

Une étude rédigée par



à la demande de



EDF asphyxiée par le nucléaire

Etude sur les perspectives des activités nucléaires d'EDF en France

Novembre 2016

Avertissement : AlphaValue a rédigé cette étude à la demande de Greenpeace France. Les informations contenues dans cette étude ont été collectées de bonne foi et en toute impartialité par AlphaValue y compris auprès de son client. Les conclusions et hypothèses présentées ont été obtenues grâce à des analyses effectuées exclusivement à l'aide des méthodes et procédures AlphaValue. Elles reflètent le point de vue technique de l'analyste à la date de rédaction de l'étude. AlphaValue ne saurait être tenue pour responsable de l'utilisation ultérieure qui pourrait en être faite par le client ou par des tiers.

Juan Camilo Rodriguez
utilities@alphavalue.eu

@ www.alphavalue.com
☎ +33 (0) 1 70 61 10 50
✉ sales@alphavalue.eu

Contract research, paid for by the above corporate entity. Equity research methods and procedures are as applied by AlphaValue. Target prices and opinions are thus exclusively determined by those methods and procedures

Table des matières

1. Contexte général	3
A. Un marché de l'énergie en profonde mutation	3
B. Une équation difficile pour le secteur nucléaire en Europe.....	5
C. Quel avenir pour EDF?	7
2. L'évaluation de ses actifs	8
A. Dépréciation des actifs.....	8
B. Des variations significatives de taux de croissance estimées selon les pays	9
C. Des variations significatives selon l'entreprise.....	9
D. Le cas d'EDF.....	10
3. Démantèlement et gestion des déchets des réacteurs français.....	12
A. Contexte	12
B. Des charges de démantèlement sous-provisionnées	13
a) Les provisions de démantèlement comptabilisées par EDF.....	13
b) Les hypothèses d'évaluation des provisions	14
c) Tableau comparatif et commentaires	16
d) La question des économies d'échelle.....	17
C. La gestion des déchets : une équation difficile	17
a) Des évaluations très incertaines.....	18
b) Les hypothèses retenues par EDF	19
c) L'exemple allemand de la gestion des déchets appliqué à EDF.....	20
d) Impacts comptables.....	22
4. Le coût des investissements à venir.....	22
A. Le coût des investissements programmés (hors Grand Carénage)	22
B. Le Grand Carénage.....	24
C. La traduction comptable	27
5. Impact financier global	30
Annexe : Durées d'exploitation retenues pour les réacteurs français en exploitation d'EDF	36

1. Contexte général

A. Un marché de l'énergie en profonde mutation

➤ Un marché en surcapacité lié au développement des énergies renouvelables

Avant l'accident de Fukushima, les inquiétudes concernant les changements climatiques, l'indépendance énergétique et les prix élevés des combustibles avaient entraîné un mouvement de transformation de l'ensemble du secteur énergétique vers les énergies renouvelables. L'accident nucléaire japonais a contribué à accélérer ce mouvement.

De moins de 5 GW en 2010 en France, la capacité disponible produite par le solaire et l'éolien représente aujourd'hui plus de 16 GW et le gestionnaire du réseau de transport d'électricité (RTE) prévoit que ce chiffre atteindra plus de 28 GW en 2021¹.

L'Allemagne a même réussi le 15 mai dernier, à servir 100% de la demande en électricité avec des énergies renouvelables. Certes c'était un dimanche, jour où la demande est traditionnellement la plus faible, mais cet événement montre à quel point ce qui pouvait paraître comme une utopie il y a quelques années, est aujourd'hui devenu une réalité.

Par ailleurs, l'efficacité croissante des énergies renouvelables les rend aujourd'hui très compétitives. Un rapport de Bloomberg New Energy Finance (BENF) de 2015 révélait que l'éolien était devenu l'énergie la moins chère à produire en Allemagne et en Grande-Bretagne (basé sur le Levelized Cost of Electricity (LCOE) model ou CCE). Et ceci, sans subvention. L'analyse des coûts courants économiques (CCE²) de l'électricité, tels que retenus par la Cour des comptes, démontre également que le coût de production de l'éolien terrestre et des grandes centrales solaires au sol est désormais compétitif par rapport aux énergies conventionnelles. A titre d'illustration, le coût du MWh produit à partir du solaire au sol, pour les centrales les plus compétitives installées en 2016/2017, est de 70€ en France et l'éolien terrestre délivre un MWh entre 65 et 85€/MWh. Ce coût peut être comparé au prix du futurs EPRs de Hinkley Point C au Royaume Unis dont les prix obtenus délivreront des MWh à un prix autour de 112€, et sont indexés à l'inflation.

En outre, la priorité de tirage donnée aux énergies renouvelables car elles sont utilisées avant toutes les autres énergies disponibles grâce à un coût marginal très faible (quasiment nul), leur confère un avantage compétitif supplémentaire.

¹ RTE- *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France*- Edition 2016

² « Cette méthode définit ainsi un coût global moyen sur toute la durée de fonctionnement du parc, utile pour comparer le prix des énergies entre elles. » Cour des comptes

➤ Une demande stagnante, orientée à la baisse

L'année 2016 représente un tournant majeur de la consommation électrique française.

Après des années de stabilité, RTE envisage, pour la 1^{ère} fois, une baisse de la consommation électrique française. De 479 TWh en 2015, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité prévoit que la consommation nationale passera à 471 TWh en 2021. L'origine de cette tendance réside essentiellement dans l'amplification des mesures d'efficacité énergétique « orientant ainsi les perspectives de consommation d'électricité à la baisse, en dépit d'une démographie soutenue, d'une reprise de l'activité économique et d'un contexte favorable aux nouveaux usages électriques »³.

Dans son scénario de référence, RTE table sur une contraction de la consommation nationale d'électricité en France continentale de 1,5 % entre 2015 et 2021.

➤ Des perspectives d'exports limitées

EDF ne peut pas compter non plus sur ses voisins européens comme relais de croissance.

Les perspectives de consommation y sont également orientées à la baisse. Là aussi, l'effet des mesures d'efficacité énergétique l'emporte sur l'effet de la reprise économique. Le scénario de référence de RTE est une diminution de 0.36% du taux de croissance moyen de la consommation européenne d'électricité sur la période 2015-2021.⁴

Le développement des interconnexions permettra certes une augmentation des échanges entre la France et ses voisins, mais ces échanges ne permettront pas à EDF d'améliorer leur rentabilité d'une façon considérable car la capacité installée des interconnecteurs est limitée à quelques GW par pays.

➤ Un environnement de prix bas

Avec une demande stagnante et une capacité en renouvelables augmentant plus rapidement que la fermeture des unités conventionnelles, le marché de l'électricité européen se retrouve en surcapacité et les prix sur le marché baissent. Ce phénomène est accentué par la baisse constante du prix des matières premières utilisées pour la génération d'électricité, tel que le charbon.

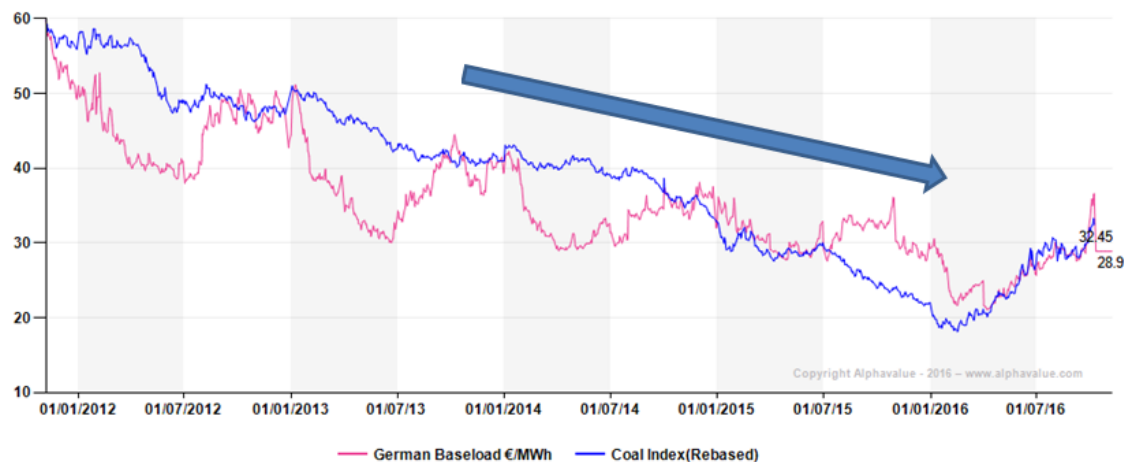
En janvier 2016, le prix de base de l'électricité, en Allemagne, était même inférieur aux prix constatés durant l'été 2015. Par contre, les prix ont récemment augmenté à la suite des mesures de réduction de l'offre de charbon prises par le gouvernement chinois pour stabiliser le marché. Des doutes récents sur la production d'électricité nucléaire et la sûreté d'approvisionnement en France pendant l'hiver 2016/2017 ont augmenté les spéculations sur les marchés de gros et ont généré une deuxième hausse considérable des prix d'électricité Européens (spot allemand €54/MWh et France €125/MWh).

³ RTE- *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France- 2016*

⁴ Ibid

Toutefois, nous considérons que ce mouvement est de court terme et que les prix de l'électricité retrouveront leur fourchette de prix bas à moyen terme. Cette tendance est confirmée par des contrats futurs, qui se négocient à des prix plus faibles dans les années à venir : pour 2017 (Cal-17 : €33.8/MWh), 2018 (Cal-18 : €29.85/MWh), et 2019 (Cal-19 : €29.15/MWh).

Performance 5 ans : prix d'électricité allemand (proxy) vs charbon

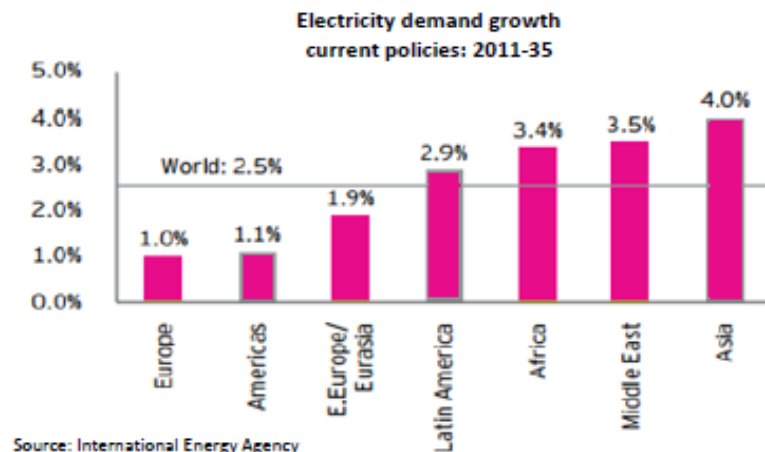


B. Une équation difficile pour le secteur nucléaire en Europe

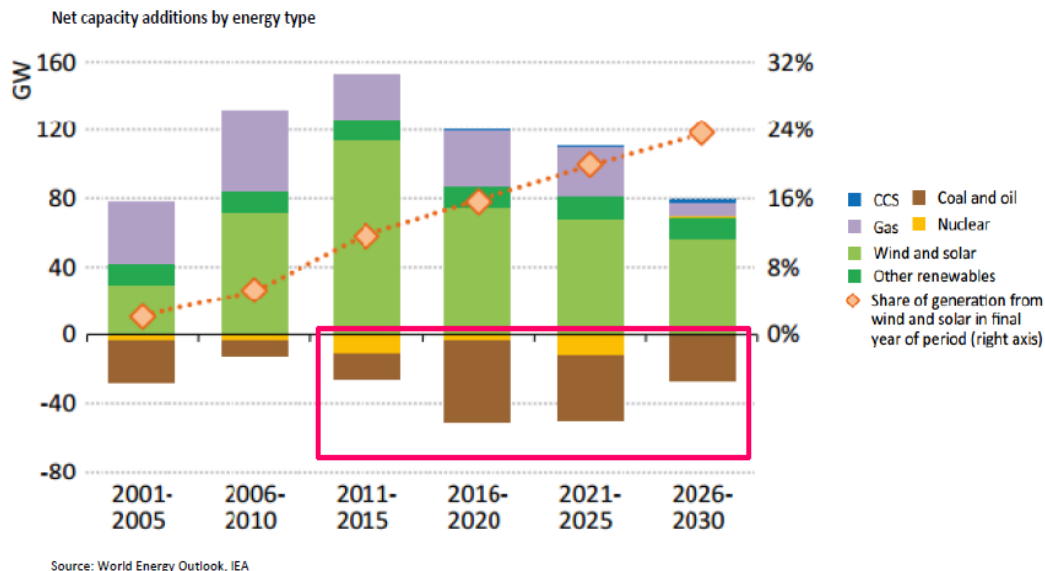
➤ L'électricité dans les pays développés, un marché mature

Le marché européen est mature. C'est un marché en surcapacité et l'évolution de la demande ne permet pas de prévoir une quelconque embellie.

Les relais de croissance se trouvent désormais à l'extérieur des frontières européennes, comme le montre le graphique ci-dessous.



Or, les nouveaux projets sont aujourd'hui, dans leur grande majorité, des développements d'énergies renouvelables.



➤ Le secteur nucléaire : un modèle économique inadapté aux nouvelles règles de jeux

Le secteur nucléaire est hautement capitalistique. Sa structure à coûts fixes élevés l'empêche de s'adapter rapidement à un marché en pleine mutation.

Le modèle tout nucléaire ne tient plus la route :

- Les exigences de sûreté augmentent ;
- Les coûts opérationnels sont constamment revus en hausse ;
- L'avantage compétitif du nucléaire se réduit rapidement vis-à-vis des énergies renouvelables ;
- Une incapacité à compenser rapidement les écarts instantanés entre la production des énergies renouvelables et la demande: l'énergie nucléaire est incapable de répondre rapidement à des pics de consommation. Elle laisse ainsi la voie libre à d'autres énergies conventionnelles telles que le gaz ou le charbon.

L'« Annual Energy Outlook 2015 » (IEA) estime que, sur le long terme, le gaz naturel pourrait représenter plus de 60% des nouvelles capacités de production de 2025 à 2040, les renouvelables assurant le reste.

- Les prix de marché sont, en moyenne, inférieurs aux coûts de production ;
- Des problèmes technologiques ralentissent et renchérissent le développement de nouveaux projets : l'EPR de Flamanville a déjà doublé son délai de construction et triplé son coût (d'un coût de 3.5Mds€ initialement envisagé, le coût du chantier est désormais estimé à 10.5Mds€) ;
- Une rentabilité des investissements inférieure au capital investi ($ROI < Capex$)

➤ **L'accélération de la fermeture des centrales**

Une des conséquences de cette vague de fond, qui rebat les cartes du marché de l'électricité, est la fermeture anticipée de réacteurs.

En effet, devant les investissements importants requis pour pouvoir poursuivre l'exploitation de leurs réacteurs, de grands énergéticiens tels qu'E.ON ou Vattenfall ont, ou envisagent de, fermer de manière anticipée certains réacteurs devenus non rentables. En effet, l'investissement nécessaire pour poursuivre leur exploitation est désormais plus élevé que la rentabilité attendu dans les années à venir. Enel, de son côté, a trouvé un accord pour vendre ses parts dans sa centrale nucléaire slovaque. EDF ne semble, pour le moment, envisager aucune de ces stratégies.

C. Quel avenir pour EDF?

➤ **Le douloureux passage d'un monopole à un marché concurrentiel**

EDF est une entreprise détenue à environ 85% par l'Etat français, qui, d'une situation de monopole absolu, a été contrainte d'ouvrir progressivement ses activités de production et de fournitures à la concurrence.

Au 31 décembre 2015, EDF a vu la fin des tarifs réglementés jaunes et verts pour les entreprises de moyenne et forte consommation.

Sa situation quasi-monopolistique, associée à une réglementation favorable, lui avait permis jusqu'alors de bénéficier d'une rente économique confortable.

Mais, cette situation a aussi abouti à la création d'un géant inefficace, surdimensionné, incapable de résister aux vents contraires provenant du marché de l'électricité.

EDF se révèle être une entreprise désormais non compétitive et incapable de réagir rapidement et efficacement aux variations des besoins en électricité et aux bouleversements créés par la libéralisation des autres marchés européens sur les prix de spot.

EDF est aujourd'hui nettement à la traîne de la transformation rapide du marché de l'énergie. L'augmentation des coûts de son parc nucléaire, combinée à l'obsession de vendre des réacteurs de nouvelles technologies complexes et chers (dont les coûts finaux globaux ne sont toujours pas connus), fragilisent considérablement l'entreprise.

➤ **Une évolution des coûts de production d'EDF inadaptée au marché actuel**

Les coûts opérationnels d'EDF ont beaucoup progressé ces dernières années en raison notamment du renforcement des mesures de sûreté lié à Fukushima, du vieillissement des

installations nucléaires, des travaux de maintenance de plus en plus fréquents et de l'augmentation du montant des provisions.

La Cour des comptes, dans son rapport public annuel de février 2016, note que le coût de production de l'électricité nucléaire a beaucoup augmenté entre 2010 et 2013. L'évaluation faite en 2013 ressortait à 59,8€/MWh (vs 49,6€/MWh). Les nouveaux EPR, non comptabilisés à ce jour, devraient relever drastiquement ces estimations.

➤ **Un cadre légal contraignant**

La suppression des tarifs régulés jaune et vert au 31 décembre 2015, soit 32,75% des volumes vendus en 2014, représente un risque majeur pour l'entreprise. Sa structure à coûts fixes élevés et son manque de réactivité exposent le groupe à une perte de part de marché importante, au profit d'opérateurs plus petits et plus adaptables.

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) dispose que la politique énergétique nationale a notamment pour objectif de « réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025 » (article L.100-4 du code de l'énergie).

Seule une augmentation significative de la demande permettrait à EDF de laisser le nombre de ses réacteurs en exploitation inchangé, ce qui, nous l'avons vu, ne correspond absolument pas à la tendance observée. La trajectoire la plus probable est donc la fermeture de 17 à 20 réacteurs selon la Cour des Comptes. Nos estimations visent une fermeture de 14 à 20 réacteurs.

2. L'évaluation de ses actifs

A. Dépréciation des actifs

A la lumière des changements importants dans le paysage économique du marché de l'électricité, il nous a semblé important de porter un regard critique sur l'évaluation des actifs de production d'EDF.

Nous avons considéré les changements de perspective de croissance et déterminé la valeur des actifs à partir de la valeur recouvrable de la totalité des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT). Cette dernière est calculée à partir des flux de trésorerie prévisionnels actualisés. A la fin 2015, les données de marché continuent de peser sur la rentabilité des actifs de production suite à des changements dans les scénarios de long terme, confirmant les tensions durables sur les marchés de l'énergie en Europe (baisse de prix, baisse de la demande, et surcapacité dans la production d'électricité). La valeur recouvrable des actifs est très sensible aux estimations de croissance des UGT.

B. Des variations significatives de taux de croissance estimées selon les pays

La plupart des énergéticiens européens ont d'ores et déjà fortement revu à la baisse leurs estimations de croissance pour les prochaines années.

En Allemagne, par exemple, le taux utilisé pour tester la valeur recouvrable des actifs de production d'énergie est basé sur un **taux de croissance de 0%** et un coût moyen pondéré du capital (CMPC) entre 5.2% et 6.4%⁵. Cette mesure a généré une forte dépréciation des actifs et une perte de valeur considérable pour les opérateurs allemands, avec des dépréciations de l'ordre de €3,134 millions pour E.On et €3,110 millions pour RWE en 2015.

De son côté, EDF a testé ses actifs thermiques sur plusieurs risques et mesuré les impacts générés sur les UGT. Mais, malgré les tensions sur le marché, les **taux de croissance estimés restent entre 1.7% et 2%** et les CMPC sont de 5.9% pour l'Allemagne et entre 6.4% et 10.2% pour les autres pays Européens⁶. Ces hypothèses, que nous jugeons très optimistes, servent notamment à évaluer l'impact potentiel d'effets tels que la baisse des prix de l'électricité, la baisse des spreads ou l'évolution du modèle de rémunération des actifs, sur les UGT.

En revanche, **les actifs de production d'EDF France (thermiques et nucléaires) ne sont pas testés**. C'est-à-dire que l'impact des tensions durables observées sur le marché de l'électricité sur la rentabilité à long terme des activités en France n'est pas encore mesuré.

De manière habituelle, la valeur recouvrable de chacun des actifs est une donnée sensible pour l'entreprise et n'est, en général, pas divulguée car elle est liée à de possibles transactions futures.

Leur valeur bilancielle peut être impactée par différents paramètres tels que la durée de vie opérationnelle, la technologie utilisée, et, bien sûr, son prix de vente si une cession est envisagée.

La valeur des actifs inscrits au bilan n'est donc pas une donnée très lisible. Cependant, en recoupant les informations obtenues auprès de divers énergéticiens disposant d'actifs comparables, il est possible de dégager une tendance générale sur les dépréciations d'actifs réalisées et la valeur estimée de leurs UGT. On peut ainsi obtenir des ordres de grandeur permettant de faire des comparaisons entre entreprises.

C. Des variations significatives selon l'entreprise

E.On a fortement déprécié la valeur de ses actifs de génération pour prendre en considération le nouvel environnement de prix, de €3.11 milliards en 2015 et €3.8 milliards en 2016.

Certains de ses actifs sont désormais comptabilisés à une valeur très faible, conséquence de la prise en compte d'un taux de croissance nul dans le secteur de génération conventionnelle.

⁵ Rapport annuel 2015, E.On

⁶ Document de référence 2015, EDF

De manière générale, la fermeture attendue de tous les réacteurs nucléaires allemands d'ici 2022 a entraîné une forte chute de leur valeur bilancielle. L'entreprise nous a indiqué avoir retenu l'hypothèse d'une valeur recouvrable d'environ € 400 millions, ce qui représente une valeur de **€89.4K/MW** (la capacité nucléaire d'E.ON en Allemagne est de 4.47GW⁷).

De son côté, **RWE** ne fait pas de comparaison par technologie mais plutôt par pays. En Angleterre, par exemple, où tous les actifs sont thermiques, l'entreprise retient une valeur bilancielle de ses actifs de €1.9 milliards pour une capacité installée de 8.58GW⁸, soit **€221.4k/MW**. En Allemagne, la valeur recouvrable de ses actifs est de €6.1 milliards, pour une capacité installée de 26.49GW, soit **€230.2K/MW**. Cependant, cette valeur globale comprend des actifs thermiques, hydrauliques, et des participations dans certains réacteurs nucléaires. La lisibilité des chiffres est, de ce fait, moins évidente.

Engie, pour sa part, a dévalué ses actifs de €8,547M en 2015 : €4,160M correspondent à la branche Global Gaz & GNL, €3,457M à Energie International et €883M à Energie Europe. Concernant ses actifs de production d'électricité, €1,111M est lié à la juste valeur diminuée des coûts de cession aux Etats-Unis, €1,009M à une centrale en Asie-Pacifique (valeur d'utilité – DCF : 7.8%), €713M pour une centrale thermique en Inde (valeur d'utilité – DCF : 11.85%), €151M pour une centrale thermique en Royaume-Uni (valeur d'utilité – DCF : 6.4%), €103M pour une centrale thermique en Pologne (valeur d'utilité – DCF : 8.6%), et €91M pour une centrale thermique en Espagne (valeur d'utilité – DCF : 7.7%)⁹.

Concernant la cession des actifs thermiques aux Etats-Unis, la transaction comprend 31 centrales de 9.9GW (ainsi que deux actifs de transport de gaz). Elle a un impact sur la dette nette de €4.1Mds et a généré une perte de valeur de €1,111M (la valeur comptable des actifs était supérieure au prix de cession) dont €911M imputé sur le goodwill.

En dehors de ces détails sur les dépréciations réalisées, aucune information n'est communiquée sur la valeur recouvrable des actifs de production d'électricité.

D. Le cas d'EDF

En 2015, pour prendre en compte la diminution de cash généré par les UGT, EDF a passé une perte de valeur de €3.47 milliards sur les actifs incorporels et corporels qui se décompose comme suit :

- €1,096 millions au Royaume-Uni liés à une baisse de spreads et une révision en baisse des hypothèses de rémunération de la capacité,
- €1,419 millions en Italie qui s'explique par la baisse des prix de l'électricité et des combustibles (en particulier pétrole),

⁷ Rapport annuel 2015, E.ON

⁸ Rapport annuel 2015, RWE

⁹ Document de référence 2015, Engie

- €186 millions en Pologne en raison de la baisse des clean dark spreads,
- €198 millions en Belgique à la suite d'un changement de modèle de rémunération des actifs,
- €117 millions en Allemagne liés à la baisse des spreads saisonniers et de la volatilité,
- €107 millions pour EDF Energies Nouvelles (hors France) correspondant à l'augmentation du risque pays en Grèce et à la sous-performance des activités,
- Enfin, €343 millions faisant suite à l'arrêt de certains projets renouvelables en France et aux Etats-Unis.

En effet, en étudiant les quelques informations délivrées par EDF, on note une valeur bilancielle nette de ses actifs de production d'électricité conventionnel hors nucléaire (principalement hydro et thermique) de €8.9milliards pour une capacité installée de 32GW, soit une valeur de €278.2k/MW. La valeur nette de ses actifs nucléaires est, quant à elle, évaluée à €24.68 milliards, pour une capacité totale installée de 72GW, ce qui représente une valeur de €342.7k/MW.¹⁰

Quelle que soit la base de comparaison (E.ON, RWE ou Engie), la valorisation des actifs d'EDF est donc nettement supérieure à celle donnée par ses pairs.

En outre, l'essor des énergies renouvelables, une plus faible utilisation des centrales nucléaires (et des énergies conventionnelles en générale), une espérance de vie plus courte pour certains réacteurs et une pression générale sur les prix de l'électricité permettent d'envisager une dépréciation des actifs nucléaires et thermiques en France.

La durée d'exploitation est, effectivement, un élément déterminant pour la valeur des actifs. Or, l'environnement économique actuel ne permet pas de donner l'assurance nécessaire à un retour sur investissement suffisant pour mettre en œuvre les travaux de maintenance et renforcement des exigences de sûreté, indispensables à une éventuelle autorisation de poursuite d'exploitation délivrée par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN).

L'exemple de la Suède est, à ce titre, très parlant : l'opérateur suédois Vattenfall a récemment pris la décision de fermer deux réacteurs nucléaires (Ringhals 1 et 2,) huit et dix ans avant la fin de leur permis d'exploitation, car le retour sur investissement attendu est désormais plus faible que l'investissement nécessaire pour respecter les exigences de sûreté post-Fukushima.

La baisse considérable de la rentabilité de ses centrales engendrée par des prix de l'électricité déprimés et par la hausse de ses coûts opérationnels ont également pesé sur la décision de l'entreprise.

Cette décision a généré une perte de valeur des actifs nucléaires d'environ €2.45 milliards (SEK 23.8 milliard) en 2015.¹¹

Ce scénario pourrait facilement être envisagé pour EDF.

C'est un risque bilanciel d'autant plus important que ses actifs de production en France (principalement nucléaires) sont très probablement surévalués. Une dépréciation de ses actifs

¹⁰ Document de référence 2015, EDF

¹¹ Rapport annuel 2015, Vattenfall

générerait automatiquement une dégradation conséquente de ses fonds propres. Le risque est non négligeable mais, en l'absence d'informations détaillées, nous ne pouvons que l'évoquer.

3. Démantèlement et gestion des déchets des réacteurs français

A. Contexte

Les exploitants de réacteurs nucléaires ont l'obligation d'évaluer les charges nécessaires au démantèlement de leurs installations nucléaires et à la gestion des déchets qui en sont issus, de les provisionner et d'affecter, à titre exclusif, à la couverture de ces provisions, les actifs nécessaires¹².

Avec le vieillissement des réacteurs - qui ont pour la plupart été construits dans les années 70 et 80- et le développement de nouvelles sources d'énergie, la question de leur démantèlement devient de plus en plus récurrente. Il est donc urgent que les exploitants nucléaires mettent de côté des sommes suffisamment importantes pour y faire face.

Peu de démantèlements ont été finalisés à ce jour. Le retour d'expérience est donc assez faible et le coût des différentes opérations fait l'objet de nombreuses discussions.

En outre, la comparabilité des opérations selon le type de réacteur, sa durée de vie, les techniques utilisées, etc., est régulièrement contestée.

L'évaluation des charges de démantèlement et de gestion des déchets est donc un exercice particulièrement délicat.

Dans leur bilan, les énergéticiens inscrivent la valeur actualisée des dépenses futures induites par leur activité nucléaire : les provisions.

On en distingue deux types :

- les provisions pour démantèlement des réacteurs (qui incluent aussi le manque à gagner correspondant au combustible chargé qui ne sera pas consommé : le dernier cœur) ;
- les provisions pour « Aval du cycle » qui comptabilisent le coût de la gestion des déchets produits tout au long de leur vie.

L'actualisation, dont résulte ces provisions, prend en compte différents paramètres, évalués de diverses manières selon les opérateurs et la réglementation existante:

- un taux d'inflation qui prendra en compte l'évolution des coûts jusqu'au jour de la dépense ;
- un taux d'actualisation qui est calculé d'après le taux attendu de rémunération du capital concerné jusqu'à la dépense ;
- une durée d'actualisation correspondant à la période entre aujourd'hui et la date des dépenses.

¹² Code de l'environnement- articles L.594-1, L.594-2 et L.542-12

Prenons l'exemple des taux d'inflation pour illustrer ces différences :

Les Allemands considèrent que les coûts de démantèlement et de gestion des déchets évoluent plus rapidement que l'inflation économique. Ils choisiront donc un taux d'inflation en accord avec leur projection.

Les énergéticiens EON et RWE ont choisi des taux d'inflation de 3.7% et 3.6% respectivement alors qu'EDF prend un taux de 1.5%.

La durée d'actualisation est, pour sa part, fonction de la durée d'exploitation restante de chaque réacteur. Cette durée dépend évidemment de l'âge des réacteurs et d'un choix de durée de vie qui relève, en général, d'une décision gouvernementale.

Ces différences de traitement empêchent à priori toute comparaison des provisions. Mais en intégrant ces différents paramètres dans notre modèle, nous avons néanmoins réussi à obtenir des données comparables.

Les comparaisons sont sans appel pour EDF qui sous-provisionne drastiquement les coûts estimés de démantèlement et les coûts relatifs à la gestion des déchets issus de ses installations nucléaires (cf tableau comparatif p.16).

B. Des charges de démantèlement sous-provisionnées

En dehors d'EDF, rares sont les énergéticiens qui mentionnent le montant que représenterait la déconstruction de leurs réacteurs aux conditions économiques actuelles.

En revanche, ils indiquent dans leurs états financiers, la valeur actualisée- c'est-à-dire les provisions- de ces dépenses.

Comme nous le mentionnons plus haut, ces sommes ne sont pas comparables en l'état.

Pour contourner cet obstacle, nous avons, à partir des provisions de déconstruction, recalculé le montant de la charge correspondante aux conditions économiques actuelles.

a) Les provisions de démantèlement comptabilisées par EDF

EDF distingue, pour l'évaluation des coûts de déconstruction des réacteurs français, ceux en exploitation et ceux arrêtés.

- Pour les réacteurs en exploitation, l'énergéticien s'appuie sur une étude prospective des coûts de déconstruction, réalisée à partir du site de Dampierre (4 tranches de 900MW) en 2009 et revue en 2014. Cette étude décompose le démantèlement en de nombreuses opérations auxquelles elle associe un coût. Le montant ainsi estimé est ensuite extrapolé aux différents réacteurs.

- Les coûts de déconstruction des réacteurs arrêtés (les réacteurs A1, A2 et A3 de Chinon, A1 et A2 de Saint Laurent, Bugey 1, Chooz A, Brennilis et Creys-Malville, et 3 installations annexes) sont évalués à partir de devis revus régulièrement.

Les coûts correspondants pour l'ensemble du parc français, ainsi que leur valeur actualisée, sont repris dans le tableau ci-dessous :

Figure 1

	30/06/16		31/12/15	
	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée
(en millions d'euros)				
Déconstruction des centrales nucléaires	26 202	13 685	26 067	14 930
Derniers cœurs	4 283	2 150	4 113	2 555
Déconstruction et dernier cœurs	30 485	15 835	30 180	17 485

Source : EDF- Les comptes consolidés au 30 juin 2016

b) Les hypothèses d'évaluation des provisions

Pour les besoins de cet exercice, nous avons considéré la durée de vie restante de chaque réacteur, les taux d'inflation et d'actualisation retenus par chaque opérateur de notre panel.

Nous avons adopté l'hypothèse de la Cour des comptes¹³ d'un barycentre des dépenses de déconstruction des réacteurs de 8 ans après le début du démantèlement qui doit avoir lieu dans le délai le plus court possible après l'arrêt des réacteurs.

L'exemple allemand est assez simple car, à la suite de la catastrophe de Fukushima, le gouvernement a décidé de fermer l'intégralité du parc nucléaire au plus tard en 2022 et les dates de fermeture de chacun des réacteurs ont été annoncées. La durée d'actualisation des dépenses futures est donc plus facile à calculer.

Concernant EDF, la question de la durée de vie des réacteurs comporte plus d'incertitudes. Les réacteurs français ont été construits pour une durée d'exploitation de 40 ans. Cette durée est néanmoins soumise à l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) qui autorise ou non la poursuite de l'exploitation de chaque réacteur lors de visites décennales.

Sans attendre les décisions au cas par cas de l'ASN (qui s'étaleront entre 2019 et 2028), l'électricien français a décidé cette année de prolonger la durée d'exploitation commerciale de son parc de réacteurs français de 900MW (soit 34 réacteurs) à 50 ans.

¹³ Cour des comptes- Les coûts de la filière électronucléaire – Janvier 2012

Cette décision, qui n'est que comptable pour le moment, ne prend pas en considération la loi relative à la transition énergétique qui limite à 50% la production d'électricité d'origine nucléaire en 2025 (contre environ 75% aujourd'hui).

Elle n'intègre pas non plus les doutes réitérés par l'ASN elle-même quant à une éventuelle décision favorable à une extension de l'exploitation.¹⁴

Son président, Pierre-Franck Chevet commentait, lors d'une audition à l'Assemblée Nationale, le 13 février 2014.¹⁵ : « Sous réserve d'une vérification réacteur par réacteur, nous considérons comme acquis le principe d'une prolongation de l'exploitation jusqu'à quarante ans, mais non jusqu'à cinquante ou soixante ans. Dans ce cas, il ne s'agit pas d'une simple réserve d'examen. D'importants obstacles techniques doivent encore être levés ».

L'ASN ne se prononcera sur un cadre générique qu'en 2018 et en 2019 pour le premier réacteur arrivant à la quatrième visite décennal -le réacteur numéro 1 de Tricastin. Ce n'est qu'alors que l'ASN précisera le référentiel de sûreté et les contraintes qui devront être appliquées pour obtenir une autorisation d'exploiter au-delà de 40 ans.

Nous avons donc pris l'hypothèse qu'EDF fermera 17 réacteurs en France d'ici 2025 (ce chiffre de 17 réacteurs est expliqué en page 25 de cette note et détaillé dans l'annexe). Ces 17 réacteurs représentent la moitié de ceux qui arriveront à 40 ans avant 2025.

Enfin, nous avons choisi d'intégrer dans notre comparatif la déconstruction des réacteurs 2&3 de San Onofre aux Etats-Unis car le coût des opérations est particulièrement bien chiffré.

¹⁴ ASN – Revue technique de la sûreté nucléaire et de la radioprotection- n°198, Novembre 2014

¹⁵ <http://www.assemblee-nationale.fr/14/cr-cenucleaire/13-14/c1314016.asp>

c) Tableau comparatif et commentaires

Le tableau suivant synthétise les résultats de nos calculs :

Figure 2 : Comparaison des provisions de déconstruction de réacteurs

	EDF France (1) 2016	EDF France (2) 2016	ENGIE 2015	E.ON 2015	RWE 2015	San Onofre 2&3
Capacité installée (GW)	67,340	67,340	5,888	8,271	6,308	2,150
Coût aux conditions économiques actuelles (M€)	30,485	30,485	5,622	8,374	5,268	3,135
Coût /GW (M€)	452,7	452,7	954,9	1 012,4	835,1	1 458,2
Moyenne des coûts/GW (M€)	942,7	942,7	942,7	942,7	942,7	942,7
Ecart au coût moyen/GW (M€)	- 489,9	- 489,9	12,2	69,8	107,5	515,5
Coût aux conditions économiques actuelles corrigé (Mds€)	63,5	63,5	5,6	7,8	5,9	2,0
Provisions corrigées (Mds€)	36,7	35,1	3,6	7,3	5,5	NS
Provisions comptabilisées au bilan (Mds€)	15,8	15,8	3,6	7,9	4,9	NS
Ecart de provisions (Mds€)	20,9	19,2	0,0	-0,5	0,6	NS

Source : Alphavalue

(1): 17 réacteurs sont fermés avant 2025 pour respecter l'objectif de la LTECV de 50% de production d'électricité d'origine nucléaire

(2): Les 2 réacteurs de Fessenheim sont fermés avant 2025 pour respecter le plafond de 63GW de production d'électricité d'origine nucléaire de la LTECV

Nous avons considéré que le coût/GW, obtenu en faisant la moyenne des coûts constatés, était une référence pour l'ensemble des opérateurs étudiés.

Il en ressort qu'Engie, RWE ou E.ON ont correctement provisionné leurs dépenses de déconstruction par rapport au coût moyen.

En revanche, d'après ces calculs, les provisions passées pour sécuriser la charge de financement de la déconstruction des réacteurs français est loin d'être suffisante.

Dans le scénario d'une fermeture de 17 réacteurs d'ici 2025, le groupe devrait augmenter de plus de 20Mds€ le montant de ses provisions pour déconstruction des réacteurs français, et de plus de 19Mds€ dans le scénario du plafond de 63GW.

Ce chiffre peut paraître exorbitant et pourtant, le coût de déconstruction aux conditions économiques du 31/12/2015 passées pour les réacteurs d'EDF en Angleterre est nettement

supérieur. En effet, EDF évalue le coût de déconstruction à 16997M€ pour une capacité installée de 8918 MW.¹⁶, soit 1,9Mds€/GW.

Ce montant est également bien supérieur à la moyenne des coûts constatés dans notre tableau (942,7M€/GW). La technologie différente de ces réacteurs explique peut-être l'écart d'évaluation avec les réacteurs de type REP mais cela mérite d'être souligné.

d) La question des économies d'échelle

Pour justifier ses calculs d'estimation des coûts de déconstruction, sensiblement inférieurs à ses pairs, EDF met notamment en avant « l'effet de série que l'on peut raisonnablement attendre de la déconstruction du parc REP ».¹⁷. La taille du parc exploité (58 réacteurs) et sa standardisation (technologie REP) devrait effectivement permettre au groupe de bénéficier d'économies d'échelle lors de sa déconstruction.

Pour prendre en considération cet effet et en étant assez conservateurs, nous avons évalué, l'économie d'échelle à 100K€/MW installé. Ce chiffre correspond à une réduction moyenne d'environ 10.5% qui sera plus visible dans les dernières opérations effectuées compte tenu des investissements déjà réalisés (équipements, installations, matériaux) et un savoir-faire acquis sur le terrain. Sachant que la capacité installée de réacteurs REP est de 63130MW, **l'économie globale serait de 6,3Mds€.**

Les provisions correspondantes ressortent désormais à 31,6Mds€ si les réacteurs de 900MW (hors Fessenheim) sont tous prolongés et à 33Mds€ si EDF doit en fermer 17.

Les **sous-provisionnement correspondants sont donc de 15,8Mds€ et 17,2mds€ respectivement**, en prenant en compte des «économies d'échelle ».

C. La gestion des déchets : une équation difficile

La question de la gestion des déchets est un problème crucial alors que leur volume ne cesse de croître et que les fermetures à venir de réacteurs et leur démantèlement entraîneront de nouveaux déchets nucléaires.

En France, l'arrivée à l'échéance de 40 ans d'une majorité de réacteurs dans les 10 prochaines années accentue le stress existant sur la capacité des centres de stockage à accueillir ces nouveaux déchets.

¹⁶ EDF Document de référence 2015

¹⁷ Ibid

Dans le même temps, les déchets de haute et moyenne activité à vie longue, fonction du nombre et de la durée de vie des réacteurs en exploitation, ne cessent de progresser alors qu'on ne dispose à ce jour d'aucune solution de stockage pérenne pour les accueillir.

Si certains pays, comme les Etats-Unis, prévoient la construction d'unités de stockage sur place en attendant que des solutions de long terme soient créées, d'autres, comme la France, et désormais l'Allemagne, se dirigent vers la construction de sites de stockage en couche géologique profonde.

Quelle que soit la solution choisie, celle-ci reste à la charge des exploitants nucléaires et ils ont l'obligation de provisionner les coûts afférents dans leurs comptes. Or, l'estimation chiffrée de tels travaux est actuellement très difficile.

a) Des évaluations très incertaines

La Cour des comptes relève dans son rapport de 2014¹⁸ : « Au sein des dépenses futures pour obligations de fin de cycle, ce poste constitue celui sur lequel pèse le plus d'incertitudes, qui pourront générer à terme des surcoûts importants ».

Ces incertitudes concernent bien évidemment tous types de déchets nucléaires, quelques soient leurs origines : l'exploitation des installations nucléaires, leur démantèlement, la reprise et le conditionnement des déchets anciens et les combustibles usés.

Mais, la plus grande incertitude concerne la gestion des déchets les plus radioactifs, dits de haute et moyenne activité à vie longue (HA-VL et MA-VL), aucune solution pérenne n'ayant été trouvée à ce jour.

Des études, citées par la Cour des comptes en 2012¹⁹, estimaient que pour stocker les déchets HA-VL et MA-VL produits par un réacteur en une année, il fallait compter 20M€. Pour le parc français, le rapport avançait un montant global de 36Mds€₂₀₁₀ pour 1758 « années-réacteurs » (somme des années d'exploitation de chaque réacteur).

L'ANDRA (Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs) a revu en 2016 son estimation du coût du projet CIGEO d'enfouissement géologique des déchets à Bure, dans la Meuse. Le montant estimé a quasiment doublé entre 2005 et 2010 passant de moins de 20Mds€ à 34.5Mds€ dont 19,8 mds€ pour la construction du site (de 2021 à 2025), et 8,8 Mds€ pour son exploitation pendant plus de 100 ans (de 2028 à 2156).

L'agence précise en outre que cette estimation s'entend "hors risques et opportunités". Compte tenu de la longue vie du projet, on peut aisément imaginer des surcoûts éventuels.

¹⁸ Cour des comptes- *Le coûts de production de l'électricité nucléaire, Actualisation 2014* – Mai 2014 p.92

¹⁹ Cour des Comptes – *Les coûts de la filière nucléaire*- Janvier 2012

L'ASN a rendu un avis positif sur cette étude mais considère toutefois que certaines hypothèses retenues par l'ANDRA, d'ordre technique et économique, sont trop optimistes et de ce fait non conformes à l'impératif de prudence qui s'impose à une telle évaluation.²⁰

Finalement, le ministère de l'Énergie, représenté par sa ministre Ségolène Royal, a tranché en début d'année pour fixer le coût à 25Mds€. Une décision politique qui permet probablement de parvenir à satisfaire un plus grand nombre (exploitants et régulateur).

b) Les hypothèses retenues par EDF

L'évaluation des charges de gestion des déchets nucléaires, au même titre que celles de démantèlement, sont évaluées directement par EDF sous contrôle d'une autorité administrative, incarnée par les ministères de l'Économie et de l'Énergie.

Cependant, concernant le projet de CIGEO, EDF étant le principal producteur de déchets HA et MA-VL en France, sa part de financement est estimée à 78%, soit près de 20Mds€.

Les comptes semestriels arrêtés au 30/06/2016 font état d'une provision pour gestion des déchets nucléaires de 18,4Mds€.

Notons, à ce stade, une interrogation concernant le montant actualisé de la charge de gestion à long terme des déchets radioactifs.

D'après les informations délivrées par le Ministère de l'énergie, les coûts de construction de CIGEO seront dépensés sur la période 2021-2025. La valeur actualisée de la charge correspondante pour EDF (78% de 19,8Mds€, soit 15,4Mds€) devrait donc être très proche de sa valeur aux conditions économiques actuelles. Un calcul simple reprenant le taux d'actualisation utilisé par l'électricien sur une période de 9 ans (2025)- pour être très conservateur- nous amène à une valeur actualisée de 12Mds€. La provision de 8Mds€ enregistrée par EDF dans ses comptes semestriels, comprenant en outre d'autres charges que CIGEO, est très nettement inférieure.

Figure 3

(en millions d'euros)	30/06/16	
	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée
Gestion du combustible utilisé	16 995	10 318
Gestion à LT des déchets radioactifs	29 203	8 086
AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE	46 198	18 404

Source : EDF- Les comptes consolidés au 30 juin 2016

²⁰ <https://www.asn.fr/Informer/Actualites/Cout-du-projet-Cigeo-l-ASN-publie-son-avis-sur-l-evaluation-proposee-par-l-Andra>

c) L'exemple allemand de la gestion des déchets appliqué à EDF

En 2011, juste après la catastrophe nucléaire de Fukushima, le gouvernement allemand a décidé d'accélérer la fermeture des 17 réacteurs encore en exploitation sur le territoire pour que l'Allemagne soit définitivement sortie du nucléaire au plus tard en 2022. 9 réacteurs ont déjà été arrêtés, 8 autres le seront d'ici là.

Le problème du financement de la gestion des déchets nucléaires est alors devenu une réalité de court terme.

La principale préoccupation est désormais de sécuriser leur financement pour éviter de reporter cette dette sur les citoyens et les générations futures.

S'inspirant des expériences suisse et suédoise, le gouvernement a décidé de créer un fonds public dédié au financement de la gestion des déchets radioactifs.

Le projet de loi, prévoyant le financement du fonds par les opérateurs nucléaires de 23,5Mds€, a été adopté le 19 octobre 2016 par Berlin.

Il se compose d'une enveloppe de 17,4 Mds€ assortie d'une prime risque de 6,2mds€ pour tout leur parc nucléaire (opérationnel et arrêté) prenant en compte les surcoûts éventuels d'autant plus probables qu'il n'existe à ce jour aucun retour d'expérience permettant de conforter les montants estimés. Les opérateurs devront s'acquitter de 20% minimum de la somme avant janvier 2017. La partie non réglée sera soumise à un taux d'intérêt annuel de 4.58% et devra être réglée dans son intégralité avant 2022.

Figure 4- Dépôts réclamés aux opérateurs RWE et E.On pour le «Fonds pour le financement de l'élimination des déchets nucléaires»²¹

Centrale nucléaire	Opérateur	Technologie	Capacité installée Mwe (1)	Montant de base M€ (2)	Prime de risque: 35,47 %	Montant total M€	Montant base/capa (M€/Mwe) (2)/(1)
Unterweser	EON	PWR	1345	1035	367	1402	0,77
Isar 1	EON	BWR	878	668	237	905	0,76
Grafenrheinfeld	EON	PWR	1275	1028	365	1393	0,81
Grohnde	EON	PWR	1360	1063	377	1440	0,78
Brokdorf	EON	PWR	1370	1064	377	1441	0,78
Isar 2	EON	PWR	1400	975	346	1321	0,70
Gundremmingen A	RWE	BWR	237	178	63	241	0,75
Biblis A	RWE	PWR	1167	907	322	1229	0,78
Biblis B	RWE	PWR	1240	980	348	1328	0,79
Gundremmingen B	RWE	BWR	1284	971	344	1315	0,76
Gundremmingen C	RWE	BWR	1288	998	354	1352	0,77
Emsland	RWE	PWR	1329	1124	399	1523	0,85
Total				10991	3899	14890	0,77

Source : Gouvernement fédéral allemand, AlphaValue

La répartition de ces provisions, pour E.ON et RWE, évalue le coût actualisé des charges de traitement des déchets à 0,77M€/MW en moyenne. La prime de transfert de risque de 35.47% demandé aux opérateurs représente un montant supplémentaire de 0.28M€/MW. Au total, les opérateurs nucléaires devront verser au fonds 1.05Md€/MW.

De son côté, les comptes consolidés d'EDF au 30/06/2016, font ressortir un montant de provisions pour la gestion des déchets nucléaires de 18 404M€ pour une capacité installée des réacteurs en exploitation ou arrêtés de 67 340 MW, soit un montant de 0,27M€/MW...A titre de comparaison, ce montant correspond tout juste à la prime de risque demandé aux opérateurs allemands !

Pour atteindre le niveau d'exigence de financement demandé par le gouvernement aux opérateurs nucléaires, EDF devrait donc accroître ses provisions pour gestion des déchets de 52.5Mds€ : 33.5Mds€ au titre de la provision de base et 19Mds€ au titre de la prime de risque.

Ce montant, aussi faramineux soit-il, ne prend pourtant pas en compte la moindre quantité de déchets des opérateurs allemands par rapport à EDF. En effet, plusieurs réacteurs allemands ont

²¹ Gesetzentwurf der Bundesregierung- Entwurf eines Gesetzes zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung- Octobre 2016

été arrêtés avant la fin de leur permis d'exploitation. En 2022, au moment où le dernier réacteur allemand sera fermé, la moyenne de vie des 17 réacteurs aura été de moins de 30 ans. Ils auront donc consommé moins de combustibles que prévu.

EDF, pour sa part, vient de passer comptablement la durée de vie de 34 de ses réacteurs à 50 ans, réduisant les charges annuelles de provisionnement.

d) Impacts comptables

Les sommes de sous-provisionnement sont tellement importantes que leur comptabilisation entrainerait irrémédiablement la faillite d'EDF.

Pour aligner les provisions de gestion des déchets d'EDF avec celles des allemands, il conviendrait de passer une dotation aux provisions dès cette année de 52.5Mds€ (prime de risque incluse) ou de 33.5Mds€ (hors prime de risque).

Par ailleurs, la réglementation impose à l'énergéticien de garantir ces sommes par des actifs dédiés. EDF devrait donc les accroître d'un montant similaire.

C'est une équation difficilement soutenable pour une entreprise dont les fonds propres (retraités des emprunts « hybrides ») s'élève à environ 25Mds€.

Cette opération entraîne un déficit de fonds propres qui sera pris en compte dans la suite de cette étude.

4. Le coût des investissements à venir

A. Le coût des investissements programmés (hors Grand Carénage)

Sur les dix prochaines années, EDF a pris de nombreux engagements d'investissements qui peuvent être résumés ainsi :

- L'EPR d'Hinkley Point et Flamanville : Le coût est estimé à £18 milliards, soit environ €22 milliards au cours actuel. Les deux nouveaux réacteurs doivent être construits en 6,5 ans chacun, entre 2018 et 2026. Même si l'objectif nous semble particulièrement ambitieux, compte tenu du retour d'expérience de Flamanville et de Taishan, nous conserverons ces hypothèses pour nos calculs.
Si l'on considère que les dépenses seront également réparties dans le temps, l'investissement serait de €3.385 milliards par an, soit €2,25 milliards par an pour EDF (qui doit financer 66,5% du projet).

Avant le début de la construction d'Hinkley Point C, prévu en 2018, nous considérons qu'EDF devra investir environ 1Mds€ par an pour finir l'EPR, tête de série, de Flamanville en France.

- Le doublement de la puissance exploitée d'énergies renouvelables- un des objectifs principaux d'EDF dans son programme CAP 2030- nécessite un investissement considérable dans les années à venir. « EDF s'est fixé l'objectif de multiplier par deux sa capacité nette installée, de 28 GW à 50 GW d'ici à 2030 »²². Selon la technologie utilisée (solaire et éolien principalement), le coût des installations peut varier entre €1 et 2 millions par MW. En considérant un prix moyen de €1.5 million par MW, les 22 GW installés coûteraient €33 milliards à EDF, soit en moyenne €2.2 milliards par an sur 15 ans.
- Le réseau électrique est une activité centrale pour EDF. Il doit pouvoir s'adapter à toutes sortes d'énergies et notamment aux énergies renouvelables. Pour piloter efficacement la volatilité induite par l'utilisation d'énergies renouvelables, EDF déploie actuellement un programme d'installation de « smart meters » (Linky). L'installation de ces compteurs intelligents, la maintenance et l'exploitation des réseaux représentent actuellement un investissement moyen de €3.35 milliards par an.
Nous retenons ce coût moyen dans nos hypothèses d'investissements des années à venir. Il est néanmoins jugé particulièrement conservateur, compte tenu des investissements supplémentaires nécessaires pour rajeunir un réseau français vieillissant.
- Les actifs détenus par EDF à l'étranger (parc nucléaire anglais, actifs en Italie, investissements à l'international et sur la branche des services) représentent un investissement récurrent compris entre €3.5 et €4 milliards par an. Nous considérerons dans nos calculs un montant moyen de €3.7 milliards par an.
- Enfin, le rachat programmé d'Areva NP (initialement estimé à 2,5Mds€ pour 100%) comporte désormais trop d'incertitudes pour parvenir à l'évaluer. Le montant (compris entre 0 et 2.5Mds€) étant par ailleurs « négligeable » au regard des autres dépenses, nous ne le valoriserons que lorsque le calendrier et les différentes étapes de l'investissement seront plus claires.

²² <https://www.edf.fr/groupe-edf/premier-electricien-mondial/strategie-cap-2030>

Figure 5

€ milliards	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<i>HPC & New Nuclear</i>	1,00	1,00	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25
<i>EDF EN</i>	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20
<i>Réseau France</i>	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35
<i>Other (UK, Italie, Services)</i>	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70
Total	10,25	10,25	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5

Source : Alphavalue

B. Le Grand Carénage

Le Grand Carénage est un programme spécifique, mis en place par EDF, destiné à piloter de façon intégrée l'ensemble des travaux nécessaires à l'exploitation du parc nucléaire français.

Des travaux de rénovation et de modernisation d'envergure sont nécessaires pour accroître la protection des installations face à des situations extrêmes requises depuis l'accident de Fukushima. En outre, l'usure de certains composants atteignant 30 ans oblige EDF à envisager leur remplacement. C'est le cas des générateurs de vapeurs, transformateurs, alternateurs.

Le montant de ce programme dépendra du nombre de réacteurs restant en exploitation.

Pour respecter la Loi relative à la Transition Energétique, EDF sera contrainte de fermer des réacteurs.

En outre, la rénovation du parc, avec le remplacement de certains gros composants, peut permettre au groupe d'obtenir la validation nécessaire au prolongement de certains réacteurs au-delà de 40 ans. Il est nécessaire de rappeler que malgré la décision d'EDF de prolonger comptablement son parc de 900MW dans ses comptes 2016, seule l'ASN est habilitée à délivrer une autorisation de prolongement.

Les travaux de Grand Carénage présentés par EDF ont été réévalués fin 2015 par le groupe, à €51Mds sur la période 2014-2025 (contre 55Mds€ sur la période 2012-2025). C'est durant cette période que les réacteurs de 900MW atteindront 40 ans d'exploitation et les réacteurs de 1,300MW, 30 ans. Répartie linéairement sur la période, cette évaluation correspond à une charge annuelle de €4.64Mds.

Mais les estimations de la Cour des comptes diffèrent de celles d'EDF.

En effet, d'une part la Cour considère une période de référence plus longue, de 16 ans (2014-2030). D'autre part, elle ajoute les dépenses d'exploitation à celles de maintenance : « En effet, les opérations de maintenance exigent non seulement des opérations de remplacement ou de requalification lourde (investissements), mais aussi des opérations d'entretien (maintenance) »

²³. Les dépenses d'investissement sont estimées à €74.73 milliards entre 2014-2030 et celles d'exploitation à €25.16 milliards pendant la même période. Cela se traduit par des dépenses d'investissement de €4.67 milliards par an et de maintenance de €1.57 milliards par an. Si l'on ramène ce budget à la période considérée par EDF (2014-25), cela représente un investissement de €51.4 milliards et des dépenses de maintenance de €17.3 milliards. Les deux évaluations sont cohérentes. L'écart réside dans les estimations de dépenses d'exploitation, non prises en compte par EDF.

Ce budget établi pour le Grand Carénage ne précise pas le nombre de réacteurs concernés, ni même si EDF envisage la fermeture de certains.

Or, la loi relative à la Transition énergétique stipule que la production d'électricité d'origine nucléaire sera plafonnée à 63.2GW en 2025. L'hypothèse d'une mise en service de l'EPR de Flamanville entraînerait donc la fermeture de deux réacteurs de 900MW. Nous considérons de ce fait que le budget est calculé pour un parc nucléaire de 57 réacteurs.

Considérant que l'EPR ne rentrera pas dans le budget de maintenance du Grand Carénage, l'investissement de 51,4Mds€, tel qu'évalué par la Cour des comptes, sera donc à répartir sur 56 réacteurs, soit en moyenne €918m par réacteur et des dépenses supplémentaires d'exploitation de l'ordre de €309m, ou de €816k/MW et €275k/MW respectivement.

Le 2^{ème} volet de la loi relative à la Transition énergétique concerne la production nucléaire : la production d'énergie d'origine nucléaire devra être limitée à 50% du mix énergétique en 2025. Selon l'évolution de la demande et la vitesse d'investissement sur les énergies renouvelables²⁴, nous prévoyons que 14 à 20 réacteurs devraient fermer.

La Cour des Comptes, pour sa part, estime que l'objectif fixé par la loi aurait pour conséquence de réduire d'environ un tiers la production nucléaire en France, soit l'équivalent de la production de 17 à 20 réacteurs²⁵.

Nous retiendrons donc, dans le cadre de la loi, l'hypothèse d'une fermeture de 17 réacteurs, correspondant à la moyenne des estimations d'AlphaValue et la fourchette basse de la Cour des Comptes.

D'après les informations communiquées par EDF, le Grand Carénage représente un coût récurrent de maintenance d'environ 3Mds€ par an et des investissements de 1 à 2 milliards d'euros supplémentaires par an (visites décennales et réexamen périodique de sûreté inclus).

En partant du montant de 51Mds€, estimé par EDF, les 3Mds€ annuels de maintenance, on peut évaluer le montant des investissements supplémentaires à 1.64Mds€/an, soit €18.04 milliards

²³ Cour des comptes, Rapport public thématique : *La maintenance des centrales nucléaires : une politique remise à niveau, des incertitudes à lever*, (2016).

²⁴ AlphaValue, EDF: «What a mess », (2015).

²⁵ Cour des comptes, Rapport public thématique : *La maintenance des centrales nucléaires : une politique remise à niveau, des incertitudes à lever*, (2016).

pour les 56 réacteurs, ce qui correspond à une moyenne de €322m d'investissements supplémentaires par réacteur.

En partant de l'hypothèse d'une fermeture de 17 réacteurs sur les 57 que comportera le parc français (avec la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim et la mise en service de L'EPR), l'investissement supplémentaire pour les 40 réacteurs opérationnels est évalué à €12.89 milliards. Le coût total pour 40 réacteurs est de €45.9 milliards ou €4.17 milliards par an sur la période 2014-2025.

Il convient, à présent, de rajouter le montant des dépenses d'exploitation estimé par la Cour des comptes, correspondant à environ €12.15 milliards pour 40 réacteurs.

Les dépenses estimées pour le parc nucléaire français se chiffrent ainsi à € 58.3 milliards ou € 5.3 milliards par an.

Le montant et le calendrier des charges qu'EDF devra financer au titre des investissements présents et futurs annoncés sont résumés ci-dessous :

Figure 6

€ milliards	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<i>HPC & New Nuclear</i>	1,00	1,00	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25
<i>EDF EN</i>	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20
<i>Réseau France</i>	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35
<i>Other (UK, Italie, Services)</i>	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70
<i>GC</i>	5,30	5,30	5,30	5,30	5,30	5,30	5,30	5,30	5,30	5,30
Total	15,55	15,55	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8

Source : Alphavalue

A titre indicatif, si aucun réacteur n'est fermé (hors Fessenheim), l'investissement supplémentaire serait de 18.04Mds€. Ajouté aux 17.3Mds€ de dépenses d'exploitation et aux 33Mds€ de dépenses récurrentes de maintenance sur la période 2014-2025, le coût global du Grand Carénage serait de 68.34Mds€, soit 6.21Mds€/an.

Notons cependant que les coûts de rénovation des réacteurs, associés à une éventuelle prolongation de leur durée d'exploitation, restent très incertains. Il est en effet difficile aujourd'hui de définir le périmètre de ces opérations. En outre, compte tenu de la quasi-absence de retours d'expérience, le coût même des opérations est compliqué à estimer.

Certains experts, tels que Wise Paris, retiennent aujourd'hui des fourchettes de coût allant de 500M€ par réacteur, dans une perspective de sûreté dégradée, à plus de 4Mds€ dans une perspective de sûreté s'approchant des exigences fixées pour de nouveaux réacteurs.

« Ces résultats confirment le risque que fait peser sur les exigences de sûreté la rentabilité d'éventuelles prolongations et la nécessité de clarifier, avant toute décision, les enjeux économiques de ces opérations. »²⁶

C. La traduction comptable

Pour essayer de combler le gigantesque déficit de cash généré par ses nombreux projets d'investissements, EDF a engagé des mesures pour optimiser son cash-flow :

- un plan de cession d'actifs de €10 milliards jusqu'à 2020,
- le versement des dividendes en actions pour les exercices 2016 et 2017,
- un projet d'augmentation de capital sur les marchés financiers pour un montant de €4milliards,
- un plan d'amélioration du Besoin en Fonds de Roulement (BFR) avec un objectif d'optimisation du cash-flow sur 2015-2018 de €1.8 milliards, soit environ €450 millions par an.

Concernant les dividendes post-2018, nous avons considéré qu'EDF serait amenée à en réduire le montant. En effet, les résultats nets du groupe devraient subir de plein fouet l'augmentation de la concurrence sur ses marchés clés dans un environnement de prix durablement déprimé. Nous avons, par conséquent, pris comme hypothèse un paiement annuel de €1.5Mds mais avec un versement de dividendes en actions (**avec les effets dilutifs liés aux augmentations de capital nécessaires pendant 10 ans**), soit 75% du montant actuellement payé.

Nous avons, par ailleurs, pris l'hypothèse d'une transformation d'EBITDA en cash-flow opérationnel (FFO) d'environ 75% (après paiement des frais financiers et impôts), hypothèse très conservatrice qui prend en compte l'amélioration du BFR.

Le scénario de base part d'un prix d'électricité bas jusqu'en 2018. Au-delà, la fermeture des 17 réacteurs associée à une hausse sur le prix des émissions CO2 (ETS) obtenue grâce aux différentes mesures prises par la Commission européenne pour stabiliser le marché des émissions, devrait permettre aux prix de l'électricité de retrouver des couleurs.

Nous avons développé deux scénarios pour l'évolution des prix après 2018 (Cal-18):

- Une évolution des prix d'environ +5% par an sur le Cal-18 (€36/MWh),
- et une évolution des prix d'environ +10% par an.

Ces deux scénarios vont avoir des impacts différents sur le FFO attendu dans les années à venir (*ceteris paribus* pour le BFR, impôts et frais financiers).

²⁶ Wise Paris – L'échéance de 40 ans pour le parc nucléaire français- février 2014

Concernant la demande d'électricité, nous considérons, de manière prudente, qu'elle sera stable pour les prochaines années. L'augmentation attendue du nombre de voitures électriques en circulation sera, par hypothèse, compensée par l'amélioration de l'efficacité énergétique.

Enfin, la décision d'arrêter définitivement des réacteurs, dans le cadre de loi relative à la Transition énergétique, aurait un effet négatif sur les résultats d'EDF grâce à la réduction des charges et des produits liés à leur exploitation. D'après les travaux de la Cour des Comptes sur le coût du nucléaire²⁷, les charges d'exploitation pourraient être réduites jusqu'à €3.9 milliards annuels et les pertes de recettes pour EDF pourraient s'élever à environ €5.7 milliards par an, soit un effet sur l'EBITDA de -€1.8 milliards (avec production et prix stables).

Pour calculer de manière plus précise les conséquences financières des fermetures de réacteurs, il faudrait connaître le calendrier d'ici 2025. Ne disposant pas de cette information, nous avons pris l'hypothèse théorique d'une fermeture étalée dans le temps, en fermant prioritairement les réacteurs parvenant à 40 ans d'exploitation avant 2025.

Figure 7 - Prix d'électricité +10% par an après 2018 (nucléaire à 50%)

€ milliards	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
FFO	14,50	14,30	14,07	14,55	14,80	15,06	15,67	16,13	16,61	17,11
Investissement	15,55	15,55	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80
<i>HPC & New Nuclear</i>	1,00	1,00	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25
<i>EDF EN</i>	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20
<i>Réseau France</i>	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35
<i>Other (UK, Italie, Services)</i>	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70
<i>GC</i>	5,30	5,30	5,30	5,30	5,30	5,30	5,30	5,30	5,30	5,30
Dividendes	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Cession d'actifs	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Augmentation de capital	0,00	4,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Variation Trésorerie Nette	0,80	4,60	-0,88	-0,40	-0,15	-1,89	-1,28	-0,82	-0,34	0,16

Source : Alphavalue

²⁷ Cour des comptes, Rapport public thématique : *La maintenance des centrales nucléaires : une politique remise à niveau, des incertitudes à lever*, (2016). Le calcul est réalisé pour une production annuelle de 410 TWh.

Figure 8 - Prix d'électricité +5% par an après 2018 avec plafonnement de capacité à 63.2GW

€ milliards	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
FFO	14,50	14,30	14,07	14,27	14,23	14,19	14,48	14,60	14,73	14,87
Investissement	15,55	15,55	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80	16,80
<i>HPC & New Nuclear</i>	1,00	1,00	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25
<i>EDF EN</i>	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20
<i>Réseau France</i>	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35	3,35
<i>Other (UK, Italie, Services)</i>	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70
<i>GC</i>	5,30	5,30	5,30	5,30	5,30	5,30	5,30	5,30	5,30	5,30
Dividendes	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Cession d'actifs	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Augmentation de capital	0,00	4,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	0,80	4,60	-0,88	-0,68	-0,72	-2,76	-2,47	-2,35	-2,22	-2,08

Source : Alphavalue

En partant de ces deux scenarios d'évolution des prix (de 5% à +10% par an), l'impact sur l'endettement financier est un alourdissement de €8.8 milliards à €0.2 milliards pour la période 2016-2025.

Les mesures prises pour optimiser et contrôler le cash se révèlent positives à court terme mais les problèmes surgissent après la fin de la période de cession d'actifs et le début des travaux d'Hinkley Point C.

Selon l'évolution de prix considérée, la dette brute de l'entreprise se situe entre €83.1 et €74.5 milliards en 2025 (en considérant les obligations hybrides comme de la dette et non des fonds propres).

Le taux d'endettement d'EDF évolue ainsi autour de 300% contre 230% aujourd'hui.

Les tableaux ci-dessus prennent en compte séparément les 2 volets de la loi relative à la Transition énergétique:

- Le plafonnement de la capacité à 63.2GW. Pour ce scénario, nous avons retenu une hypothèse de croissance du prix d'électricité de +5% par an. En effet, en partant d'une capacité nucléaire stable, l'augmentation attendue de la part d'électricité renouvelable produite (notamment avec le développement de projets éoliens offshore) créera une surcapacité de production, qui sera partiellement compensée par une hausse attendue de prix CO2 après 2018.
- Une baisse de l'énergie d'origine nucléaire à 50% de la production totale. La réduction des capacités nucléaires installées, grâce à la fermeture de réacteurs, entraînera une hausse des prix de l'électricité. L'hypothèse d'une croissance de 10% du prix de l'électricité nous semble cohérente avec ce scénario.

En fonction de ces deux scénarios, l'augmentation de la dette brute pendant la période 2016-2025 évoluera de €0.2 Mds (50% production nucléaire) à €8.8 Mds (plafonnement à 63.2GW). La dette brute se situerait alors entre €74.5Mds et €83.1Mds et le FFO/dette brute autour de 20.5%. Ce ratio permet notamment aux agences de notation d'évaluer les risques financiers d'une entreprise.

5. Impact financier global

Afin de mieux visualiser l'impact financier de nos hypothèses sur les comptes d'EDF, nous avons édité une version simplifiée du bilan, prenant en compte séparément les 2 volets de la loi relative à la Transition énergétique.

Nous avons donc, d'une part, considéré une réduction du nucléaire à 50% de la production d'électricité, associée à une hausse des prix post 2018 de 10%.

Dans un 2nd tableau, nous avons posé l'hypothèse d'un plafonnement de la capacité nucléaire à 63.2GW d'ici à 2025, associé à une hausse des prix post 2018 limitée à 5%.

Nous avons, par ailleurs, considéré que la demande était stable.

Les bilans ont été calculés avec et sans les économies d'échelle attendues du démantèlement des réacteurs.

➤ Méthodologie

Afin d'élaborer le bilan 2025, nous avons utilisé la méthode des DCF (*Discounted Cash Flow*).

En appliquant cette méthode, nous avons pu calculer l'impact des variations de prix sur les FFO. La variation des FFO correspondants permettent de déterminer la variation de trésorerie nette de l'entreprise et donc de son endettement financier net (à liquidités stables).

Pour les valeurs macroéconomiques comme les taux d'intérêt et l'inflation, nous avons considéré les objectifs de la Banque Centrale Européenne (BCE) en termes d'inflation et de taux d'intérêt de long terme. Nous avons complété ces données par celles communiquées directement par EDF et retenu comme hypothèse un taux d'inflation de 2%, un taux moyen d'actualisation des provisions de retraite de 2%, un rendement des actifs dédiés de 6.0%, un taux d'actualisation pour provisions nucléaire de 4.5%.

Concernant le taux d'actualisation, nous conservons celui utilisé par EDF même si nous le considérons trop élevé au vu de la tendance baissière durable des taux d'intérêt souverains qui servent au calcul du plafond réglementaire des taux d'actualisation des charges nucléaires (Arrêté du 24 mars 2015).

➤ **Bilan EDF hors économies d'échelle attendues du démantèlement des réacteurs**

Figure 9 - Prix d'électricité +5% par an après 2018 avec plafonnement de capacité à 63.2GW

Bilan simplifié d'EDF			
million €	2015	2015 Rev.	2025 (actuarial mark-to-market)
Actifs			
Total actifs incorporel	19 125	19 125	16 720
Immobilisations corporelles	130 314	130 314	166 520
BFR	11 413	11 413	13 213
Actifs dédiés	23 480	23 480	39 669
Immobilisations financières	55 641	55 641	65 528
Autres actifs courants	2 720	2 720	3 157
Actifs totaux (net des engagements CT)	219 213	219 213	265 137
Capitaux propres	24 661	- 28 139	-28 075
Intérêts minoritaires	5 491	5 491	6 500
Passifs			
Provisions Nucléaires	46 809	99 609	119 042
Provisions pour déconstruction (FR)	17 485	36 685	43 842
Provisions pour déchets (FR)	18 645	52 245	62 438
Provisions (UK & Belgique)	10 679	10 679	12 762
Autres Provisions*	51 056	51 056	62 064
Provisions pour retraite	22 544	22 544	26 942
Endettement net**	59 404	59 404	68 164
Autres charges	9 248	9 248	10 500
Passifs totaux	189 061	241 861	286 712

*Inclue les passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France

** Avec une liquidité stable

Figure 10 - Prix d'électricité +10% par an après 2018 (nucléaire à 50%)

Bilan simplifié d'EDF			
million €	2015	2015 Rev.	2025 (actuarial mark-to-market)
Actifs			
Total actifs incorporel	19 125	19 125	16 720
Immobilisations corporelles	130 314	130 314	166 520
BFR	11 413	11 413	13 213
<i>Actifs dédiés</i>	<i>23 480</i>	<i>23 480</i>	<i>39 669</i>
Immobilisations financières	55 641	55 641	65 528
Autres actifs courants	2 720	2 720	3 157
<i>Actifs totaux (net des engagements CT)</i>	<i>219 213</i>	<i>219 213</i>	<i>265 137</i>
Capitaux propres	24 661	-29 839	-20 347
Intérêts minoritaires	5 491	5 491	5 500
Passifs			
Provisions Nucléaires	46 809	101 309	121 074
<i>Provisions pour déconstruction (FR)</i>	<i>17 485</i>	<i>38 385</i>	<i>45 874</i>
<i>Provisions pour déchets (FR)</i>	<i>18 645</i>	<i>52 245</i>	<i>62 438</i>
<i>Provisions (UK)</i>	<i>10 679</i>	<i>10 679</i>	<i>12 762</i>
Autres Provisions*	51 056	51 056	62 064
Provisions pour retraite	22 544	22 544	26 942
Endettement net**	59 404	59 404	59 404
Autres charges	9 248	9 248	10 500
<i>Passifs totaux</i>	<i>189 061</i>	<i>243 561</i>	<i>279 984</i>

*Inclue les passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France

** Avec une liquidité stable

➤ **Bilan EDF avec les économies d'échelle attendues du démantèlement des réacteurs**

Figure 11 - Prix d'électricité +5% par an après 2018 avec plafonnement de capacité à 63.2GW

Bilan simplifié d'EDF			
<i>million €</i>	2015	2015 Rev.	2025 (actuarial mark-to-market)
Actifs			
Total actifs incorporel	19 125	19 125	16 720
Immobilisations corporelles	130 314	130 314	166 520
BFR	11 413	11 413	13 213
<i>Actifs dédiés</i>	23 480	23 480	39 669
Immobilisations financières	55 641	55 641	65 528
Autres actifs courants	2 720	2 720	3 157
Actifs totaux (net des engagements CT)	219 213	219 213	265 137
Capitaux propres	24 661	- 24 739	-24 012
Intérêts minoritaires	5 491	5 491	6 500
Passifs			
Provisions Nucléaires	46 809	96 209	114 979
<i>Provisions pour déconstruction (FR)</i>	17 485	33 285	39 779
<i>Provisions pour déchets (FR)</i>	18 645	52 245	62 438
<i>Provisions (UK & Belgique)</i>	10 679	10 679	12 762
Autres Provisions*	51 056	51 056	62 064
Provisions pour retraite	22 544	22 544	26 942
Endettement net**	59 404	59 404	68 164
Autres charges	9 248	9 248	10 500
Passifs totaux	189 061	238 461	282 649

*Inclue les passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France

** Avec une liquidité stable

Figure 12 - Prix d'électricité +10% par an après 2018 (nucléaire à 50%)

Bilan simplifié d'EDF			
million €	2015	2015 Rev.	2025 (actuarial mark-to-market)
Actifs			
Total actifs incorporel	19 125	19 125	16 720
Immobilisations corporelles	130 314	130 314	166 520
BFR	11 413	11 413	13 213
<i>Actifs dédiés</i>	<i>23 480</i>	<i>23 480</i>	<i>39 669</i>
Immobilisations financières	55 641	55 641	65 528
Autres actifs courants	2 720	2 720	3 157
<i>Actifs totaux (net des engagements CT)</i>	<i>219 213</i>	<i>219 213</i>	<i>265 137</i>
Capitaux propres	24 661	-26 139	-15 925
Intérêts minoritaires	5 491	5 491	5 500
Passifs			
Provisions Nucléaires	46 809	97 609	116 652
<i>Provisions pour déconstruction (FR)</i>	<i>17 485</i>	<i>34 685</i>	<i>41 452</i>
<i>Provisions pour déchets (FR)</i>	<i>18 645</i>	<i>52 245</i>	<i>62 438</i>
<i>Provisions (UK)</i>	<i>10 679</i>	<i>10 679</i>	<i>12 762</i>
Autres Provisions*	51 056	51 056	62 064
Provisions pour retraite	22 544	22 544	26 942
Endettement net**	59 404	59 404	59 404
Autres charges	9 248	9 248	10 500
<i>Passifs totaux</i>	<i>189 061</i>	<i>239 861</i>	<i>275 563</i>

*Inclue les passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France

** Avec une liquidité stable

En analysant les résultats de l'évolution du modèle économique d'EDF à l'horizon 2025 et les impacts des différents scénarios liés à la loi relative à la Transition énergétique, il ressort que, d'un point de vue financier, EDF bénéficiera sur le long terme d'une réduction de sa capacité nucléaire installée.

En effet, en réduisant sa capacité installée, la hausse des prix de l'électricité, induite par la réduction des surcapacités, aura un effet positif à l'horizon 2025 sur son chiffre d'affaires, supérieur à la perte engendrée par la baisse de ses volumes. EDF arrêtera d'être un exportateur net d'électricité avec ses pays voisins (UK, Allemagne, Italie, Belgique, Espagne) générant ainsi des hausses rapides de prix lors de tensions sur la sécurité d'approvisionnement en Europe dues à des périodes de faible production d'énergies renouvelables ou des hivers plus froids que la moyenne.

La fermeture définitive de réacteurs, associée à une hausse des prix carbone (ETS), aurait pour effet d'améliorer la rentabilité des unités opérationnelles. Cette optimisation de la rentabilité des

unités opérationnelles entraînerait une reprise de cash-flows (FFO) et une variation nette de trésorerie positive, ainsi qu'une moindre hausse des ratios d'endettement à l'horizon de 2025.

Ce scénario vient d'être confirmé récemment avec l'arrêt de plusieurs réacteurs (environ 20 sur les 58 en exploitation) pour des raisons de maintenance et de contrôles de composants demandés par l'ASN. Cette situation, qui fait craindre des problèmes d'approvisionnement à court terme, a engendré une hausse considérable des prix spot.

Une croissance des investissements dans les énergies renouvelables sur les 10 prochaines années, ainsi que le prévoit la loi relative à la transition énergétique, permettrait de générer une hausse considérable de la capacité installée en France et réduirait ainsi les risques sur la sécurité d'approvisionnement.

Comme conclusion, la fermeture de 17 réacteurs d'ici 2025 permettrait :

- De soutenir le prix d'électricité à moyen terme,
- D'augmenter la rentabilité des actifs de productions en exploitation d'EDF
- De respecter les deux volets de la loi relative à la transition énergétique liés aux nucléaire.

La principale inquiétude pour EDF aujourd'hui réside dans son incapacité à faire face à ses obligations de financement des charges de démantèlement de ses réacteurs et de gestion des déchets.

D'après nos différents scénarios, le sous provisionnement global est évalué entre 57.3 et 63.4mds€ en 2025.

Quel que soit le scénario retenu, un ajustement des provisions nucléaires (et des actifs dédiés correspondants), entrainerait la faillite d'EDF d'un point de vue comptable.

Annexe : Durées d'exploitation retenues pour les réacteurs français en exploitation d'EDF

Nom du réacteur	Type	Puissance nette (MWe)	Mise en service commerciale	Nb d'années d'exploit. prévue	Date d'arrêt prévue/ réalisée	Nb d'années d'exploitation effectuées	Nb d'années d'exploitation restantes
FESSENHEIM-1	CP0	880	1978	40	2018	38	2
FESSENHEIM-2	CP0	880	1978	40	2018	38	2
BUGEY-2	CP0	910	1979	50	2029	37	13
BUGEY-3	CP0	910	1979	50	2029	37	13
BUGEY-4	CP0	880	1979	40	2019	37	3
BUGEY-5	CP0	880	1980	50	2030	36	14
DAMPIERRE-17	CP1	890	1980	50	2030	36	14
GRAVELINES-17	CP1	910	1980	40	2020	36	4
GRAVELINES-27	CP1	910	1980	40	2020	36	4
TRICASTIN-17	CP1	915	1980	40	2020	36	4
TRICASTIN-27	CP1	915	1980	40	2020	36	4
BLAYAIS-17	CP1	910	1981	50	2031	35	15
DAMPIERRE-27	CP1	890	1981	50	2031	35	15
DAMPIERRE-37	CP1	890	1981	50	2031	35	15
DAMPIERRE-47	CP1	890	1981	50	2031	35	15
GRAVELINES-37	CP1	910	1981	40	2021	35	5
GRAVELINES-47	CP1	910	1981	40	2021	35	5
TRICASTIN-37	CP1	915	1981	40	2021	35	5
TRICASTIN-47	CP1	915	1981	40	2021	35	5
BLAYAIS-27	CP1	910	1983	50	2033	33	17
BLAYAIS-3	CP1	910	1983	50	2033	33	17
BLAYAIS-4	CP1	910	1983	50	2033	33	17
ST. LAURENT-B-17	CP2	915	1983	40	2023	33	7
ST. LAURENT-B-27	CP2	915	1983	40	2023	33	7
CHINON-B-17	CP2	905	1984	40	2024	32	8
CHINON-B-27	CP2	905	1984	40	2024	32	8
CRUAS-1	CP2	915	1984	50	2034	32	18
CRUAS-3	CP2	915	1984	50	2034	32	18
CRUAS-2	CP2	915	1985	50	2035	31	19
CRUAS-4	CP2	915	1985	50	2035	31	19
GRAVELINES-5	CP1	910	1985	40	2025	31	9

GRAVELINES-6	CP1	910	1985	40	2025	31	9
PALUEL-1	P4	1330	1985	40	2025	31	9
PALUEL-2	P4	1330	1985	40	2025	31	9
FLAMANVILLE-1	P4	1330	1986	40	2026	30	10
PALUEL-3	P4	1330	1986	40	2026	30	10
PALUEL-4	P4	1330	1986	40	2026	30	10
ST. ALBAN-1	P4	1335	1986	40	2026	30	10
CATTENOM-1	P'4	1300	1987	40	2027	29	11
CHINON-B-37	CP2	905	1987	50	2037	29	21
FLAMANVILLE-2	P4	1330	1987	40	2027	29	11
ST. ALBAN-2	P4	1335	1987	40	2027	29	11
BELLEVILLE-1	P'4	1310	1988	40	2028	28	12
CATTENOM-2	P'4	1300	1988	40	2028	28	12
CHINON-B-47	CP2	905	1988	50	2038	28	22
NOGENT-1	P'4	1310	1988	40	2028	28	12
BELLEVILLE-2	P'4	1310	1989	40	2029	27	13
NOGENT-2	P'4	1310	1989	40	2029	27	13
PENLY-1	P'4	1330	1990	40	2030	26	14
CATTENOM-3	P'4	1300	1991	40	2031	25	15
GOLFECH-1	P'4	1310	1991	40	2031	25	15
CATTENOM-4	P'4	1300	1992	40	2032	24	16
PENLY-2	P'4	1330	1992	40	2032	24	16
GOLFECH-2	P'4	1310	1994	40	2034	22	18
CHOOZ-B-1	N4	1500	2000	40	2040	16	24
CHOOZ-B-2	N4	1500	2000	40	2040	16	24
CIVAUX-1	N4	1495	2002	40	2042	14	26
CIVAUX-2	N4	1495	2002	40	2042	14	26

■ Réacteurs de 900 MW prolongés comptablement par EDF

■ Réacteurs de 900MW devant être fermés pour respecter la loi relative à la transition énergétique (hypothèse Alphavalue).