



**MINISTÈRE  
DE L'ÉCONOMIE  
DES FINANCES  
ET DE LA RELANCE**

*Liberté  
Égalité  
Fraternité*

Direction générale du Trésor

# NOUVEAU NUCLÉAIRE FRANÇAIS

**RESTITUTION DES TRAVAUX DU GT FINANCEMENT, RÉGULATION ET  
PORTAGE - JUILLET 2020**

***EDF, DGEC, APE, DGTRÉSOR, DB ET DGE***

---

01/09/2020

1

## Présentation du NNF et des travaux du GT

Le programme nouveau nucléaire Français (NNF) porte sur la réalisation de trois paires d'EPR2 (mises en services en 2035-36, 2039-40 et 2043-44) pour un montant total de 47,2Md€<sup>18</sup> audité par un conseil extérieur (RB). La décision de lancer ou non le programme sera prise après le chargement du combustible de l'EPR de Flamanville, prévu fin 2022.

Les travaux du GT ont porté sur les structurations possibles, avec les contraintes suivantes :

- La maîtrise industrielle du programme par EDF, de son coût et des délais de réalisation ayant conduit à privilégier un portage du NNF par EDF sur son bilan plutôt qu'un montage sous forme de société de projet avec la mise en place d'un financement structuré (avec une aide d'Etat sous forme de garantie ou de prêt bonifié).
- La trajectoire financière d'EDF au cours des prochaines années avec une capacité d'endettement additionnel du groupe très contrainte qui rend nécessaire une importante intervention de l'Etat dans le programme sous forme de subventions d'investissement.
- Les contraintes de notation financière d'EDF limitant ses capacité à être exposé aux risques de construction. Le groupe de travail a fixé ce plafond à 30 % des coûts de construction du devis de base.
- Le programme NNF ferait l'objet d'une régulation qui sera discutée avec la Commission européenne. L'Etat couvrirait le risque prix et d'appel, le risque de disponibilité des réacteurs restant à la charge d'EDF. Cette rémunération pourrait prendre la forme d'un tarif de rachat garanti du productible du NNF (CfD, Contract for difference).

# Présentation du NNF et des travaux du GT

Les derniers travaux du GT portent sur un schéma de financement partagé entre l'Etat et EDF de l'investissement (devis de base) visant à :

- L'optimisation du coût complet pour le consommateur et/ou le contribuable au travers du niveau du revenu régulé, du partage des risques et des subventions d'investissement ;
- La mise en place d'un cadre de régulation incitatif à la réalisation du programme au meilleurs niveau de performance en termes de coûts, de délais et avec une allocation des risques soutenable pour EDF.
- La limitation de l'impact budgétaire et maastrichtien.
- 3 scénarios d'allocation et de partage des surcoûts de construction sont ainsi présentés.

Un scénario alternatif de financement intégral du projet par l'Etat a aussi été étudié de manière plus succincte.

Les simulations financières présentées ont été réalisées sous la responsabilité d'EDF.

# La situation financière d'EDF

01/09/2020

## Trajectoire financière d'EDF (post-Covid)

La capacité de financement d'EDF repose sur les hypothèses structurantes suivantes post-Covid19 :

- Une trajectoire financière EDF actualisée en juin 2020 (post-Covid) sur un horizon 2040 ; à partir de 2041, les flux de trésorerie d'EDF sont augmentés par hypothèse de 1,5%/an ;
- La mise en service de Flamanville en 2023 et la mise en service de HPC en 2026 ;
- Une hypothèse de régulation à compter de 2021 avec la vente du productible issu du parc nucléaire existant calculée sur un corridor de prix 43,6€ - 49,6€/MWh à partir de 2022 et une trajectoire des prix de gros dite « blues » entre 2024 et 2040 de 36,6€ à 74,5€/MWh en euros courants.

La trajectoire financière d'EDF, déjà très contrainte, doit par ailleurs tenir compte des conséquences de la crise sanitaire :

- Des flux de trésorerie post dividendes négatifs jusqu'en 2029 ;
- Un endettement passant de 41,1Mds€ en 2019 à 56,9Mds€ en 2028 ;
- Des ratios financiers (S&P) (dette économique/EBITDA ajusté) à court terme élevés de x4,3 en 2019 qui se dégradent en raison de la crise Covid à x5,7 en 2020 et qui ont amené à une dégradation de la notation financière du Groupe début 2020 de A- à BBB+.



# Financement de financement partagé entre l'Etat et EDF

## Plan de financement du devis de base

A ce stade le budget initial du programme NNF est évalué à 47,2Md€18, sur la base du chiffrage P50 de l'audit Roland Berger reposant sur l'estimation préliminaire faite par EDF fin 2019. Le cofinancement de l'Etat et EDF se décompose de la manière suivante par paire :

(en Md€)	Paire 1 2024- 2036	Paire 2 2028-2040	Paire 3 2032 - 2044	Total
Subvention Etat (Md€18)	10,0 (61%)	9,7 (61%)	5,8 (39%)	25,6 (54%)
Financement EDF (Md€18)	6,4 (39%)	6,2 (39%)	9,1 (61%)	21,6 (46%)
Total à financer (Md€18)	16,4	15,9	14,9	47,2

Dans le cas où EDF serait rémunéré pour son investissement sous la forme d'un CfD, le prix serait le suivant en fonction du TRI projet retenu :

TRI projet*	8,5%	7,5%	6,5%	5,5%
CfD (€/MWh)**	63	57	51	45

\*TRI appliqué sur les dépenses de construction  
 \*\* dont 33€/MWh au titre de la couverture et de la rémunération des charges d'exploitation

Il faut retenir que 100 pb de plus sur le TRI entraînent une augmentation de 6€18/MWh du CfD. Pour rappel, l'Etat n'est pas directement rémunéré sur son investissement (subventions d'investissement).

# Le partage du risque de surcoûts de construction

Plusieurs schémas de partage des surcoûts de construction sont à l'étude, ayant tous en commun le plafonnement de l'exposition financière d'EDF :

- Jusqu'à présent, le GT a travaillé avec une hypothèse de plafond de surcoût fixé à 30% du devis initial (12Md€18), ce qui est un majorant du P100 de l'audit Roland Berger (10 Md€18).
- Au-delà de 30 % de surcoût, situation jugée très peu probable par l'audit Roland Berger, l'Etat financerait la quasi intégralité du dépassement.

Jusqu'au plafond de 30 %, ces surcoûts peuvent être :

- pris intégralement en charge par EDF ou partagés avec l'Etat;
- avec une rémunération ou non.

A ce stade, les simulations financières n'intègrent pas les effets de la dérive combinée des coûts et des délais et les réflexions sur le partage des risques de délais doivent se poursuivre au sein du GT ainsi que sur l'allocation fine des autres risques exogènes ou d'exploitation.

## Trois scénarios de partage des surcoûts

	Partage des surcoûts	Rémunération EDF	TRI Projet	TRI actionnaire	CfD programme (et par paire)
<b>Scénario 1</b>	En dessous du plafond de 30% : Moitié EDF, moitié Etat (EDF majoritaire sur les premiers surcoûts)  Au-delà de 30% : 100% Etat	6,5% sur le devis de base  0% sur les surcoûts	Maximum : 6,5%  Si 30% de surcoûts : 5,3%	Maximum : 8,9%  Si 30% de surcoûts : 7,0%	51 €/MWh P1 : 48 P2 : 48 P3 : 60
<b>Scénario 2</b>	En dessous du plafond de 30% : 100% EDF  Au-delà de 30% : 100% Etat	6,5% sur le devis de base  2,6% sur les surcoûts	Maximum : 6,5%  Si 30% de surcoûts : 5,3%	Maximum: 9,0%  Si 30% de surcoûts : 7,0%	51 -56 €/MWh P1 : 48 - 52 P2 : 48 - 53 P3 : 60 - 67
<b>Scénario 3</b>	En dessous du plafond de 30% : 100% EDF  Au-delà de 30% : 100% Etat	7,4% sur le devis de base  0% sur les surcoûts	Maximum : 7,4%  Si 30% de surcoûts : 5,3%	Maximum: 10,3%  Si 30% de surcoûts : 6,9%	56 €/MWh P1 : 52 P2 : 53 P3 : 67

## Points communs entre les trois scénarios de partage

Pour assurer leur comparabilité, ces trois scénarios sont calés sur un même niveau de TRI minimum si les surcoûts atteignent 30% du devis de base :

- Le GT a retenu un TRI de 5,3% comme hypothèse de travail correspondant à une activité nucléaire régulée avec des risques encadrés ;
- Cela signifie que même en cas de surcoût significatif (+30% par rapport au devis de base audité par un tiers), EDF aurait une rentabilité qui ne détruirait pas de valeur pour le groupe et ses actionnaires ;
- Ce dispositif est plus protecteur pour EDF que les pratiques habituelles du financement de projet d'infrastructures non nucléaires, dans lesquelles le « worst case » conduit à une rentabilité nulle ou négative ;
- Les discussions se poursuivent au sein du GT entre EDF et les administrations pour affiner les niveaux de TRI (base et minimum).

Le TRI sur le devis de base est conforme aux pratiques de marché pour un actif aussi sécurisé :

- Les TRI sur le devis de base sont compris entre 6,5% et 7,4%, soit des CfD allant de 51 à 56€/MWh, dont 33€/MWh au titre de la couverture et de la rémunération des charges d'exploitation.
- Si l'on relevait le plafond du risque de construction (50%, voire 100% de plus que le devis de base), le TRI et le CfD seraient beaucoup plus élevés, avec un impact plus important pour les finances publiques.

## Quels enseignements tirer de ces scénarios de partage ?

Les trois scénarios ont deux points communs...

- Ils permettent d'atteindre un même niveau de TRI (5,3 %, soit le coût du capital d'EDF) quand les surcoûts atteignent 30% du devis de base
- Ils proposent de mieux rémunérer EDF en cas de respect du devis de base qu'en cas de matérialisation de surcoûts

Mais aussi deux différences : le financement des surcoûts et les modalités d'incitation à la maîtrise des surcoûts

- Le scénario 1 propose un financement mixte entre EDF et Etat, avec une rémunération nulle. L'Etat consent donc à accompagner financièrement EDF non seulement sur le devis de base mais aussi en cas de surcoût jusqu'à 30 %.
- Les scénarios 2 et 3 proposent un financement des surcoûts exclusivement par EDF, mais se distinguent sur le niveau de rémunération des surcoûts: nul dans le scénario 3, positif (mais moitié moindre que le coût du capital d'EDF) pour le scénario 2.



# Alternative de financement intégral par l'Etat (4)

## Scénario 4: financement intégral par l'Etat

L'Etat finance l'intégralité du devis de base (hors coûts de développement déjà inclus dans la PMT 2022 d'EDF) soit 45,8Md€ qu'il conviendra de réévaluer pour couvrir le risque de constructeur d'EDF, ce qui se traduit par un CfD limité à 33€/MWh et ne couvrirait que les dépenses d'exploitation.

EDF prend à sa charge les surcoûts jusqu'à 30% du devis de base

- L'assiette sur laquelle est calculé le TRI est beaucoup plus faible, puisqu'elle est limitée aux dépenses d'exploitation et de maintenance, qui sont à la charge d'EDF ;
- L'arbitrage intertemporel sous-jacent est différent de celui des scénarios partagés : l'effort de l'Etat en période de construction est plus élevé, mais la rémunération versée à EDF en période de fonctionnement est plus faible.
- Ce scénario est difficilement comparable avec les précédents. Il ne présente pas le même profil de risque et de rémunération minimum pour EDF. A titre d'illustration, les montants indiqués dans la suite de la présentation font l'hypothèse d'une provision pour risque de 80% du surcoût correspond à 30% du devis de base.

EDF serait en capacité de porter plus de risque de construction que dans un scénario de financement partagé (jusqu'à environ 50% du devis de base) en lieu et place du financement du devis de base mais avec un coût budgétaire et maastrichtien plus élevé que dans les scénarios 1 à 3.

## Scénario 4: financement intégral par l'Etat

Par ailleurs, un tel scénario appelle les remarques suivantes :

- Il modifie substantiellement le rôle d'EDF dans le programme, EDF ne percevant plus de rémunération au titre de ses investissements et le TRI du projet est très rapidement négatif si les surcoûts sont avérés et le projet devient dilutif pour le groupe dès les premiers surcoûts.
- Ce changement de rôle impliquerait la recherche de nouveaux leviers de croissance majeurs et une stratégie nouvelle pour le groupe.
- Le scénario présenté n'intègre pas le renchérissement du devis de base si EDF doit se positionner en simple EPC du programme et couvrir ses risques de construction. Il conviendra donc d'actualiser les montants mentionnés dans la suite de la présentation pour en assurer la comparabilité avec les autres.
- La robustesse de ce scénario au regard des règles sur les aides d'état devra être analysée, notamment pour garantir que le critère de proportionnalité de l'aide est rempli.
- Un tel modèle pour le nouveau nucléaire doit préserver l'intégration des rôles de propriétaire et d'exploitant nucléaire, responsable de la sûreté et interlocuteur de l'ASN. Il convient de s'assurer qu'un tel mode de financement ne conduit pas à l'Etat à être lui-même le propriétaire de l'actif et assumer pour partie la responsabilité de la sûreté vis-à-vis de l'ASN.
- La préservation de l'option de refinancement de ces actifs auprès d'investisseurs tiers dans un tel modèle paraît difficile au regard de la rémunération qui ne couvre que les coûts d'exploitation.

## Comparaison des scénarios

Le scénario 1 limite fortement l'exposition financière d'EDF

Les scénarios 2 et 3 sont en revanche plus responsabilisants pour EDF.

- Mais le 3 se distingue par son caractère plus incitatif (forte différence de rentabilité du projet pour EDF entre une tenue du devis de base et une dérive des surcoûts) avec un coût pour la collectivité intégrant la prime de transfert du risque de surcoût.
- Le 2 est moins incitatif (différence de rentabilité du projet plus faible pour EDF entre une tenue du devis de base et une dérive des surcoûts) mais permet en contrepartie une rémunération d'EDF en moyenne moins élevée (et donc un coût moindre pour la collectivité).

Ces scénarii s'inscrivent dans le modèle économique actuel d'EDF.

Le scénario 4 est clairement très différent des trois premiers:

- changement de modèle économique d'EDF (d'investisseur-exploitant à un rôle de constructeur – exploitant);
- à court terme, coût immédiat pour les finances publiques nettement plus important mais coût futur plus faible;
- CfD beaucoup plus faible que dans le cas d'un financement partagé (33€).



# 4. Impact sur les finances publiques

## Peut-on comparer les scénarios du point de vue de la collectivité ?

Le coût de chaque scénario pour les finances publiques comprend :

- En phase de construction, la part de financement du devis de base avec le coût éventuel des surcoûts de construction (en deçà et au delà de 30 %)
- En phase d'exploitation, le coût du CfD si le prix de marché de l'électricité est en deçà du CfD (inversement le revenu si le prix de marché est supérieur au CfD) ;

La logique est la suivante:

- Plus le financement par l'Etat du devis de base est élevé, plus le CfD est bas (cf. scénario financement 100% Etat), et plus le coût pour l'Etat en phase d'exploitation est faible.
- Inversement, plus la part du devis de base payé par EDF est élevée (cf. scénarios 1 à 3), plus le CfD est élevé, plus le coût pour l'Etat en phase d'exploitation est important.

## Peut-on comparer les scénarios du point de vue de la collectivité ?

Le scénario 4 est le moins coûteux pour l'Etat en valeur actualisée : le coût immédiat plus élevé pour l'Etat est plus que compensé sur la durée du programme par le faible CfD

Parmi les scénarios 1 à 3, le scénario 3 est le plus coûteux parce qu'il garantit une rentabilité plus forte à EDF en cas de respect du devis de base, ce qui implique un CfD plus élevé que dans les scénarios 1 et 2

Devis de base / Surcoût de 30%	Part Etat (-Md€18)	CfD (en €18/Mwh)	VAN* (en -Md€18)
Scénario 1	25,6 / 31,5	51	19 / 24
Scénario 2	25,6 / 25,6	51 / 56	19 / 27
Scénario 3	25,4 / 25,4	56 / 56	27 / 27
Scénario 4	53	33	12

\* La méthodologie de calcul de la VAN figure en annexe.

## Traitement en comptabilité nationale

Au vu de ses caractéristiques, le classement de l'actif NNF dans les comptes publics pourrait s'inspirer de celui des PPP. Dans ce cadre :

- La question du partage du financement entre Etat et EDF n'est pas centrale
- **En revanche, le partage effectif des risques et bénéfices liés à l'actif est déterminant**

Pour que l'actif NNF ne soit pas consolidé dans les comptes publics, EDF doit nécessairement porter le risque de construction et au moins un risque supplémentaire parmi le risque de demande et le risque de disponibilité :

- Dans tous les scénarios, l'Etat couvre le risque de demande et EDF couvre le risque de disponibilité
- **La discussion portera donc sur qui supporte le risque de surcoût de construction. Si EDF prend à sa charge le risque de dépassement du devis de base sans rémunération supplémentaire, cela fera pencher la balance en faveur de la déconsolidation**

En cas de consolidation, les dépenses d'investissement du NNF seraient comptabilisées en dépenses publiques au gré des décaissements avec en miroir une recette maastrichtienne correspondant au (auto)financement d'EDF en phase de construction. Ainsi, l'impact sur le déficit et sur la dette de Maastricht devrait être limité à la part subventionnelle (éventuellement augmentée d'un prêt d'actionnaire) versée par l'Etat.

---

## Synthèse des scénarios

	Exposition financière d'EDF (en cas de surcoûts de +30%)	Impact sur les finances publiques		CfD (en €/MWh)	Maîtrise du programme, des coûts et des délais
		max en phase de construction	en VAN sur le cycle de vie		
<b>Scénario 1</b>	++ 28Md€	- 31,5Md€	+ 24Md€	++ 51 +/- prix de gros	+ Moins responsabilisant Sans changt de modèle
<b>Scénario 2</b>	+ 34Md€	++ 25,6Md€	+ 27Md€	+ 51 / 56 +/- prix de gros	++ Responsabilisant Sans changt de modèle
<b>Scénario 3</b>	+ 34Md€	++ 25,4Md€	+ 27Md€	- 56 / 56 +/- prix de gros	+++ Incitatif Sans changt de modèle
<b>Scénario 4</b>	+++ 6Md€	-- 53Md€	++ 12Md€	+++ 33 << prix de gros	-- Changement du modèle économique d'EDF



# Programme de travail du deuxième semestre 2020

01/09/2020

21

## Programme de travail pour le semestre prochain

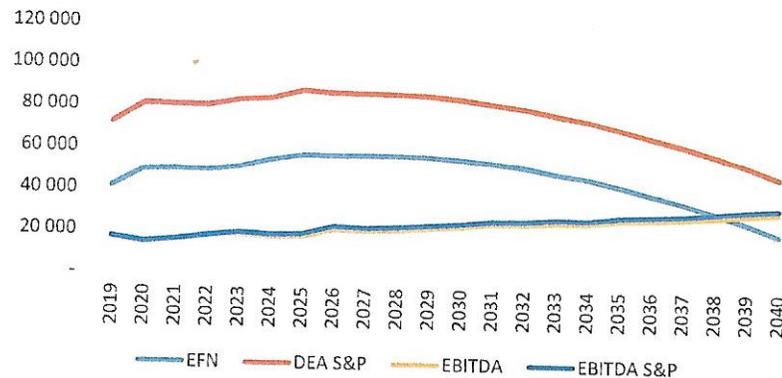
- Définir des modalités de financement des frais de développement du programme sur 2022-23 (société d'étude, avance d'actionnaire, avance remboursable etc.).
- Poursuivre les échanges sur la construction des paramètres constitutifs du coût de la dette et du coût des capitaux propres.
- Approfondir le scénario 4 (financement 100% Etat)
- Approfondir les mécanismes de partage des gains en cas de sous-exécution du devis de base
- Approfondir la question de l'appétence des investisseurs sur un programme NNF et analyser les ajustements réglementaires et financiers qui permettraient d'accroître cette appétence
- Approfondir la question du prêt d'actionnaire et de la rémunération en phase de construction
- Analyser les impacts de la régulation sur les différentes catégories de consommateurs d'électricité
- Saisir l'Insee sur les conséquences en comptabilité nationale du financement et de la régulation
- Préciser des aspects spécifiques à la régulation (prise en charge par l'Etat du risque d'appel, régulation et trajectoire du revenu régulé paire par paire dans une vision « dynamique »)



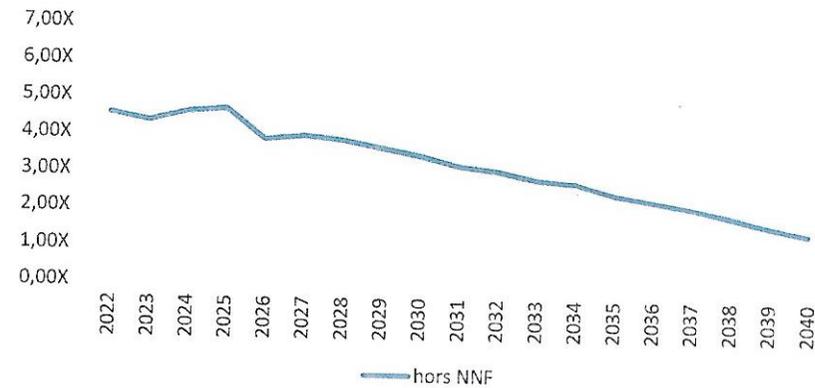
# Trajectoire financière d'EDF actualisée post-COVID

(hypothèse d'une régulation de l'ancien nucléaire)

EFN, EBITDA, DEA S&P et EBITDA S&P  
Base



DEA/EBITDAa S&P  
Base



## Possibilité de recours à une avance d'actionnaire

Pour augmenter la participation d'EDF sur les premières paires, l'Etat pourrait octroyer un prêt d'actionnaire à EDF. Les options présentées ci-dessous sont basées sur une avance de 4Mds€18

- Option 1 : L'avance est déduite de la contribution d'EDF à la troisième paire (partage EDF quasiment inchangé sur l'ensemble du programme), augmentation du CfD d'environ 3€/MWh par rapport au cas de base.

(en Md€)	Paire 1 2024- 2036	Paire 2 2028-2040	Paire 3 2032 - 2044	Total
Subvention Etat (Md€18)	9,4 (57%)	8,8 (55%)	7,3 (49%)	25,5 (54%)
Financement EDF (Md€18)	7,0 (43%)	7,1 (45%)	7,6 (51%)	21,7 (46%)
Total à financer (Md€18)	16,4	15,9	14,9	47,2

- Option 2 : L'avance permet d'augmenter la contribution totale d'EDF au programme, augmentation du CfD d'environ 6€/MWh par rapport au cas de base.

(en Md€)	Paire 1 2024- 2036	Paire 2 2028-2040	Paire 3 2032 - 2044	Total
Subvention Etat (Md€18)	8,4 (51%)	7,8 (49%)	5,4 (36%)	21,6 (46%)
Financement EDF (Md€18)	8,0 (49%)	8,1 (51%)	9,5 (64%)	25,6 (54%)
Total à financer (Md€18)	16,4	15,9	14,9	47,2

## Sensibilité en cas de surcoûts

Première situation : respect du devis de base (47,2 Md€)

	Part Etat	Part EDF	TRI projet
Scénario 1	25,6 Md€ (54%)	21,6 Md€ (46%)	6,5%
Scénario 2	25,6 Md€ (54%)	21,6 Md€ (46%)	6,5%
Scénario 3	25,4 Md€ (54%)	21,8 Md€ (46%)	7,4%

Deuxième situation : +30% de surcoûts (59,6 Md€), au-delà du P100 de Roland Berger

	Part Etat	Part EDF	TRI projet
Scénario 1	31,5 Md€ (53%)	28,1 Md€ (47%)	5,3%
Scénario 2	25,6 Md€ (43%)	34,0 Md€ (57%)	5,3%
Scénario 3	25,4 Md€ (43%)	34,2 Md€ (57%)	5,3%

Troisième situation : +100% de surcoûts (88,5 Md€), dérive massive du programme

	Part Etat	Part EDF	TRI projet
Scénario 1	59,0 Md€ (67%)	29,5 Md€ (33%)	5,1%
Scénario 2	53,1 Md€ (60%)	35,4 Md€ (40%)	5,1%
Scénario 3	52,9 Md€ (60%)	35,6 Md€ (40%)	5,1%

## Sensibilité en cas de moindre participation d'EDF

Dans le cas d'une participation d'EDF au financement du NNF réduit à 30% des flux de trésorerie au lieu de 50%, le CfD résultant serait le suivant :

	Part de financement Etat/ EDF (en Md€)	Rémunération EDF	TRI Projet	CfD programme (et par paire)
<b>Scénario 1</b>	31,1-37,0 / 16,1-22,6	6,8% sur le devis de base  0% sur les surcoûts	Maximum : 6,8%  Minimum : 5,3%	46,5€/MWh P1: 42,7 P2: 44,7 P3: 54,5
<b>Scénario 2</b>	31,2-31,2 / 16,0-28,4	6,5% sur le devis de base  3,5% sur les surcoûts	Maximum : 6,5%  Minimum : 5,3%	45,3-51,5€/MWh ND
<b>Scénario 3</b>	30,5-30,5 / 16,7-29,1	7,9% sur le devis de base  0% sur les surcoûts	Maximum : 7,4%  Minimum : 5,3%	51,9€/MWh P1: 46,4 P2: 50,0 P3: 63,0

## Impacts d'une interruption du programme

Dans une approche d'interruption du programme NNF les impacts sur le niveau du CfD sont évalués de la manière suivante (ne pas lancer un programme mais lancer les paires une par une ne permettrait pas d'atteindre les objectifs d'industrialisation des équipements, l'optimisation de la performance industrielle de réalisation et les coûts) :

- Des coûts de développement (2,8Md€18) répartis sur les paires réalisées ;
- Dans le scénario 3-2 (réalisation de la Paire 1 uniquement), un surcoût de 1,6Md€18 lié au dédit des paires 2 et 3 et dans le scénario 3-1, un surcoût de 1,0Md€18.
- La part financée par EDF qui conduit à un CfD inférieur dans le second scénario en dépit des surcoûts précédents par paire.

	Toutes les paires		Scénario 3-2 (débit sur P2 et P3)		Scénario 3-1 (débit sur P3)	
	TRI EDF	CfD € <sub>18</sub> /Mwh	TRI EDF	CfD € <sub>18</sub> /Mwh	TRI EDF	CfD € <sub>18</sub> /Mwh
<b>Total à financer Md€<sub>18</sub></b>	47,2 (P1 16,4 ; P2 15,9 ; P3 14,9)		19,8 (P1 19,8)		34,3 (P1 16,8 ; P2 17,5)	
<b>Scénario 1</b>	6,5%	51	6,5%	53	6,5%	49
<b>Scénario 2</b>	6,5%	51	6,5%	53	6,5%	49
<b>Scénario 3</b>	7,4%	56	7,4%	59	7,4%	54
<b>Scénario 4</b>	6,5%	31	6,5%	35	6,5%	32

Ces simulations financières, hors avance d'actionnaire, ne tiennent pas compte à ce stade de la capacité de financement d'EDF excédant, en fin de programme, le besoin de financement des constructions (« surcouverture » du besoin de financement »). <sup>28</sup>

# Le risque de requalification en commande publique n'est pas exclu

Contrairement à la commande publique, la subvention permet à l'Etat de choisir l'opérateur sans procédure d'appel d'offres. Selon la DAJ de Bercy, la distinction dépend de trois indices autour du degré d'intervention de l'Etat:

	Subvention	Commande publique
1- Définition des besoins	Partenaire	Etat
2- Initiative du projet	Partenaire	Etat
3- Contrepartie pour l'Etat	Sans contrepartie	Contrepartie directe

Le risque de requalification en commande publique ne peut être exclu:

- La fixation des besoins dans la PPE plaide pour la commande publique. Le montage pourrait être une subvention si la construction des réacteurs est conçue et définie par EDF.
- L'instruction du projet se fait à l'initiative de l'Etat mais EDF a vocation à construire les EPR2.
- La construction des EPR2 ne répond pas à un besoin économique direct de l'Etat mais plus la subvention est élevée, plus elle peut être considérée comme la rémunération d'un achat.

C'est l'application de ces critères qui s'applique dès lors que les trois réacteurs sont destinés à devenir la propriété d'EDF.

## Impact pour la collectivité publique

Les contributions publiques au financement du programme NNF prennent différentes formes sur un horizon de temps long de plusieurs décennies (construction des EPR2 sur 10 ans puis exploitation pendant 60 ans) conduisant à des problématiques d'actualisation qu'il est proposé de traiter de la manière suivante.

- L'application du taux d'actualisation public réel utilisé depuis la publication du rapport Quinet (2013) pour l'évaluation socio-économique tel qu'il devrait être révisé : 3,5%
- La prise en compte du coût d'opportunité des fonds publics (COFP) et du prix fictif de rareté des fonds publics (PRFRP) :

Ce coefficient permet de discriminer les contributions des contribuables vs. l'usager qui pourrait être appliqué au programme du NNF de la manière suivante :

1/ Multiplication par 1,25 des contributions publiques en phase d'investissement, quel que soit le mode de financement (contribuable ou consommateur d'électricité) ;

2/ Multiplication par 1 des contributions du consommateur d'électricité en phase d'exploitation (écart entre le prix régulé et le prix de marché).

Cette évaluation est appliquée aux deux scénarios de financement -partagé ou 100% Etat- ainsi qu'aux scénarios de partage des surcoûts de construction.