

Audit des coûts du programme EPR2

Synthèse

4 octobre 2021

Transactions & Investments

Disputes & Crises

Corporate Strategy & Finance

Business Performance

Préambule

L'audit du projet EPR2 s'inscrit dans un programme de travail lancé par le Gouvernement ayant pour but d'instruire les questions relatives au coût du nouveau nucléaire. L'analyse de la qualité de la prévision des coûts et des risques d'un tel projet est essentielle pour permettre la prise de décision du Gouvernement, puis l'élaboration des modalités de leur financement.

Le Gouvernement a souhaité faire expertiser, approfondir et compléter les travaux menés par EDF qui ont permis de constituer la proposition relative à l'exécution d'un programme de construction de 3 paires de réacteurs nucléaires EPR2 et que l'entreprise a remise au Gouvernement en 2021 (désignée ci-après « offre v3 »). La DGEC (Direction Générale de l'Energie et du Climat, Ministère de la transition écologique et solidaire) et l'APE (Agence des participations de l'Etat, Ministère de l'économie, des finances et de la relance) ont dès lors sollicité le concours du groupement des cabinets Accuracy et NucAdvisor (désignés ci-après collectivement « le Groupement ») pour revoir la proposition de EDF. Les travaux de cet audit s'articulent autour de 3 volets :

- L'audit des devis de construction « sans matérialisation des risques » et des calendriers de construction sous-jacents (volet 1) ;
- Une contre-expertise de l'analyse des risques et de leurs incidences possibles sur les coûts et les délais de construction (volet 2) ; et
- L'évaluation du coût complet du programme EPR2 (volet 3).

Notre intervention s'est déroulée de juin à septembre 2021 et s'est appuyée sur diverses sources d'informations et de données :

- 139 documents mis à disposition par EDF ;
- Les réponses à 129 questions posées à EDF ; et
- Près de 30 ateliers avec EDF ou Framatome en lien avec les différents volets du projet.

Sommaire

1. Audit des coûts de construction sans matérialisation des risques et du planning associé	4
1.1. Revue des coûts et planning hors provisions pour risques, aléas et opportunités.....	4
1.2. Evolution du devis depuis 2019	6
1.3. Les effets programmatiques	7
1.4. Revue critique des coûts hors provisions pour risques, aléas et opportunités.....	8
1.5. Revue critique du planning hors risques et aléas	11
2. Contre-expertise de l'analyse des risques et de leurs incidences possibles sur les coûts et les délais de construction	12
2.1. Méthodologie de calcul de la provision pour risques et aléas.....	12
2.2. Evolution de la provision pour R&O et aléas depuis 2019	13
2.3. Revue critique de l'analyse de risques	14
2.4. Test de robustesse de la provision pour R&O et aléas.....	14
3. Coût complet du programme EPR2	16
3.1. Les coûts de développement et de construction.....	16
3.2. Les coûts d'exploitation	17
3.3. Production d'électricité.....	18
3.4. Bilan.....	19



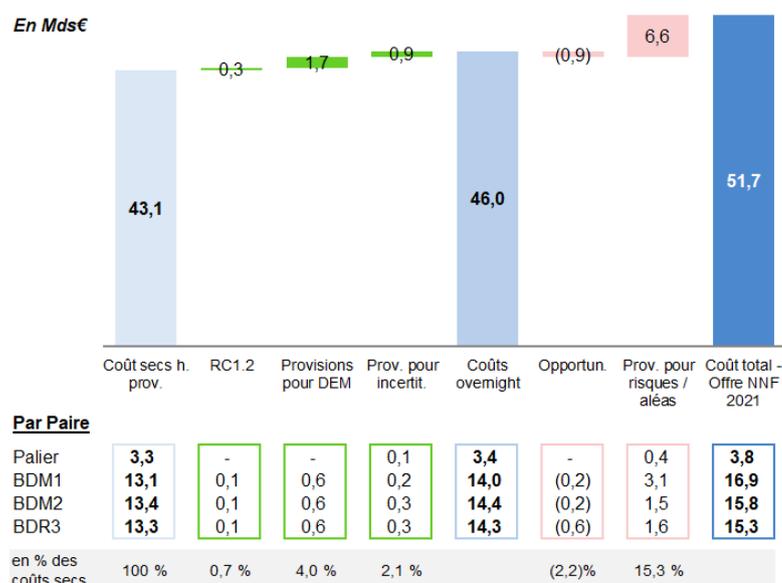
1. Audit des coûts de construction sans matérialisation des risques et du planning associé

1.1. Revue des coûts et du planning hors provisions pour risques, aléas et opportunités

La proposition d'EDF relative à l'exécution d'un programme de construction de 3 paires de réacteurs nucléaires EPR2 et remise aux pouvoirs publics en mai 2021 s'élève à 51,7 Mds€₂₀₂₀. Elle se décompose comme suit :

- 3,8 Mds€₂₀₂₀ pour le « Palier », c'est-à-dire l'ensemble des études considérées comme identiques et réutilisables pour plusieurs tranches/paires ;
- 16,9 Mds€₂₀₂₀ pour la construction de la Paire 1 (ou « BDM 1 »¹ sur le site de Penly) ;
- 15,8 Mds€₂₀₂₀ pour la construction de la Paire 2 (ou « BDM 2 » sur le site de Gravelines) ; et
- 15,3 Mds€₂₀₂₀ pour la construction de la Paire 3 (ou « BDR3 »² sur le site de Bugey ou Tricastin).

Figure 1 : Décomposition de la proposition d'EDF par nature et par site



¹ BDM fait référence à un site en Bord De Mer

² BDR fait référence à un site en Bord De Rivière



Le coût total du programme EPR2 hors provisions pour risques, aléas et opportunités s'élève à 46,0 Mds€₂₀₂₀, dont :

- 43,1 Mds€₂₀₂₀ de coûts secs, correspondant à des coûts de construction sans matérialisation des risques ; et
- 2,9 Mds€₂₀₂₀ de diverses provisions relatives à l'ajustement du design (RC1.2³), au démantèlement et aux incertitudes de chiffrage.

Cette proposition de programme retient pour hypothèse une stabilité dans le temps des référentiels réglementaires applicables au palier EPR2. Elle reflète la meilleure vision du programme par EDF à mai 2021, compte tenu de l'avancement du projet encore peu contractualisé avec ses fournisseurs. Cette proposition repose, de fait, sur certaines hypothèses économiques prévalant à cette date et non sur les conditions effectives et futures de réalisation qui seront à titre d'exemple impactées par l'inflation, les révisions de prix des fournisseurs, les évolutions des indices du coût de la main d'œuvre et des matières premières (calibrés au 1/10/2020), etc.

Par ailleurs, EDF nous a indiqué que ce chiffrage n'inclut pas :

- Le coût du foncier, qui sera pris en compte dans les coûts d'exploitation ;
- Les coûts de dédit en cas de renoncement à une partie du programme au cours de sa réalisation ;
- Le coût du schéma industriel si EDF n'endosse pas la maîtrise d'ouvrage (la proposition considère un schéma intégré) ;
- Le coût du financement et la marge commerciale pour EDF en tant que maître d'ouvrage.

Concernant le planning hors provisions pour risques et aléas, nous comprenons que EDF l'a construit par agrégation de tâches selon une logique dite « *bottom-up* ». La durée de réalisation de la première Tranche du Programme EPR2 ressort, selon les standards, à « -54 / +94 » ce qui signifie que :

- le jalon LNTP (*Limited Notice To Proceed*) qui marque le début des études de conception systèmes et génie civil est positionné 54 mois avant le jalon FCD (*First Concrete Date*) qui désigne la coulée du premier béton du radier du bâtiment réacteur ;
- La MSI (Mise en Service Industrielle) débutera 94 mois après le jalon FCD.

³ Configuration de Référence 1.2



Figure 2 : Planning hors provisions pour risques et aléas de la Tranche 1



A l'échelle du programme, les hypothèses structurantes retenues par EDF en matière de planning sont :

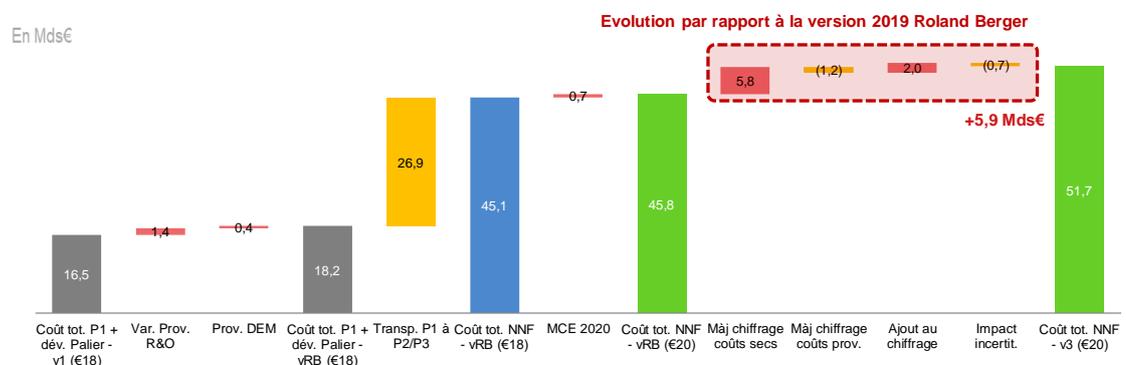
- Le calendrier de *permitting*⁴ qui repose sur un enclenchement rapide de la séquence, via la saisine de la Commission Nationale du Débat Public en 2021, et une prise de décision pour réaliser le programme à fin 2022;
- La réalisation du chantier selon un intervalle de 4 ans entre les jalons MSI de 2 paires successives, et un intervalle de 18 mois entre les jalons FCD de 2 Tranches d'une même paire ; et
- Le démarrage de la contractualisation avant 2022, hypothèse déjà validée par les premières commandes datant de juillet 2021.

1.2. Evolution du devis depuis 2019

Le montant de l'offre v3 est en hausse de +5,9 Mds€₂₀₂₀ par rapport au chiffrage de 2019 pour l'ensemble du programme EPR2. Pour rappel, ce dernier intégrait :

- Le chiffrage v1 des coûts Palier et de la Paire 1 remis par EDF ;
- Une transposition de ces coûts aux Paires 2 et 3 ainsi qu'une évaluation de la provision pour risques réalisées par le cabinet Roland Berger (désignée ci-après « offre vRB »).

Figure 3 : Evolution du devis du programme EPR2 2019-2021



⁴ Processus d'autorisation du Permis de construire et de la création d'une Installation Nucléaire de Base



La progression du devis est principalement liée à :

- Une révision à la hausse du chiffrage de certains lots (+5,8 Mds€₂₀₂₀), dont en particulier le génie civil et les bâtiments et travaux préparatoires. Concernant le génie civil (GC), cette hausse tient au fait que l'estimation de l'offre vRB s'appuyait sur des quantitatifs préliminaires d'EDF, tandis que la nouvelle estimation est issue du dialogue compétitif engagé par EDF avec les génie civilistes. L'augmentation du chiffrage des bâtiments et travaux préparatoires est, quant à elle, la résultante des travaux d'approfondissement sur plus de 100 bâtiments (dont tous les magasins, cantines, bureaux, sécurité, parking etc.) ;
- La prise en compte d'éléments nouveaux dont les spécificités des Paires 2 et 3 (+2,0 Mds€₂₀₂₀) ;
- La baisse de la provision pour risques ((1,2) Mds€₂₀₂₀) et la réduction des fourchettes d'incertitudes suites aux études d'approfondissement du design et du chiffrage ((0,7) Mds€₂₀₂₀).

Nous souhaitons attirer l'attention sur le fait que le montant de 2019 ne correspondait pas à une offre complète et n'était de fait pas encore finalisé. Il nous semble donc hasardeux de tirer des conclusions à partir du seul constat de ces évolutions.

1.3. Les effets programmatiques

Les effets de mutualisation attendus sur le programme EPR2 sont de plusieurs natures :

- L'effet Palier, qui permet de mutualiser sur 3 paires des coûts de développement. Le montant total s'élève à 3,3 Mds€₂₀₂₀ pour l'ensemble du programme, soit 2,2 Mds€₂₀₂₀ de mutualisation pour les Paires 2 et 3.
- La stratégie d'achat visant à bénéficier indirectement des effets d'apprentissage et de productivité des fournisseurs sur la construction et la fabrication d'équipements. A ce stade, l'offre v3 intègre ainsi des gains de 5% sur certains équipements de l'îlot nucléaire et le montage électromécanique, soit 0,3 Mds€₂₀₂₀ pour les Paires 2 et 3. D'autres gains sont attendus par EDF au moment de la signature de contrats pour 3 Paires, mais ceux-ci n'ont pas été considérés dans l'offre v3.
- Un effet de « dé-risquage », qui permet de faire porter à une Tranche Tête de Série (TTS) une grande partie des risques du programme de 3 paires. La provision pour risques et aléas de la Paire 1 est ainsi divisée par près de deux pour les Paires 2 et 3. Les gains attendus s'élèvent à 1,6 Mds€₂₀₂₀ pour chacune des Paires 2 et 3.



- Les opportunités d'ordre technique et planning sur la Paire 3. Les gains associés s'élèvent à 0,4 Mds€₂₀₂₀.

Le montant total des gains liés aux effets de mutualisation s'élève dès lors a minima à 6,1 Mds€₂₀₂₀ pour un programme de 3 paires. Les effets du plan Excell⁵ sont inclus dans cette enveloppe, sans toutefois être identifiables précisément.

En cas de dédit sur une partie du programme, 2 scénarios sont susceptibles d'émerger :

- [#A] Soit un renoncement aux Paires 2 et 3, au plus tard avant le FCD de la Tranche 1 de BDM1 ;
- [#B] Soit un renoncement à la Paire 3, au plus tard avant le FCD de la Tranche 1 de BDM2.

EDF s'exposerait alors à des coûts spécifiques de dédits contractuels basés sur l'avancement du projet, les coûts échoués, le non-amortissement des investissements effectués, etc. D'après les hypothèses EDF, le montant des dédits s'élève à 1,4 Mds€ dans le cas [#A] et 1,0 Mds€ dans le cas [#B].

Nous considérons néanmoins que ces montants restent théoriques, car ils présument que EDF et la filière industrielle restent en capacité de répondre à des contrats réduits en charge.

En tout état de cause, l'impact financier de l'engagement sur moins de 3 paires aux bornes de la filière industrielle n'est pas intégré directement dans la proposition. A ce titre, le Groupement considère que les gains totaux liés aux effets de mutualisation sont susceptibles d'être supérieurs à ce montant. Par ailleurs, l'engagement dans un programme de 3 paires ne génère pas que des gains, il évite également des coûts induits et impacts sur la filière industrielle dont le chiffre est difficile à estimer à date.

1.4. Revue critique des coûts hors provisions pour risques, aléas et opportunités

Sur la base des documents en support à l'offre v3, le Groupement a revu la méthodologie de chiffrage et les références utilisées pour chaque lot, tant sur les coûts secs qu'en matière de provisions pour incertitudes, démantèlement et RC1.2.

⁵ EDF considère que les bénéfices attendus se situent au niveau des effets de série sur la stratégie d'achat et du dérisquage du projet à travers les actions de mitigation des risques.



1.4.1. Coûts secs du programme EPR2

Le chiffrage des coûts secs du programme EPR2 (43,1 Mds€₂₀₂₀) a été effectué avec un niveau de détail élevé (structure de coût dite de niveau 5) qui est adapté pour ce type de projet. Le Groupement a revu en détail chaque ligne de la structure de coûts niveau 3 qui constitue un niveau suffisant dans le cadre de nos travaux. Le niveau 5 a par ailleurs été jugé confidentiel par EDF car établi selon une décomposition contractuelle.

Le Groupement estime que le chiffrage du programme EPR2 repose globalement sur des références fiables et cohérentes, en particulier :

- Une maturité du *Basic Design* pour l'ensemble des lots et un taux d'adhérence, reflétant la part du chiffrage spécifique à l'EPR2, élevé : 78%, ce qui s'avère positif ;
- La prise en compte du retour d'expérience issu de la construction d'autres EPR (FA3, HPC, TSN) ou du parc existant ;
- Une sollicitation directe des entités de projet et d'ingénierie (DP, Edvance, CNEPE) et des fournisseurs de chaudière (Framatome) et groupe turbo-alternateur ;
- Un fonctionnement en mode « entreprise élargie » avec un groupement de génie-civilistes ;
- La prise en compte de coûts spécifiques pour les Paires 2 et 3 relatifs aux implantations (terrassement, préparation des sols, adaptation pour la source froide).

Le Groupement souhaite également attirer l'attention sur le fait qu'il n'a eu qu'une visibilité limitée sur le chiffrage du génie civil (GC) issu de consultations de fournisseurs. Or le GC représente un montant très élevé, en nette augmentation par rapport au chiffrage de 2019 (+38%). Il conviendra de ce fait de mener ultérieurement des analyses complémentaires afin d'apprécier pleinement la qualité de son évaluation.

Concernant le N4S (équipement du circuit primaire de la chaudière et du contrôle commande de sûreté), là aussi, le Groupement n'a pas eu de visibilité suffisante sur le chiffrage de ce lot, objet d'une offre non contractualisée de Framatome. Le montant des coûts secs retenu est susceptible d'évoluer compte tenu des modalités contractuelles envisagées entre EDF et Framatome (cost + fee). La fourchette d'incertitudes retenue (-15%/+5%) ne paraît pas adaptée pour capturer seule cette évolution. Les éventuels surcoûts portés par EDF sont néanmoins pris en compte dans l'évaluation de la provision pour risques et aléas afférente.



Seules quelques lignes de coûts ne sont pas documentées. Ces dernières représentent toutefois des montants faibles au regard du montant total de la proposition, et ne présentent donc pas un risque important pour le chiffrage de la proposition dans son ensemble (2% des coûts secs).

1.4.2. Incertitudes

La provision pour incertitudes de chiffrage du programme s'élève à 0,9 Mds€₂₀₂₀.

Notons que la fourchette d'incertitudes de chiffrage, qui ressort au global sur le programme et sur laquelle s'appuie la provision (estimation probabiliste dite en P50⁶), **est équivalente à celle d'un APS (Avant-Projet Sommaire) et cohérente par rapport à d'autres grands projets au niveau de *Basic Design*.**

La méthodologie utilisée par EDF concernant la provision nous semble, par ailleurs, pertinente (méthodologie AACE communément utilisée sur les grands projets de construction), **et repose sur un référentiel commun et partagé entre tous les contributeurs. Enfin, l'utilisation d'une estimation en P50 est conforme aux bonnes pratiques en la matière sur des projets d'ampleur similaire.**

1.4.3. Démantèlement

La provision pour démantèlement, de gestion des déchets long-termes et dernier cœur (1,7 Mds€₂₀₂₀) est basée sur le montant brut utilisé pour FA3 et la méthode de l'actif dédié actuellement mise en œuvre par le Groupe EDF sur le parc nucléaire existant. Cette **méthodologie utilisée par EDF semble pertinente**, car elle correspond à la méthode communément utilisée pour chiffrer ce type de provision

1.4.4. Référentiel de configuration 1.2

Afin de couvrir les évolutions techniques en cours pour définir une nouvelle configuration RC1.2 (pour rappel, le design de l'offre v1 est RC1.1) incluant heures d'ingénierie et équipements, EDF a prévu une enveloppe forfaitaire de 0,3 Mds€₂₀₂₀. **Sans toutefois remettre en cause le principe, nous n'avons pas été en mesure d'apprécier le rationnel du montant.**

1.5. Revue critique du planning hors risques et aléas

Le calendrier hors risques et aléas, détaillé ci-avant (-54/+94), semble robuste en comparaison avec HPC1 initial (-24/+78⁷) et révisé⁸ (-24/+84⁹), mais ambitieux en comparaison à Taishan 1 tel que réalisé¹⁰ (-14/+110).

La comparaison avec les données d'autres projets EPR à périmètre semblable, pour les grandes phases marquées par les 14 jalons principaux, fait apparaître des durées plus longues pour l'EPR2 Tranche 1, et donc des calendriers moins tendus.

Il conviendra, toutefois, de mener une étude approfondie des plannings Edvance et Framatome afin de confirmer la position de EDF concernant : (i) la criticité réduite des interfaçages Systèmes / GC (chemin sous-critique), et (ii) l'impact réduit de retards sur les études.

Par ailleurs, nous constatons que la décision d'engagement (LNTP) prévue à début 2021 dans le planning de 2019 est désormais repoussée. Dans le calendrier de la proposition d'EDF, la saisine de la CNDP (Commission Nationale du Débat Public) pour la concertation réglementaire sur la Paire 1 est en effet positionnée à mars 2021. **A ce jour, la saisine de la CNDP ne pourrait intervenir au plus tôt que fin septembre 2021. De fait cela consomme l'intégralité des marges hors provisions prévues par EDF sur le calendrier de préparation du site, qui est sur le chemin critique du projet.**

Compte tenu de ces éléments, il convient de souligner que **tout décalage additionnel viendrait repousser la date de FCD de la Tranche 1.**

Conclusion :

Dans ce contexte, le Groupement est en mesure de confirmer la complétude du chiffrage, la robustesse de la méthodologie et la fiabilité des hypothèses sous-jacentes.

Si le montant de la proposition hors provisions pour risques, aléas et opportunités de 46,0 Mds€₂₀₂₀ paraît robuste, nous souhaitons toutefois attirer l'attention sur :

- **2 postes critiques (GC et N4S) présentant des montants élevés et sur lesquels l'information disponible est limitée pour des raisons de confidentialité. Il conviendra de mener ultérieurement des analyses**

⁷ Durée qui doit être augmentée de 6 mois pour être comparée à une séquence de construction française

⁸ La FCD est positionnée à mi-décembre 2018

⁹ Durée qui doit être augmentée de 6 mois pour être comparée à une séquence de construction française

¹⁰ TSN 1 a été mis en service mi-décembre 2018



complémentaires sur ces 2 postes afin d'apprécier pleinement le devis hors risques ;

- Tout décalage additionnel de la saisine de la CNDP, positionnée à septembre 2021, qui viendrait repousser la date de FCD de la Tranche 1, les marges planning hors provisions étant d'ores et déjà intégralement utilisées.

2. Contre-expertise de l'analyse des risques et de leurs incidences possibles sur les coûts et les délais de construction

2.1. Méthodologie de calcul de la provision pour risques et aléas

Dans le cadre du programme EPR2, EDF a mis en place un plan de management des risques qui s'articule selon les étapes suivantes :

- Etablissement d'un registre définissant des macro-risques englobants à partir de risques dits « fils/petits-fils » plus spécifiques ;
- Evaluation des provisions à partir de i) la définition des facteurs de risques (impact coûts, probabilité d'occurrence après mitigation) sur chaque séquence (Palier, TTS et Tranche 2) ; ii) transposition de ces facteurs sur les paires 2 et 3 en incluant les effets de dé-risquage ; et iii) tirages probabilistes par séquence pour obtenir un provisionnement en P50.
- Evaluation des retards planning sur le Palier et sur la réalisation de la Tranche 1. Ces travaux s'appuient sur la modélisation des chemins critiques et sous-critiques, et consistent en des tirages probabilistes à l'aide de l'outil Primavera Risk Analysis afin de déterminer un provisionnement en P50. Les résultats associés à la TTS sont par la suite transposés à la Tranche 2 et aux Paires 2 et 3 ;
- Ajout de provisions liées à des opportunités techniques (standardisation d'équipements, améliorations technologiques, etc.) calculées comme l'espérance des impacts identifiés et compilées dans un registre dédié ;
- Ajout forfaitaire pour chaque paire de provisions pour aléas, couvrant les RNI (Risques Non Identifiés).

La provision pour risques et aléas calculée par EDF s'élève ainsi à 6,6 Mds€₂₀₂₀ soit 15,3% des coûts secs c'est-à-dire hors provisions.

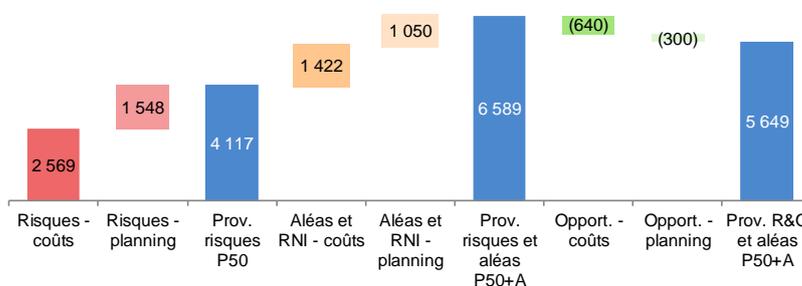


L'évaluation des opportunités repose également sur une méthodologie probabiliste. Elles sont provisionnées en retenant l'espérance des impacts identifiés et viennent réduire de (0,9) Mds€₂₀₂₀ le chiffrage total.

Aussi, la provision pour R&O et aléas s'élève à 5,7 Mds€₂₀₂₀ dont :

- 3,2 Mds€₂₀₂₀ sont liés à des impacts coûts/planning de risques et opportunités identifiés ;
- 2,5 Mds€₂₀₂₀ sont ajoutés de manière forfaitaire pour couvrir des aléas, sans rationnel détaillé. Le scénario les intégrant est qualifié dans la suite du document de « P50+Aléas » par le Groupement.

Figure 4 : Décomposition de la provision pour R&O et aléas par élément contributeur coût / planning (m€)

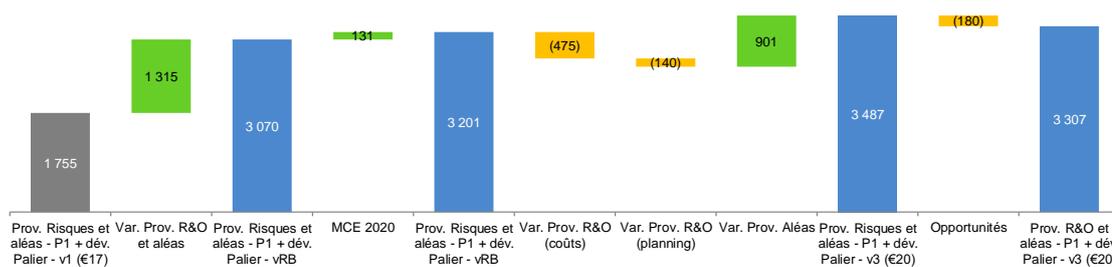


La provision pour risques et aléas (hors opportunités) varie entre 3,4 Mds€₂₀₂₀ et 11,2 Mds€₂₀₂₀ respectivement suivant les valeurs des scénarios de P20+A à P80+A. **Le planning de l'offre v3 (P50+A) pour lequel EDF est couvert est équivalent à « -60/+105 ».** Au cas d'espèce, le FCD de la Tranche 1 est susceptible de courir jusqu'à janvier 2028 et la MSI à septembre 2036.

2.2. Evolution de la provision pour R&O et aléas depuis 2019

Aux bornes du Palier et de la Paire 1, la provision pour R&O et aléas intégrée à la proposition finale (3,3 Mds€₂₀₂₀) s'avère proche de celle déterminée en 2019 (+0,3 Mds€₂₀₂₀). La baisse des provisions induite par l'approche détaillée ci-avant est, dès lors, plus que compensée par l'ajout de la provision pour aléas.

Figure 5 : Evolution de la provision pour R&O et aléas de la Tranche 1 2019-2021



2.3. Revue critique de l'analyse de risques

L'exécution du programme EPR2 fait face à un ensemble de macro-risques que EDF a classé par grande famille (*permitting*, organisation, construction, schéma industriel). Sur la base de nos analyses, il ressort les éléments suivants :

- Le spectre des macro-risques couvre un ensemble cohérent et large des risques inhérents au développement du programme EPR2, respectant le périmètre EDF SA incluant les risques Framatome, et conforme au stade d'avancement actuel du projet (Basic Design) ;
- Compte-tenu du faible niveau de contractualisation et donc de visibilité sur la juste-part des risques portée par EDF, y compris pénalités et *backcharge*, l'approche par macro-risques englobants non répartis par fournisseur est jugée, à ce stade, pertinente ;
- EDF exclut du périmètre de la provision pour risques un certain nombre d'éléments clairement identifiés.

L'analyse gravité, probabilité, contrôle des risques est assise sur des hypothèses réalistes et prudentes, et les parades sont bien identifiées. Les analyses de risques auxquelles le Groupement a eu accès ont été établies en décembre 2020, soit 4 mois avant la proposition finale d'EDF de mai 2021. Depuis, de nouveaux éléments ont été portés à notre connaissance :

- Une clarification de la position de l'ASN sur la prise en compte de la chute d'avion militaire ;
- La validation de l'ASN, par courrier du 17 septembre adressé au PDG d'EDF, du principe d'exclusion de rupture sur les circuits primaire et secondaire principaux ; et
- Un renforcement du risque sur l'exiguïté du site BDM1.

2.4. Test de robustesse de la provision pour R&O et aléas

Le Groupement a mis en place une démarche alternative afin de juger du caractère robuste de la provision (entendue comme étant fixée à un niveau global adapté) pour Risques et Aléas de 6,6 Mds€₂₀₂₀.

Cette démarche vise à constituer un scénario déterministe « dégradé » sur la base d'un narratif opérationnel qui exploite les estimations du registre des macro-risques EDF. Ce scénario s'inscrit donc dans les hypothèses structurelles de la proposition, mais vient « dégrader », parfois significativement sans être maximaliste, certaines hypothèses. Le chiffrage de ce scénario dégradé est ensuite comparé à l'offre v3 hors provisions afin d'étudier le niveau de couverture des provisions pour risques et aléas.

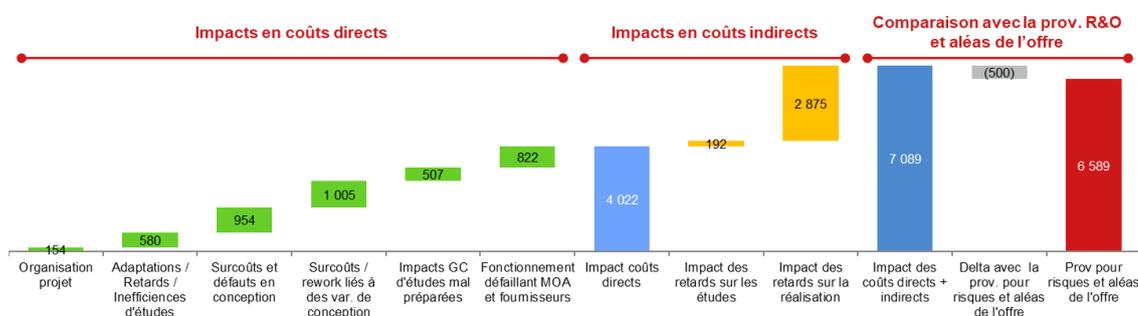


Le scénario dégradé, conditionné par l'accumulation de principaux risques opérationnels et financiers que le Groupement a identifiés comme critiques dans un contexte opérationnel difficile, présente un surcoût global sur le projet évalué à 7,1 Mds€₂₀₂₀, incluant :

- Des impacts en coûts directs pour 4,0 Mds€ ;
- Des impacts en coûts indirects pour 3,1 Mds€ liés à des retards planning (passage d'un planning « -54/+94 » à « -66/+117 »).

Le coût total du programme EPR2 dans notre scénario dégradé s'élève ainsi à 52,2 Mds€₂₀₂₀.

Figure 6 : Distribution des impacts directs et indirects du scénario dégradé



La provision pour Risques et Aléas calculée par EDF couvre quasi-intégralement les surcoûts du scénario Dégradé.

Si la provision n'a pas vocation à couvrir les scénarios les plus extrêmes, elle doit néanmoins offrir une marge suffisante pour couvrir des scénarios plausibles de risques.

Le niveau de provisions retenu couvre ainsi une partie conséquente (93%) d'un scénario dégradé, non maximaliste, attestant de son caractère prudent.

Conclusion :

La méthodologie proposée par EDF est conforme aux pratiques usuelles en matière de calcul de provision. Le registre des risques identifiés par EDF paraît exhaustif et complet à ce stade d'avancement du projet.

Il conviendra toutefois d'affiner la méthode et d'adapter le montant de la provision au fur et à mesure de la contractualisation, en particulier avec Framatome, de manière à définir plus précisément la part des risques portés par EDF vis-à-vis de ses fournisseurs. En effet, à ce stade du projet, l'approche retenue par EDF n'autorise pas de répartition des risques par



fournisseur, mais l'exercice détaillé ci-dessus s'avèrera indispensable dans la phase opérationnelle pour piloter la provision du projet.

Il conviendra également d'avoir une surveillance accrue, et ce dès le début du projet, de certains risques susceptibles d'intervenir sur la phase Palier ainsi que les risques de conception liés à la filière industrielle et au rôle de maître d'ouvrage de EDF.

Par ailleurs, le Groupement considère que le niveau global de la provision est prudent au regard du/de :

- Niveau de provisions appliqué sur des projets comparables ;
- La couverture du scénario dégradé ;
- Risque de non-réalisation des actions de mitigation ; et
- Stade d'avancement peu contractualisé du projet

L'ampleur de la provision pour aléas ajoutée par le management est de ce fait justifiée.

3. Coût complet du programme EPR2

L'indicateur LCOE (*Levelized Cost Of Electricity*) est un indicateur fréquemment employé, qui permet de juger du coût complet de l'électricité produite par une source d'énergie, indépendamment de son caractère pilotable ou non mais aussi des éventuels besoins d'investissements additionnels sur le réseau. Il s'exprime en €/MWh.

Le LCOE se définit comme la somme des coûts actualisés de l'actif (incluant les dépenses d'investissement et les coûts d'exploitation et de maintenance), divisée par la somme actualisée des quantités d'énergie produite par cet actif. L'actualisation permet de tenir compte d'un effet temps (un euro d'aujourd'hui vaut plus qu'un euro de demain) et d'un effet risque (un euro certain vaut plus qu'un euro espéré mais incertain).

3.1. Les coûts de développement et de construction

Les coûts secs sont positionnés dans le temps sur la base du planning de niveau 1, à partir (i) des courbes reçues des soumissionnaires et d'échéanciers type de paiement pour les contrats et (ii) des chroniques de mobilisation des effectifs pour les coûts d'ingénierie et de pré-exploitation.

Les provisions sont, quant à elles, ajoutées en proportion des coûts secs pour les impacts chiffrés en coûts directs, et sur les marges planning relatives au



« P50+A » pour les impacts en coûts indirects. Le tableau ci-dessous indique ainsi les dates des principaux jalons pour chacune des Tranches.

Figure 7 : Planning des chroniques de dépenses d'investissement

En mois	BDM1		BDM2		BDR3	
	T1	T2	T3	T4	T5	T6
Durée FCD-MSI P50+	104,5	98,5	98,5	92,5	95,5	89,5
FCD offre N1	juil.-27	janv.-29	oct.-31	avr.-33	oct.-35	avr.-37
MSI "P50+A"	mars-36	mars-37	déc.-39	déc.-40	sept.-43	sept.-44

La méthodologie déployée pour construire la courbe de trésorerie des coûts de construction, y compris provisions, est celle usuellement mise en œuvre sur ce type de grands projets et est adaptée à la nature des postes de coûts à répartir jusqu'à la MSI.

Bien qu'un certain nombre d'ajustements « à la marge » effectués par la DFP soient peu documentés par EDF, **le Groupement considère que la chronique des coûts de développement et de construction est cohérente dans son ensemble.**

3.2. Les coûts d'exploitation

Les coûts d'exploitation comprennent tous les coûts liés à l'exploitation de la centrale post-MSI et jusqu'à son démantèlement. Ils incluent :

- Les coûts d'opérations et de maintenance dits O&M y compris les loyers d'occupation du terrain, mais hors marge de l'exploitant ;
- La fiscalité (post-MSI) ; et
- Les coûts du combustible hors marge de l'exploitant.

Ils sont estimés par EDF à environ 1,8 Mds€/an au total en phase de cycle complet c'est à dire une fois que les 6 Tranches sont en exploitation, en moyenne sur la durée totale de l'exploitation.

Les hypothèses prises pour l'estimation des **coûts d'O&M** sont basées sur le REX du parc et couvrent un périmètre jugé complet. Si l'incertitude associée à ces coûts est limitée (<5% d'après EDF), nous constatons qu'elle n'a néanmoins pas été prise en compte par EDF. A ce titre, **un examen plus approfondi sur cette thématique mériterait de clarifier ce choix.**

Les coûts liés à la fiscalité semblent couvrir l'ensemble des taxes auxquelles le programme est exposé. **Leur estimation est bien basée sur les dernières règles fiscales en vigueur.**



Pour l'évaluation du coût amont du combustible, EDF utilise une méthode d'évaluation basée sur des références qui semblent robustes. Elles permettent d'établir une fourchette de valeur probable mais ne présentent pas d'incertitude. **Le coût aval est quant à lui purement forfaitaire par MWh et ne nous a pas été détaillé : le mode de calcul pourra être explicité lors de travaux ultérieurs.**

Selon EDF, le coût du combustible aval intègre les coûts liés au « Moxage ». **Le Groupement n'a toutefois pas été en mesure de vérifier ce point, en particulier la contribution de ces coûts à l'hypothèse forfaitaire retenue.**

3.3. Production d'électricité

La production d'électricité sur une année est déterminée en multipliant (a) l'énergie maximale pouvant être produite sur la base de la puissance installée au (b) facteur de charge moyen d'une centrale, calculé comme le produit entre le coefficient de disponibilité K_d et le coefficient d'utilisation K_u .

Le coefficient de disponibilité K_d de la centrale définit la quote-part de l'année où la centrale est fonctionnelle et disponible à la production. Il reflète les indisponibilités techniques des réacteurs : maintenance, avaries, etc. EDF estime que le temps d'arrêt moyen d'une Tranche sera de 436 jours sur un cycle d'exploitation de 10 ans soit un **K_d cible à 88% en moyenne sur la phase d'exploitation**, celui-ci pouvant varier suivant une fourchette de +/-3pbs selon la considération d'un scénario optimiste ou dégradé.

La méthodologie déployée par EDF pour estimer la chronique de K_d , consiste à définir des durées d'arrêt par type d'intervention. Cette méthodologie est standard et robuste. Cependant le rationnel des hypothèses retenues par EDF ne nous a pas été suffisamment détaillé. Aussi, une approche par identification de risques et d'incertitudes pourrait être mise en place afin de mieux gérer les impacts des risques d'exploitation.

Au regard du K_d du parc de 82%¹¹, le niveau de 88% retenu pour l'EPR2 peut paraître ambitieux, mais semble fixé à un niveau raisonnable d'après le Groupement par rapport aux gains liés aux évolutions techniques de l'EPR2 (réduction du nombre d'ASR, améliorations techniques sur les baisses / montées en puissance, robinetterie électrique...).

Le coefficient d'utilisation K_u de la centrale reflète, pour sa part, les cas où l'énergie susceptible d'être produite n'a pas été appelée par le réseau. Cet indicateur est exogène à EDF et reflète le choix du mix électrique dans lequel

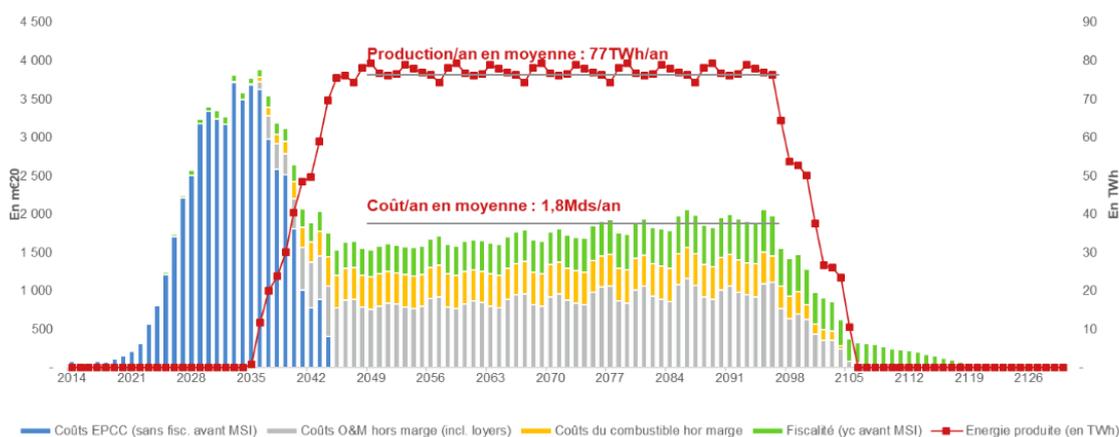
¹¹ Moyenne des paliers 900, 1300 et N4 sur la période 2005-2014



s'inscrira le nouveau nucléaire, le profil de consommation des clients, la fourniture des services système et d'équilibre réseau. **EDF considère un K_u conventionnel de 100%**, c'est à dire que la centrale est utilisée à 100% de sa puissance lorsque celle-ci est disponible. Cela est cohérent dans le cadre de cet exercice, mais reste théorique : le K_u historiquement observé sur le parc est de c. 90%.

La production d'électricité s'élève ainsi à 77 TWh/an en cycle complet (produit sur le total des 6 Tranches en exploitation sur une année), sur la base d'une puissance installée de 1 685 MW_e pour les Tranches 1 à 4, 1 625 MW_e pour les Tranches 5 à 6 sur une durée annuelle de 365,25*24 heures

Figure 8 : Chronique des dépenses et de la production d'électricité du programme EPR2



3.4. Bilan

Les chroniques de coûts totaux et de production diffèrent de celles utilisées dans la valorisation du LCOE en 2019, principalement pour les raisons suivantes :

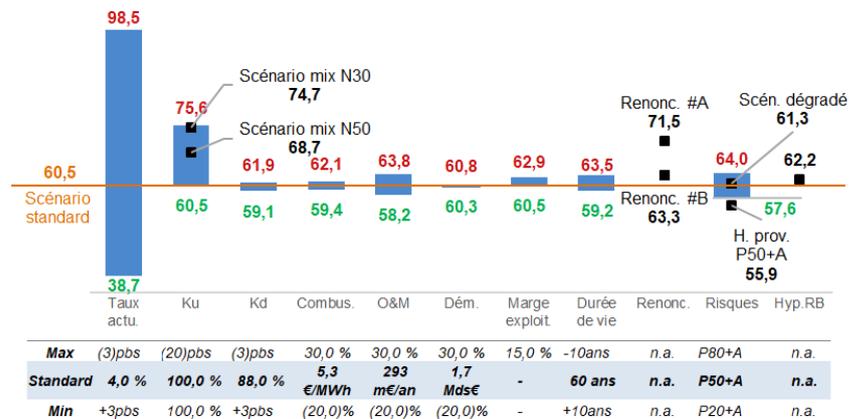
- Les plannings de développement et de construction de BDM1 incluant les provisions pour R&O et aléas ont été revus, entraînant des reports de MSI de 1 à 2 ans suivant les Tranches, décalant ainsi la production d'électricité ;
- En complément de l'augmentation de la proposition de +5,9 Mds€₂₀₂₀, les chroniques ont été affinées avec l'intégration des courbes de trésorerie reçues des soumissionnaires (ceux-ci ayant tendance à avancer les paiements en début de contrat afin de soutenir la filière industrielle dans le financement des investissements nécessaires) ;
- Les hypothèses de coûts unitaires d'exploitation ont été revues à la hausse (+15% sur les coûts d'O&M et (10%) sur la fiscalité) ;
- Le K_d a été ajusté de 91% à 88% en moyenne, et le K_u remonté à 100% vs. 95%.



Le LCOE du programme EPR2 s'élève ainsi à [38,7 – 60,5 – 98,5] €/MWh pour un taux d'actualisation de [1 – 4 – 7] %¹².

Le Groupement a étudié les variations du LCOE lorsque les données d'entrée clefs sont modifiées par rapport à un scénario « standard ». Les résultats ci-dessous traduisent que le taux d'actualisation, le K_u et l'éventuel renoncement à une partie du programme sont les facteurs les plus sensibles sur le LCOE.

Figure 9 : Sensibilités du LCOE aux principaux paramètres - scénario « standard » avec taux d'actualisation à 4%



NB1 : les scénarios N30 et N50 correspondent à des scénarios à horizon 2050 de respectivement 30GW et 50 GW de capacité de production nucléaire.

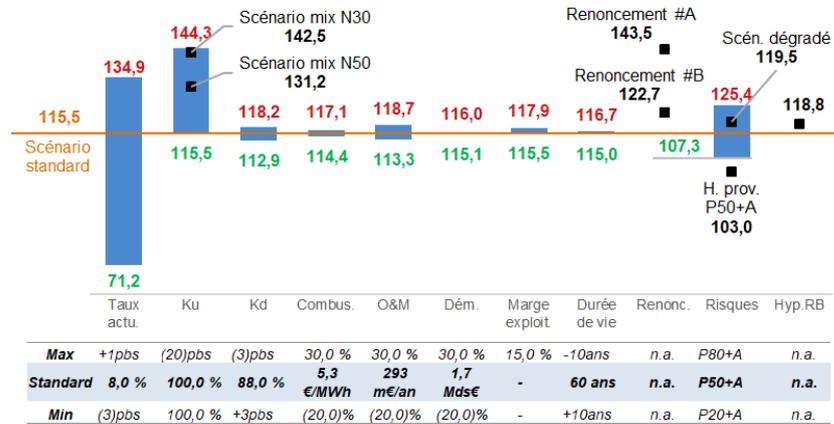
NB2 : le scénario « Hypothèses Roland Berger » présente le montant du LCOE sous les hypothèses suivantes : (i) taux d'actualisation à 4%, (ii) K_d de 91% (pris comme hypothèse par Roland Berger en 2019), et (iii) K_u de 95% (pris comme hypothèse par Roland Berger en 2019).

Les constats détaillés ci-dessus sont tout aussi valables dès lors qu'on retient un taux d'actualisation de 8% pour le scénario standard (cf. figure 10 ci-après). Le LCOE du programme EPR2 s'élève alors à 115,5 €/MWh.

¹² Taux d'actualisation illustratif (ne présume pas de son niveau réel dans le schéma de financement et de partage des risques définitifs)



Figure 10 : Sensibilités du LCOE aux principaux paramètres - scénario « standard » avec taux d'actualisation à 8%



NB1 : les scénarios N30 et N50 correspondent à des scénarios à horizon 2050 de respectivement 30GW et 50 GW de capacité de production nucléaire.

NB2 : le scénario « Hypothèses Roland Berger » présente le montant du LCOE sous les hypothèses suivantes : (i) taux d'actualisation à 8%, (ii) K_d de 91% (pris comme hypothèse par Roland Berger en 2019), et (iii) K_u de 95% (pris comme hypothèse par Roland Berger en 2019).

