

Synthèse du RAPPORT

Audit sur les modalités d'évaluation des charges brutes permettant le calcul des provisions de déconstruction des réacteurs d'EDF en cours d'exploitation

4 août 2015

Avertissement

Le présent document est une synthèse du rapport « *Audit sur les modalités d'évaluation des charges brutes permettant le calcul des provisions de déconstruction des réacteurs d'EDF en cours d'exploitation* » préparé par Ricol Lasteyrie Corporate Finance et NucAdvisor ("le groupement") dans le cadre de la mission définie par la DGEC dans le cahier des charges du 10 janvier 2014.

Il présente les hypothèses, les méthodes de calculs et les analyses retenues par i) EDF dans le devis DA 09 et ii) par le groupement dans ses propres analyses des travaux EDF. A ce titre, le rapport repose donc principalement sur les données communiquées par EDF dans les différents livrables de DA 09.

Le destinataire reconnaît que ce document ne comporte aucune recommandation de faire ou de ne pas faire et qu'il ne pourra, en aucun cas, engager la responsabilité de la société Ricol Lasteyrie Corporate Finance et de NucAdvisor au titre des informations contenues dans ce document ou des conclusions qui y sont exposées.

Table des matières

Avertissement	2
Table des matières	3
1. Contexte de la mission d'audit	5
1.1. Contexte général	5
1.2. Présentation du parc REP de EDF.....	5
1.3. Panorama du démantèlement mondial	6
1.4. Provisions comptables de EDF	8
1.4.1. Provision pour déconstruction des centrales nucléaires des REP en exploitation	8
1.4.2. Provisions pour derniers cœurs.....	10
1.5. Périmètre de l'audit.....	10
1.6. Méthodologie de l'audit.....	10
1.7. Limites de l'audit	11
2. Analyse des coûts de déconstruction	12
2.1. Présentation de l'étude Dampierre DA09.....	12
2.1.1. Périmètre de l'étude DA09.....	13
2.1.2. Stratégie de démantèlement et planning retenu.....	14
2.1.3. Frais d'ingénierie	15
2.1.4. Frais de site.....	15
2.1.5. Frais de MAD (« Mise à l'arrêt définitif »)	16
2.1.6. Coût de démantèlement du CPP	17
2.1.7. Coût de démantèlement hors CPP	18
2.1.8. Coût d'assainissement.....	19
2.1.9. Coût de démolition.....	20
2.1.10. Coût de gestion des déchets (hors stockage).....	20
2.1.11. Exhaustivité des tâches	22
2.2. Audit de la mise aux conditions économiques.....	23
2.3. Synthèse	25
3. Comparaison nationale et internationale.....	27
4. Revue de l'extrapolation au parc.....	28
5. Analyse des risques.....	31
6. Autres analyses	34

7. Résultats de l'audit	35
7.1. Devis du groupement appliqué à l'ensemble du parc.....	35
7.2. Conclusion générale	37
7.3. Recommandations.....	40
8. Droit de réponse EDF	45

1. Contexte de la mission d'audit

1.1. Contexte général

Dans le cadre de la mission de contrôle qui est confiée à l'autorité administrative par les articles L594-1 et suivants du code de l'environnement, et conformément à l'article 13 du décret n° 2007-243 du 23 février 2007, qui dispose que « *l'autorité administrative peut prescrire à l'exploitant [...] de réaliser, ou de faire réaliser par un organisme extérieur expert choisi en accord avec elle, dans des délais qu'elle fixe, toute étude complémentaire* », l'autorité administrative a prescrit un audit portant sur le périmètre des charges de déconstruction des centrales REP du parc EDF en exploitation. Cet audit a pour objectif principal d'analyser la suffisance et le degré de prudence des charges brutes et des provisions qui en découlent, concernant la déconstruction du parc de réacteurs REP (Réacteurs à Eau Pressurisée) en exploitation ainsi que la gestion des déchets issus de cette déconstruction (hors stockage).

Dans ce contexte, EDF a mandaté Ricol Lasteyrie Corporate Finance et NucAdvisor (ci-après désignés « le groupement ») afin de réaliser un audit, avec l'accord de l'autorité administrative, sur les modalités d'évaluation des charges brutes permettant le calcul au 31 décembre 2013 des provisions de déconstruction des réacteurs REP d'EDF en cours d'exploitation. Cette date a été choisie car elle correspondait à la dernière clôture au lancement de l'audit. Les informations présentes dans ce rapport ne concernent donc que cette clôture, et ne prennent pas en compte les modifications potentielles des comptes postérieurs à cette date.

1.2. Présentation du parc REP de EDF

Le premier réacteur électrogène de type REP construit en France est celui de Chooz A. La déconstruction de cette unité est actuellement à un stade avancé.

C'est le premier chantier de démantèlement d'un REP électrogène en France. Cependant, aucun Réacteur à Eau Pressurisée (REP) de la 2^{ème} génération (à partir du palier CP0¹) n'a été totalement démantelé en France à ce jour.

Les 58 tranches de REP ont été mises en service entre 1977 et 1998 et sont âgées de 28 ans en moyenne. Elles sont réparties sur 19 sites, propriété d'EDF, et représentent une puissance totale installée de 63 130 MWe au 31 décembre 2013. Ces tranches sont classées en six paliers, comme indiqué dans le tableau 1 :

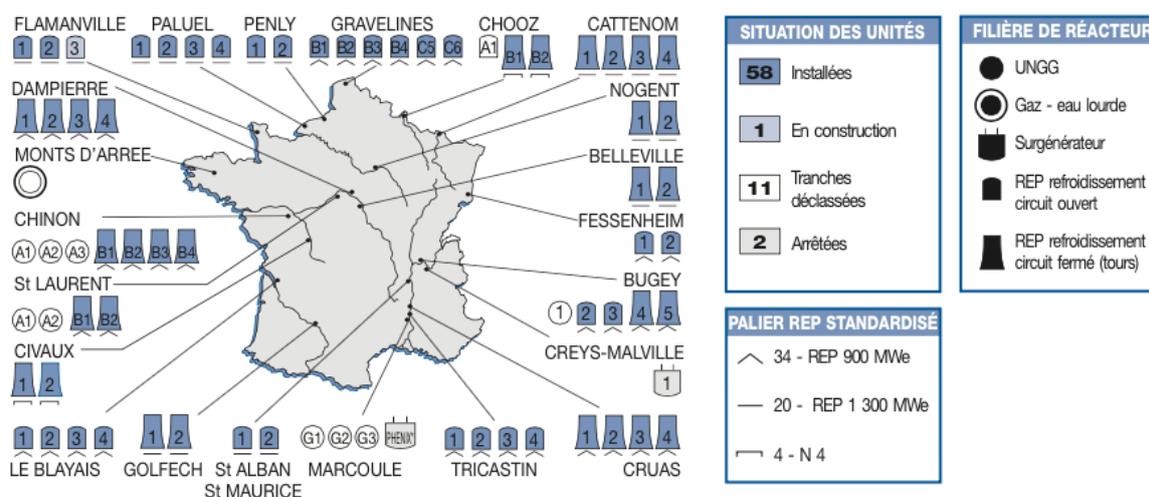
¹Premier palier de réacteurs nucléaires de 900 MWe (CP = contrat-programme)

Tableau 1 - Tranches nucléaires françaises - Répartition entre paliers

Puissance	900 MWe (34 tranches)			1300 MWe (20 tranches)		1450 MWe (4 tranches)	
	Palier	CP0	CP1	CP2	P4	P'4	N4
CNPE		2* Fessenheim 4* Bugey	4* Tricastin 6* Gravelines 4* Dampierre 4* Blayais	2* St. Laurent 4* Chinon 4* Cruas	4* Paluel 2* St. Alban 2* Flamanville	4* Cattenom 2* Belleville 2* Nogent 2* Penly 2* Golfech	2* Chooz B 2* Civaux
Nbr. de tranches mises en service		6 Tranches	18 Tranches	10 Tranches	8 Tranches	12 Tranches	4 Tranches
Période de mise en service		1977-1979	1980-1983	1981-1984	1984-1986	1986-1993	1996-1998

Les réacteurs se distinguent notamment par leur source de refroidissement, qui est soit un fleuve, soit la mer, soit l'atmosphère. Dans le premier cas, les calories du circuit tertiaire sont absorbées par l'eau du fleuve. EDF a parfois installé des tours aéroréfrigérantes (30 des 58 tranches REP) qui permettent d'utiliser l'atmosphère comme source froide et de s'affranchir des conditions de température et de débit des cours d'eau. Les tranches en bord de mer utilisent l'eau de mer.

Figure 1 - Carte des Unités électronucléaires en France - Source CEA 2013

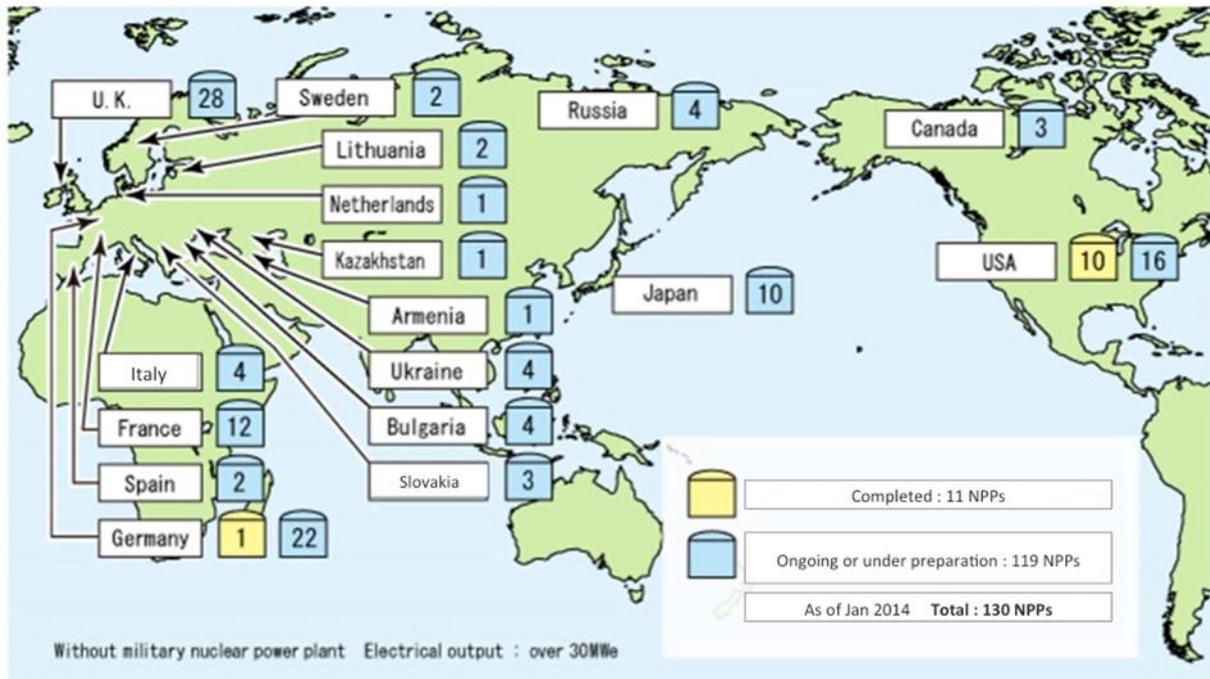


1.3. Panorama du démantèlement mondial

Le démantèlement des installations nucléaires couvre des installations très variées, depuis les installations de recherche jusqu'aux installations du cycle du combustible, amont et aval, en passant par les centrales nucléaires, de petite taille ou de grande taille. Même s'il existe des points communs dans le démantèlement de toutes les installations nucléaires, chaque type d'installation présente des spécificités liées à sa fonction et à ses caractéristiques techniques, qui ne sont pas toujours extrapolables aux autres types d'installation.

L'état des projets de démantèlement de centrales nucléaires dans le monde (puissance > 30 MWe, situation début 2014) est décrit ci-dessous (figure 2) : une dizaine de projets sont terminés, et une centaine de projets sont en cours ou en préparation.

Figure 2 - Unités en déconstruction et déconstruites dans le monde



Les Etats-Unis ont un retour d'expérience sur plusieurs projets de démantèlement de centrale de puissance terminés, en particulier pour les réacteurs à eau pressurisée : les 3 « Yankees » (Connecticut Yankee, Maine Yankee et Yankee Rowe), Trojan et Rancho Seco.

En Europe, de nombreux démantèlements d'installations de recherche ou du cycle (une demi-douzaine en Allemagne ou en France) ont été effectués. Même si aucun démantèlement de centrale de puissance n'a encore été mené à son terme, de nombreux projets sont en cours ou en préparation : en France (Chooz A et les autres centrales de 1^{ère} génération, les réacteurs à neutrons rapides Phénix et Superphénix, ...), en Allemagne (Greifswald, Würgassen, Stade), en Espagne (Zorita), ou encore dans les pays de l'Est, permettant d'acquérir un précieux retour d'expérience.

Le démantèlement devient un marché mature, avec des acteurs désormais établis et des aléas qui se réduisent par rapport à ceux qui ont pu être rencontrés dans le passé.

Les exploitants de centrales nucléaires sont, dans la plupart des pays, tenus de financer leurs opérations de démantèlement. Ils les provisionnent dans leurs comptes. Ceci conduit à de nombreux travaux d'expertise dans le domaine du démantèlement, d'audits demandés par les autorités administratives, et à un meilleur retour d'expérience.

1.4. Provisions comptables de EDF

EDF a comptabilisé dans ses comptes clos le 31 décembre 2013 des provisions liées à son activité de production nucléaire :

Tableau 2 - Provisions EDF liées à la production nucléaire au 31/12/2013

en M€	Valeur brute	Valeur actualisée
Provisions pour gestion du combustible usé	15 868	9 779
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	25 578	7 542
Total des provisions pour aval du cycle nucléaire	41 446	17 321
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	22 448	13 024
Provision pour derniers cœurs	3 979	2 313
Total des provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs	26 427	15 337

Source : comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2013

La provision pour déconstruction des centrales nucléaires (13 024 M€ en valeur actualisée) se décompose comme suit :

- 10 907 M€ liée à la filière Réacteur à Eau Pressurisé (REP) en exploitation ;
- 2 117 M€ liée aux centrales nucléaires de première génération arrêtées définitivement.

Le présent audit porte sur les provisions pour déconstruction du parc en exploitation et derniers cœurs.

1.4.1. Provision pour déconstruction des centrales nucléaires des REP en exploitation

La provision pour déconstruction des centrales nucléaires REP en exploitation comprend :

- les coûts de déconstruction des centrales REP en exploitation évalués selon la méthode « PEON », dite des « coûts de référence », pour 10 668 M€₂₀₁₃ ;
- le traitement des générateurs de vapeurs (« GV ») usés pour 169 M€₂₀₁₃ ;
- les coûts de déconstruction de l'Atelier des matériaux irradiés (« AMI ») pour 70 M€₂₀₁₃.

Le coût de référence utilisé pour l'évaluation de la provision est fondé sur une étude du Ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence en €/kWe, confirmant les hypothèses de la Commission PEON datant de 1979.

A l'origine, le coût de référence comprenait les charges de gestion à long terme des déchets issus de la déconstruction. Les dispositions de la loi du 28 juin 2006 et de ses textes d'application stipulent que les charges correspondantes relèvent de la provision pour gestion long terme des déchets. En conséquence depuis fin 2007, le coût de référence a été retraité de la part du coût relatif à la gestion à long terme des déchets estimée à 8,37 % du coût de référence.

Le coût de référence a fait l'objet d'une mise à jour jusqu'en 2001 sur la base de l'évolution du PIB marchand et depuis sur la base du taux d'inflation long terme estimé à 2% de 2001 à 2012 puis à 1,9% en 2013. Le coût de référence ressort donc au titre de l'exercice 2013 pour l'ensemble des 58 tranches à 309 €₂₀₁₃ kilowatt installé.

L'estimation de la provision sur la base du coût de référence est confirmée par les études menées par l'entreprise pour évaluer le coût des opérations de déconstruction des 58 tranches en exploitation, y compris les Installations Nucléaires de Base (INB) annexes MIR (Magasins Interrégionaux de Combustibles de BUGEY et de CHINON) et BCOT (Base Chaude Opérationnelle du Tricastin).

Par ailleurs, une étude détaillée a été menée par EDF en 1998 pour décrire les stratégies possibles et chiffrer les coûts de déconstruction de la centrale de Dampierre (4x900 MW) située en bord de rivière et équipée d'aéroréfrigérants.

Cette étude a été reprise en 2009 pour intégrer le retour d'expérience :

- français du programme de déconstruction en cours des centrales de première génération,
- étranger, où plusieurs réacteurs REP de puissance comparable ont été complètement déconstruits, notamment aux Etats-Unis.

Le scénario qui sous-tend l'évaluation prévoit qu'à l'issue des derniers travaux de déconstruction, les sites seront remis en état de manière à ce que les terrains puissent être réutilisés pour un usage industriel. Le scénario prévoit une démolition des bâtiments jusqu'à -1m ou -4m par rapport au niveau du sol, en fonction des bâtiments.

Afin de reconstituer le coût de déconstruction provisionné dans ses comptes, EDF extrapole à son parc de REP les chiffres de l'étude Dampierre (« DA09 »). A ce montant il faut ajouter le traitement des GV usés, du démantèlement de l'Atelier des Matériaux Irradiés de Chinon (AMI) et des trois autres Installations Nucléaires de Base (INB) connexes du parc REP en exploitation : les 2 Magasins Inter Régionaux (MIR) de Bugey et Chinon et la base chaude opérationnelle du Tricastin (BCOT), afin d'obtenir un périmètre comparable à celui retenu dans la provision pour déconstruction.

Cette étude d'EDF a abouti à un chiffrage des coûts de déconstruction qui a confirmé l'évaluation de la provision constituée jusqu'alors et valide les coûts de référence exprimés en euro/kW. Au 31 décembre 2013, la provision est supérieure de 12 M€₂₀₁₃ (en valeur actualisée) au calcul issu de l'étude DA09.

Le présent audit est le premier audit externe demandé par l'autorité administrative de l'étude menée par EDF.

1.4.2. Provisions pour derniers cœurs

Cette provision qui s'élève à 2 313 M€₂₀₁₃ au 31 décembre 2013 a pour objet de faire face lors de l'arrêt définitif de chaque réacteur :

- au coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif, et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques ou réglementaires ;
- au coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants. Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

1.5. Périmètre de l'audit

Les opérations de déconstruction d'une INB s'entendent à compter des premières opérations de préparation de mise à l'arrêt définitif jusqu'à la date de déclassement du site par l'ASN.

Le périmètre de nos travaux couvre tous les coûts relevant de la nomenclature N° 1 de l'annexe de l'arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires :

- la composante brute des charges visant au déclassement des installations du parc en cours d'exploitation et des INB connexes, concernant la gestion des derniers cœurs et celles se rapportant au traitement et au conditionnement des GV déposés à la suite d'opérations de remplacement des générateurs de vapeur (RGV) et entreposés sur site ;
- la chronique des coûts concourant au calcul de la valeur actualisée ;
- l'adéquation de la mise aux conditions économiques appliquée sur la période 2008-2013.

En revanche, l'examen du taux d'actualisation et du taux d'inflation retenu sur la période postérieure au 31 décembre 2013 n'entre pas dans le champ de l'audit.

Dans le cadre de cet audit, il est supposé que les centrales seront exploitées pendant 40 ans et les travaux de déconstruction démarrés immédiatement après la mise à l'arrêt des installations, conformément aux recommandations de l'ASN.

1.6. Méthodologie de l'audit

Le but du présent audit est d'apprécier l'évaluation des charges brutes qui servent à l'élaboration des provisions comptables. Nous avons donc dans un premier temps analysé l'étude Dampierre 09 qui porte sur un site à 4 unités de 900 MWe, puis examiné l'extrapolation réalisée à l'ensemble du parc.

L'estimation Dampierre 09 repose sur un très grand nombre d'hypothèses et de données d'entrée : quantités (heures, tonnes, m², m³, ...), prix unitaires, durées, ...

Quand cela était possible, nous avons audité la source de ces données. Dans le cas contraire, faute de pouvoir remonter à des données trop volumineuses et détaillées (plans-guides de génie civil, nomenclatures de matériels, dossiers de systèmes élémentaires, ...), nous avons cherché à apprécier la cohérence et la prudence des hypothèses et données prises en compte par comparaison à des références nationales et internationales.

Nous avons également mené nos propres analyses afin d'apporter une contradiction technique sur les paramètres et données retenus par EDF dans son étude DA09, notamment la comparaison en hommes-ans au lieu des comparaisons en euros et les chroniques de dépenses en fonction du temps.

1.7. Limites de l'audit

Sont exclus du périmètre des travaux de notre audit les thèmes suivants :

- Analyse des actifs dédiés ;
- Analyse du cinquième chapitre du rapport triennal et des notes d'actualisation dédiés à la situation de l'exploitant au regard de la loi ;
- Appréciation du contrôle interne ;
- Appréciation de l'hypothèse de disponibilité du centre de stockage profond Cigéo. Néanmoins, nous avons procédé à une analyse de sensibilité sur les coûts bruts et actualisés de déconstruction en fonction de la date de disponibilité de Cigéo (décalage de quelques années, entre 1 et 5 ans) ;
- Appréciation de la capacité des centres de stockage à stocker/entreposer les déchets résultants de la déconstruction des REP en exploitation ;
- Analyse de la stratégie de déconstruction retenue (i.e. immédiate vs différée). En revanche, le groupement a vérifié la conformité du scénario de démantèlement d'EDF au principe de déconstruction immédiat demandé par l'ASN ;
- Analyse de l'étude antérieure DA98 et du passage de DA98 à DA09, l'étude DA09 étant jugée pleinement autonome ;
- Etude de l'impact des dispositions de la loi sur la Transition Énergétique pour la Croissance Verte sur les coûts de déconstruction de EDF ;
- Analyse des coûts de transport/stockage des déchets radioactifs.

2. Analyse des coûts de déconstruction

2.1. Présentation de l'étude Dampierre DA09

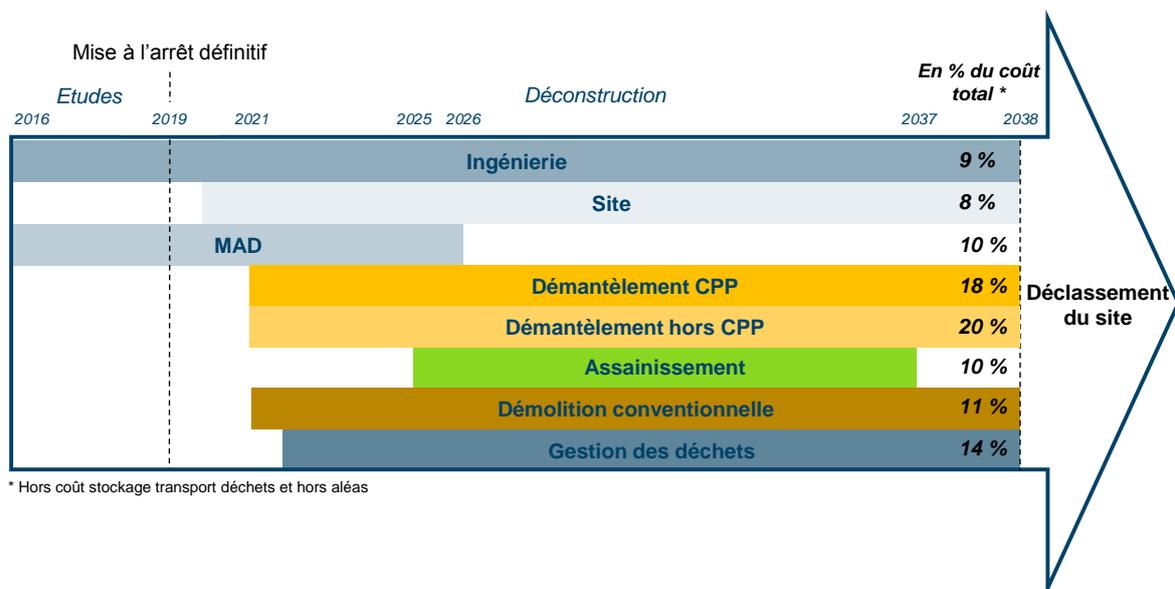
Le coût de référence d'un site 4*900 MWe a été déterminé selon trois scénarios possibles :

- **Scénario court de 16 ans (hors phase d'étude de 4 ans)** : les travaux de démantèlement du CPP (« Circuit Primaire Principal ») sont menés quasiment en parallèle sur les 4 tranches, ce qui suppose un renforcement des équipes EDF chargées du suivi des travaux sur site ainsi que l'obligation d'investir pour chaque tranche dans des équipements et outillages identiques nécessaires au démantèlement de la cuve et des internes de cuve ;
- **Scénario médian de 19 ans (hors phase d'étude de 4 ans)** : les travaux de démantèlement du CPP sont menés en semi-parallèle, soit en parallèle pour les 2 premières tranches et engagés après la fin du démantèlement du CPP des 2 premières tranches pour la 2^{ème} paire de tranche, ce qui suppose la réutilisation des outillages entre la 1^{ère} tranche et la 3^{ème} tranche et entre la 2^{ème} tranche et la 4^{ème} tranche ;
- **Scénario long de 25 ans (hors phase d'étude de 4 ans)** : les travaux de démantèlement du CPP sont menés en série, c'est-à-dire les uns après les autres (une tranche à la fois), ce qui permet la réutilisation de tous les équipements et outillages utilisés pour le démantèlement de la 1^{ère} tranche sur les autres tranches du site, et une diminution des équipes chargées du suivi des travaux et de l'exploitation du site.

Pour l'ensemble des scénarios proposés, la durée de déconstruction d'une tranche est quasi identique, soit environ 15 ans, avec un barycentre des dépenses à 8 ans.

L'étude DA09 est décomposée en 8 modules de coûts (figure 3) :

Figure 3 - Modules de coût et poids relatif dans DA09



Les principales hypothèses de DA09 sont les suivantes :

- un délai d'un an entre le découplage de chaque tranche, correspondant à l'arrêt des tranches en fonction de leur mise en service ;
- une obtention du décret de MAD-DEM (mise à l'arrêt définitif / démantèlement) pour chaque paire de tranche (ou tranche unique), à l'arrêt de la deuxième tranche de chaque paire le cas échéant.

L'évaluation des coûts de déconstruction d'un site 4*900 MWe ressort entre 854 M€₂₀₀₈ et 876 M€₂₀₀₈ selon le scénario. Afin de déterminer un intervalle de valeurs par scénario, EDF a utilisé une méthode statistique de type Monte Carlo et a retenu *in fine* la valeur du scénario court, soit 881 M€₂₀₀₈ ou 969 M€₂₀₀₈ après prise en compte d'aléas pour 10% de la valeur du devis brut.

Catégories	DA09 €2008			Montant retenu € 2008
	Scénario court	Scénario médian	Scénario long	
Ingénierie	81	81	94	87
Site	55	67	90	62
Travaux	601	585	571	613
Déchets	121	121	121	119
Total démantèlement d'un site 4x900 MW	858	854	876	881
Aléas	86	85	88	88
Total avec aléas	944	939	964	969

2.1.1. Périmètre de l'étude DA09

Les opérations couvertes dans l'étude sont celles qui relèvent de la provision pour déconstruction :

- certaines tâches dont les coûts sont partagés entre devis d'exploitation et devis de déconstruction, selon la répartition des responsabilités entre l'exploitant et l'organisation en charge du démantèlement ;
- les opérations de mise à l'arrêt définitif des tranches (hors évacuation du combustible) ;
- toutes les opérations de déconstruction postérieures à l'arrêt définitif jusqu'à la libération complète du site de l'ensemble des installations d'origine, comprenant la démolition de tous les bâtiments jusqu'à 1 mètre de profondeur sauf les bâtiments de l'îlot nucléaire et de la Salle des Machines qui sont démolis jusqu'à 4 mètres de profondeur y compris le radier ;
- la gestion des déchets sur site hormis la part transport/stockage qui fait l'objet d'une provision spécifique calculée par la DCN (Division du Combustible Nucléaire).

L'étude DA09 de EDF fait l'hypothèse que ce site comporte, à la date d'arrêt définitif de la première tranche, une ou deux tranches en service ou en construction à proximité, ce qui permet de mutualiser les services de soutien entre les tranches en production et celles en démantèlement. Dans l'étude DA09, l'impact de l'effet de mutualisation est modéré par l'ajout d'un surcoût lié à la démolition des installations de la partie conventionnelle (EDF a retenu le démantèlement du radier alors que seul le niveau -1 m est requis)

L'étude DA09 de EDF ne prend pas en compte les éléments suivants :

- les coûts relatifs au traitement des GV remplacés en cours d'exploitation et entreposés sur le site qui font l'objet d'une provision distincte ;
- les frais dits d'aval du cycle (retraitement des combustibles irradiés) ainsi que l'élimination, le conditionnement, l'entreposage et le stockage des divers déchets produits au cours du cycle du combustible), qui font l'objet d'une provision spécifique ;
- les frais liés à la dépollution des sols.

Dans les paragraphes qui suivent, nous indiquons pour chacun des modules importants une brève description du contenu du module puis les conclusions du groupement concernant ce module.

2.1.2. Stratégie de démantèlement et planning retenu

Stratégie de démantèlement - Comparaison avec les scénarios fournis à l'ASN

Il existe deux grandes phases dans la vie d'une installation nucléaire de base :

- La phase d'exploitation, autorisée par un décret d'autorisation de création de l'INB, couvrant les étapes de construction, de mise en service industriel et comprenant les opérations techniques préparatoires à la mise à l'arrêt définitif de l'installation. Cette phase comprend en particulier la phase d'évacuation du combustible ;
- La phase de Mise à l'arrêt définitif et de démantèlement, autorisée par un décret d'autorisation de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement. Cette phase se termine par l'autorisation de déclassement de l'INB.

Le délai entre l'arrêt définitif du fonctionnement de l'installation et le démantèlement de celle-ci est aussi court que possible (stratégie dite de démantèlement immédiat). Avant 1999, la stratégie d'EDF intégrait une période d'attente de 25 à 50 ans destinée à profiter de la décroissance de radioactivité avant d'intervenir sur le réacteur. L'analyse de sûreté a montré que le démantèlement immédiat est plus intéressant que l'attente, pour diverses raisons : le développement des possibilités d'intervention à distance, mais aussi la conservation de la « mémoire de l'installation » ainsi que des considérations telles que la possibilité de décontamination des circuits les plus contaminés (Circuit Primaire Principal - CPP).

La stratégie de démantèlement immédiat est aujourd'hui celle préconisée par les instances internationales.

Plannings retenus pour l'étude DA09

Chaque scénario fait l'objet d'un planning général construit de façon identique, qui s'étend des études préparatoires avant les décrets MAD/DEM jusqu'à la restitution du site pour éventuelle réutilisation industrielle ultérieure, et qui prend en compte un arrêt successif des 4 tranches avec un an d'intervalle.

Le groupement considère que le planning de démantèlement, qu'il s'agisse du scénario court, médian ou long, est cohérent et en ligne avec les principes directeurs énoncés dans les plans de démantèlement.

Le chemin critique du planning est techniquement logique. En comparaison avec le retour d'expérience (REX) de démantèlements réels (notamment du site de Maine Yankee qui a réalisé son démantèlement en 8,2 années en superposant de nombreuses tâches), EDF a pris le parti d'un enchaînement séquentiel des tâches, ce qui allonge le planning mais garantit la possibilité de gérer d'éventuels aléas.

Il n'est donc pas impossible qu'après les premiers projets, EDF puisse mener à bien les suivants plus rapidement.

2.1.3. Frais d'ingénierie

Ils comprennent les études d'ingénierie (activités générales, dossier palier, études d'adaptation), l'équipe de projet siège en charge du pilotage et le suivi des travaux sur site.

Le budget d'ingénierie implicitement contenu dans le devis DA09 dépasse très significativement le REX actuel d'EDF et les estimations étrangères. Il s'établit à près de la moitié des heures d'ingénierie d'un projet de construction d'une tranche neuve tête de série.

Nous estimons que le budget d'ingénierie a été évalué de manière prudente. Il n'est pas à exclure qu'au fur et à mesure des projets de démantèlement, le nombre d'heures d'ingénierie soit significativement en dessous de cette évaluation.

2.1.4. Frais de site

Les frais de site correspondent aux personnels EDF affectés au gardiennage et à l'exploitation du site en déconstruction à partir de la mise à l'arrêt définitif d'un réacteur. EDF fait l'hypothèse de l'existence d'unités de production sur le site à côté de celles qui sont en démantèlement, et prend en compte, comme à Chooz A, une très large mutualisation des services de support entre les tranches actives et celles en démantèlement.

L'effort en personnels « Equivalents Temps Plein » (ETP) prévu dans DA09 pour les frais de site est supérieur au REX de Chooz A, certes partiel. Cet effort est comparable à celui que prévoit l'exploitant suédois de Ringhals, qui fait la même hypothèse de mutualisation des hommes entre tranche(s) en exploitation et tranche(s) en démantèlement sur le site. Il est en revanche très inférieur à l'effort prévu par l'exploitant suisse de Gösgen, exploitant « monosite » et « monotranche », qui doit donc prévoir pendant toute la durée du démantèlement quasiment toutes les fonctions nécessaires à l'exploitation d'un site en fonctionnement normal.

En raison de l'effet de mutualisation sur un même site, nous estimons que les effectifs de gardiennage-exploitation retenus par EDF dans DA09 sont suffisants.

2.1.5. Frais de MAD (« Mise à l'arrêt définitif »)

Les frais de MAD pris en compte dans DA09 sont liés aux opérations suivantes :

- MHSD (Mise Hors Service Définitif) de tous les systèmes fonctionnels devenus inutiles ;
- modifications pour simplifications fonctionnelles ;
- travaux neufs et installations nouvelles ;
- vidange des fonds de bâches, traitement et décontamination des points bas ;
- décontaminations poussées (comme par exemple la décontamination dite « full loop » du circuit primaire) ;
- décalorifugeage ;
- caractérisation radiologique en fin d'opérations de décontamination.

EDF définit comme opérations « post exploitation », considérées en dehors du périmètre de la provision pour démantèlement/déconstruction :

- l'arrêt définitif de la tranche, comparable à un arrêt pour maintenance annuelle (de la chute des barres, jusqu'à la vidange complète de l'ensemble des circuits qui ne sont plus nécessaires) ;
- l'évacuation des combustibles usés et autres objets présents en piscine BK (entreposage du combustible) ;
- les premières vidanges et consignations, rinçages et traitement des points singuliers et chauds.

Au sein du périmètre technique retenu par EDF pour les frais de MAD, et compte tenu :

- du retour d'expérience d'EDF sur les simplifications et travaux neufs à Creys-Malville,
- du budget prévu à Ringhals et des investissements prévus dans cette phase à Gösgen,
- du fait que la décontamination du Circuit Primaire Principal (CPP) est une opération prudemment estimée dans DA09.

Nous considérons que les frais de MAD sont bien estimés, à l'exception des frais liés aux opérations de préparation à la mise à l'arrêt définitif qui s'élèvent à près de 8 M€₂₀₁₃, qui pourraient être qualifiées d'opérations directement liées à la déconstruction. Une incertitude demeure sur l'affectation des frais d'évacuation du combustible usé, aux coûts d'exploitation ou aux coûts de déconstruction.

2.1.6. Coût de démantèlement du CPP

Les matériels concernés par le démantèlement du CPP sont principalement :

- les générateurs de vapeur en monobloc ;
- les tuyauteries et les pompes primaires ;
- le pressuriseur et son réservoir de décharge ;
- le couvercle de cuve en monobloc ;
- la cuve, ses internes et les tubes RIC (l'instrumentation du cœur) ;
- et l'ensemble des accessoires associés (calorifuges, supportages, ...).

L'installation, après l'ensemble des travaux, est vidée de tous les équipements constitutifs du CPP et est prête pour la poursuite des travaux sur les équipements restants à l'intérieur du Bâtiment Réacteur – BR - (matériels électromécaniques hors CPP situés aux niveaux inférieurs à 20 m, ...).

Afin d'estimer le coût de la main d'œuvre, des équipements et des consommables lié au démantèlement du CPP d'une tranche, EDF s'est appuyé sur le logiciel OMEGA², outil analytique permettant de réaliser une planification très détaillée. A chaque tâche est associé un coût complet comprenant les coûts de main d'œuvre de toute nature, d'outillage et de consommables.

OMEGA² est un outil analytique adapté aux calculs de travaux comme le démantèlement du CPP qui repose sur un script détaillé élaboré par les experts sur la base de l'ensemble des REX disponibles, chantiers de démantèlement et de maintenance.

Les résultats issus d'OMEGA² sont fortement dépendants de ses deux principales données d'entrée : le scénario des tâches et le coût de la main d'œuvre, les autres données ayant un impact plus limité sur le coût final.

L'estimation du coût du démantèlement du CPP faite en 2009 reste à ce stade la plus pertinente en raison du manque actuel de retour d'expérience EDF sur les opérations de démantèlement du CPP, le dernier REX étant celui de Chooz A, encore en cours.

Néanmoins, tant du point de vue de la durée totale de l'opération prise en compte que du point de vue de ses coûts, exprimés en unités monétaires ou en hommes-an, le devis DA09 du démantèlement du CPP apparaît prudent par rapport à l'ensemble du retour d'expérience international.

De plus, il existe désormais une série de prestataires industriels qui maîtrisent bien ces opérations complexes : Westinghouse (Etats-Unis), Siempelkamp et EWN (Allemagne) et Areva (France). Ceci garantit à EDF des performances maîtrisées dans ces opérations délicates, avec moins d'aléas que dans le passé, et des coûts contrôlés par le jeu de la concurrence. Nous estimons que le devis DA09 pour ce poste est suffisant, en coût « sec » et après prise en compte d'aléas. Ce poste de coûts est l'un de ceux qui pourrait profiter le plus de l'effet d'apprentissage.

2.1.7. Coût de démantèlement hors CPP

Les coûts de démantèlement des auxiliaires nucléaires comprennent non seulement le démantèlement proprement dit mais aussi :

- les investissements (équipements neufs temporaires, remises à niveau des équipements existants) ;
- les frais d'installation et de repli de chantier ;
- les outillages spéciaux et les consommables ;
- la logistique de l'entreprise (encadrement du personnel par l'entreprise elle-même) ;
- les études de réalisation effectuées par le prestataire ;
- la radioprotection assurée par l'entreprise.

Le démantèlement Hors CPP nous paraît estimé de manière prudente par rapport aux estimations des exploitants nucléaires de Gösgen et de Ringhals. La révision à la baisse du devis « Démantèlement Hors CPP » à laquelle EDF a procédé en 2011 était selon nous pertinente. Il est à noter qu'EDF n'a néanmoins pas pris en compte cette baisse dans DA09 : EDF n'effectue que des révisions globales de DA09 afin de maintenir la cohérence d'ensemble du devis, ce qui constitue un bon principe de gestion.

EDF a retenu la méthode paramétrique (Price) pour l'estimation du coût de démantèlement des équipements électromécaniques hors CPP dans le cadre de l'étude Dampierre 2009. La méthode paramétrique est une technique d'estimation des coûts reposant sur l'examen des caractéristiques techniques d'un projet. Les caractéristiques du projet doivent permettre de sélectionner les principaux critères discriminants qui vont permettre de modéliser l'estimation de coûts du projet.

Afin d'estimer les coûts variables, directement ou indirectement fonction de la quantité de composants à démanteler, EDF s'est appuyé sur le logiciel Price, outil paramétrique dont le paramétrage et l'étalonnage a été réalisé à partir des retours d'expérience intervenus entre 2004 et 2008.

En l'absence de scénario de démantèlement détaillé, l'approche paramétrique à l'aide de l'outil Price est adaptée à l'estimation du coût de démantèlement des équipements électromécaniques hors CPP. Cependant, dans le cadre de la préparation du démantèlement des premières centrales REP, EDF devra mettre en place un script détaillé du démantèlement des équipements électromécaniques et mettre en œuvre une approche analytique reposant sur un inventaire. Cela pourrait donner lieu à une mise à jour de l'évaluation du devis DA09.

Il conviendra de mener une réflexion globale sur la pertinence de cette modélisation dès que le REX sur ce type de chantiers sera significatif, afin de valider la robustesse du modèle et le faire évoluer le cas échéant.

Sur la base des travaux réalisés par le groupement et compte tenu des spécificités du modèle Price, dont la revue détaillée nécessiterait un partage plus approfondi avec les consultants de la société Price Systems, le groupement n'est pas en mesure d'émettre un avis étayé sur la fiabilité ou non du modèle mais seulement d'en présenter les points forts et les limites. Nous soulignons que la collecte de nouveaux retours d'expérience aurait probablement un impact sur la modélisation, soit à la hausse ou à la baisse.

En conclusion, le coût de démantèlement hors CPP nous paraît évalué de manière prudente. Il sera utile de continuer à nourrir le modèle paramétrique utilisé au fur et à mesure de l'accumulation de retour d'expérience.

2.1.8. Coût d'assainissement

L'assainissement consiste à retirer les surfaces de béton qui pourraient être contaminées selon deux critères : le zonage déchet et la catégorisation des surfaces à assainir.

Les opérations d'assainissement complet de structures comprennent un traitement de ces structures afin d'éliminer les parties considérées comme des déchets nucléaires, dans le but de déclasser définitivement la zone à production possible de déchets nucléaires (ZPPDN) en zone à déchets conventionnels (ZDC), ou de supprimer un « point chaud » présent dans une zone à déchets conventionnels.

Toute opération d'assainissement proposée par un exploitant, quel que soit son degré de complexité, doit reposer sur l'élaboration d'un zonage déchets qui prend en compte la présence de radioactivité ajoutée à l'intérieur même des structures constitutives d'une zone de production possible de déchets nucléaires.

EDF a réalisé une catégorisation des surfaces à assainir en fonction de la nature du traitement à appliquer et a défini l'épaisseur totale d'assainissement (procédé par enlèvement de matière), correspondant à la limite entre la zone à production possible de déchets nucléaires et la zone de déchets conventionnels.

EDF a réalisé en 2014, sur la base du REX du programme de déconstruction des centrales de 1^{ère} génération et du CEA, une nouvelle estimation du coût d'assainissement du génie civil des bâtiments nucléaires de Dampierre (entraînant une diminution du devis de 34 M€₂₀₁₃) qui n'appelle pas de remarque de la part du groupement. Les données de cette nouvelle estimation, non retenue par EDF dans le calcul de ses provisions qui ne souhaite pas modifier partiellement le devis DA09, ont été utilisées dans le cadre du présent audit.

2.1.9. Coût de démolition

Les hypothèses prises en compte pour estimer les coûts liés à la démolition des superstructures du génie civil sont les suivantes :

- toutes les surfaces sont préalablement assainies. Les bétons démolis sont conformes aux critères définis ;
- les infrastructures des ouvrages sont démolies jusqu'à -1 m par rapport au terrain naturel existant ;
- les cavités sont remblayées jusqu'au terrain naturel, conformément aux principes de remblaiement de EDF ;
- le béton issu de la démolition est utilisé en remblai après concassage et extraction des armatures. L'excédent de béton est valorisé in situ ;
- les structures peuvent être démolies mécaniquement ou à l'explosif ;
- l'effet de série (4 tranches) n'est pas pris en compte ;
- une étude complémentaire portant sur la déconstruction des radiers des bâtiments Ilot Nucléaire et de la Salle des Machines (SDM) au-delà de -1m a été réalisée dans l'optique d'une reconstruction sur le site le cas échéant.
- Par comparaison à l'étude CEBTP et aux devis étrangers de Gösgen et de Ringhals, le devis DA09 pour le poste « Démolition » nous semble prudent du point de vue des quantités de béton à démolir et des quantités d'équipements conventionnels à démanteler.

S'agissant des coûts, ils nous paraissent correctement évalués, à condition de prendre en compte une valorisation minimale des déchets produits : équipements conventionnels, ferrailages, charpentes, etc.

Il pourrait être envisagé lors d'une révision future du devis DA09 que le coût de démolition soit réexaminé en fonction des processus de démantèlement des équipements conventionnels et de démolition des bâtiments choisis, et en individualisant mieux ces deux postes de coût, voire en rééquilibrant ce coût avec celui du démantèlement des équipements Hors CPP. Cette méthodologie pourrait s'inspirer de l'approche américaine « Large Components Removal » d'un côté et « Commodities Removal/Demolition » de l'autre.

2.1.10. Coût de gestion des déchets (hors stockage)

En France, la classification des déchets radioactifs repose principalement sur deux paramètres : le niveau de radioactivité, et la période radioactive des radionucléides.

Dans la suite du présent document, nous nous intéresserons aux déchets de Très Faible Activité (TFA), aux déchets de Faible et Moyenne Activité Vie Courte (FMA-VC ou déchets A) et aux déchets de Moyenne Activité Vie Longue (MA-VL ou déchets B). Les déchets d'EDF relevant de la famille (FA-VL) ne sont produits que par les réacteurs de 1^{ère} génération, et EDF ne produit pas de déchets de Haute Activité (HA) lors du démantèlement de ses réacteurs.

Chaque type de déchets est conditionné, après découpe et mise au gabarit, dans un conteneur pour permettre son évacuation vers l'un des sites de stockage existants de l'ANDRA, ou à défaut vers un entreposage dédié.

L'Inventaire National des matières et déchets radioactifs-Catalogue Descriptif des Familles (édition 2012) de l'ANDRA décrit de manière détaillée les colis de déchets radioactifs actuellement produits ou à produire jusqu'en 2030 et pour lesquels les exutoires sont :

- **Le Cires** (Centre Industriel de Regroupement, d'Entreposage et de Stockage) pour les déchets TFA, mis en service en 2003 pour une durée de 30 ans : sa capacité est de 650 000 m³ ;
- **Le CSA** (Centre de Stockage de l'Aube) pour les déchets FMA-VC, exploité depuis janvier 1992, pour une durée de 60 ans : sa capacité est de 1 million de m³ ;
- **Le Cigéo** (Centre Industriel de Stockage Géologique) pour les déchets HA et MAVL. L'ANDRA a été chargée par la loi de programme du 28 juin 2006 de concevoir et d'implanter un centre de stockage pour ces déchets. Sous réserve de l'obtention des autorisations nécessaires, la construction de Cigéo devrait démarrer en 2020 pour une exploitation à partir de 2025, sous forme de phase industrielle pilote.

Si l'évacuation des déchets FMA-VC ne paraît pas poser de problème, les principales difficultés concernent :

- la saturation du Cires à l'horizon 2025 / 2030, au moment où les premiers colis TFA seront produits par le démantèlement du parc REP, nécessitant la création d'un nouveau centre de stockage, et l'optimisation de la gestion de cette catégorie de déchets (recyclage, densification, entreposage sur site, amélioration des connaissances et du zonage déchets,..) ;
- la stratégie de gestion des déchets MAVL (type de conteneur, mode de conditionnement, entreposage sur une durée plus importante que prévue initialement,..) ;
- Dans la version actuelle du Programme Industriel de Gestion des Déchets, défini par l'ANDRA et les exploitants, aucune évacuation des colis MAVL produits par le démantèlement des REP n'est prévue avant 2070 alors que, selon les hypothèses de l'étude DA09, la production devrait débuter en 2024.

Une étude est à lancer par EDF pour identifier et comparer les différentes solutions de gestion disponibles ; l'entreposage de ces déchets MAVL entraînerait ainsi :

- la création d'une zone d'entreposage pour accueillir les déchets issus du démantèlement jusqu'en 2070 ;
- la réalisation de colis acceptables dans cet entreposage jusqu'à leur évacuation vers Cigéo (blocage des déchets dans les conteneurs métalliques).

Les frais de construction, de fonctionnement, de démantèlement et les taxes liées à la création d'une nouvelle INB seraient à la charge d'EDF jusqu'à l'ouverture de Cigéo.

En l'absence d'éléments communiqués par EDF, nous avons retenu des hypothèses sur la base d'informations publiques. Le coût de cet entreposage provisoire pourrait être estimé à environ 410 M€₂₀₁₃ en valeur brute (soit 28 M€₂₀₁₃ pour un site de 4 tranches) et comprendrait les coûts suivants :

- construction entre 2020 et 2024 : 150 M€₂₀₁₃
- exploitation de 2024 à 2070 : 5 M€₂₀₁₃ / an
- déconstruction de la zone d'entreposage provisoire en 2071 et 2072 : 16,4% du coût de la construction (y compris le coût de la gestion à long terme des déchets).

2.1.11. Exhaustivité des tâches

Sur la base des documents qui nous ont été transmis, nous avons pu apprécier l'exhaustivité des éléments pris en compte dans DA09. Nous avons également procédé à des comparaisons avec des devis étrangers.

Taxe INB, contribution IRSN et prime d'assurance

La taxe sur les installations nucléaires de base, dite taxe INB, est due annuellement par l'exploitant pour chacune des INB françaises, à compter de son autorisation de création et jusqu'à son déclassement. Durant la période séparant l'autorisation de Mise à l'Arrêt Définitif (MAD) de son déclassement, c'est-à-dire pendant la période de démantèlement, l'imposition forfaitaire applicable à l'installation concernée est réduite de 50%.

De même, la contribution au budget de l'IRSN et la prime de Responsabilité Civile Nucléaire (RCN) seront payées par EDF lors de la période de déconstruction.

La taxe INB, la contribution IRSN et les primes RCN sont considérées par EDF comme des charges de période et ne font pas l'objet d'une provision au bilan, conformément à l'analyse comptable validée par ses commissaires aux comptes. Le groupement a analysé les options en matière de traitement comptable de ces dépenses et constate l'absence d'harmonisation des positions entre les exploitants nucléaires français. En effet, le CEA et AREVA comptabilisent ces éléments dans une provision pour déconstruction, contrairement à EDF.

Frais de remise en état des sites

Les provisions pour démantèlement des 58 réacteurs d'EDF en cours d'exploitation ne prévoient pas de financement pour la remise en état des sites REP après déconstruction. En effet, selon EDF, les sols et sites REP ne sont pas contaminés ou leur niveau de radioactivité est au plus égal à celui de l'environnement extérieur au site.

Dans le cadre de l'audit, le groupement a jugé nécessaire de prendre en compte un surcoût lié à l'incertitude sur l'état de déclassement des sites et la réhabilitation des sols.

Compte tenu des spécificités de la législation française, le groupement s'est appuyé essentiellement sur le retour d'expérience national d'EDF (Chenal de Brennilis) et du CEA (sites de Grenoble et Fontenay-aux-Roses), et sur certains exemples étrangers.

La réglementation française fixe les conditions relatives aux risques de pollution des sols. La loi TSN prévoit en particulier qu'une présentation de l'état du site après le démantèlement doit contenir une analyse de l'état du sol, ainsi qu'un document présentant l'usage futur du site. Néanmoins, la réglementation française ne prévoit pas de seuil de libération pour les déchets de très faible activité, et donc pour les sols contaminés.

- Sur la base des travaux du groupement, le coût de remise en état d'un site peut être évalué à environ 3 M€₂₀₀₈ (3,3 M€₂₀₁₃), soit un total de 54,7 M€₂₀₀₈ (60,3 M€₂₀₁₃) pour le parc selon les hypothèses suivantes :
- Caractérisation en surface (fonction des surfaces des bâtiments nucléaires) : 16,6 M€₂₀₀₈ (18,3 M€₂₀₁₃);
- Caractérisation en profondeur -Réhabilitation- Contrôles finaux (volume forfaitaire de terre à excaver identique pour toutes les tranches) : 29 M€₂₀₀₈ (32 M€₂₀₁₃) ;
- Maîtrise d'Ouvrage (20% de la main d'œuvre et travaux) : 9,1 M€₂₀₀₈ (10 M€₂₀₁₃).

Par ailleurs, il convient d'ajouter 800 m³ de terres TFA, conditionnées en BIG-BAG², provenant de la remise en état des sites, pour environ 1,5 M€₂₀₀₈ (1,65 M€₂₀₁₃) pour un site et 20,9 M€₂₀₀₈ (23 M€₂₀₁₃) pour l'ensemble du parc.

Parmi les perspectives susceptibles de modifier le cadre réglementaire pour la remise en état des sites, on peut citer :

- la diffusion du futur guide ASN sur la gestion des sols des INB ;
- la mise à jour du guide inter-exploitants (engagée le 6/10/2014) ;
- évolutions réglementaires (Arrêté INB, Décision Environnement ASN, ..),
- REX caractérisations/mesures, en particulier pour les contrôles finaux,
- méthodologie d'élaboration des critères de réhabilitation et gestion des incertitudes associées ;
- la méthodologie des études d'optimisation. Deux grandeurs semblent bien représenter l'ensemble des enjeux : le gain d'impact et le volume de déchets nucléaires.

Enfin, le groupement a constaté que la durée d'attente du décret de déclassement d'une installation nucléaire de base était d'environ deux ans (REX du CEA).

2.2. Audit de la mise aux conditions économiques

EDF réalise la mise aux conditions économiques de l'année sur la base du taux d'inflation long terme utilisé pour le calcul de la provision pour déconstruction. Ce taux était de 2% jusqu'au 31 décembre 2012 et de 1.9% pour l'exercice 2013.

A la suite du rapport de la CNEF de juillet 2012 qui s'interrogeait sur la pertinence du recours à un taux d'inflation de 2% dans le cadre de la réévaluation des dépenses futures de démantèlement, EDF a réalisé une étude des indices reflétant l'évolution des charges nucléaires afin de vérifier si les tendances moyennes sur longue période de ces indices étaient différentes de l'inflation générale.

² BIG BAG : grand récipient vrac souple pour matières sèches

L'analyse de EDF sur une période de 25 ans (1986 – 2012) fait ressortir une évolution moyenne de l'indice composite³ de 2,47%, valeur qu'EDF retraite de l'effet productivité pour obtenir une évolution moyenne de 1,48%. Sur la même période, l'inflation générale moyenne ressort à 1,92% selon les calculs d'EDF, soit un niveau supérieur à l'indice composite.

Afin de valider le taux retenu par EDF pour mettre l'étude DA09 aux conditions économiques de 2013, le groupement a analysé :

- l'évolution moyenne de cet indice composite sur la période 2008-2013 (hors retraitement de l'effet de productivité qui n'est pas adapté sur une courte période), qui ressort à 1,83% ;
- les formules d'indexation de prix stipulées dans des contrats jugés représentatifs des pratiques contractuelles de EDF, auxquelles nous avons ajouté l'évolution des coûts d'ingénierie, dont la part dans les projets de construction et déconstruction est de l'ordre de 20%. Sur cette base l'évolution entre 2008 et 2013 est comprise entre 1,88% et 2,04%.

Sur ces bases, nos travaux complémentaires ne sont pas de nature à remettre en cause la prise en compte par EDF du taux d'inflation long terme pour les besoins de la remise aux conditions économiques des coûts de démantèlement.

³ Celui-ci prend notamment en compte l'évolution du coût du travail, des coûts d'ingénierie, des frais et services et des prix des produits sidérurgiques en acier non allié.

2.3. Synthèse

Après remise aux conditions économiques entre 2008 et 2013, le devis Dampierre 4 x 900 est estimé par EDF à 1 069 M€₂₀₁₃.

En ce qui concerne le montant de 1 069 M€₂₀₁₃, le groupement a fait les constats suivants :

- le planning est prudent et permet d'absorber les aléas tels qu'observés ou estimés dans le REX international sur des projets comparables (qu'il s'agisse de projets réalisés tels que Trojan ou Maine Yankee, ou d'estimations telles que Ringhals, Zion ou Oconee) ;
- le budget d'ingénierie de DA09 est réparti entre plusieurs postes, explicites ou implicites. Après analyse détaillée et retraitement, il apparaît que le budget global en heures, tous postes confondus, s'élève à 11,8 millions d'heures, ce qui le situe très au-dessus du niveau observé sur différents REX étrangers ou des démantèlements en cours sur des réacteurs EDF. Ce budget peut être considéré comme prudent, et pourrait évoluer à la baisse au fur et à mesure de l'accumulation d'expérience ;
- les frais de site sont correctement dimensionnés, sous réserve de disposer d'une ou plusieurs tranches voisines en exploitation permettant de les mutualiser, ce qui est l'hypothèse faite dans DA09 ;
- après analyse détaillée du périmètre technique couvert par les opérations de MAD, le REX national et international conduit le groupement à ne pas remettre en cause les chiffres établis par EDF, à l'exception des frais liés aux opérations de préparation à la mise à l'arrêt définitif qui s'élèvent à près de 8 M€₂₀₁₃. Selon le groupement, ces frais pourraient être qualifiés d'opérations directement liées à la déconstruction. Le groupement considère également que l'évacuation du combustible usé, bien que réalisée sous référentiel « MAD/DEM », pourrait être comptabilisée comme une opération de déconstruction ;
- la durée et les coûts du démantèlement du CPP sont suffisamment prudents, au vu du REX international, du REX (partiel) sur Chooz A et de la maîtrise par EDF et les prestataires des différentes opérations prévues pour ces opérations ;
- le devis de démantèlement hors CPP est estimé de manière prudente sur la base du REX national et international ;
- les coûts d'assainissement ont été analysés en exploitant le REX national et sont estimés de manière prudente ; le groupement recommande de prendre en compte le coût d'assainissement des sols, ce qui représente un montant évalué à 83 M€₂₀₀₈ brut pour le parc.
- par comparaison avec l'étude CEBTP et aux devis étrangers de Gösgen et de Ringhals, le devis DA09 pour le poste « Démolition » est prudent du point de vue des quantités de béton à démolir et des quantités d'équipements conventionnels à démanteler en parallèle ;
- EDF n'a pas prévu dans DA09 le coût relatif à la création d'une zone d'entreposage des déchets MAVL alors que le Programme Industriel de Gestion des Déchets, défini par l'ANDRA et les exploitants, prévoit une évacuation des colis MAVL produits par le démantèlement des REP à partir de 2070. Le groupement a donc ajouté dans son devis le coût de cette zone d'entreposage. Hormis cet élément, le reste du devis sur les déchets de DA09 apparaît prudent. Néanmoins, pour l'ensemble du parc, les risques de saturation du Cires et d'indisponibilité de l'exutoire final des déchets MA/VL, auraient des impacts significatifs sur la gestion des déchets TFA et MA-VL : procédés de conditionnement à optimiser ou à modifier, solutions d'entreposage à définir.

Concernant les bases de données et outils d'évaluation de coût utilisés par EDF (OMEGA² et Price) :

- OMEGA² est un outil analytique adapté aux chiffrages de travaux comme le démantèlement du CPP. Il repose sur un script détaillé élaboré par les experts sur la base de l'ensemble des REX disponibles, chantiers de démantèlement et de maintenance. Les travaux effectués par le groupement montrent que les résultats issus d'OMEGA² sont fortement dépendants de ses deux principales données d'entrée : le scénario des tâches et le coût de la main d'œuvre. L'estimation du coût du démantèlement du CPP faite en 2009 reste actuellement la plus pertinente.
- EDF a retenu la méthode paramétrique (à travers le modèle Price) pour l'estimation du coût de démantèlement des équipements électromécaniques hors CPP dans le cadre de l'étude Dampierre 2009. En l'absence de scénario de démantèlement détaillé, l'approche paramétrique à l'aide de l'outil Price est adaptée à l'estimation du coût de démantèlement des équipements électromécaniques Hors CPP. Cependant, dans le cadre de la préparation du démantèlement des premières centrales REP, EDF devra mettre en place un script détaillé du démantèlement des équipements électromécaniques et mettre en œuvre une approche analytique détaillée reposant sur un inventaire. Cela pourra éventuellement donner lieu à une mise à jour de l'évaluation du devis Dampierre. Sur la base des travaux réalisés par le groupement et compte tenu des spécificités du modèle Price, dont la revue détaillée nécessiterait la compétence outil des consultants de la société Price Systems, le groupement n'est pas en mesure d'émettre un avis étayé sur la fiabilité ou non du modèle mais simplement d'en présenter les points forts et les limites. L'obtention de nouveaux retours d'expérience aurait nécessairement un impact sur la modélisation, soit à la hausse ou à la baisse.

Sur la base de nos analyses, le coût DA09 de 1 069 M€₂₀₁₃ pourrait être ramené à 1 029 M€₂₀₁₃ en prenant en compte les opportunités suivantes :

- la mise à jour des coûts d'assainissement (-34 M€₂₀₁₃) ;
- la mise à jour des frais de démantèlement du Hors CPP (- 37 M€₂₀₁₃) ;
- la baisse des frais de gestion des déchets (-6 M€₂₀₁₃) ;
- une baisse des aléas relatifs à ces retraitements à hauteur de 10% des coûts (-3 M€₂₀₁₃).

Ce montant révisé tient compte également de certains postes de coûts que nous intégrons :

- la création d'une zone d'entreposage pour accueillir les déchets issus du démantèlement jusqu'en 2070 pour un site de 4 tranches (+28 M€₂₀₁₃) ;
- la remise en état des sites REP après déconstruction (+5 M€₂₀₁₃) ;
- les opérations de préparation à la mise à l'arrêt définitif (+8 M€₂₀₁₃).

La taxe INB, la contribution IRSN, les primes RCN ainsi que l'évacuation du combustible utilisé n'ont pas été retenues dans le devis du groupement, le traitement de ces éléments devant être harmonisé entre les exploitants nucléaires français. A titre d'exemple, le coût induit sur le devis DA09 serait de 276 M€₂₀₁₃.

3. Comparaison nationale et internationale

Dans l'étude DA09, EDF fait largement référence au retour d'expérience national et international, et en tire des leçons qualitatives (préparation très amont, politique de gestion du personnel après l'arrêt,...) et quantitatives (taux horaires, prix unitaires des investissements, de l'ingénierie, des opérations de démantèlement, de décontamination, d'assainissement, de conditionnement de déchets...). Le REX est aussi utilisé pour paramétrer les outils OMEGA² et PRICE.

Le REX national s'appuie sur le REX propre aux réacteurs EDF (Creys Malville, Brennilis, Saint-Laurent A1 et A1, Chooz A) et sur celui des autres acteurs de la filière (CEA, AREVA).

Outre le devis de Chooz A, EDF nous a fourni des analyses du REX obtenu de projets étrangers, et a tiré les leçons successivement : des travaux de l'OCDE, de l'AIEA, de l'UE, du retour d'expérience américain (une étude spécialement réalisée pour EDF par TLG en 2008, les études publiées par l'EPRI, les rapports préparés pour la NRC, les REX réels de Connecticut Yankee, de Maine Yankee, de Trojan et de Rancho Seco), des REX espagnol, allemand, suisse et anglais.

Notre propre analyse du REX national et international confirme les conclusions d'EDF, tant qualitativement que quantitativement, notamment sur le caractère structurant des paramètres « pays » voire « exploitant », qui rendent chaque cas quasiment unique. Le groupement a notamment relevé le caractère particulièrement inadéquat de la comparaison directe en €/KW installé provenant des chiffres bruts publiés dans la littérature internationale.

Au global, nous confirmons que le devis DA09 « Retraité tranche isolée », directement dérivé du devis DA09, se situe, à périmètre comparable, au-dessus des retours d'expérience et des estimations internationales, y compris celui de Gösgen (prudence sur les coûts salariaux liée à un site mono-tranche isolé).

Par ailleurs, pour apprécier la prudence globale du devis DA09, nous avons mené une comparaison approfondie en hommes-an, qui traduit l'estimation du travail à réaliser, entre les différents retours d'expérience réels et les estimations internationales. Une telle estimation, indépendante et complémentaire des analyses EDF, est beaucoup moins impactée par des variations temporelles (la productivité variant peu à processus de démantèlement identiques, à la différence des taux de change ou d'actualisation), et est particulièrement pertinente compte tenu du poids de la masse salariale dans le coût d'un projet de démantèlement. La validation par les hommes-an est un élément supplémentaire accréditant la prudence globale du devis DA09 et celle déjà constatée pour chacun des postes du devis pris isolément.

4. Revue de l'extrapolation au parc

Rappel de la méthode d'extrapolation retenue dans la provision Péon

La provision pour démantèlement des centrales REP de deuxième génération en cours d'exploitation est déterminée par EDF sur la base de la « méthode Péon ». La charge brute est déterminée selon cette méthode en appliquant ce coût de 309 €₂₀₁₃ / kWe à la puissance installée de chacune des 58 tranches en exploitation, soit un montant total de 19 208 M€₂₀₁₃ pour l'ensemble du parc.

La charge actualisée au 31 décembre 2013 est ensuite déterminée sur la base d'une mise à l'arrêt définitif (MAD) de la tranche 40 ans après la date de mise en service de la tranche, d'un barycentre des dépenses fixé à 9 ans, d'un taux d'inflation long terme de 1,9% et d'un taux d'actualisation de 4,8%.

Méthode d'extrapolation de DA09

La diversité des sites à déconstruire (en terme de palier / sous-palier, de nombre de tranches sur un même site...) a conduit EDF à définir une extrapolation détaillée du devis de déconstruction (paliers 900, 1300 et N4) afin de s'assurer du caractère prudent du coefficient d'extrapolation, au prorata de la puissance, utilisé dans le calcul de la provision.

Pour établir l'extrapolation des coûts de déconstruction entre deux paliers de taille différente, EDF a pris en compte :

- la répartition des frais fixes, indépendants de la taille de la tranche à déconstruire, et des frais variables, liés à la taille de la tranche. Dans ce cadre, le nombre de tranches sur un site a un impact important sur la répartition des frais fixes ;
- les écarts de conception entre les paliers et leur impact dans les coûts de déconstruction.

Conclusion du groupement

Contrairement à la méthode d'extrapolation retenue dans le calcul de la provision comptable, EDF retient dans l'étude DA09 des ratios de transposition pour prendre en compte les différences entre le site Dampierre 4x900 MW et les autres sites du parc REP.

La méthode d'extrapolation de la valeur brute d'EDF nous semble pertinente, notamment au regard des ratios de transposition et des effets de série (frais de stratégie générale, dossier palier, frais de maquette).

Nous avons réalisé une décomposition plus fine des coûts à partir de DA09, qui détaille l'ensemble des tâches du démantèlement, en identifiant et en isolant des coûts relatifs à chaque tranche ou paire de tranche, au site et au parc dans sa globalité.

Contrairement aux ratios de transposition retenus dans DA09 appliqués par module, nous avons affecté les ratios de transposition de manière plus analytique à chacune des tâches que comptent les modules pour chacun des trois paliers identifiés à partir des inventaires de déconstruction transmis par EDF.

Nous observons qu'EDF ne prend pas en compte les scénarios court, médian et long pour déterminer la valeur brute et actualisée au niveau du parc puisqu'il retient pour chaque tranche un début de déconstruction 40 ans après sa mise en service.

Afin de déterminer la valeur actualisée, EDF retient dans ses travaux l'allocation des ressources nécessaires pour le calcul des chroniques de dépenses alors que l'étude DA09 prévoyait que les coûts affectés à une tâche soient répartis linéairement sur la durée de cette tâche. Cette dernière méthode augmenterait la valeur actualisée de 360 M€₂₀₁₃.

Le groupement a réalisé une analyse plus fine de l'étalement des coûts sur la base du planning détaillé de démantèlement de EDF, que nous avons rapproché des coûts de l'étude DA09 tâche par tâche pour chacun des modules.

Nous soulignons qu'il n'existe pas de planning global du démantèlement du Parc EDF. L'hypothèse retenue est de répliquer le planning de DA09 sur tous les autres sites. Selon cette hypothèse conventionnelle retenue, EDF ne prend pas en compte ni les éventuelles difficultés à déconstruire plusieurs sites en même temps, ni les optimisations possibles en termes de mobilisation de ressources industrielles et financières. Sur la base des hypothèses prises dans DA09, le groupement estime à 9000 personnes au pic les effectifs totaux nécessaires au démantèlement des 58 tranches du parc EDF.

Sur ces bases et selon le périmètre inchangé de DA09 (c'est-à-dire sans prendre en compte les mises à jour des modules de coûts réalisées postérieurement à 2009 et en retenant les coefficients de transposition retenus dans DA09), la valeur brute selon la méthode d'extrapolation du groupement s'établit à 18 569 M€₂₀₁₃ par rapport à 18 478 M€₂₀₁₃ dans DA09, soit un écart de 91 M€₂₀₁₃, et la valeur actualisée à 11 070 M€₂₀₁₃ par rapport à 10 618 M€₂₀₁₃ dans DA09, soit un écart de 452 M€₂₀₁₃.

Par ailleurs, les incidents intervenus en période d'exploitation peuvent avoir un impact sur le coût de démantèlement de chaque site. A cet égard, EDF a lancé un projet, dit DODADEC, visant à fiabiliser toutes les données nécessaires au démantèlement, site par site, dont la liste des incidents d'exploitation pouvant avoir un impact sur le démantèlement, qui n'était donc pas disponible au moment de l'audit.

De plus, chaque palier et chaque site ont leurs particularités, tenant compte du mode de refroidissement tertiaire (stations de pompage, aéroréfrigérant de différentes natures, etc.) et plus généralement des installations existantes.

Une analyse site par site dépassait le cadre de cet audit mais pourrait conduire à des résultats différents.

Sur la base de nos analyses sur les chroniques et en prenant en compte les retraitements présentés au chapitre 2 du présent rapport, la valeur brute DA09 de 18 478 M€₂₀₁₃ pourrait être ramenée à 17 907 M€₂₀₁₃. L'application de notre méthode d'extrapolation a cependant un impact inverse sur la valeur actualisée de DA09 conduisant à l'augmenter de 10 618 M€₂₀₁₃ à 10 670 M€₂₀₁₃.

Deux effets liés à la méthode d'extrapolation et aux chroniques retenues par le groupement impactent le montant global de la provision actualisée du parc REP :

- la prise en compte de ratios de transposition différents pour les coûts proportionnels et les coûts fixes, alors que l'extrapolation du devis DA09 appliquait un ratio commun par module de coût ;
- la distinction des différents types de coût conduit à prendre en compte les coûts de site dès le démantèlement de la première tranche, soit plus tôt que ne le fait la chronique de DA09.

5. Analyse des risques

Le niveau d'aléas retenus dans DA09 est estimé à environ 13% (10% + 3% de Monte-Carlo) du devis, soit 110 M€₂₀₀₈ pour un site 4 tranches.

Pour justifier la prise en compte d'un aléa de 10% (hors Monte-Carlo), EDF a mesuré l'impact d'une éventuelle variation de périmètre ou d'hypothèses susceptibles d'impacter significativement le devis DA09 :

- l'absence de tranche voisine sur site ;
- la prise en charge dans le budget de déconstruction du personnel chargé de l'évacuation du combustible ;
- la défaillance dans l'anticipation par EDF du redéploiement des effectifs sur site ;
- les évolutions réglementaires augmentant le coût des études et travaux ;
- le risque de devoir déconstruire une tranche ayant connu des incidents d'exploitation, conduisant à une majoration des coûts des travaux de démantèlement et à un rallongement du chantier.
- ne disposant pas d'une analyse de risques complète au sens « projet » du terme, le groupement a évalué le niveau de couverture des risques retenu par EDF dans DA09, en s'appuyant essentiellement sur le REX international et en examinant les mesures mises en place par EDF pour les limiter. Différentes sensibilités ont également été testées.

Plusieurs natures de risques ont été identifiées :

- des risques inhérents à tout projet industriel : organisation industrielle, risques techniques ;
- des risques inhérents à tout projet nucléaire, liés notamment au cadre réglementaire ;
- des risques spécifiques aux projets de démantèlement, qui recouvrent des questions liées à la gestion des ressources humaines, la caractérisation radiologique de la centrale avant démantèlement, les problématiques d'exutoires de déchets ainsi que le risque de pollution des sols ;
- un éventuel risque « parc » dans le cas d'EDF.

Concernant la gestion des ressources humaines, le groupement souligne que les métiers de l'exploitation et du démantèlement sont différents, ce qui signifie que l'utilisation de ressources d'exploitation pour effectuer des opérations de démantèlement, choix fait par certains électriciens dans le monde, entraîne un surcoût et peut poser des problèmes de motivation. Ces problèmes ne devraient pas se poser à EDF qui dispose d'un parc permettant le redéploiement des ressources d'exploitation après l'arrêt de production.

Le groupement considère que l'hypothèse de la présence d'une tranche en exploitation à côté de la tranche en démantèlement permet des gains de mutualisation, même s'il n'a pas pu approfondir l'évaluation d'un démantèlement de tranche sans présence d'une tranche voisine en exploitation. Dans l'étude DA09, l'impact de l'effet de mutualisation est cependant modéré par l'ajout d'un surcoût lié à la démolition des installations de la partie conventionnelle (EDF a retenu le démantèlement du radier alors que seul le niveau -1 m est requis).

Par ailleurs, le groupement considère que le risque réglementaire est pris en compte à un niveau suffisant par EDF, par la durée du planning et le budget d'ingénierie, et ne nécessite pas de provision supplémentaire.

S'agissant des risques liés à la disponibilité des exutoires de déchets et à la pollution des sols, le groupement estime qu'il n'y a pas lieu de provisionner le risque d'une augmentation de la quantité de déchets produits. Néanmoins, le groupement rappelle qu'il a intégré à son estimation :

- le coût lié à la création d'une zone d'entreposage pour accueillir les déchets issus du démantèlement jusqu'en 2070, dans la mesure où le Programme Industriel de Gestion des Déchets ne prévoit une évacuation des colis MAVL produits par le démantèlement des REP qu'à partir de cette date ;
- un surcoût lié à l'incertitude sur l'état de déclassement des sites et la réhabilitation des sols.

EDF dispose d'une solide organisation en propre de maîtrise d'œuvre, lui permettant de piloter des industriels sous-traitants, ce qui distingue EDF des autres industriels opérant dans le démantèlement des centrales auxquels le groupement s'est intéressé. Cette organisation, ainsi que l'anticipation de la caractérisation des centrales avant leur démantèlement, amènent le groupement à conclure qu'il n'y a pas lieu de prendre d'aléa supplémentaire sur ce point.

Les risques techniques principaux sont connus, identifiés et le REX montre que des industriels compétents pourront être consultés, permettant de garantir un résultat à un niveau de prix maîtrisé, ne nécessitant pas la prise en compte d'une provision supplémentaire.

S'agissant du risque de présence de particules émettrices de rayonnement alpha (REX exploitation et démantèlement), le groupement conclut qu'il n'y a pas lieu de prendre une provision sur ce risque dans la mesure où la contamination alpha du circuit primaire, qui résulterait d'une rupture de gaine sérieuse lors du dernier cycle d'exploitation, n'aurait pas d'impact sensible sur la production de colis de déchets alpha. De plus, la réalisation de décontaminations poussées (*Full-Loop*) permettrait de ramener le niveau de contamination à des niveaux dispensant de la mise en place de chantiers alpha.

EDF a choisi, par prudence, de ne pas intégrer la totalité de l'effet d'apprentissage lié au parc. Dans le cadre de la construction du parc, des gains substantiels de planning ont pourtant été réalisés. De même, les opérations de RGV ont bénéficié de gains importants en termes d'apprentissage. Le groupement préconise qu'EDF modélise de manière précise l'effet d'apprentissage sur ces bases, dans le cadre des opérations de déconstruction. Une politique industrielle définissant un équilibre juste entre des prestataires « fidélisés » et la mise en concurrence d'autres prestataires est de nature à dégager des opportunités. Enfin, une planification d'ensemble des démantèlements, à partir de la durée de vie réelle des tranches et cohérente avec la disponibilité des exutoires de déchets, serait souhaitable.

Sur la base des diligences qu'il a menées, le groupement considère que la prudence du devis DA09 et le niveau d'aléas retenus ne justifient pas de provision supplémentaire. Néanmoins, le groupement recommande de poursuivre les travaux visant à formaliser une analyse de risques complète au sens projet du terme, intégrant à la fois la notion de risques et celle d'opportunités. Les marges pour incertitudes prises dans chacun des postes de coût du devis DA09 devraient être mieux quantifiées et extraites de ces postes afin de les combiner avec la marge forfaitaire retenue pour aléas de 13%, pour calibrer une provision pour incertitudes et aléas globale. Une telle analyse devrait être régulièrement mise à jour au fur et à mesure du REX recueilli sur les démantèlements de centrales nucléaires en France ou à l'international.

6. Autres analyses

Provisions pour derniers cœurs

Le groupement a procédé à une revue limitée de la provision pour derniers cœurs consistant à présenter son mode de calcul et les hypothèses retenues par EDF. Le groupement n'a donc pas vérifié la fiabilité des quantités et des coûts unitaires utilisés dans le modèle de calcul de la provision.

Le décaissement de la charge aval de transport est fixé dans les calculs d'EDF à 5 ans après la date de la mise à l'arrêt définitif, alors que les combustibles usés sont évacués au bout de 3 ans selon l'étude DA09. La prise en compte de l'hypothèse de DA09 conduirait à augmenter le montant actualisé de la provision pour dernier cœur de 5,6 M€₂₀₁₃, soit 0,2% du montant total.

Traitement des GV usés

DA09 prend en compte le coût relatif aux travaux pour traiter les GV (découpe et décontamination) et le coût de gestion des déchets issus de ce traitement qui sont présents depuis la mise en service de l'installation, sans prendre en compte le coût de traitement lié à un éventuel remplacement de GV pendant la période d'exploitation de l'installation.

EDF a toutefois doté une provision spécifique couvrant le coût de traitement (découpe, décontamination et gestion des déchets issus de ce traitement) des GV usés, portant sur les GV ayant déjà fait l'objet d'un remplacement.

La question se pose de l'intégration ou non dans cette provision du coût de traitement des GV dont le remplacement est programmé mais non initié. Les remplacements à venir de GV, bien que programmés par EDF, présentent un caractère hautement dépendant des actions futures d'EDF de poursuivre ou non l'exploitation des centrales concernées. Dès lors, la position d'EDF conduisant à ne pas provisionner les coûts de traitement des RGV à venir répond pleinement au référentiel comptable en vigueur.

Installations diverses

AMI Chinon : l'Atelier des Matériaux Irradiés a été mis en exploitation en 1964. C'est le laboratoire chaud d'EDF dont l'activité est l'expertise métallurgique des équipements et parties de composants des REP, contaminés et/ou activés qui ont connu des avaries. Les premiers échanges ont conclu à la nécessité de revoir en profondeur ce devis. Le travail a été initié par EDF et le groupement a donc mis fin à son audit sur ce point.

MIR et BCOT : les coûts d'assainissement de MIR et BCOT ont fait l'objet d'analyses reposant sur la méthodologie retenue par EDF et prenant en compte les valeurs des taux unitaires d'assainissement utilisés dans la mise à jour 2014 de DA09. Le montant révisé est de 8,6 M€₂₀₀₈ pour MIR (+22%) et de 17,3 M€₂₀₀₈ pour BCOT (quasi stabilité de 1%).

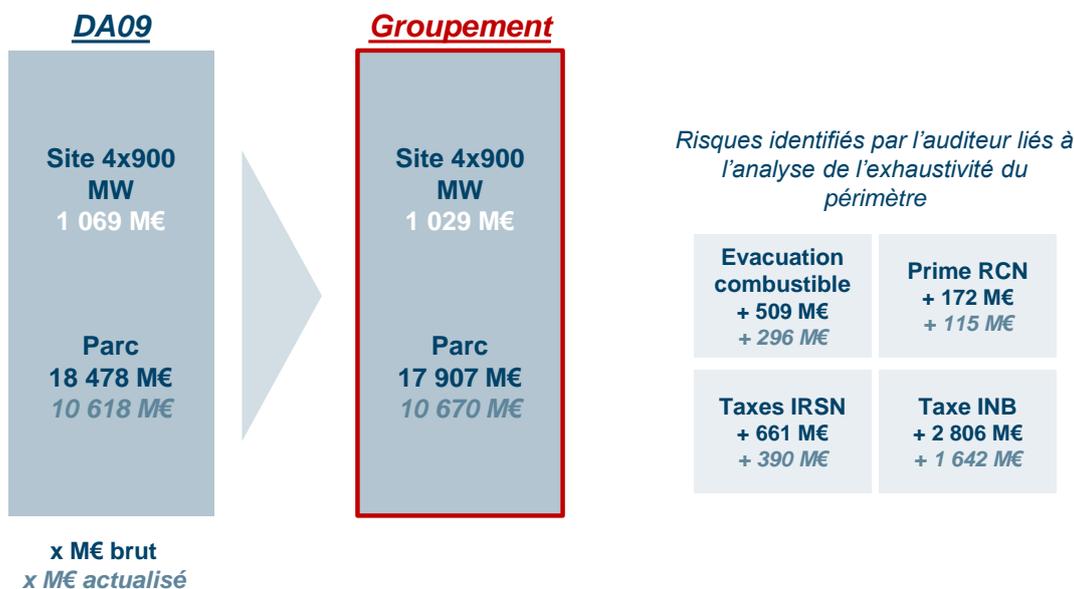
7. Résultats de l'audit

7.1. Devis du groupement appliqué à l'ensemble du parc

Sur la base des retraitements présentés, le coût DA09 pour un site 4x900 MWe de 1 069 M€₂₀₁₃ pourrait être ramené à 1 029 M€₂₀₁₃. Sur la base de ces retraitements et selon la méthode d'extrapolation du groupement, la valeur brute de 18 478 M€₂₀₁₃ pourrait être ramenée à 17 907 M€₂₀₁₃. L'application de notre méthode d'étalement des coûts a cependant un impact inverse sur la valeur actualisée conduisant à augmenter la valeur actualisée de 10 618 M€₂₀₁₃ à 10 670 M€₂₀₁₃.

Par ailleurs, un traitement comptable homogène entre les différents exploitants nucléaires français, serait susceptible d'avoir un impact très significatif sur le montant de la provision comptable pour EDF, en cas de provisionnement.

Figure 5 – Devis DA09 et Devis groupement



Les retraitements effectués par le groupement par rapport à l'étude DA09 sont les suivants :

- la mise à jour des frais d'assainissement et de démantèlement du Hors CPP ;
- la baisse des frais de gestion des déchets ;
- la création d'une zone d'entreposage pour accueillir les déchets MAVL issus du démantèlement ;
- la remise en état des sites REP après déconstruction ;
- les opérations de préparation à la mise à l'arrêt définitif ;
- la modification de la méthode d'extrapolation et d'étalement des coûts.

Il convient d'ajouter à ce montant le traitement des GV usés, l'AMI et les quatre Installations Nucléaires de Base (INB) périphériques rattachées au parc REP en exploitation, afin d'avoir un périmètre comparable à celui retenu dans la provision pour déconstruction.

Notre audit aboutit à un écart de 41 M€₂₀₁₃ avec la provision constituée au 31 décembre 2013, en valeur actualisée et à un écart de 47 M€₂₀₁₃ avec prise en compte de la provision dernier cœur.

Néanmoins, nous attirons l'attention sur le fait que les marges prises par EDF pourraient s'avérer insuffisantes en cas de réalisation d'un ensemble de risques dont nous avons pu évaluer les impacts financiers. Un des risques majeurs pour EDF est celui d'un possible engorgement des exutoires : si les volumes de déchets provenant du démantèlement devaient augmenter significativement, les exutoires, (notamment TFA), ne suffiraient pas à les traiter. D'autres risques concernent les évolutions du cadre réglementaire et notamment les relations avec l'ASN.

Tableau 3 - Synthèse audit Groupement

Provisions au 31/12/2013			Simulations de calcul issues de l'audit			Ecart provision comptable vs Devis groupement	
€ 2013	Charges brutes	Provision comptable	€ 2013	Charges brutes	Montant actualisé	Charges brutes	Montant actualisé
Méthode Pèon, dite des coûts de référence (=15% des coûts de construction)	19 208 M€ Barycentre de 9 ans	10 668 M€	DA09 Démantél. immédiat Site REP 4*900 MW	17 907 M€ Scénario court (16 ans)	10 670 M€ MAD-DEM par tranche	1 301 M€	- 2 M€
			INB annexes	29 M€	8 M€	-29 M€	- 8 M€
			Traitement des GV usés Coût issu de DA09	323 M€ Barycentre de 10 ans	200 M€	- 57 M€	- 31 M€
Atelier des matériaux irradiés (AMI)	84 M€	70 M€	AMI	84 M€ *	70 M€ *	-	-
TOTAL	19 558 M€	10 907 M€	TOTAL	18 343 M€	10 948 M€	1 215 M€	- 41 M€
Provision pour dernier cœur	2 557 M€	1 859 M€	Part amont	2 557 M€	1 859 M€	-	- 6 M€
	1 422 M€	454 M€	Part aval	1 422 M€	460 M€	-	-
TOTAL	23 537 M€	13 220 M€	TOTAL	22 322 M€	13 267 M€	1 215 M€	- 47 M€

* Les premiers échanges ont conclu à la nécessité de revoir en profondeur ce devis. Le travail a été initié par EDF et le groupement a donc mis fin à son audit sur ce point. Nous indiquons néanmoins à titre d'information les montants provisionnés par EDF sans avoir opéré de diligences sur ceux-ci.

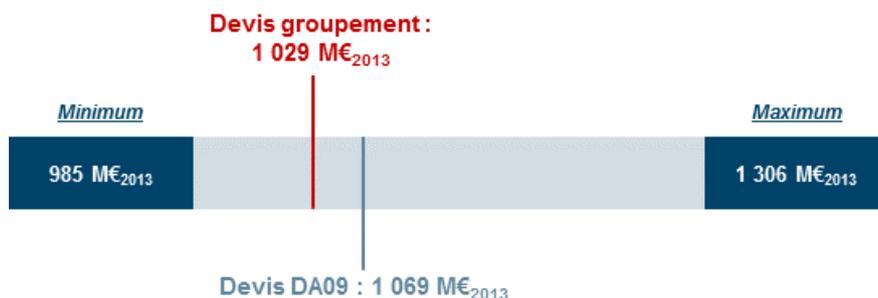
7.2. Conclusion générale

Devis DA09

Après remise aux conditions économiques entre 2008 et 2013, le devis Dampierre 4 x 900 construit par EDF est estimé à 1 069 M€₂₀₁₃, soit une charge brute totale de 18 480 M€₂₀₁₃ et un montant actualisé de 10 618 M€₂₀₁₃ pour le parc des 58 Réacteurs à Eau Pressurisée. Ce devis est prudent, tant du point de vue des postes de coûts que du planning qui le sous-tend. Il a été construit en faisant l'hypothèse de la présence d'une ou plusieurs tranches voisines en exploitation, permettant de mutualiser les frais de site avec la tranche en démantèlement. Le groupement note que le devis relatif aux déchets est également prudent, mais indique que les risques de saturation du Cires et l'indisponibilité de l'exutoire final des déchets MA/VL auraient des impacts significatifs sur la gestion des déchets TFA et FMA-VL.

Le groupement retient une fourchette de valeurs pour le devis DA09 entre 985 M€₂₀₁₃ et 1 306 M€₂₀₁₃ selon la matérialisation de certains risques et le traitement comptable retenu. Ces éléments concernent principalement la création d'une zone d'entreposage de déchets MA/VL produits par le démantèlement, les frais de remise en état des sites après démantèlement, la prise en compte de la taxe INB, de la contribution IRSN et des primes RCN. La taxe INB, la contribution IRSN, les primes RCN ainsi que les dépenses liées à l'évacuation du combustible usé n'ont pas été retenues dans le devis du groupement, le traitement de ces éléments devant être harmonisé entre les exploitants nucléaires français. Le groupement propose également de retenir un certain nombre de retraitements positifs dont les plus significatifs sont les mises à jour des coûts d'assainissement et des frais de démantèlement du Hors CPP.

Selon ces différents hypothèses et retraitements, le groupement retient un devis en valeur centrale de 1 029 M€₂₀₁₃ pour sa propre estimation de DA09.



REX national et international

EDF a utilisé de manière approfondie le retour d'expérience national et international.

Concernant le REX international, les spécificités liées à chaque pays et chaque exploitant rendent les comparaisons complexes. Ce REX est néanmoins exploitable, à condition de mener une analyse approfondie des retours d'expérience et des devis étrangers pour pouvoir en tirer des conclusions valables. Le groupement retient le caractère inadéquat de la comparaison directe en €/KW installé des chiffres bruts publiés dans les études disponibles.

Le groupement a mené, de manière indépendante et complémentaire des analyses EDF, sa propre analyse des différents retours d'expérience réels et des estimations internationales en hommes-an, qui traduisent l'estimation du travail à réaliser. Une estimation en hommes-an, est beaucoup moins dépendante des variations temporelles que les comparaisons en unités monétaires. Elle est pertinente compte tenu du caractère prépondérant des charges de personnel dans le coût d'un projet de démantèlement. La validation du devis DA09 au moyen des hommes-an à laquelle le groupement est parvenu est un élément supplémentaire accréditant la prudence globale du devis.

Au total, le groupement considère que le devis global DA09 « Retraité tranche isolée », directement dérivé du devis global DA09, se situe au-dessus des retours d'expérience et des opérations comparables.

Extrapolation au parc

Le groupement a retenu comme hypothèse un début de la phase d'arrêt et de déconstruction 40 ans après la mise en service de chaque tranche, dans l'attente des examens de sûreté qui pourraient conduire à de potentielles décisions d'allongement de la durée de vie des tranches. Les éventuelles difficultés à déconstruire plusieurs sites en même temps, mais aussi les optimisations possibles en termes de mobilisation de ressources industrielles et financières, ne sont pas prises en compte dans cette analyse.

EDF retient dans l'étude DA09 des ratios de transposition pour prendre en compte les différences entre le site Dampierre 4x900 MW et les autres sites du parc REP. La méthode d'extrapolation de la valeur brute d'EDF est pertinente, notamment au regard des ratios de transposition et des effets de série. Le groupement a souhaité réaliser une décomposition plus fine des coûts à partir de l'ensemble du script de démantèlement retenu dans l'étude DA09 détaillant l'ensemble des tâches, isolant des coûts relatifs à chaque tranche ou paire de tranche, au site et au parc dans sa globalité. Les ratios de transposition ont été affectés de manière analytique à chacune des tâches qui constituent les modules de coûts pour chacun des trois paliers (900 MW, 1 300 MW et 1 400 MW) à partir des inventaires de déconstruction transmis par EDF. Nous rappelons qu'une analyse site par site n'a pas été possible dans le cadre de cet audit mais pourrait conduire à des résultats différents. Le groupement a également réalisé une analyse de l'étalement des coûts sur la base du planning détaillé de démantèlement construit par EDF.

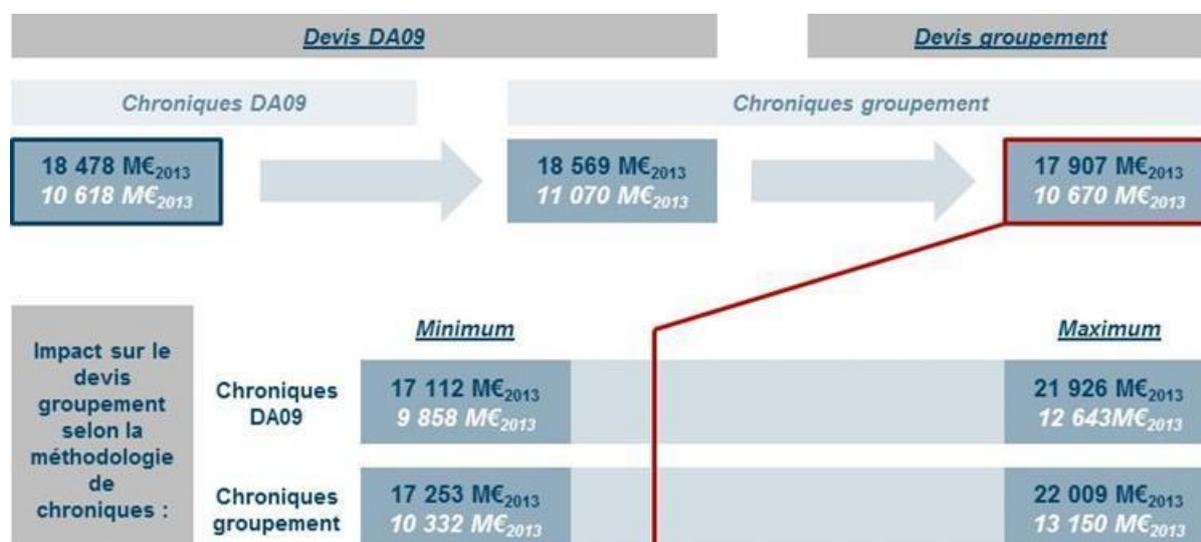
Sur ces bases et selon le périmètre inchangé de DA09 (c'est-à-dire sans prendre en compte les mises à jour de certains postes de coûts réalisées postérieurement à 2009), la valeur brute selon la méthode d'extrapolation du groupement s'établit à 18 569 M€₂₀₁₃ par rapport à 18 478 M€₂₀₁₃ issus de DA09, soit un écart de 91 M€₂₀₁₃, et la valeur actualisée à 11 070 M€₂₀₁₃ par rapport à 10 618 M€₂₀₁₃ issus de DA09, soit un écart de 452 M€₂₀₁₃.

L'identification de risques de surcoûts par rapport à DA09 permet d'établir une fourchette de valeurs brutes et actualisées avec i) comme minimum le devis prenant en compte les mises à jour réalisées par EDF des frais d'assainissement et de démantèlement du Hors CPP ainsi que la baisse des frais de gestion des déchets et ii) comme maximum la prise en compte de l'ensemble des surcoûts identifiés par le groupement (présentés au début de ce chapitre sous le thème « Devis DA09 »⁴).

Ces travaux conduisent à des valeurs :

- selon les chroniques du devis DA09, comprises entre 17 112 M€₂₀₁₃ brut (9 858 M€₂₀₁₃ actualisé) et 21 926 M€₂₀₁₃ brut (12 643 M€₂₀₁₃ actualisé) ;
- selon les chroniques retenues par le groupement, comprises entre 17 253 M€₂₀₁₃ brut (10 332 M€₂₀₁₃ actualisé) et 22 009 M€₂₀₁₃ brut (13 4150 M€₂₀₁₃ actualisé).

Enfin, la valeur brute DA09 de 18 478 M€₂₀₁₃ pourrait être ramenée à 17 907 M€₂₀₁₃ en prenant en compte les mêmes retraitements que ceux effectués sur le devis DA09. L'application de la méthode d'extrapolation du groupement a cependant un impact inverse sur la valeur actualisée, conduisant à augmenter la valeur actualisée DA09 de 10 618 M€₂₀₁₃ à 10 670 M€₂₀₁₃.



Risques et opportunités

EDF a retenu un niveau de marge pour aléas global dans DA09 de l'ordre de 13% et a procédé en 2011 à une analyse détaillée de l'impact potentiel de l'application du principe de prudence dans l'estimation des coûts de chaque poste composant DA09. Cette marge pour incertitudes a été estimée au global, c'est à dire sans affectation poste par poste de coût, à 106 M€ (avant même la prise en compte des 13% cités ci-dessus), représentant 12% du devis DA09 avant aléas. Par conservatisme, EDF considère que seule la moitié de cette marge devrait être prise en compte dans le scénario central. Le cumul de ces marges, implicites et explicites, induirait donc une marge pour aléas non identifiés de près de 20%.

⁴ Ces éléments concernent principalement la création d'une zone d'entreposage de déchets MA/VL produits par le démantèlement, les frais de remise en état des sites après démantèlement, la prise en compte de la taxe INB, de la contribution IRSN et des primes RCN

Les risques ont été analysés par le groupement (organisation industrielle, risques techniques, risques réglementaires, risques spécifiques au démantèlement, déchets). A ce stade, le groupement ne juge pas nécessaire de prendre une marge supplémentaire.

Le groupement note aussi que l'application du principe de prudence conduit EDF à ne pas prendre en compte ou à minorer un certain nombre d'opportunités (organisation de sa maîtrise d'œuvre, effet d'apprentissage lié au parc, politique industrielle, planification de l'ensemble des démantèlements sur le parc).

Le groupement préconise la poursuite de travaux visant à formaliser une analyse de risques et opportunités complète au sens projet du terme, intégrant à la fois la notion de risques et celle d'opportunités. Les marges pour incertitudes prises dans chacun des postes de coût du devis DA09 devraient être mieux quantifiées, voire extraites de ces postes afin de les combiner avec la marge de 13% pour constituer une provision pour risques et aléas globale.

7.3. Recommandations

Tout au long de notre audit, nous avons pu apprécier la profondeur et le sérieux des études DA09 et identifié quelques pistes d'amélioration. Les recommandations peuvent s'ordonner comme suit :

- des recommandations de portée générale ;
- des recommandations techniques ou relatives à la documentation du devis DA09 ;
- des recommandations sur l'harmonisation des périmètres entre exploitants nucléaires français ;
- des recommandations dépassant la seule responsabilité d'EDF et relatives à la politique nucléaire nationale.

A) Recommandations de portée générale

Recommandation n°1 : utilisation de DA09 pour l'établissement des provisions comptables

Les provisions pour démantèlement dans les comptes d'EDF reposent au 31 décembre 2013 toujours sur un calcul des charges fondé sur la méthode PEON. La robustesse du devis DA09 et la méthode retenue pour l'extrapolation au parc conduisent le groupement à recommander que cette approche serve de référence pour le calcul des provisions comptables.

S'agissant plus spécifiquement de la méthode d'extrapolation, nous recommandons de détailler les coûts fixes et variables pour une tranche, une paire de tranches pour un site et au niveau du parc, et de réaliser une analyse plus fine de l'étalement des coûts sur la base du planning détaillé de démantèlement.

B) Recommandations techniques ou relatives à la documentation

Recommandation n°2 : présentation plus simple et homogène de la documentation

Nos diligences n'ont pas toujours été facilitées par la forme du dossier DA09. Ce dossier comprend de très nombreuses analyses qui se sont étalées sur plus de 10 années, avec des approches souvent différentes : Price et Omega, aléas forfaitaires ou Monte-Carlo,... Ces analyses sont parmi les plus fouillées qu'il nous ait été donné d'étudier, mais leur compréhension a nécessité beaucoup de temps et de disponibilité de la part de nos interlocuteurs. Une amélioration serait très utile, notamment pour alimenter la mise à jour du rapport triennal.

Nous recommandons qu'une prochaine révision du devis EDF adopte une présentation plus simple et homogène, comme par exemple celle retenue aux Etats-Unis, décrite dans ce rapport, qui nous semble de nature à faciliter un prochain audit, tant du côté des auditeurs que des personnes d'EDF ayant à répondre aux sollicitations.

Recommandation n°3 : établissement d'un planning des opérations pour l'ensemble du parc

Le planning de démantèlement au niveau du parc est construit par simple juxtaposition de plannings pour des sites quasi identiques, reposant sur les mêmes hypothèses de démantèlement immédiat après une durée de vie des tranches de 40 ans et de séquençage des tranches sur chaque site. Une approche plus détaillée reste à établir prenant en compte en particulier la disponibilité des exutoires.

Nous recommandons qu'en temps utile un planning du démantèlement du parc soit établi, tenant compte en particulier de la disponibilité des exutoires. Il est également souhaitable qu'EDF étudie les éventuels risques et opportunités à déconstruire plusieurs sites en même temps, ainsi que les optimisations possibles en termes de mobilisation de ressources industrielles et financières.

Recommandation n°4 : poursuite de l'analyse des risques

Nous recommandons que l'analyse des risques et opportunités soit poursuivie et affinée. En effet, nous avons vu (§5.2.3.) qu'EDF avait esquissé une analyse des marges pour incertitudes comprises dans chacun des postes du devis de DA09, marge (12% réduite à 6% par prudence) qu'il convient d'ajouter aux 13% de marges pour aléas du devis actuel, pour aboutir en cumul à 20% de marge pour risques et aléas. Nous recommandons d'identifier les marges pour incertitudes prises dans chacun des postes de coût du devis DA09, et le cas échéant de les extraire de ces postes afin de les combiner avec les 13% pour aléas pour constituer une provision pour risques et aléas globale.

Recommandation n°5 : mise en place d'une politique de contractualisation multi tranches

Le démantèlement est une activité industrielle sur le point de devenir mature, grâce aux nombreux projets en cours aux Etats-Unis, en Allemagne, en Espagne et en France. Des industriels expérimentés apparaissent, dont la concurrence permettra à EDF de bénéficier de prestations futures de qualité et des coûts maîtrisés, ainsi que des aléas réduits par rapport à ce qu'ils ont pu être dans le passé. La construction du parc nucléaire et les importantes opérations de maintenance ont montré l'existence d'un effet d'apprentissage significatif, qu'EDF a, par prudence, minimisé dans le devis DA09.

Dans ce contexte, le groupement recommande d'approfondir l'évaluation des gains liés à l'effet d'apprentissage sur le parc. Il en est de même de la mutualisation au niveau du parc de certains gros outillages et investissements.

Nous recommandons notamment qu'EDF étudie la mise en place d'une politique de contractualisation multi tranches des chantiers de démantèlement à l'échelle du parc, qui permette aux entreprises intervenantes de dégager un effet d'apprentissage qui bénéficiera à EDF.

C) Recommandations concernant le périmètre ou d'harmonisation entre exploitants français

Recommandation n°6 : mise en place d'une analyse plus détaillée des coûts

Le coût de démantèlement des équipements Hors CPP nous semble très supérieur à ce que prévoient d'autres exploitants nucléaires. En parallèle, le coût de démantèlement des équipements conventionnels (hors CPP et auxiliaires nucléaires) mériterait d'être mieux individualisé, de même que le coût de l'énergie et des autres consommables.

Nous recommandons qu'EDF mette en place un script détaillé du démantèlement des équipements électromécaniques et une approche analytique reposant sur un inventaire.

D'une manière plus générale, nous recommandons d'identifier les marges pour incertitudes prises dans chacun des postes de coût du devis DA09 afin d'alimenter l'analyse de risques (cf. recommandation numéro 4)".

Recommandation n°7 : prise en compte du traitement des sols

Les provisions pour démantèlement des 58 réacteurs d'EDF en cours d'exploitation n'intègrent pas de dépense pour la remise en état des sites REP après déconstruction.

Au vu du REX EDF (Brennilis), CEA (Fontenay aux Roses et Grenoble) et international, le groupement recommande toutefois de prendre en compte un surcoût lié à l'incertitude sur l'état de déclassement des sites et la réhabilitation des sols sur la base d'une analyse détaillée par EDF.

Recommandation n°8 : harmonisation du traitement comptable des taxes INB, IRSN et assurances

Les taxes INB, IRSN et les assurances RCN ne sont pas incluses dans les provisions pour démantèlement d'EDF, alors qu'elles le sont dans celles du CEA et d'AREVA.

Nous recommandons qu'un traitement comptable homogène soit mis en place entre les trois exploitants nucléaires français compte tenu de l'impact potentiel significatif sur le montant de la provision, en liaison avec les commissaires aux comptes des trois entreprises et l'Etat.

Recommandation n°9 : harmonisation du traitement comptable des opérations de mise à l'arrêt définitif

Dans le cas d'EDF, les frais d'évacuation du combustible usé en phase MAD/DEM ne sont pas pris en compte dans les charges de démantèlement mais comptabilisés en charge d'exploitation, ce qui n'est pas le cas chez AREVA et au CEA.

Nous recommandons qu'un traitement comptable homogène soit mis en place entre les trois exploitants nucléaires français pour les opérations de mise à l'arrêt définitif y compris l'évacuation du terme source.

D) Recommandations dépassant la seule responsabilité d'EDF et relatives à la politique nucléaire nationale

Recommandation n°10 : préciser le cadre règlementaire en concertation avec l'ASN

Si les charges brutes de démantèlement du parc nous semblent correctement dimensionnées, des incertitudes demeurent sur le cadre règlementaire, même si elles devraient s'atténuer au fur et à mesure de l'avancée des opérations de démantèlements conduites en France.

Nous recommandons qu'une approche concertée avec l'ASN permette de préciser le référentiel qui sera appliqué au démantèlement de l'ensemble du parc français, en particulier pour ce qui concerne la phase ultime de chaque démantèlement.

Recommandation n°11 : disponibilité des exutoires

Une incertitude, relative aux exutoires MAVL mais aussi TFA, subsiste. Cette problématique dépasse largement le périmètre de responsabilité de l'exploitant. Cette incertitude conduit à douter de la faisabilité technique du démantèlement du parc avec les hypothèses prises dans cette étude, en particulier celle de démanteler les tranches dès leurs 40 ans, qui conduirait à un rythme d'envoi de déchets à l'exutoire difficilement soutenable.

En particulier :

- le Cires ne pourrait pas prendre en charge les masses de déchets provenant du démantèlement du parc dans l'hypothèse nominale, ce qui pourrait conduire à une interruption du programme de démantèlement. Nous recommandons donc que la prévision de production de déchets TFA par le démantèlement du parc soit régulièrement réactualisée de manière à anticiper les besoins de création éventuelle de nouvelles capacités d'exutoire de type Cires,
- dans le scénario actuel, les déchets MAVL issus du démantèlement seront stockés à Cigéo en 2070 sans qu'un entreposage (de type ICEDA) ne soit prévu d'ici là.

Nous recommandons par conséquent que soit étudié le scénario de gestion de ces déchets dans sa globalité, de leur production à leur stockage définitif.



Olivier PAGEZI – Associé Gérant

Tanguy DU CHESNAY – Associé Gérant

Frédéric PASSEDOIT - Chef de projet Audit - Senior Manager

Charles Antoine MATTEOLI – Senior Analyst

Jean-Laurent LEBON – Senior Analyst



Alain BUGAT - Président

Alexandre MAILLARD - Chef de Projet Audit EDF

André KOLMAYER - Expert Technique – Détaché auprès de NucAdvisor par DCNS

Rosemarie ATABEK - Expert Technique Déchets Radioactifs et Assainissement

Philippe SALOMON - Expert Technique Génie Civil et déconstruction

Alexieï OZERETZKOVSKY - Ingénieur Projet

8. Droit de réponse EDF

	OBSERVATIONS D'EDF SUR LE RAPPORT D'AUDIT COMMANDITE PAR LA DGE	Indice 19/06/2015
---	--	----------------------

En premier lieu, EDF souligne la qualité des analyses et du rapport d'audit commandité par la DGE (« l'Audit »). L'Audit, qui s'est déroulé pendant un an, constitue, conformément au cahier des charges arrêté par la DGE, un examen approfondi de l'estimation des charges de déconstruction des réacteurs d'EDF en cours d'exploitation et des provisions actualisées correspondantes comptabilisées par EDF, à partir de l'étude dite « Dampierre 2009 ». L'Audit comprend également une revue limitée de la provision pour derniers cœurs. L'Audit répond, par ailleurs, au souhait de la Cour des Comptes qu'un tel audit soit réalisé, formulé dans son rapport public de janvier 2012 sur les coûts de production d'électricité d'origine nucléaire.

Le rapport d'Audit conduit EDF à formuler six observations générales, relatives aux conclusions et recommandations formulées :

1) Le résultat de l'Audit conforte l'évaluation par EDF des charges de déconstruction et de derniers cœurs, en proposant une estimation indépendante du devis brut très proche, légèrement inférieure en valeur brute (soit une estimation de 22.322 M€ versus une estimation dans les comptes d'EDF de 23.537 M€ en €2013, au 31/12/2013) ;

L'Audit souligne ainsi l'évaluation prudente du devis de référence de déconstruction d'un site REP 4 x 900 MW, en proposant une estimation de ce devis inférieure à celle établie par EDF, et confirme la pertinence de la méthode d'extrapolation retenue par EDF pour établir le devis de démantèlement du parc REP, notamment au regard des ratios de transposition et des effets de série.

L'analyse de risques menée par l'Audit montre que le niveau de risque et aléas retenu par EDF est suffisant. En complément, l'Audit souligne l'existence d'opportunités importantes concernant notamment :

- Les possibilités de mutualisation sur le Parc REP des équipements et outillages nécessaires au démantèlement ;
- L'effet d'apprentissage des prestataires externes qui pourrait conduire à une économie estimée par l'Audit à 22% sur le coût total du démantèlement du Parc REP.

L'Audit confirme par ailleurs, tout en les complétant, les analyses de benchmark menées par EDF, qui montrent que le niveau des charges provisionnées par EDF se situe dans la moyenne haute des estimations internationales (devis américains, allemands, espagnols, suisses et anglais), après retraitements des différents devis pour réaliser les comparaisons.

2) Cette confirmation apportée par l'Audit est d'autant plus probante que cette estimation indépendante intègre un poste de coûts, non pris en compte à ce stade dans l'estimation EDF, et qui paraît à EDF largement surestimé par l'Audit : création d'une zone d'entreposage pour accueillir les déchets MAVL issus du démantèlement jusqu'en 2070 (date à laquelle ils ont vocation à être stockés dans le centre de stockage CIGEO) pour 451 M€ en €2013 en valeur brute.

EDF considère en effet que la solution chiffrée par l'Audit, à savoir la construction d'une deuxième installation de conditionnement et d'entreposage des déchets activés de type « ICEDA », constitue une solution enveloppe et ne peut être présentée comme unique solution. En effet, d'autres réponses sont également envisageables, dans le cadre de l'étude recommandée par l'Audit d'un scénario de gestion des déchets dans leur globalité. En particulier :

- La chronique d'envoi des déchets à CIGEO est mise à jour régulièrement et l'envoi des déchets de démantèlement MAVL à une date antérieure à 2070 peut être envisagée;
- Les possibilités techniques et réglementaires de conditionnement et d'entreposage à ICEDA des déchets de démantèlement MAVL du Parc REP seront instruites ;
- Des options alternatives de conditionnement ou d'entreposage (conditionnement et entreposage sur site par exemple via l'adaptation d'une installation existante) pourront être considérées.

En ce qui concerne l'incertitude relative au dimensionnement du CIREs, mentionnée par l'Audit, la réactualisation régulière des prévisions de production de déchets TFA permet d'anticiper les besoins de création de nouvelles capacités d'exutoire de ce type. Outre le fait que l'Audit souligne qu'il s'agit d'un point de politique nationale qui dépasse la seule responsabilité d'EDF, EDF considère que cette incertitude ne peut donc conduire ni à remettre en cause la faisabilité technique du démantèlement, ni à l'interruption du programme de démantèlement.

Par ailleurs, l'estimation indépendante réalisée par l'Audit prend également en compte deux postes de coûts de moindre ampleur, non intégrés à ce stade par EDF dans l'étude « Dampierre 2009 » :

- Remise en état des sites REP après déconstruction (83 M€ en €2013 en valeur brute) ;
- Opérations de préparation à la mise à l'arrêt définitif des tranches (132 M€ en €2013 en valeur brute).

3) Le résultat de l'Audit conforte également l'évaluation correspondante par EDF des provisions en valeur actualisée, à taux d'actualisation et inflation future donnés

L'estimation indépendante réalisée par l'Audit des provisions correspondant aux charges de déconstruction et de derniers cœurs conduit à une valeur très proche de celle d'EDF, légèrement supérieure en raison d'effets de calendrier, en particulier en raison du positionnement des surcoûts tête de série en début de période de décaissement. Au global, le montant actualisé résultant de cette estimation indépendante s'élève à 13 267 M€ versus une estimation de 13 220M€ dans les comptes d'EDF au 31/12/2013. Si EDF est d'accord avec le principe de positionner des surcoûts tête de série en début de la période de décaissement, l'évaluation qui en est faite par l'Audit lui semble surestimée.

Il convient à cet égard, en ce qui concerne les aspects de calendrier et d'impact sur les provisions, de souligner que l'Audit montre la sensibilité du devis actualisé à une modification de la durée de vie des réacteurs en cours d'exploitation : un allongement de 40 ans à 50 ans conduirait ainsi à une baisse des provisions correspondantes de l'ordre de -3,2 Md€.

4) L'Audit recommande dès lors de calculer les provisions pour démantèlement à partir de l'étude « Dampierre 2009 » : EDF procède ainsi depuis l'arrêté des comptes au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2014.

L'utilisation de cette étude pour calculer directement les provisions, à la place de la méthode des coûts de référence validés par le ministère de l'énergie en 1991, basés sur une méthode historique de 1979, était également une recommandation de la Cour des comptes. Ce changement d'estimation n'a pas eu d'impact significatif sur le niveau des provisions.

EDF prendra en compte dans les mises à jour futures de l'étude « Dampierre 2009 » et des estimations de provisions qui en résultent, une estimation réaliste des éléments intégrés dans l'estimation indépendante de l'Audit et mentionnés précédemment (prise en compte temporaire des déchets MAVL issus de la déconstruction ou modification de la chronique d'envoi à CIGEO, remise en état des sites REP après déconstruction, opérations de préparation à la mise à l'arrêt définitif et surcoûts tête de série).

5) S'agissant des recommandations de l'Audit d'harmoniser certains choix de traitement comptable entre les différents exploitants nucléaires en France, certaines charges étant non provisionnées par EDF, EDF réaffirme le bien-fondé de ses traitements comptables, conformes aux normes comptables en vigueur.

Ainsi, conformément aux principes comptables français et IFRS et en accord avec ses Commissaires aux comptes, EDF ne provisionne pas les taxes INB, les contributions IRSN et les primes RCN pendant la période de déconstruction des tranches, car ces charges ne sont pas constitutives d'un passif :

- Elles ne concourent pas à l'extinction de l'obligation de démantèlement ;
- Les comptes d'EDF sont établis dans la perspective d'une continuité d'exploitation, les taxes payées après l'arrêt des tranches constituent donc des charges de période et ne deviennent exigibles qu'au 1er janvier de chaque année considérée.

De même, s'agissant de l'évacuation du combustible usé, EDF considère que les coûts correspondants sont des charges d'exploitation et non de déconstruction pour les raisons suivantes :

- Cette activité est une activité courante d'exploitation qui a lieu indépendamment de l'évolution de l'état de la tranche, que celle-ci soit définitivement arrêtée ou non. Il ne s'agit, de fait, pas d'opérations de début du démantèlement, mais d'opérations de fin d'exploitation ;
- Cette activité est assurée par l'exploitant sous couvert du décret d'autorisation de création, et sous référentiel des Règles Générales d'Exploitation de l'INB. Ce point est clairement précisé dans les chapitres 4 et 6 du projet de guide 6 de l'ASN intitulé « Mise à l'arrêt définitif, démantèlement et déclassement des installations nucléaires de base ». Son paragraphe 6.2 indique que l'évacuation du maximum de substances dangereuses ou radioactives présentes dans l'installation – au rang desquelles se trouve le combustible usé – et du terme source constitue une opération de préparation à la mise à l'arrêt définitif réalisée sous couvert du décret d'autorisation de création.

6) S'agissant des autres recommandations de l'Audit, qui sont essentiellement des recommandations de méthode, EDF les prendra en compte pour la suite de ses études et estimations dans la mesure où elles sont de nature à conforter la maîtrise des coûts futurs de déconstruction du parc REP. Ceci concerne principalement les sujets suivants :

- Homogénéisation de la documentation ;
- Approfondissement des problématiques « Parc » : politique industrielle, planning d'ensemble des arrêts de tranche ;
- Approfondissement de l'analyse des risques et des opportunités ;
- Mise en place d'une analyse plus détaillée des coûts à partir d'une approche analytique et meilleure individualisation des marges pour incertitudes prises dans chacun des postes de coût de l'étude « Dampierre 2009 » ;
- Poursuite du dialogue avec l'ASN afin de préciser le référentiel applicable au démantèlement de l'ensemble du parc français.