aux soultes proviennent principalement des révisions de devis consécutives à un changement de scénario lors du dépôt du dossier de DEM, aux évolutions des contraintes réglementaires, aux difficultés techniques et contractuelles et au décalage des opérations.

Au final, fin 2018, l'accord semble relativement équilibré, avec un léger bénéfice pour le CEA compte tenu du montant supérieur de soulte reçue (il manque toutefois deux années de dépenses de réalisation de travaux entre 2008 et 2010 ainsi que les coûts correspondant aux opérations relatives aux combustibles irradiés couverts également par l'accord). La contrainte budgétaire qui s'exerce sur le CEA lui fera certainement reporter les opérations de démantèlement de Phénix, et le coût risque alors à nouveau de dériver. De la même manière, le démarrage des opérations de démantèlement du caisson de Brennilis risque également de faire dériver le coût prévu à ce jour.

Annexe n° 9 : principales évolutions des stratégies de démantèlement et organisations internes des exploitants

1 - Retour sur l'historique des stratégies de démantèlement en France (source : ASN)

- Début des années 1960 : premières opérations d'assainissement et de démantèlement d'installations nucléaires ;
- Années 1960-1970 : démantèlement de quelques laboratoires de recherche, réacteurs expérimentaux et installations du cycle du combustible ;
- À partir du milieu des années 1980 : plusieurs réacteurs de puissance sont partiellement démantelés ou ont entamé des travaux de démantèlement complet ;
- Années 1980-1990 : démantèlement ponctuel de certaines installations (principalement de recherche) ;
- À partir de la fin des années 1990 : les opérations de démantèlement entrent dans une phase industrielle, employant des technologies et des méthodologies éprouvées sur de plus grandes échelles ;
- À partir de 1997 : changements importants de stratégie chez les grands exploitants nucléaires français ;
- 2006 : loi du 13 juin 2006 relative à la Transparence et à la sécurité en matière Nucléaire (TSN) et loi du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, mettant en œuvre un mécanisme de provisionnement des charges de démantèlement et de gestion des déchets ;
- 2015 : loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) qui inscrit dans la loi le principe du démantèlement immédiat.

2 - Stratégie et organisation d'EDF

Le calendrier des modifications de stratégie d'EDF

La stratégie de démantèlement des réacteurs arrêtés retenue par EDF a beaucoup évolué ces dernières décennies (cf. graphique ci-dessous).

Graphique n° 10 : les dates clés de la stratégie de démantèlement d'EDF



Source : ASN compilation Cour des comptes

Les prochaines étapes

L'ASN a réalisé, du 10 juillet 2019 au 10 septembre 2019, une consultation du public sur son projet de décision prescrivant le dépôt des dossiers de démantèlement de Chinon A1 et A2 et fixant des prescriptions relatives à la préparation au démantèlement des réacteurs Chinon A1 et A2 et aux prochaines étapes de démantèlement des réacteurs Bugey 1, Chinon A3, Saint-Laurent A1 et A2²²⁶. Dans ce projet sont rappelés les principaux points issus des échanges entre l'ASN et EDF et sont mentionnées les prescriptions que l'ASN envisage de faire à EDF²²⁷. Une dizaine de contributions ont été reçues, notamment de plusieurs CLIs et de l'exploitant EDF lui-même qui alerte sur les risques liés aux délais d'instruction des cinq dossiers de démantèlement simultanés, pour EDF et l'ASN, et indique que le calendrier prescrit pour le démantèlement des cinq caissons avant 2055 présente, sur les sites de Chinon A et St Laurent A sur lesquels plusieurs réacteurs UNGG sont présents, des risques liés à la gestion de la co-activité et des ressources industrielles sur ces chantiers de grande ampleur. EDF, a par ailleurs fait savoir que l'impact de la demande de l'ASN de démarrer le démantèlement des cinq autres caissons environ 10 ans avant la date prévue engendrerait une hausse de provisions d'environ 120 M€ qui serait, selon l'exploitant, compensée par l'effet du raccourcissement de la phase d'attente et par la possibilité de raccourcir les plannings via des optimisations permettant des gains estimés de 3 à 5 ans sur la durée des opérations.

Une contribution rédigée par un particulier alerte sur les enjeux de tenue des structures et la robustesse des réacteurs jusqu'en 2100, en effet « ces installations n'ont pas été conçues pour ces durées » signale le contributeur. Sur ce point, EDF assure que l'étanchéité des caissons est garantie en cas d'inondation, que le bon état des structures et leur résistance aux séismes sont

²²⁶ Décision CODEP-CLG-2019-X du président de l'autorité de sûreté nucléaire du X 2019 fixant des prescriptions relatives à la préparation au démantèlement des réacteurs Chinon A1 et A2 et aux prochaines étapes de démantèlement des réacteurs Bugey 1, Chinon A3, Saint-Laurent A1 et A2 – Version du 23 juillet 2019.

²²⁷ En particulier de réaliser les opérations de démantèlement qui peuvent d'ores et déjà l'être et de déposer, au plus tard en 2022, les dossiers de modification de démantèlement qui s'imposent. Elle précise le contenu des scénarios qui devront être étudiés dans ces dossiers pour le premier réacteur et les cinq autres. Les opérations de démantèlement des caissons des cinq autres réacteurs doivent débuter au plus tard en 2055, délai laissant à EDF la possibilité de prendre en compte en partie le retour d'expérience du démantèlement du caisson de Chinon A2

validés par des inspections et que des activités de surveillance sont réalisées et seront maintenues jusqu'à la fin du démantèlement. Pour l'IRSN, qui s'est exprimé via une contribution dans le cadre du débat PNGMDR 2019-2021, le maintien dans un état sûr d'un caisson réacteur sur d'aussi longues périodes soulève de réels enjeux techniques et l'institut considère que les premiers éléments apportés par EDF ne lui permettent pas de conclure à ce sujet. En particulier, l'IRSN note que les examens de sûreté sur lesquels s'appuie EDF ont été réalisés avec l'hypothèse d'un démantèlement à moyen terme et issu de l'ancienne stratégie. Si les conditions de vieillissement de certaines structures s'avéraient insatisfaisantes, des travaux potentiellement importants ou des améliorations de sûreté seraient nécessaires et impacteraient encore les devis du démantèlement à la hausse. L'expertise de l'IRSN rendue en octobre 2019 éclaire ce point.

L'organisation interne d'EDF

Pour mener à bien cette stratégie, EDF a modifié son organisation interne. La direction des projets déconstruction et déchets (DP2D) a été créée en juillet 2015 et mise en place en janvier 2016 au sein de la direction du Parc Nucléaire et Thermique (DPNT) afin de piloter les projets de démantèlement (EDF emploie le terme de déconstruction). La DP2D est une direction intégrée et structurée autour de cinq « Lignes de Projets » (LP)²²⁸ dotée d'environ 500 agents/salariés. Elle permet, en particulier, une meilleure synergie entre les projets de déconstruction et la gestion des déchets. Elle affiche également une ambition internationale avec la création de la filiale Cyclife et l'acquisition d'actifs de traitement des déchets au Royaume-Uni (Cyclife UK, site de Workington) et en Suède (Cyclife Sweden, site de Nyköping).

EDF ayant décidé dans son plan stratégique CAP 2030 d'inscrire le démantèlement et la gestion des déchets dans une vocation internationale, l'exploitant a créé en 2019 une filiale spécialisée dans les études d'ingénierie de démantèlement et devrait créer avec Veolia, d'ici fin 2019, une filiale sur le démantèlement des réacteurs graphite qui interviendra à l'international et pourra également appuyer les projets d'EDF en France pour certaines études d'ingénierie.

3 - Stratégie et organisation du CEA

Les stratégies successives du CEA

De son côté, le CEA, jusqu'à la fin des années 2000, avait pour stratégie de mener les opérations de démantèlement en parallèle pour l'ensemble des INB et des installations des INBS, dès leurs arrêts définitifs et dans des délais aussi courts que possible conformément au principe de « démantèlement immédiat ». De nombreuses évolutions de sa stratégie sont intervenues depuis.

²²⁸ LP1 « Développement et Services », LP2 « Nouvelles solutions industrielles pour les déchets HA-MA-VL », LP3 « Déconstruction et gestion des déchets réacteurs Graphite », LP4 « Déconstruction et gestion des déchets des REP », LP5 « Déconstruction et gestion des déchets de Brennilis et Creys-Malville ».

Lors de l'évaluation de 2006 sur la base du document remis en 2004 par le CEA, portant sur les INB civiles et couvrant la période 2004-2013²²⁹, l'ASN a constaté des retards importants dans la réalisation des opérations de démantèlement et de reprise et conditionnement des déchets radioactifs anciens (RCD), des augmentations très significatives de la durée envisagée des opérations de démantèlement ainsi que des retards importants dans la transmission des dossiers de démantèlement, qui ont conduit à maintenir entreposées *in situ* des quantités importantes de substances radioactives – notamment dans l'INBS de Marcoule –, dans des conditions de sûreté qui ne sont pas conformes aux normes actuelles.

L'ASN a ainsi demandé au CEA²³⁰, en 2007, de lui transmettre sa doctrine en matière d'assainissement et de démantèlement des INB, la justification de la compatibilité des flux de déchets avec les filières de gestion de ceux-ci, l'analyse et les enseignements tirés des difficultés liées à la conduite de programmes et à la gestion de projets. Les difficultés rencontrées dans la mise en œuvre de ses programmes et projets ont conduit le CEA à repousser la transmission d'une mise à jour de sa stratégie de démantèlement initialement attendue pour 2012. En juillet 2015, l'ASN et le DSND ont réitéré leur constat sur les installations et ont demandé au CEA de procéder à un réexamen global de sa stratégie de démantèlement des installations nucléaires portant sur la gestion des priorités des opérations, les moyens humains et l'efficacité des organisations, ainsi que sur la pertinence des montants des ressources financières consacrées à ces opérations.

En 2016 le CEA a remis son dossier de stratégie de démantèlement aux autorités de sûreté intégrant la hiérarchisation de ses projets.

Un comité de suivi des programmes d'A&D du CEA, présidé par la DGEC a été mis en place pour suivre l'état d'avancement des différents projets, le respect de leurs jalons de réalisation et leur budget, l'optimisation des coûts et des plans d'action mis en place et l'organisation interne retenue par le CEA (regroupement des contrats, internalisation ou externalisation de services, etc.). Un projet de plan à moyen et long terme (PMLT) a notamment été présenté à ce comité.

Le plan à moyen et long terme (PMLT) dédiée aux activités d'assainissement et démantèlement et de reprise et conditionnement des déchets anciens

Le Plan à moyen et long terme (PMLT) du CEA est une programmation à 10 ans de ses différentes activités (énergie nucléaire, recherche fondamentale, recherche technologique...). Un projet de PMLT spécifique à l'assainissement et démantèlement ainsi qu'à la reprise et au conditionnement des déchets anciens couvrant la période 2018-2027 a été présenté au comité d'audit et de suivi des obligations de fin de cycle du CEA en mars 2018.

²²⁹ Lettre CEA/MR/DPSN/SSN/2004/113/AP/mv du 4 juin 2004.

²³⁰ Lettre ASN DEP-DRD-0036-2007 du 30 janvier 2007.

Le projet de PMLT 2018-2027 prévoit le maintien de la subvention de l'État à hauteur de 740 M€ par an jusqu'en 2022 puis une hausse à 785 M€ en 2023 et une indexation à l'inflation au-delà. Il documente ainsi le caractère contraignant de ce cadrage budgétaire : la tenue de l'enveloppe de 740 M€ sur la période 2019-2022 nécessite un important travail de priorisation (cf. supra), de lissages et d'optimisation (gains de performance), qui conduisent à une augmentation des coûts à terminaison des opérations d'A&D et qui devront être validés d'une part, par les autorités de sûreté, et d'autre part, par les tutelles, sur la base des conclusions d'un audit externe qui a été lancé en février 2019 (voir infra). Si la stabilité de la subvention a été retenue dans le cadre de la LPFP, la trajectoire de croissance au-delà de 2022 n'a toutefois pas été arbitrée.

Le projet de PMLT n'intègre pas, en outre, l'ensemble des risques et incertitudes présenté de manière détaillée dans l'annexe des comptes, qui donneront lieu, dans les années futures, à de nouvelles révisions de devis à mesure de l'avancée des études de conception et de la réalisation des opérations. Ces risques et incertitudes représentent toutefois des montants significatifs (cf. chapitre III.I.B).

Un audit externe prescrit par l'État (DGEC et DG Trésor) permettant de vérifier la robustesse du PMLT 2018-2027 ainsi que sa cohérence avec le dossier remis aux autorités de sûreté nucléaire a fait l'objet de conclusions provisoires fin 2019. Une version du PMLT 2020-2030 prenant en compte les recommandations de cet audit devrait être soumise au conseil d'administration du CEA début 2020.

Les conclusions de l'audit pourront également aider à structurer les futurs indicateurs de performance de l'action 15 du programme 19 : celui-ci propose en effet d'améliorer les indicateurs de suivi de réalisation des projets, à partir d'un scénario de référence donné, afin d'être capable de rendre compte, pour une période considérée, de l'atteinte des jalons-clefs des projets, du niveau de réduction du terme source mobilisable, du suivi de l'avancement physique des projets ainsi que des quantités de déchets produites, et enfin des marges disponibles sur les calendriers des opérations.

Le terme source mobilisable (TSM), principal critère de hiérarchisation des projets du CEA

À l'occasion du travail de hiérarchisation élaboré par le CEA, les autorités lui ont demandé de préciser un certain nombre de paramètres permettant de prioriser les projets entre eux. Le dossier de priorisation remis fin 2016 a reposé sur quatre principes proposés par le CEA :

- les projets prioritaires (priorité 1) sont ceux qui contribuent à réduire le terme source mobilisable (TSM)²³¹ et donc à retirer le plus rapidement possible le plus de radioactivité possible des endroits les « moins sûrs » (installations, entreposages) vers des endroits « plus sûrs ». Il s'agit donc de manière générale de toutes les opérations de reprise et conditionnement des déchets, reprise des combustibles irradiés, reprise des matières fissiles ainsi que de toutes les constructions nécessaires pour l'atteinte de cet objectif (équipements de reprise, installations de conditionnement, entreposages, emballages de transport) ;

²³¹ Un travail de précision des méthodes de calcul du terme source mobilisable utilisé pour hiérarchiser ses projets de priorités 1 a ainsi été réalisé par le CEA à partir du terme source calculé en Becquerel et à partir de quatre facteurs de pondération liés 1) à la dispersabilité de la matrice, 2) au confinement apporté par le bâtiment, 3) à la capacité du risque considéré à remettre en suspension la radioactivité, et enfin 4) à la radiotoxicité.

- le démantèlement, l'assainissement final et, éventuellement, la déconstruction finale des bâtiments ne constituent pas une priorité, sauf exception (structures fortement contaminées, génie civil instable) ; le CEA a donc proposé de déroger à l'esprit de la loi qui commande un démantèlement immédiat et complet, pour favoriser, quand c'est possible, un démantèlement en deux temps ;

- pour les opérations de démantèlement et d'assainissement final de première priorité, les investigations sont en revanche également de priorité 1 car elles permettent de mieux définir les scénarios des projets et de dé-risquer au maximum les opérations ultérieures ;

- à ces priorités 1 « de sûreté », le CEA a ajouté d'autres priorités incluant des aspects économiques (contrats en cours, possibilité de diminuer significativement des frais supports), symboliques (finir Grenoble ou dénucléariser Fontenay), humains (profiter de la compétence des exploitants encore présents pour démonter un procédé complexe), réglementaires (opérations encadrées par un décret), etc.

Une organisation interne et une gouvernance des opérations d'assainissement et démantèlement –A&D) renouvelées en 2017

La nouvelle organisation de l'A&D mise en place en janvier 2017 vise à améliorer la performance des projets d'assainissement démantèlement et de reprise et conditionnement des déchets. Elle repose sur une gouvernance unique et simplifiée avec la mise en place d'une maîtrise d'ouvrage (MOA) à deux niveaux :

- une fonction de maître d'ouvrage positionnée auprès de l'Administrateur Général (AG) du CEA, afin de valider la stratégie (hiérarchisation, choix techniques, montages contractuels) en assurant la cohérence entre les projets d'A&D, d'apporter un regard critique sur les solutions et les coûts, de consolider les engagements de sûreté et d'assurer l'interface avec les autorités ;
- une maîtrise d'ouvrage déléguée (MOA-D) aux deux directions opérationnelles, le CEA/DEN et le CEA/DAM, qui chacune dans leur périmètre d'intervention, sont en charge de proposer une stratégie d'A&D pour chaque projet et de piloter les projets au quotidien (coûts, technique, délais, risques, sécurité, sûreté). Chacune de ces directions a également fait l'objet de réorganisations sur le périmètre A&D.

Cette nouvelle organisation permet de simplifier les schémas organisationnels, notamment entre DAM et DEN et de mettre en cohérence les différentes composantes des projets en rapprochant conduite de projet de démantèlement, exploitation des installations en démantèlement et gestion des déchets en une seule unité dépendant directement de la direction du démantèlement. En 2018, 1 127 personnes travaillaient sur l'ensemble des activités d'A&D au CEA (983 sur le secteur civil et 144 sur le secteur défense).

4 - Stratégie et organisation d'Orano

Pour ce qui concerne Orano (ex AREVA NC), la stratégie de gestion des déchets de l'établissement de La Hague a fait l'objet d'un examen par le groupe permanent d'experts réuni par l'ASN en 2005. En janvier 2006, par courrier (Lettre DGSNR/SD3/0036/2006 du

11 janvier 2006), l'ASN a fait part de sa position sur cette stratégie. La stratégie de gestion des déchets sur le périmètre de l'INBS AREVA NC du Tricastin a également fait l'objet d'un examen en 2012 par la commission de sûreté pour les laboratoires, usines et déchets. En décembre 2012, le DSND a fait part à AREVA NC de sa position sur cette stratégie.

Concernant la stratégie de démantèlement des installations du site de La Hague, elle a fait l'objet d'un examen par l'ASN en 2011 à l'occasion de l'instruction des dossiers de demande d'autorisation de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement (MAD DEM) des anciennes usines de La Hague. Cette instruction a conduit à la publication en novembre 2013 de trois décrets d'autorisation de MAD DEM.

Le démantèlement d'installations anciennes constitue un enjeu majeur pour Orano qui doit mener, à court, moyen et long termes, plusieurs projets de démantèlement de grande envergure (usine UP2-400 de La Hague, usine Eurodif Production, installations de l'INBS de Pierrelatte/Tricastin...). La mise en œuvre de ces projets est étroitement liée à la stratégie de gestion des déchets compte tenu de la quantité et du caractère non standard et difficilement caractérisable des déchets générés lors des opérations de démantèlement.

De plus, les opérations de préparation à la mise à l'arrêt définitif nécessitent l'évacuation des déchets de fonctionnement présents dans l'installation. Dans certains cas, par exemple pour des installations anciennes d'entreposage de déchets exploitées sur le site de La Hague, des opérations de reprise et de conditionnement des déchets anciens (RCD) doivent être menées.

Ainsi, l'ASN et l'ASND ont décidé d'examiner à l'échelle nationale les orientations stratégiques envisagées par Orano pour la gestion de l'ensemble de ses déchets et pour le démantèlement de ses installations. Ces stratégies doivent être cohérentes avec les orientations nationales du plan national de gestion des matières et déchets radioactifs, les dispositions de l'arrêté du 7 février 2012, les codes de l'environnement, de la défense, de la santé publique et du travail et les différentes stratégies d'exploitation de l'ensemble des installations du groupe Orano. Ces stratégies s'appliquent tant aux installations civiles qu'aux installations secrètes exploitées par le Groupe. Elles ont été transmises par Orano en juin 2016. L'ASN estime qu'Orano doit renforcer sa capacité à prioriser les opérations en fonction des enjeux des installations à démanteler. Les moyens humains et techniques d'Orano doivent être renforcés pour respecter les échéances de ces projets. L'ASN et l'ASND ont mobilisé une expertise importante pour l'instruction de cette stratégie et prendront position en 2019 sur ce dossier.

Organisation interne

Orano est organisé opérationnellement autour de quatre « *business groups* » : Amont et mines, Réacteurs et services, Aval, Énergies renouvelables. La direction des opérations de démantèlement et services (D&S) et la direction des matières et déchets radioactifs (DMDR) chargées des opérations d'assainissement et démantèlement dépendent du « *business group* » Aval.

Concernant la gouvernance, un comité de suivi des obligations de fin de cycle a pour mission de contribuer au suivi du portefeuille d'actifs dédiés, constitué par les filiales d'Orano SA pour couvrir leurs charges futures d'assainissement et de démantèlement.

Annexe n° 10 : retours d'expérience de démantèlements

1 - Protection des travailleurs

Comme le souligne l'IRSN, les risques de sûreté et de radioprotection des installations durant la phase de démantèlement sont en règle général plus faibles pour l'environnement et le public que lors de la phase de fonctionnement, car les quantités de substances dangereuses et radioactives décroissent au fil des opérations de décontamination et de démantèlement réalisées²³². En revanche, les risques pour les travailleurs deviennent parfois plus importants, en particulier quand les opérations de décontamination et de démontage nécessitent des interventions à proximité ou « au contact ». Des techniques spécifiques doivent être ainsi être employées pour protéger les travailleurs. Pour cela les exploitants développent des méthodes d'action sans intervention humaine physique directe telles que la télé-opération ou la robotique d'intervention pour lesquelles la France compte parmi les pays les plus avancés.

2 - Modalités d'intervention des sous-traitants

Les exploitants rencontrent également parfois des difficultés relatives au besoin de définition, trop précoce à leur sens, des modalités opératoires d'intervention des sous-traitants. En effet, l'évolution de ces règles générales d'exploitation – encadrant l'intervention des entreprises sur les chantiers – est liée à celle de la maturité des projets. Or, toute modification notable de ces règles, même quand elles restent compatibles avec l'enveloppe des prescriptions techniques de l'ASN, donne lieu à une instruction de leurs modifications par l'autorité de sûreté, engendrant ainsi des délais. Les règles encadrant les modifications notables donnant lieu à autorisation ou à simple déclaration ont été récemment mises à jour par l'ASN (décision de 2017) et ont étendu le champ des modifications soumises à déclaration. Ainsi, par exemple, une modification documentaire n'ayant pas d'incidence sur la durée de démantèlement ou sur la description de l'état final visé mentionné dans le plan de démantèlement donne aujourd'hui lieu à simple déclaration.

3 - Procédures administratives et accroissement des délais de réalisation des opérations de RCD de la Hague

Le site de La Hague pour lequel Orano avait prévu le transfert et le traitement des boues entreposées dans les silos de STE2 (INB 38)²³³, par séchage et compactage dans l'INB n° 118 (STE3) puis leur conditionnement en pastilles en vue de leur stockage en couche géologique profonde a souffert de retards du fait de difficultés techniques rencontrées et des délais de mise en œuvre des procédures administratives. Le décret d'autorisation de création de l'INB n° 118 a été modifié par décret du 29 janvier 2016 pour permettre le procédé de traitement de ces boues tel qu'envisagé. Cependant, suite à des études complémentaires Orano envisage désormais un scénario alternatif de leur traitement par centrifugation et conditionnement en fût. Considérant les éléments présentés par Orano et notamment les impacts liés à la modification du procédé (modification de l'analyse des risques et modifications de l'étude d'impact relatives à la nature des effluents générés par le procédé de traitement : diminution des rejets gazeux mais

²³² Source : https://www.irsn.fr/FR/connaissances/Installations_nucleaires/La_surete_Nucleaire/surete-usine/Pages/4-surete-demantelement.aspx#.Xal_u_ZuK70.

²³³ Ces boues constituent des déchets MA-VL dont l'échéance de conditionnement est fixée à 2030 par l'article L. 542-1-3 du code de l'environnement.

augmentation des rejets liquides), la MSNR et l'ASN ont estimé que cette évolution constituait une modification substantielle de l'INB relevant de la procédure prévue à l'article R. 593-47 du code de l'environnement. Orano devra ainsi déposer une demande de modification substantielle de l'INB n°118. Celle-ci devrait intervenir d'ici mi-2021, Orano ayant d'ores et déjà indiqué que l'échéance de conditionnement des déchets MA-VL fixée à 2030 ne pourrait ainsi pas être respectée pour ces déchets.

4 - Le démantèlement et l'assainissement du réacteur SILOE

SILOÉ (INB n° 20) était un réacteur expérimental de type piscine, d'une puissance nominale de 35 MWth, mis en service en 1963 et arrêté en 1997. Dès l'annonce de l'arrêt par le CEA en 1994, les opérations de démontage des équipements expérimentaux ont été préparés. Les opérations techniques ont débuté dès 1998, et se sont déroulées jusqu'à fin 2004. Elles se sont achevées courant 2005, avec la vidange des piscines du réacteur. Le décret du 26 janvier 2005 a autorisé le CEA à procéder aux opérations de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement de SILOÉ. L'état final visait un assainissement complet du site (sans servitudes), sans démolition des bâtiments.

L'ensemble des opérations de démantèlement, à proprement parler, ont alors pu se dérouler entre 2006 à 2008. Les opérations d'assainissement des structures ont ensuite été réalisées et se sont terminées fin 2010. À la fin du chantier d'assainissement, l'ensemble des contrôles radiologiques réalisés ont démontré que les objectifs radiologiques visés étaient atteints, sauf en quelques points, notamment le long de câbles de précontrainte du radier du réacteur. En 2011, l'ASN a considéré que la situation n'était pas conforme aux engagements du CEA et a exigé que ces derniers points soient également assainis pour que le déclassement puisse être prononcé. S'il avait voulu modifier l'état final inscrit au décret de démantèlement et passer à un état comprenant des servitudes, le CEA aurait été contraint de déposer une demande au titre de l'article 31 du décret du 2 novembre 2007 qui aurait donné lieu à nouvelle enquête publique, aujourd'hui codifié à l'article R593-47 du code de l'environnement. Compte tenu des délais de procédures et d'instruction que cela aurait nécessité, ce n'est pas la solution que le CEA a retenue.

Compte tenu de la configuration du site, le traitement du radier imposait alors la démolition complète du bâtiment. Le CEA a ainsi dû engager la démolition du bâtiment, ainsi que le traitement du radier et du sol sous le radier. Cette évolution du projet s'est accompagnée d'une évolution du décret de démantèlement : après une première évolution du décret en 2010 (augmentation d'un an de la durée), l'ASN a donné un accord express en 2012 pour procéder à la démolition du bâtiment, concrétisé en 2013 par une seconde évolution du décret. Le chantier a été réalisé de 2012 à 2014 et l'arrêté du 12 février 2015 a porté homologation de la décision de l'ASN du 8 janvier 2015 de déclasser SILOÉ. Du point de vue des déchets produits, le CEA prévoyait environ 555 m³ de déchets TFA issus du démantèlement dans le rapport de sureté initial et environ 4 240 m³ ont finalement été produits, soit environ 7 fois plus.

Sur un coût total de démantèlement estimé à 102 M€₂₀₁₅, environ 10 M€ ont correspondu aux opérations de déconstruction conventionnelle et de traitement du radier, soit environ 10 % du coût total.

Annexe n° 11 : les principaux facteurs d'évolution des charges futures de démantèlement détaillés par exploitant

EDF

Les charges futures de démantèlement d'EDF, hors derniers cœurs, se sont accrues de 21,7 % entre 2013 et 2018, en euros courants. Corrigée de l'inflation constatée sur la période, l'augmentation s'élève à 17 %.

Tableau n° 17 : évolution des charges futures de démantèlement de 2013 à 2018 (en M€ constants de l'année)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<i>Installations en fonctionnement</i>	19 558	19 298	19 636	20 185	20 563	20 755
<i>Installations à l'arrêt définitif</i>	2 890	3 310	6 431	6 431 ^(a)	6 472	6 576
Total	22 448	22 608	26 067	26 616	27 305	27 331
<i>Derniers cœurs (p.m)</i>	3 979	4 050	4 113	4 344	4 332	4 346

^(a) après reclassement d'ICEDA en RCD à partir de 2016 pour 203 M€.

Source : rapports triennaux d'EDF

L'essentiel de cette augmentation concerne les installations à l'arrêt, dont les charges futures de démantèlement ont plus que doublé sur la période, au gré des révisions de devis opérationnels ou des modifications de scénarios de démantèlement. *A contrario*, l'évaluation des charges de démantèlement des installations en fonctionnement a peu progressé (+2 % hors inflation), au gré des modifications de méthode d'estimation.

L'évolution des charges de démantèlement pour l'ensemble des INB d'EDF déjà à l'arrêt (+3 686 M€) s'explique principalement par l'accroissement des devis enregistrée sur la période (+4 094 M€).

Tableau n° 18 : principaux facteurs d'évolution des charges futures de démantèlement des INB à l'arrêt (en M€ constants de l'année)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<i>Dépenses réalisées</i>		- 160	- 160	- 135	- 117	- 120
<i>Inflation*</i>		55	53	100	96	97
<i>Évolution des devis</i>		525	3 228	155	59	127
Changement de périmètre		0	0	- 119	3	0

* EDF utilise son estimation de taux d'inflation de long terme et non l'inflation constatée pour l'année concernée

Source : Cour des comptes d'après données d'EDF

Ces accroissements de devis se sont traduits, entre 2013 et 2018, par un triplement des charges futures (restes à faire) de démantèlement pour les réacteurs UNGG et plus qu'un doublement pour Brennilis, Chooz-A et Superphénix. Ils sont pour l'essentiel intervenus en 2015 (cf. *supra*). Depuis 2016, les évolutions annuelles de devis, plus modestes, sont du même ordre de grandeur que les dépenses réalisées, ce qui conduit à une stabilisation des charges futures, hors inflation.

De leur côté, les charges futures évaluées par EDF au titre du démantèlement du parc en fonctionnement ont finalement progressé de façon similaire à une indexation d'inflation.

Tableau n° 19 : principaux facteurs d'évolution des charges futures de démantèlement du parc en fonctionnement (en M€ constants de l'année)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<i>Dépenses réalisées</i>		- 1	- 5	- 15	- 14	- 17
<i>Inflation*</i>		372	309	304	303	308
<i>Évolution des devis</i>		- 630	36	340	89	- 99
<i>Changement de périmètre</i>		0	0	- 84	0	0

* EDF utilise son estimation de taux d'inflation de long terme et non l'inflation constatée pour l'année concernée
Source : Cour des comptes d'après données d'EDF

Les évolutions de devis résultent de changements successifs de méthodologie dont les impacts cumulés se sont en partie neutralisés : abandon de la méthode « historique » en 2014 au profit d'une méthode analytique, révision de cette dernière méthode en 2016

Le CEA

Le suivi des charges futures de démantèlement d'une année sur l'autre à partir des rapports triennaux est compliqué par le fait que le CEA a opéré d'importants reclassements ces dernières années entre les catégories de charges. Depuis 2016, ce sont notamment plus de 1,2 Md€ de charges brutes qui ont été retirés de la catégorie « démantèlement » pour être reclassés en gestion de colis de déchets.

Optiquement, le reste à faire n'a augmenté que de 16 % en euros courants (+1,36 Md€) entre 2013 et 2018, soit 11 % hors inflation. Toutefois, à périmètre constant, l'augmentation est en fait de 30 % en euros courants (+2,60 Md€), soit 25 % hors inflation sur la période.

Tableau n° 20 : évolution des charges futures de démantèlement du CEA entre 2013 et 2018*

	Reste à faire fin 2013 (M€ ₂₀₁₃)	Reste à faire fin 2018 (M€ ₂₀₁₈)	dont aléas (M€ ₂₀₁₈)
Total CEA (hors ICPE)	8 557	9 914*	2 037 (26 %)*
Dont			
Phénix	820	1 260	170 (15 %)
UP-1		2 391	556 (30 %)
Atelier pilote de Marcoule	746	726	199 (38 %)
Site de Valduc		496	79 (19 %)
Site de Pierrelatte		211,1**	

* après reclassement de 1 244 M€ en gestion des colis de déchets.

** quote-part du CEA dans le financement du démantèlement de l'INBS dont Orano est l'exploitant nucléaire²³⁴.

²³⁴ Orano, de son côté, provisionne par ailleurs la totalité de la charge prévisible du démantèlement des installations de cette INBS.

Cette augmentation des restes à faire est issue de révisions de devis encore plus importantes (+4,5 Md€ depuis 2013), le CEA dépensant par ailleurs chaque année près de 450 M€ au titre de ses démantèlements en cours.

Tableau n° 21 : principaux facteurs d'évolution des charges futures de démantèlement des installations du CEA (en M€ constants de l'année)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<i>Dépenses réalisées</i>		- 465	- 450	- 451	- 444	- 443
<i>Inflation</i>		51	0	50	108	185
<i>Évolution des devis</i>		1 167	1 267	205	1 698	122
<i>Changement de périmètre</i>		0	0	0	- 49	- 1 150

Source : Cour des comptes d'après données du CEA

Orano

Les charges futures de démantèlement évaluées par Orano ont progressé de près de 18 % entre 2013 et 2018. Hors inflation, la progression est toutefois réduite à 9 %. Cette progression modeste s'explique par le poids que représentent les installations encore en fonctionnement à La Hague dans le total des charges futures et le fait que les devis prévisionnels correspondant n'ont été révisé qu'à la marge au terme des réévaluations exhaustives triennales.

Tableau n° 22 : évolution des charges futures de démantèlement d'Orano entre 2013 et 2018*

	Reste à faire fin 2013 (M€ ₂₀₁₃)	dont aléas (M€ ₂₀₁₃)	Reste à faire fin 2018 (M€ ₂₀₁₈)	dont aléas (M€ ₂₀₁₈)
La Hague usines à l'arrêt	1 627	0	1 713	233
La Hague usines en fonctionnement	4 382	0	4 618	610
Marcoule usine MELOX	395	0	570	63
INBS de Pierrelatte	250	0	247	19
Pierrelatte usine Georges Besse 1	986	0	1 319	151
Autres (dont aléas transverses)	376 (dont 0)	0 (0)	661 (dont 298)	352 (298)
Total Orano (hors Areva NP)	8 016	0	9 128	1 428

* hors RCD et gestion à long terme des déchets.

Inversement, certains démantèlements en cours voient leur reste à faire augmenter de façon significative entre 2013 et 2018 : +28 % hors inflation pour l'usine Georges Besse 1, +38 % pour l'usine MELOX de Marcoule. S'agissant des installations à l'arrêt définitif du site de La Hague, comme de l'INBS de Pierrelatte, le rythme annuel des dépenses réalisées contribue à stabiliser le reste à faire malgré les augmentations de devis enregistrées sur la période (cf. *infra*).

Pour les installations en fonctionnement de La Hague, la dernière révision du devis de démantèlement des installations en fonctionnement de La Hague remonte à 2016. Elle s'est traduite par une augmentation de moins de 1 %, plusieurs facteurs ayant justifié des réductions de coûts prévisionnels (hypothèses de taux moyens horaires notamment). Le reste à faire s'élève désormais à 4 618 M€₂₀₁₈, dont 610 M€₂₀₁₈ de risques et aléas (15 % du reste à faire).

Faute de données disponibles pour Orano, l'impact global des changements de devis sur le périmètre des seuls démantèlements a été recalculé par la Cour, pour chaque année, à partir des dépenses réalisées sur les opérations de démantèlement, du calcul de l'effet de l'inflation constatée chaque année sur ce périmètre et sous l'hypothèse qu'aucun changement de périmètre notable n'est intervenu depuis 2014. Ces évolutions de devis incluent l'impact des mises en service de nouvelles installations intervenues sur la période (INB ATLAS par exemple).

Tableau n° 23 : approche des principaux facteurs d'évolution des charges futures de démantèlement des installations d'Orano (en M€ constants de l'année)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<i>Dépenses réalisées</i>		- 160	- 155	- 151	- 127	- 124
<i>Inflation</i>		48	0	44	97	148
<i>Progression résiduelles des charges* (évolution des devis)</i>		620	293	156	220	105

* Y compris aléa transverse, dont l'affectation ultérieure peut aussi concerner la RCD.

Source : calculs Cour des comptes d'après données d'Orano.

L'évolution des charges a notamment été marquée en 2014 par la constitution d'une provision pour aléas transverses, pour 325 M€, en attente d'affectation soit sur des opérations de démantèlement, soit sur des opérations de RCD.

Annexe n° 12 : les principaux facteurs d'évolution des provisions pour démantèlement détaillés par exploitant

Les provisions sont calculées par les exploitants à partir des charges futures et de l'application d'un taux d'actualisation à leur chronique de décaissements futurs.

Les méthodes d'estimation des taux d'actualisation comptables par les différents exploitants

Pour déterminer son taux comptable, EDF utilise la moyenne arithmétique sur 10 ans du taux réel de l'OAT dont la durée se rapproche le plus de celle de son passif (en l'occurrence l'OAT d'échéance 2055). Il y ajoute une fourchette de *spreads* correspondant aux obligations d'entreprises notées de A à AA+ ainsi qu'une hypothèse d'inflation de long terme. Le taux résultant de ces calculs est appliqué à l'ensemble de la chronique des décaissements prévisionnels. Il est de 3,9 % pour les comptes 2018.

Orano détermine de son côté un taux unique équivalent applicable à l'ensemble de la chronique de décaissement en se fondant sur une courbe de taux sans risque, par référence aux OAT disponibles puis par interpolation linéaire jusqu'à un taux limite de référence (UFR). Orano y ajoute une courbe de *spreads* d'entreprises notées A et AA, prolongée à très long terme par 100 points de base, ainsi qu'une fourchette de prime d'illiquidité. Le taux résultant est de 3,95 % pour les comptes 2018.

Le CEA applique quant à lui le taux plafond réglementaire depuis 2017, soit progressivement la moyenne arithmétique sur quatre ans du TEC 30, majorée de 100 points de base. Pour 2018, il s'établit à 3,97 %.

EDF

En 2015, la prise en compte de la nouvelle stratégie de démantèlement des UNGG, et notamment le décalage dans le temps des opérations, s'est traduite par près de 800 M€ de moindres provisions, ce qui a permis de neutraliser une majeure partie du besoin de provisionnement lié aux augmentations de devis constatées par EDF avant changement de stratégie.

Tableau n° 24 : principaux facteurs d'évolution des provisions pour le démantèlement des INB à l'arrêt d'EDF (en M€)

	2014	2015	2016	2017	2018
<i>Dépenses réalisées</i>	- 160	- 160	- 135	- 117	- 120
<i>Dés-actualisation</i>	102	112	131	134	134
<i>Changement de taux d'actualisation*</i>	- 1	0	120	64	136
<i>Évolution des devis et des calendriers</i>	385	590	156	- 2	52
<i>Changement de périmètre</i>	0	0	-34	3	0

* Il s'agit de l'effet immédiat du changement de taux sur la provision de l'année considérée

Source : Cour des comptes d'après données d'EDF

Au-delà des effets liés au taux d'actualisation, l'évolution des provisions au titre du parc en fonctionnement a été surtout marquée par le décalage en 2016 du calendrier des démantèlements, lié à l'allongement de la durée d'amortissement comptable des REP 900. Ce décalage a représenté une baisse de provisions de 1 465 M€. Le solde de la baisse de provision enregistrée en 2016 au titre des évolutions de devis et de calendriers traduit les effets de la révision de la méthodologie d'EDF, soit une augmentation limitée du devis brut plus que neutralisé par un allongement du planning des démantèlements (cf. *supra*).

Tableau n° 25 : principaux facteurs d'évolution des provisions pour le démantèlement du parc en fonctionnement d'EDF (en M€)

	2014	2015	2016	2017	2018
<i>Dépenses réalisées</i>	- 1	- 5	- 15	- 14	- 17
<i>Dés-actualisation</i>	524	525	466	458	475
<i>Changement de taux d'actualisation</i>	- 11	0	457	241	498
<i>Évolution des devis et des calendriers</i>	4	2	- 1 879	33	-93
<i>Changement de périmètre</i>	0	0	- 75	0	0

Source : Cour des comptes d'après données d'EDF

Le CEA

La prise en compte depuis 2015 d'un cadrage budgétaire quasi-intégral des ressources disponibles pour le financement des charges nucléaires de long terme du CEA a conduit cet organisme à décaler les calendriers de nombreuses opérations de démantèlement. Depuis, étant donné le plafonnement des financements disponibles sur les 10 prochaines années, les surcoûts enregistrés par le CEA lors des augmentations de devis conduisent l'organisme à prévoir des décalages supplémentaires de calendrier.

Tableau n° 26 : principaux facteurs d'évolution des provisions pour le démantèlement des installations du CEA (en M€)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<i>Dépenses réalisées</i>		- 465	- 450	- 451	- 444	- 443
<i>Dés-actualisation</i>		204	183	211	253	316
<i>Changement de taux d'actualisation</i>		57	0	229	0	121
<i>Évolution des devis et des calendriers</i>		785	749	39	1 086	80
<i>Changement de périmètre</i>		0	0	0	- 34	- 898

Source : Cour des comptes d'après données du CEA

Avec une évolution cumulée des provisions de 2,7 Md€ entre 2013 et 2014 au titre des évolutions de devis et de calendriers, on peut estimer que ces décalages ont permis d'atténuer de plus de 400 M€ la progression des provisions du CEA depuis 2013²³⁵.

²³⁵ Cette estimation repose sur la comparaison à une situation où l'impact dans le temps des augmentations totales de devis serait réparti selon le profil de décaissement initialement prévu pour l'ensemble des charges de démantèlement du CEA.

Orano

La décomposition de l'évolution des provisions selon ses principaux facteurs n'a pas pu être produite par Orano sur le seul périmètre des opérations de démantèlement. Seules les dépenses réalisées ont pu être retracées par l'exploitant. Pour le reste des facteurs, notamment les évolutions de devis, le changement d'outil financier auquel Orano a procédé en 2017 ne lui a pas permis de retrouver un historique. Sur la base de quelques hypothèses de calcul²³⁶, une décomposition indicative a dès lors été réalisée par la Cour.

Tableau n° 27 : approche des principaux facteurs d'évolution des provisions pour le démantèlement des installations d'Orano (en M€)

	2014	2015	2016	2017	2018
<i>Dépenses réalisées</i>	- 160	- 155	- 151	- 127	- 124
<i>Dés-actualisation</i>	119	117	113	159	201
<i>Changement de taux d'actualisation</i>	71	0	268	0	111
<i>Évolution des devis et des calendriers</i>	478	31	102	166	33

Les approximations de cette méthode de décomposition ne permettent pas de se prononcer sur l'impact isolé des décalages de calendriers prévisionnels intervenus sur la période sur différents sites. En revanche, l'introduction d'un aléa transverse en 2014, et son positionnement forfaitaire sur les premières années de la chronique prévisionnelle de décaissement ont plutôt contribué à neutraliser l'effet de ces décalages sur la durée moyenne du passif d'Orano.

²³⁶ L'effet de la dés-actualisation a été calculé en appliquant le taux réel d'actualisation d'Orano à la provision N-1 relative aux démantèlements ; l'effet des changements de taux d'actualisation a été calculé au prorata des provisions de démantèlements rapportée aux provisions totales d'Orano (soit 66 %). Le solde de l'évolution des provisions a été imputé aux changements de devis et de calendrier, en l'absence de changement de périmètres.