

**Réponses du Conseil d'administration d'EDF aux questions écrites
des actionnaires posées en vue de l'Assemblée Générale Mixte du 18 mai 2017**

EDF a reçu 21 questions écrites de deux associations d'actionnaires et de 3 actionnaires individuels. Conformément à la loi, et en particulier à l'article L. 225-108 du Code de commerce, le texte intégral des questions écrites reçues et des réponses apportées par le Conseil d'administration ont été mis en ligne sur le site internet EDF dédié à l'Assemblée Générale.

- **Question de Monsieur Philippe BELLAMIT, actionnaire individuel**

Question 1'

L'article 187 de la loi LTE du 18/08/2015 plafonne « la capacité totale autorisée de production d'électricité d'origine nucléaire à 63,2 gigawatts ».

Je demande que le CA propose au futur Ministre chargé de l'Energie de confirmer par décret que cette « capacité totale » est représentée par l'ensemble des installations en mesure de produire (hors donc les tranches en arrêt), tel que suivi par la CRE.

Réponse du Conseil d'administration

L'article 187 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) a modifié le régime juridique de l'autorisation d'exploiter un ouvrage de production d'électricité, en insérant un article L.311-5-5 au sein du code de l'énergie qui précise que l'autorisation d'exploiter un tel ouvrage ne peut être délivrée « lorsqu'elle aurait pour effet de porter la capacité totale autorisée de production d'électricité d'origine nucléaire au-delà de 63,2 gigawatts ».

Il faut entendre la capacité totale autorisée comme étant la somme des puissances résultant des autorisations déjà accordées à ce jour, ce qui a été confirmé par le Conseil constitutionnel dans sa décision n° 2015-718 DC du 13 août 2015 rendue à l'occasion de l'examen de la LTECV.

- **Question de Madame Marie-Luce MASSAT SOUPLET, actionnaire individuel**

Question 2'

Les projets Power to Gas (par exemple Jupiter 1000 associant GRTGas et DATE) ne sont-ils pas une menace à court ou moyen terme (comme d'autres nouveaux systèmes décentralisés ou non de stockage de l'électricité ou de batteries) pour la compétitivité en Europe des moyens de long terme constituant la production centralisée d'EDF ?

Le Power-to-Gas permet en particulier de compenser les aléas naturels des sources d'électricité éoliennes et photovoltaïques en stockant sous forme de gaz leur production lorsque cette dernière ne répond pas à la demande des réseaux auxquelles elles sont connectées. L'hydrogène ainsi produit peut alors être valorisé de différentes manières, notamment être reconverti en électricité via une pile à combustible à un moment de plus forte demande.

Réponse du Conseil d'administration

Le principe du Power to Gas consiste à utiliser de l'électricité pour produire de l'hydrogène par électrolyse de l'eau. Un des intérêts réside dans la possibilité de le faire à partir d'énergie électrique

décarbonée (nucléaire ou renouvelables) et dans le fait que l'hydrogène puisse être stocké, puis utilisé ultérieurement, en l'injectant dans le réseau de transport de gaz ou via une pile à combustible pour produire à nouveau de l'électricité.

Les technologies de la chaîne « Electricité à Gaz à Electricité » sont des technologies existantes, pour certaines depuis des décennies. Toutefois, la maturité économique de ce processus n'est pas encore avérée : il est aujourd'hui moins coûteux de produire l'hydrogène à partir de gaz et moins coûteux d'ajuster la production d'électricité à la demande que de stocker massivement l'électricité via l'hydrogène.

Les démonstrateurs en cours cherchent à améliorer l'équation économique du procédé.

A ce titre, EDF est partenaire de plusieurs projets de production/distribution d'hydrogène en France, notamment pour la mobilité : MulThy, FaHyence, Rodez.

EDF développe également un projet de micro-grid alimenté par énergie photovoltaïque complété par du stockage hydrogène sur le site isolé de Mafate (Réunion).

En outre, la R&D du Groupe travaille sur les technologies d'électrolyse et de compression.

- **Questions d'Énergie en actions (association indépendante d'actionnaires salariés et anciens salariés d'EDF)**

Question 3/ Arbitrages sur les marchés au détriment d'EDF

Au guichet de novembre 2016, les fournisseurs d'électricité concurrents d'EDF ont souscrit 82,2TWh d'ARENH (Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique) pour l'année 2017, alors même que certains d'entre eux avaient (selon leurs propres déclarations) couverts, avant la hausse des prix de marché, leurs approvisionnements pour 2017. Le groupe EDF a-t-il évalué combien lui ont coûté ces arbitrages et cette spéculation sur les marchés à terme, et si oui, combien ? Des dispositions sont-elles prises aujourd'hui pour éviter que cela ne se reproduise ?

Réponse du Conseil d'administration

En application de la loi (articles L. 336-1 et s. du Code de l'énergie) l'ARENH garantit un accès des fournisseurs alternatifs au nucléaire historique à des « conditions économiques équivalentes à celle résultant pour Electricité de France de l'utilisation de ses centrales ».

Les textes d'application de l'ARENH octroient aux fournisseurs alternatifs une option tardive gratuite. Ceux-ci ne décident des quantités d'ARENH qu'ils souhaitent souscrire que 40 jours avant la période de livraison. Ils bénéficient ainsi d'une énergie à un prix garanti quelle qu'ait été l'évolution des prix de marché et leur politique de couverture.

L'attractivité de l'option ARENH était encore renforcée par des facultés d'arbitrage qui existaient dans les textes de mise en œuvre de l'ARENH.

Compte tenu des effets spéculatifs du dispositif, EDF a sollicité concomitamment le Ministre de l'Économie et des Finances et la Ministre de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer afin qu'ils prennent, pour éviter ces effets, toutes les mesures nécessaires, dans le cadre de l'ARENH, incluant, le cas échéant, la suspension temporaire du dispositif.

Depuis, deux textes ont été publiés pour encadrer les facultés d'arbitrage qui existaient dans les textes de mise en œuvre de l'ARENH.

Par un arrêté du 14 novembre 2016, suite aux recommandations de la Commission de Régulation de l'Énergie, l'État a durci les conditions dans lesquelles les opérateurs alternatifs peuvent résilier leur accord cadre ARENH avec EDF, limitant ainsi ces possibilités d'arbitrage au pas trimestriel.

Par ailleurs, un décret en Conseil d'Etat du 21 mars 2017 a modifié la partie réglementaire du Code de l'énergie afin de « prévenir le risque de spéculation lié à un arbitrage semestriel ».

Question 4/ Indemnité au titre du projet de fermeture anticipée de la centrale nucléaire de Fessenheim

ACTION FESSENHEIM des Actionnaires Minoritaires d'EDF, constitué par le regroupement de représentants d'actionnaires individuels et des 3 associations d'actionnaires salariés et anciens salariés du groupe EDF (dont Energie en actions), vous a adressé début décembre 2016 un courrier :

- vous informant de la détermination pour faire en sorte que les intérêts des actionnaires minoritaires ne soient pas lésés dans le cadre de la conclusion d'un accord d'indemnisation au titre de la fermeture anticipée de Fessenheim,
- vous demandant :
- que soient communiqués les éléments de calcul conduisant à l'évaluation d'environ 400M€ proposée par l'Etat ;
- une expertise indépendante destinée, dans la transparence, à fournir une évaluation du préjudice fondée sur des données économiques et financières objectives.

N'ayant pas reçu de réponse à ce courrier, et compte tenu de l'impact de cette indemnité sur la valorisation du Groupe (via la valeur de ses centrales nucléaires), nous vous renouvelons ces 2 demandes et souhaitons que la réponse donnée par le Conseil d'Administration soit exposée au cours de l'AG du 18 mai.

Réponse du Conseil d'administration

Le Conseil d'administration réuni le 24 janvier 2017 a autorisé la conclusion par EDF du protocole transactionnel entre EDF et l'Etat dans le cadre de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim. Cette autorisation a été confirmée par le Conseil le 6 avril.

Le protocole prévoit, au bénéfice d'EDF, une indemnisation destinée à compenser le préjudice résultant de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim, décomposée en plusieurs parts :

- une part fixe initiale couvrant l'anticipation des coûts à engager après l'exploitation. Cette part estimée à ce jour à environ 490 millions d'euros avec une prévision de versement de 20 % en 2019 et 80 % en 2021 correspond aux dépenses de reconversion du personnel, de démantèlement, de taxe INB et de « post-exploitation » ;
- une part additionnelle variable donnant lieu le cas échéant à des versements ultérieurs, reflétant le manque à gagner pour EDF jusqu'en 2041. Celui-ci sera déterminé en fonction des prix de marché et de la production du palier 900 MW d'EDF, hors Fessenheim, tels que constatés sur cette période.

La fixation des chefs de préjudice ouvrant droit à indemnisation, les conditions de cette indemnisation ainsi que son évaluation ont été établies conformément aux principes définis par le régime juridique de la responsabilité sans faute de l'Etat du fait des lois, et le protocole a été négocié par EDF au mieux de son intérêt social. Le Groupe de travail des administrateurs indépendants, qui a donné au Conseil un avis sur le projet de protocole, s'était fait assister d'experts économique et juridique.

Question 5 / Financement

Dans un contexte marqué par des prix de marché à nouveau bas, comment comptez-vous financer les importants investissements à venir, tout en maintenant un versement de dividende, et sans dépasser le ratio d'endettement net de 2,5 fois l'EBITDA ? Quelle est la part des investissements « hors périmètre existant » qui sera affectée en 2016, 2017 et 2018 respectivement, aux compteurs Linky, au Grand Carénage, à la construction de moyens de production d'électricité à base d'énergies renouvelables en France, en Europe et dans le reste du monde, et au projet Hinkley Point.

EAS vous prie de bien vouloir individualiser les montants par finalités, et par pays.

Réponse du Conseil d'administration

EDF a annoncé en avril 2016 un plan d'action afin de lui permettre, face à des conditions de marché défavorables, de poursuivre son développement dans le cadre de sa stratégie CAP 2030. Ce plan comprend une optimisation des investissements nets et du Besoin en Fonds de Roulement, une réduction des charges opérationnelles, un plan de cessions d'actifs et un renforcement des fonds propres de l'entreprise (cf. communiqué de presse du 22 avril 2016).

Pour plus de détails sur les investissements, se référer au document « equity story » en ligne sur le site EDF (<https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/espaces-dedies/espace-finance-fr/actionnaires/Augmentation%20de%20capital/equity-story-fr.pdf>).

Question 6°/ Actionnariat salarié

L'augmentation du capital de 4 Milliards d'euros, que vient de réaliser EDF, a été présentée comme une réussite. Ce n'est en aucune façon le cas s'agissant de l'actionnariat salarié. Celui-ci voit en effet sa part dans le capital, continuer de baisser, et diluée à hauteur de 1,3%, alors qu'il représentait 2,43% du capital fin 2009. Cet état de fait est dû en particulier à une incompréhension d'une grande majorité des salariés et anciens salariés concernant l'opération par suite d'une information insuffisante, ainsi que par l'impossibilité pour le FCPE Actions EDF, faute de trésorerie, d'exercer la totalité de ses droits préférentiels de souscription.

Que compte faire EDF face à cette situation qui est totalement anormale vu la taille de l'Entreprise et à l'opposé de ce que l'on constate dans la majorité des grands groupes ?

Quand EDF compte-t-elle lancer une nouvelle opération réservée aux salariés (ORS), la dernière opération de ce type remontant rappelons-le à 2008 ... ?

Réponse du Conseil d'administration

L'augmentation de capital a été sursouscrite à hauteur de 126% et, hors Etat français, la demande totale de marché s'est chiffrée à environ 1,9 milliard d'euros, soit 186% du montant d'un milliard disponible pour les investisseurs, ce qui en fait un véritable succès.

S'agissant de l'actionnariat salarié, le gérant du FCPE Actions EDF a vendu des DPS et a procédé à une opération « blanche ».

La communication réalisée par l'entreprise a été aussi complète que possible tant en interne qu'en externe dans la mesure permise par la réglementation, notamment boursière, applicable dans ce domaine. Chaque actionnaire résident français a de plus reçu par courrier ou par email une documentation complète avec un guide de souscription.

Enfin, s'agissant de la prochaine Offre Réservée aux Salariés, son calendrier n'est pas encore déterminé.

- **Questions de Madame Florence DEHAYE, actionnaire individuel**

*Concernant la prolongation du parc nucléaire, le groupe EDF n'a pas attendu l'accord de l'autorité de sûreté nucléaire pour modifier ses comptes. Les principales incidences comptables, décrites dans le document de référence, sont :
Sur le bilan, cette décision a permis de baisser les provisions de plus de 2Mds€*

Sur le compte de résultat, les différents mouvements comptables ont entraîné une augmentation du résultat avant impôt de plus de 1Md€

Compte tenu des dernières nouvelles concernant la sûreté des réacteurs (anomalies sur des dizaines de réacteurs liées à l'usine Creusot Forge, défaut de taux de carbone sur les générateurs de vapeur de certains réacteurs, défauts découverts sur la cuve de Flamanville 3), il semble assez risqué de parier sur l'autorisation par l'ASN de prolonger tous les réacteurs de 900MW de 40 à 50 ans.

Question 7°/ De la même manière que vous avez comptabilisée une situation dont la probabilité est loin d'être acquise, avez-vous chiffré les conséquences financières et comptables d'un refus de l'ASN de prolonger certains réacteurs ?

Question 8 °/ Par ailleurs, vous n'avez jamais caché votre intention de prolonger également les réacteurs de technologie plus récente (1300MW), quand envisagez-vous de passer les écritures comptables correspondantes ?

Réponses du Conseil d'administration

Réponse 7

Sur le premier semestre 2016, toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires permettant de mettre en adéquation la durée d'amortissement du parc nucléaire France avec la stratégie industrielle du Groupe ont été réunies. Les comptes consolidés au 30 juin 2016, arrêtés par le Conseil d'administration du 28 juillet 2016 après revue par les commissaires aux comptes, ont ainsi intégré l'allongement de 40 ans à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier REP 900 MW hors Fessenheim au 1er janvier 2016, sans préjuger des décisions d'autorisation de poursuite d'exploitation qui seront données tranche par tranche par l'ASN après chaque visite décennale. Les comptes annuels 2016 soumis à l'assemblée générale et qui font l'objet d'une certification par les commissaires aux comptes intègrent également ce point.

Cette modification de la durée d'amortissement s'inscrit dans le cadre de la stratégie industrielle du Groupe de prolonger après 40 ans la durée d'exploitation du parc en France. Elle s'appuie sur la capacité technique des installations du parc REP 900 MW à fonctionner 50 ans au moins, confortée par les benchmarks internationaux, ainsi que sur les investissements progressivement engagés dans le cadre du programme « Grand carénage ». Cette prolongation du parc de réacteurs nucléaires au-delà de 40 ans présente une rentabilité nettement positive et supérieure à un scénario d'arrêt à 40 ans, même en cas de prix long-terme dégradés.

En réponse, par ailleurs, aux éléments mentionnés dans la question posée :

- Il convient de rappeler que s'agissant du défaut d'assurance qualité sur les dossiers de fabrication Areva : (i) EDF a indiqué mi-octobre 2016 à l'ASN avoir terminé la caractérisation des dossiers dits « barrés » portant sur les réacteurs en fonctionnement et confirmé que les 88 irrégularités identifiées n'ont pas de conséquence sur la sûreté des réacteurs concernés et (ii) qu'au-delà des «dossiers barrés», AREVA a lancé un programme d'analyse d'environ 9 000 dossiers de fabrication, actuellement en cours.

- Il convient par ailleurs de rappeler qu'au 1er mars 2017, les 18 réacteurs concernés par la problématique «ségrégation carbone» ont été contrôlés, ont obtenu l'autorisation de redémarrage et fonctionnent en toute sûreté.

Les analyses et contrôles réalisés à ce jour, sous le contrôle de l'ASN, montrent l'intégrité du parc nucléaire en exploitation et son aptitude à continuer de fonctionner en toute sécurité.

Réponse 8

La durée d'amortissement des autres paliers du parc nucléaire France (1 300 MW et 1 450 MW), qui sont plus récents, est, à ce stade, maintenue à 40 ans. L'allongement ultérieur de ces autres paliers demeure un objectif industriel du Groupe, en lien avec les orientations de la politique énergétique.

Concernant les opérations de grand carénage, les découvertes récentes concernant les anomalies sur les réacteurs et les défauts de carbone sur les générateurs de vapeur auront un impact sur les travaux de grand carénage.

Question 9 % *Quels tests supplémentaires sont prévus?*

Question 10 % *Quels seront les surcoûts engendrés ?*

Question 11 % *Quels retards dans le programme de grand carénage, notamment concernant les générateurs de vapeur, sont attendus et quel sera le manque à gagner correspondant ?*

Question 12 % *Quelles réévaluations sont prévues d'ici la publication par l'ASN du référentiel de sûreté post-40 ans ?*

Réponses 9, 10 11 et 12 du Conseil d'administration

Les sujets de ségrégation carbone identifiés en 2016 sur certains générateurs de vapeur (GV) du parc ont déjà fait l'objet de tests et l'ASN a validé la poursuite de l'exploitation de ces équipements.

Il est par ailleurs apparu que le processus de contrôle qualité de l'usine du Creusot était insuffisant, et l'intégralité des dossiers de fabrication de pièces nucléaires au Creusot est en train d'être revue.

Le redémarrage de la fabrication de pièces pour le grand carénage interviendra après le bon achèvement du programme d'amélioration de la qualité en cours au Creusot.

Des tests sont en cours sur certaines pièces forgées des GV de la tranche 2 de la centrale de Fessenheim, pour lesquelles les dossiers de fabrication se sont révélés incomplets en l'état actuel de la revue des dossiers de fabrication du Creusot.

Le programme de maintenance des GV du parc est un programme complet incluant d'une part des actions d'entretien des GV installés permettant leur exploitation en toute sûreté, et d'autre part un programme de remplacement des GV lorsque nécessaire. Ce programme de remplacement est optimisé en permanence en fonction des besoins de sûreté et pour permettre un usage efficace et robuste des capacités du tissu industriel.

Les échanges avec l'ASN sont permanents. EDF a transmis à l'ASN son Dossier d'Orientation du Réexamen de sûreté du palier 900 MW en 2015, et l'ASN a émis un avis positif sur les orientations globales de ce dossier.

Question 13 % **Concernant les énergies renouvelables, le plan CAP2030, lancé en janvier 2015, a pour objectif de multiplier par deux la capacité nette installée d'énergies renouvelables, de 28 GW à 50 GW d'ici à 2030.**

Pourriez-vous détailler votre politique d'investissement dans les énergies renouvelables, préciser le montant des travaux déjà investis et le budget prévu pour atteindre l'objectif de 50GW?

Le développement des énergies renouvelables doit aussi répondre à l'objectif de la loi de transition énergétique pour la croissance verte de limiter à 50% la production d'électricité d'origine nucléaire.

Réponse du Conseil d'administration

D'une manière générale, l'objectif de 50GW d'ici à 2030 est une ambition à moyen terme et ne signifie pas automatiquement que la capacité nette croîtra de manière linéaire sur la période. A titre indicatif le Groupe prévoit des investissements bruts dans les énergies renouvelables supérieurs à 2Mds€/ an sur la période 2017-2020. Pour information, la capacité nette installée est présentée dans le document Performance 2016 : elle s'élève à 30.5GW au 31 décembre 2016 (et non 29GW).

Le Groupe dispose, pour atteindre l'objectif de 50GW, d'un portefeuille substantiel de projets renouvelables avec 18.5GW en énergies éolienne et solaire et d'un portefeuille de 1.2GW de projets en construction pour EDF Energies Renouvelables.

Question 14 / Au 31 décembre 2016, soit 2 ans après le lancement de CAP2030, la capacité nette installée était d'environ 29GW. En 2 ans donc, elle n'a progressé que de 1GW alors que vous visez une progression de 22GW en 15 ans, soit près de 1,5GW/an.

Quelle sera la part investie pour garantir le maintien de l'emploi en France quand on fermera des centrales nucléaires pour atteindre cet objectif ?

Réponse du Conseil d'administration

Toujours soucieux de l'emploi, EDF dispose des compétences nécessaires pour assurer dans les meilleures conditions ses responsabilités en matière d'emploi et d'évolution du parc de production.

Concernant les ambitions du nouveau gouvernement, les médias ont relayé ces derniers jours (Xavier Girre aussi lors de la présentation du CA T1) des discussions entre la direction du groupe et l'équipe de campagne d'Emmanuel Macron sur : une modification du prix de l'ARENH, une remise en question de l'échéance de 2025 pour respecter la loi de transition énergétique pour la croissance verte concernant le mix énergétique, et la mise en place de Contract for Difference, à l'image du contrat régissant la vente de l'électricité qui sera produite par HPC, pour les nouveaux projets de réacteurs en France.

Question 15 / L'ARENH reste-elle pertinente dans le cadre de la libéralisation du marché de l'électricité ? A quel niveau ? Pour quels volumes ?

Question 16 / Pour quelle échéance de passage à 50% de nucléaire EDF plaide-t-elle ?

Réponses du Conseil d'administration

Réponse 15

Le Groupe discutera le cadre de régulation de l'Arenh avec le nouveau gouvernement.

Réponse 16

Le Groupe respectera la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV).

Question 17 /

Concernant le projet de construction de 2 EPR à Hinkley Point, vous avez indiqué que l'augmentation de capital de mars 2017 servira notamment à financer HPC. Pouvez-vous préciser comment seront affectés ces 4 Mds € et dans quels délais ?

Réponse du Conseil d'administration

L'augmentation de capital s'intègre dans un plan d'actions global de renforcement de la performance (plan d'économies et de cessions) et des fonds propres. Le produit de l'augmentation de capital servira principalement au financement des opérations de développement du groupe EDF, en cohérence avec la stratégie CAP 2030.

- **Questions de l'Association EDF Actionnariat salariés**

Question 18°/

Le Conseil a approuvé le versement du dividende de l'exercice 2016 en sachant qu'il était financé par de l'endettement, dans la situation où l'entreprise fait état d'un free cash flow négatif au cours de cet exercice, comme des précédents exercices depuis plusieurs années : le Conseil a-t-il été saisi, lors de cette prise de décision, du coût de financement de cette mesure d'une part, du coût de l'opportunité manquée d'investir ce montant dans des actifs productifs, d'autre part ?

Réponse du Conseil d'administration

EDF a proposé une option de versement des dividendes en actions au titre des exercices 2015, 2016 et, comme annoncé en avril 2016, a l'intention de proposer cette option au titre de l'exercice 2017. L'Etat, qui détient plus de 80% du capital social du Groupe, s'est engagé à exercer cette option pour les 3 exercices. En 2016, lors du paiement de l'acompte, près de 92% des actionnaires ont opté pour le paiement du dividende en actions. Le paiement des dividendes en actions ne dégrade pas l'endettement financier net du Groupe mais contribue au renforcement des fonds propres du Groupe.

Question 19°/

Le Conseil a connaissance de l'actualisation des coûts du démantèlement qui a été publiée par la Cour des comptes en 2016, ainsi que du rapport parlementaire qui a été présenté devant la Commission du développement durable en janvier 2017. Le Conseil a-t-il procédé à l'audit des prévisions d'EDF afin de s'assurer de la prudence des provisions constituées, et du risque de leur valorisation économique pendant 125 ans jusqu'au terme du programme Cigeo ? Quelles sont les conclusions de cet éventuel audit ?

Réponse du Conseil d'administration

Un audit des coûts de démantèlement du parc nucléaire en exploitation commandité par la Direction Générale de l'Energie et du Climat (DGEC) a été conduit par des cabinets spécialisés dont la synthèse a été rendue publique le 15 janvier 2016. Cet audit confortait globalement l'estimation faite par EDF du coût de ce démantèlement et l'administration a formulé à EDF un certain nombre de recommandations à cette occasion.

En 2016, EDF a effectué une révision du devis de démantèlement tenant compte d'une part des recommandations de l'audit qui lui avaient été adressées, et d'autre part le retour d'expérience des opérations de démantèlement des réacteurs de première génération (en particulier Chooz A).

Les résultats du travail accompli en 2016 ont conduit, au global, à des évolutions limitées du devis et des provisions associées au 31 décembre 2016, dont les impacts financiers sont décrits dans la note 29.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2016.

La révision du devis de déconstruction des centrales en exploitation et ses conséquences en termes de provisions ont été auditées par les Commissaires aux Comptes du Groupe et ont été présentés au Conseil d'administration dans le cadre de l'arrêté des comptes au 31 décembre 2016, qui intègrent ces modifications, ainsi qu'à ses comités spécialisés : Comité de Suivi des Engagements Nucléaires et Comité d'audit.

Question 20'

Le Conseil est-il en mesure de confirmer la date de la mise en service industriel de Flamanville 3, telle que celle-ci a été portée à la connaissance des actionnaires lors de l'AG de 2015 ?

Réponse du Conseil d'administration

La construction de l'EPR de Flamanville a franchi dans les temps un nouveau jalon, prévu à la fin du premier trimestre 2017, en entamant la phase des essais d'ensemble de l'installation, ce qui démontre le respect du planning annoncé en 2015 et rappelé dans le document de référence 2016 du groupe EDF (voir section 1.4.1.2.2 « État d'avancement du projet EPR de Flamanville »). Ces essais, qui s'échelonnent jusqu'au dernier trimestre 2018, permettront de vérifier et de tester le fonctionnement de tous les circuits de l'EPR.

Le prochain jalon est le chargement du combustible et le démarrage du réacteur, à la fin du 4ème trimestre 2018.

Question 21'

Le Conseil est-il saisi de la définition du calendrier d'arrêt des réacteurs nucléaires dans le cadre de la loi française de transition énergétique, et est-il saisi du sujet de la méthode de calcul du montant de l'indemnisation des actionnaires pour chacune de ces décisions ?

Réponse du Conseil d'administration

La loi relative à la transition énergétique pour une croissance verte du 17 août 2015 dispose que la politique énergétique nationale a notamment pour objectif de réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité. Par ailleurs, la loi plafonne à 63,2 gigawatts la capacité totale autorisée de production d'électricité d'origine nucléaire, qui est la capacité actuelle.

Les travaux du Conseil d'administration s'inscrivent dans ce cadre législatif.