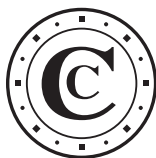


Cour des comptes



ENTITÉS ET POLITIQUES PUBLIQUES

LA FILIÈRE EPR

Rapport public thématique

Synthèse

Juillet 2020

 **AVERTISSEMENT**

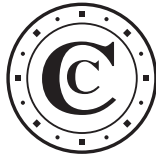
Cette synthèse est destinée à faciliter la lecture et l'utilisation du rapport de la Cour des comptes.

Seul le rapport engage la Cour des comptes.

Les réponses des administrations et des organismes concernés figurent à la suite du rapport.

Sommaire

1 Un projet de réacteur EPR conçu dans des conditions défavorables.	5
2 La construction de l'EPR de Flamanville : un échec opérationnel aux causes multiples	7
3 Des conséquences graves pour l'ensemble de la filière	11
4 Une stratégie internationale qui ne peut être poursuivie dans les mêmes conditions.	13
5 La construction d'une série d'EPR2 en France : un choix technologique, économique et de politique énergétique	15
Recommandations.	17

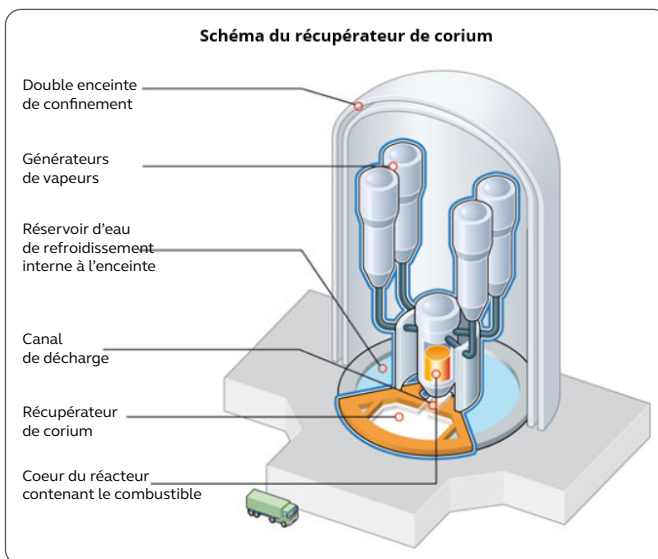


Un projet de réacteur EPR conçu dans des conditions défavorables

C'est en 1989 que le groupe français Framatome et l'allemand Siemens ont commencé à concevoir un nouveau réacteur nucléaire dénommé, en 1992, « *European Pressurized Water Reactor* » (EPR). Il s'agissait de tirer profit du retour d'expérience de plusieurs décennies de production électronucléaire mais aussi de répondre à des exigences accrues de sûreté après les accidents de Three Mile Island, aux États-Unis, en 1979, et de Tchernobyl, en Ukraine, en 1986. Les gouvernements français et allemand ont apporté leur soutien à ce projet de réacteur franco-allemand dès son commencement, et les électriciens des deux pays s'y sont joints en 1992,

sans partager pour autant les mêmes objectifs. L'ingénierie allemande entendait faire évoluer le réacteur « Konvoi » équipant le parc outre-Rhin, tandis qu'EDF souhaitait une évolution du palier N4, le dernier modèle de réacteurs alors en construction. Après la décision allemande de se retirer du nucléaire, en 1998, la France s'est retrouvée seule à porter ce projet, dont l'acronyme prend le sens de « *Evolutionary Pressurized Reactor* » (EPR). Cependant, les grandes options de conception définies conjointement entre les ingénieries des deux pays, bien que sources de complexité, ne furent pas remises en cause.

**Vue de la cuve et du bâtiment du réacteur EPR
(dont récupérateur de corium situé sous la cuve)**



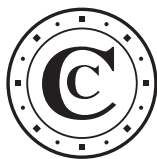
Source : IRSN

Un projet de réacteur EPR conçu dans des conditions défavorables

À partir de 2001, le groupe Areva, nouvellement constitué, développa une stratégie de vente d'EPR « clé en main », s'opposant ainsi à celle d'EDF qui entendait demeurer chef de file du développement du « nouveau nucléaire », en France comme à l'étranger. Les rivalités entre les deux groupes publics nationaux, non arbitrées par les autorités politiques de l'époque, se sont traduites par une surenchère dangereuse pour la filière nucléaire française.

C'est dans ces conditions qu'Areva a signé en 2003 un contrat de vente d'un EPR à l'électricien finlandais

TVO et qu'EDF a lancé, dès 2004, la construction du premier EPR en France, à Flamanville. Cette course entre les deux entreprises françaises a conduit au lancement précipité des chantiers de construction de ces deux premiers EPR, sur la base de références techniques erronées et d'études détaillées insuffisantes. Cette impréparation a également conduit à sous-estimer les difficultés de construction des EPR. La filière nucléaire a fait preuve d'une trop grande confiance en elle, inspirée par la construction et l'exploitation réussies d'un parc de 58 réacteurs.



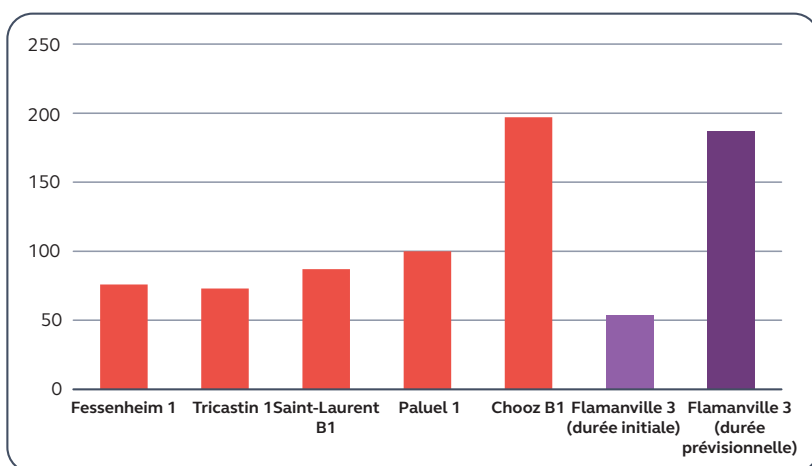
La construction de l'EPR de Flamanville : un échec opérationnel aux causes multiples

À la date de publication du rapport, la multiplication par 3,3 du coût de construction et par au moins 3,5 du délai de mise en service de l'EPR de Flamanville par rapport aux prévisions initiales constitue une dérive considérable, même pour un réacteur « tête de série ».

Cette évolution résulte, en premier lieu, d'une estimation initiale irréaliste de la durée et du coût de construction de l'EPR de Flamanville 3. Alors que le temps moyen de construction d'un réacteur dans le monde avait été de 121 mois entre 1996 et 2000,

la durée initiale de construction retenue pour l'EPR de Flamanville était de 54 mois – soit six mois de plus que la durée initialement prévue pour la construction du réacteur finlandais d'Olkiluoto 3. Cette sous-estimation flagrante de la durée de construction a conduit à une forte pression pour tenter de tenir des délais très contraints. La durée de construction de l'EPR de Flamanville est aujourd'hui estimée à 187 mois, avant prise en compte de l'impact de l'épidémie de covid-19 qui fait naître un risque d'allongement de ce délai.

Durée de construction des réacteurs têtes de série (en mois)



Source : Cour des comptes d'après données EDF

La construction de l'EPR de Flamanville : un échec opérationnel aux causes multiples

Les besoins en ingénierie de construction étaient estimés à 5 millions d'heures de travail ; il en faudra 22 millions. Près de 4 500 modifications ont été apportées depuis le début de la construction, entraînant régulièrement l'arrêt du chantier pour laisser le temps à l'ingénierie de traiter les difficultés rencontrées.

Cette dérive résulte, en outre, d'un défaut d'organisation du suivi du projet par EDF et d'un manque de vigilance des autorités de tutelle. Le conseil d'administration n'a pas délibéré de manière régulière sur ce projet stratégique, ne s'est pas saisi des messages d'alerte du comité d'audit et s'est contenté des informations qui lui étaient communiquées sans prendre de mesures correctrices. L'entreprise n'était pas organisée pour réaliser un projet de cette ampleur : le concept « d'architecte ensemblier » dissimulait une confusion entre les fonctions respectives du maître d'ouvrage et du maître d'œuvre. Jusqu'en 2015, le projet n'a pas été piloté par une véritable équipe projet. Les relations contractuelles ont aggravé la faiblesse du pilotage technique du projet puisque les contrats n'intégraient, à leur signature, ni les aléas – pourtant prévisibles compte-tenu du caractère de « tête de série » du réacteur – ni des mécanismes incitatifs qui auraient permis de prendre en compte le caractère incomplet du design. Onze des douze principaux contrats de l'EPR de Flamanville ont ainsi connu des augmentations de coûts comprises entre 100 % à 700 %. L'entreprise s'est organisée tardivement pour piloter financièrement ce projet : ce n'est qu'à compter de 2015 qu'elle a suivi les dépenses et alors évalué le coût de construction à terminaison, désormais estimé à 12,4 Md€ exprimé en euros 2015.

En outre, les administrations concernées n'ont pas rempli leur rôle. Alors que les estimations initiales de la durée de construction et du coût de l'EPR de Flamanville 3 étaient manifestement sous-évaluées, elles n'ont réalisé ni l'évaluation de la rentabilité socio-économique du projet, ni l'analyse propre de l'impact des problèmes successifs rencontrés dans sa réalisation. Elles n'ont pas davantage alerté les ministres sur l'importance des aléas des chantiers d'Olkiluoto 3 et de Flamanville 3 et leurs conséquences. Le Gouvernement a été contraint de procéder à une restructuration coûteuse de la filière nucléaire, sans que des signaux d'alarme n'aient été envoyés en temps utile.

La perte de compétences techniques et de culture qualité de la filière nucléaire est aujourd'hui volontiers mise en avant pour expliquer les problèmes de construction de l'EPR. Mais les acteurs n'en avaient pas conscience au début des années 2000 et ce diagnostic n'a été effectué qu'avec retard, face aux difficultés, et ce nonobstant l'écart d'une quinzaine d'années entre lesancements des chantiers de Civaux 2 (réacteur français en service le plus récent) et de Flamanville 3. EDF a annoncé, en décembre 2019, la mise en œuvre d'un plan d'actions visant à rétablir le niveau de compétences techniques et la culture de qualité nécessaires. Il n'a donc pas été procédé à cet examen avant de prendre la décision de lancer la construction d'un nouveau type de réacteur.

EDF a décidé de concevoir certains éléments du réacteur dans une démarche dite d'exclusion de rupture, qui suppose un renforcement des exigences techniques dans la conception, la fabrication et le suivi en service de ces équipements afin de rendre leur

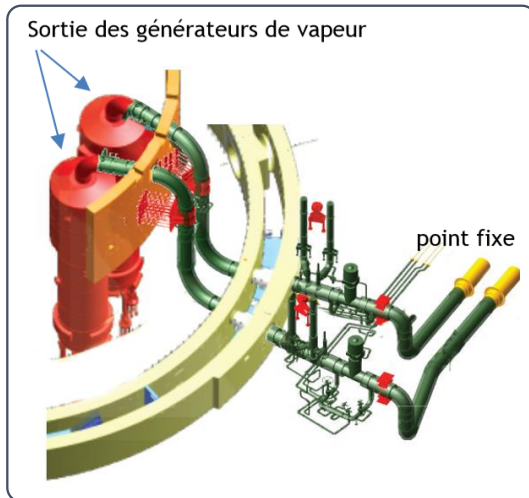
La construction de l'EPR de Flamanville : un échec opérationnel aux causes multiples

rupture extrêmement improbable. L'ex Areva NP et ses sous-traitants ne sont pas parvenus à réaliser un certain nombre de pièces et de soudures en respectant ce haut degré d'exigence. EDF n'a informé l'autorité de sûreté nucléaire de l'existence d'un écart au référentiel d'exclusion de rupture pour les soudures de traversées qu'en 2017, alors que ces éléments étaient connus depuis octobre 2013. La transmission tardive à l'autorité de sûreté de ces éléments pourtant fondamentaux pour la sûreté traduit un manque de fluidité entre les acteurs du secteur et leur autorité de sûreté.

Les conséquences financières de ces insuffisances techniques et organisationnelles sont lourdes. La seule réparation des soudures de traversée entraîne un surcoût de construction de l'ordre de 1,5 Md€²⁰¹⁵. Le temps passé par EDF, entre 2015 et 2019, à essayer de convaincre l'autorité de sûreté nucléaire que les écarts entre les exigences techniques et ce qui avait été réalisé pouvaient être considérés comme acceptables, a conduit à un arrêt du chantier, et par suite, renchérit le coût du projet.

Éléments de tuyauterie concernés par la démarche d'exclusion de rupture

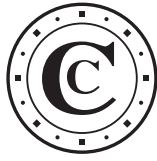
Source : IRSN.



Note : la double paroi présentée sur le schéma est celle du bâtiment du réacteur

Les conséquences financières de ces insuffisances techniques et organisationnelles sont lourdes. La seule réparation des soudures de traversée entraîne un surcoût de construction de l'ordre de 1,5 Md€²⁰¹⁵. Le temps passé par EDF, entre 2015 et 2019,

à essayer de convaincre l'autorité de sûreté nucléaire que les écarts entre les exigences techniques et ce qui avait été réalisé pouvaient être considérés comme acceptables, a conduit à un arrêt du chantier, et par suite, renchérit le coût du projet.

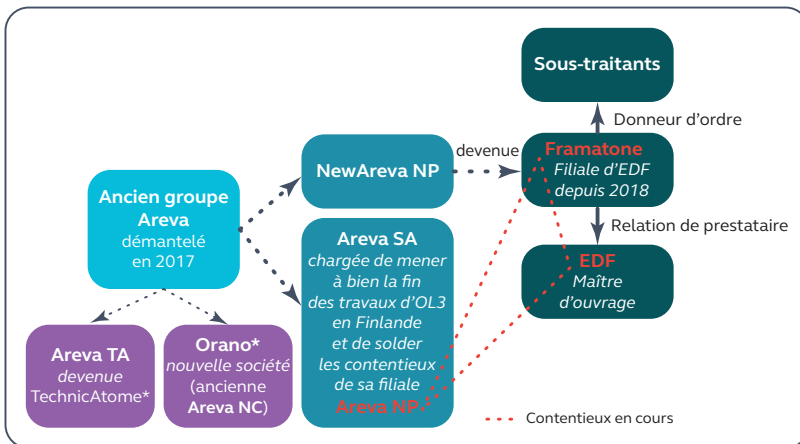


Des conséquences graves pour l'ensemble de la filière

Des risques pèsent sur la situation financière de certaines entreprises qui ont bénéficié récemment d'une recapitalisation des pouvoirs publics. L'État a mobilisé 4,5 Md€ pour doter en capital Areva SA (2 Md€) et Orano (2,5 Md€) à l'issue de la restructuration d'Areva. EDF a bénéficié d'un apport en capital de 3 Md€ qui lui a permis de prendre le contrôle de l'activité réacteurs de l'ex-Areva NP, devenue Framatome.

Du fait de l'ampleur des réclamations en cours ou potentielles d'EDF à l'encontre d'Areva SA, le risque de défaillance financière de cette société détenue à 100 % par l'État, ne peut être totalement écarté. Les risques de contentieux portés par EDF à l'encontre de sa filiale Framatome sont également susceptibles de fragiliser cette société. L'État doit donc suivre avec la plus grande vigilance les résultats des contentieux en cours ou à venir entre ces sociétés dont il est le principal actionnaire. La stratégie de l'État actionnaire dans cette filière mériterait d'être affirmée.

Relations entre les acteurs industriels concernés par la filière et engagés dans des contentieux



Source : Cour des comptes, avril 2020

*Entreprises hors du champ du rapport.

Note : La répartition du capital des différentes sociétés est la suivante :

- Pour Framatome : le capital est détenu à 75 % par EDF, 19,5 % par Mitsubishi Heavy Industries (MHI) et 5 % par Assystem

- Pour Areva SA : le capital est détenu à 100 % par l'État

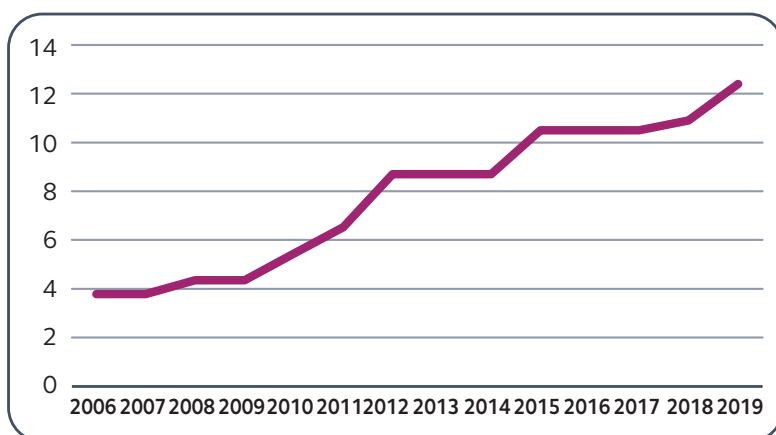
- Pour EDF : le capital est détenu à 83,6 % par l'État, 12,9 % par des actionnaires institutionnels, 2 % par des actionnaires individuels et 1,3 % par des actionnaires salariés (le reliquat en actions auto-détenues).

Des conséquences graves pour l'ensemble de la filière

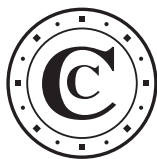
Les conséquences de ces dérives pèsent évidemment sur les coûts et la rentabilité de l'EPR de Flamanville. Son coût de construction est estimé par EDF à 12,4 Md€₂₀₁₅, auxquels s'ajouteront des coûts complémentaires qui pourraient atteindre près de 6,7 Md€₂₀₁₅ à la mise en service du réacteur, toujours prévue mi 2023, dont environ 4,2 Md€ de frais de financiers. Dans ces conditions, il est regrettable que ni EDF ni les autorités publiques concernées n'aient

calculé la rentabilité prévisionnelle de l'EPR de Flamanville 3, considérant apparemment comme normal qu'elle soit diluée dans la moyenne de celle de l'ensemble des réacteurs du parc électronucléaire. En l'absence de données produites par l'entreprise, la Cour a estimé, sur la base d'hypothèses exposées dans le rapport, que le coût de l'électricité produite par l'EPR de Flamanville pourrait se situer entre 110 et 120 €/MWh.

Évolution du coût de construction de Flamanville 3 entre 2006 et 2019 (Md€₂₀₁₅)



Source : Cour des comptes d'après données EDF



Une stratégie internationale qui ne peut être poursuivie dans les mêmes conditions

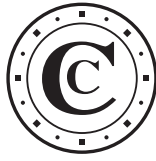
Le chantier d'Olkiluoto, en Finlande, a été lancé en 2005 par Areva, avec une mise en service prévue en 2009. Il a connu des déboires, retards et surcoûts qui ont contribué à la disparition de l'ancien groupe Areva. La réception provisoire du chantier était, en mars 2020, prévue pour la fin mai 2021, mais des incertitudes persistent et sont, selon une annonce récente de l'électricien TVO, acquéreur de la centrale, accrues par les conséquences probables de la crise sanitaire née de l'épidémie de covid-19 sur les travaux encore nécessaires. Le coût de la construction atteindrait 8,2 Md€ (en euros courants) pour la partie assurée par Areva, sans prendre en compte celui de la turbine (684M€), selon les informations fournies par Areva SA, soit près de 4 fois le montant prévu au contrat initial (2,28 Md€ pour le consortium associant Areva et Siemens).

Les investissements du groupe EDF au Royaume-Uni et le chantier de Hinkley Point sont des opérations à risque élevé. EDF a décaissé 15,7 Md€ pour l'acquisition de British Energy et devra déboursier 16 à 17 Md€ pour la construction des deux réacteurs d'Hinkley Point C (HPC), s'il n'y a pas de nouvelles dérives de coûts. Des risques demeurent, après l'annonce d'une augmentation de 3 Md€ du coût de construction et de l'allongement des

délais de construction des réacteurs, en 2019. La rentabilité du projet Hinkley Point a été revue à la baisse plusieurs fois depuis le lancement du projet. Le financement en est assuré par EDF, à concurrence de sa participation au capital de la société de projet, ce qui pèse lourdement sur sa situation financière.

Les réacteurs EPR de Taishan 1 et Taishan 2 ont été mis en service avec succès en Chine en 2018 et 2019, mais avec un retard de cinq ans sur le calendrier prévu lors de la commande et un surcoût de 60 % par rapport au budget prévisionnel. Des interrogations demeurent quant à la fixation du tarif d'achat de l'électricité produite par ces réacteurs et sur la rentabilité du projet pour EDF.

Les autres projets d'exportation d'EPR sont empreints d'incertitudes. Malgré les efforts commerciaux d'EDF et ceux consentis par le Gouvernement français pour proposer à l'Inde des conditions financières très favorables, les négociations, engagées depuis longtemps, ne progressent guère. Quant aux projets de construction de réacteurs EPR à Sizewell au Royaume-Uni, leur réalisation est subordonnée à la possibilité d'en assurer le financement, EDF n'en ayant plus les capacités.

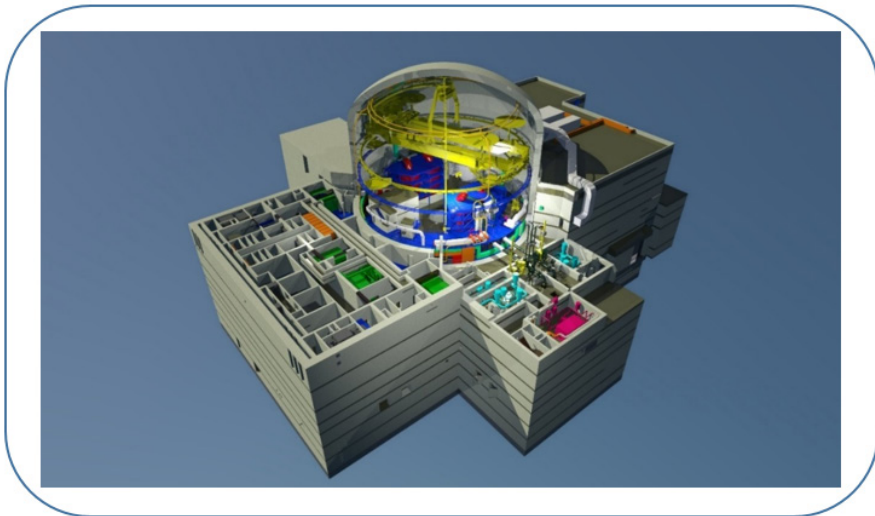


La construction d'une série d'EPR2 en France : un choix technologique, économique et de politique énergétique

Tirant les leçons des difficultés rencontrées pour construire les réacteurs EPR, mais conforté par le bon fonctionnement de ceux de Taishan, qui valide ce choix technologique,

EDF propose à l'ASN et aux autorités administratives un nouveau modèle d'EPR, dit « EPR2 » présenté comme plus simple et moins cher à construire.

Représentation en trois dimensions de l'îlot nucléaire de l'EPR 2



Source : EDF

La construction d'une série d'EPR2 en France : un choix technologique, économique et de politique énergétique

En faisant ce choix, EDF s'éloigne de la démarche d'optimisation de la technologie de l'EPR appuyée sur le retour d'expérience et permettant de profiter de l'effet d'apprentissage. Les chantiers d'Olkiluoto 3 et de Flamanville 3 ont montré que privilégier l'innovation à l'expérience cumulée présente des risques et que le coût de cette innovation ne doit pas être sous-estimé. Or, on ne peut pas établir avec un degré raisonnable de certitude que les économies de construction de futurs EPR2 par rapport au coût de construction d'EPR de type Flamanville se matérialiseront. Pourtant, la seule hypothèse actuellement mise à l'étude par les pouvoirs publics en matière de nouveau nucléaire est celle de la construction de six réacteurs de type EPR2, par paires.

L'enjeu financier est majeur : le coût de construction de trois paires d'EPR2 est estimé à 46 Md€₂₀₁₈. La décision de construire ou non de futurs EPR aura des conséquences jusqu'au 22^{ème} siècle. Elle doit donc être prise sur la base d'un retour d'expérience qui ne soit pas conduit qu'en interne à EDF, mais associe l'ensemble des acteurs concernés par la construction de l'ensemble des réacteurs EPR réalisés ou en cours de construction, afin que toutes les parties prenantes tirent les mêmes leçons de la manière dont les chantiers de construction des EPR se sont déroulés.

De nouveaux modes de financement des réacteurs électronucléaires devront, dans cette hypothèse, être mis en place. EDF ne peut financer seul la construction de nouveaux

réacteurs, et ne pourra plus s'engager sans garanties sur le revenu que lui procurera l'exploitation de ces réacteurs. Aucun nouveau projet ne saurait être lancé sans une forme de garantie publique, quel que soit le dispositif retenu. Mais la charge ainsi transférée au consommateur ou au contribuable ne trouverait sa justification que si l'électricité produite par les nouveaux réacteurs électronucléaires s'avérait suffisamment compétitive vis-à-vis des autres modes de production d'électricité, renouvelables en particulier, ou si d'autres considérations justifiaient le maintien du nucléaire dans le mix électrique.

C'est pourquoi une analyse complète du mix électrique à l'horizon 2050, présentant les enjeux et les solutions en termes de sécurité d'approvisionnement, d'adaptation des réseaux de transport et de distribution d'électricité, de gestion des déchets radioactifs, de démantèlement des centrales aujourd'hui en fonctionnement, et bien sûr de coût de fonctionnement du système du électrique devrait être conduite avant toute prise de décision concernant le développement d'un nouveau parc de réacteurs électronucléaires.

Cette décision étant renvoyée par le Gouvernement postérieurement à la mise en service du réacteur de Flamanville 3, soit mi-2023 au plus tôt, il est possible de conduire, d'ici-là, à la fois le retour d'expérience complet sur la construction des EPR et l'exercice de planification à long terme du mix électrique recommandés par la Cour.

Recommandations

Recommandations relatives à la conduite des grands chantiers

1. Reconsidérer la notion d'architecte ensemblier en séparant les fonctions de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre (EDF, 2020).
2. Intégrer aux contrats des dispositions partageant le risque de construction entre le maître d'ouvrage et les prestataires et les intéressant à la tenue du planning de réalisation des travaux (EDF, 2020).
3. Assurer une revue semestrielle des projets stratégiques et des risques qui y sont associés, au sein du conseil d'administration d'EDF (EDF, MTES, MEF, 2020).
4. S'assurer que les responsables de grands projets aient autorité sur les moyens, notamment d'ingénierie, nécessaires à leur réalisation (EDF, 2020).
5. Décliner dans un référentiel commun les modalités d'application du principe d'exclusion de rupture afin de clarifier les conséquences industrielles des spécifications concernées (EDF, Framatome, immédiat).

Recommandations relatives à la préparation des décisions à venir

6. Calculer la rentabilité prévisionnelle du réacteur de Flamanville 3 et de l'EPR2 et en assurer le suivi (EDF, 2020).
7. Définir, avant l'engagement des projets internationaux, leurs niveaux de risques et de rentabilité attendue ainsi que leurs conditions de financement et s'y conformer (APE, DG Trésor, EDF, 2020).
8. Conduire un exercice de retour d'expérience complet sur tous les EPR construits ou en construction en France et à l'étranger, avec l'ensemble des acteurs concernés, préalablement au lancement d'un éventuel chantier de nouveaux réacteurs électronucléaires (EDF, MTES, MEF, 2020).
9. Prolonger jusqu'en 2050, la planification du mix électrique préalablement à la décision de lancement d'un éventuel chantier de nouveaux réacteurs électronucléaires (EDF, RTE, MTES, MEF, 2020).