

Fiche N°12

Pourra-t-on financer le nouveau nucléaire ?



Le nucléaire (comme l'hydroélectrique) requièrent des investissements initiaux très importants mais qui durent très longtemps : un siècle ou plus pour l'hydraulique, au moins 80 ans pour le nouveau nucléaire.

Ces deux caractéristiques ont pour conséquence des charges financières associées à leurs financements très élevées, **très sensibles aux taux d'intérêt moyen de leur financement**. Il en résulte que les coûts des MWh d'électricité produite sont eux-mêmes très sensibles à ces taux d'intérêt. On voit ainsi que le coût de production pour un investissement donné serait d'environ 38 €/MWh avec un taux de 0 %, de 56 €/MWh avec un taux compétitif de 4 % et de 92 €/MWh avec un taux de 8 %, etc.,

Ces chiffres montrent bien que l'enjeu de produire un MWh nucléaire compétitif réside au moins autant, et en réalité davantage, dans un financement à bas taux que dans le coût de construction lui-même. Obtenir un financement dont le taux d'intérêt moyen ne dépasse pas significativement 4 % est donc d'un intérêt majeur pour le coût de production du futur nucléaire et par conséquent pour le futur prix de l'électricité et pour l'économie du pays. Est-ce possible ? Il faut prendre en compte deux termes principaux qui s'additionnent **Les taux d'intérêt de l'argent proprement dits** et les **primes de risques**. Ces derniers sont de diverses natures : le Risque politique, les Risques technologiques et de construction (minimisés pour des concepts éprouvés et standardisés), les Risques commerciaux (minimisés par un CfD (Contract for difference) à condition que le prix d'équilibre du CfD et sa durée soient correctement fixés) sachant que le coût complet du KWh nucléaire est constitué d'environ 80 % de charges fixes, financières en majorité.

Au total, il n'est donc pas acquis que ce type de financement « classique » permette de bénéficier d'un taux d'intérêt moyen pondéré (entre fonds propres et emprunts) suffisamment bas pour permettre un coût de production suffisamment compétitif. Il ne faut donc pas s'interdire de rechercher d'autres moyens de financement tel que Le RAB (« Regulatory Asset Base » en anglais) ou BAR (« Base d'actifs régulés » en français), très proche du TURPE, qui permet de financer au fil de l'eau les besoins d'investissements par les consommateurs d'électricité, via leurs factures d'électricité. Pas d'emprunt, pas de primes de risques à payer, cette méthode réduit beaucoup le coût du financement. Le financement de la construction d'un EPR2 ne rajouterait qu'environ ≈ 2 €/MWh au coût total de la production du MWh nucléaire. Une analyse juridique est nécessaire pour éclairer cette question vis-à-vis des règles de la concurrence.

Une autre approche consisterait à recourir à l'épargne des Français sous une forme à définir : fonds d'épargne retraite, fonds d'épargne ciblés vers les investissements de long terme, etc. Ces fonds pourraient être attractifs en servant un intérêt légèrement supérieur à celui des livrets A et LDDS tout en constituant une source de financement à bas taux ($< \approx 4$ %) pour les investissements nucléaires. Rappelons que le « bas de laine » des français s'élève actuellement à environ 1 900 Mds€ pour l'assurance vie, 495 Mds€ pour le livret A, et 75 Mds€ pour le livret LDDS. Ces fonds sont historiquement très stables bien que disponibles.

L'outil industriel nucléaire français actuel : un modèle simple et robuste, qui a fait ses preuves :

Historiquement, les emprunts d'EDF (à taux d'intérêt bonifié reflétant la signature de l'État) et le revenu des ventes de l'électricité ont constitué le socle financier permettant la construction du parc nucléaire, puis la couverture du coût complet d'un investissement considérable, amorti sur le long terme. EDF est « propriétaire / architecte ensemblier / exploitant », la recherche et l'industrie française étant mobilisées par le gouvernement.

Par la suite l'État actionnaire a prélevé d'abondantes ressources de l'entreprise EDF, puis mis en place une concurrence factice obligeant EDF à vendre à perte via l'ARENH une partie importante de sa production, à un prix déraisonnable de 42 € par MWh, maintenu sans réévaluation depuis 2012 par la CRE, en contradiction avec les préconisations de la loi Nôme de 2010. EDF a ainsi été privée de plus de 20 Mds€ qui lui font aujourd'hui cruellement défaut pour financer le nouveau nucléaire.

Quel modèle pour financer le futur parc EDF ?

La France a accepté depuis deux décennies une mainmise de plus en plus forte de la Commission européenne sur sa politique énergétique, dans le cadre d'une disparité très forte et radicalisée des politiques de chaque État-membre. Elle a été accompagnée d'une complexification des règles qui rend hasardeuse toute tentative d'améliorer le marché de l'électricité et les politiques nationales. Cette évolution est particulièrement défavorable à la France avec une Commission vent debout contre le nucléaire, attitude renforcée par la nomination des commissaires européens Jorgensen et Ribeiro et le conseiller de la Présidente, Lambert. PNC-France n'est pas armée pour entrer dans le détail des contraintes et interdictions européennes, mais rappelle que le respect des traités Euratom et de Lisbonne devrait être défendu par le gouvernement au niveau de la Cour de Justice Européenne.

Une 1ère condition incontournable de la réussite du financement d'un investissement industriel de long terme passe par le maintien d'un historique simple, éprouvé et robuste, présentant une bonne résilience aux risques :

- Intégrité des actifs du parc nucléaire et hydraulique d'EDF SA au sein de cette même entité juridique et maintien du rôle triple de propriétaire / exploitant / fournisseur d'EDF SA permettant une bonne résilience aux risques.
- Commercialisation de l'électricité nucléaire aux coûts complets, intégrant des marges pour financer le Grand Carénage et le nouveau nucléaire. La commercialisation devra permettre une visibilité des débouchés et de la rentabilité à moyen / long terme (en volumes et en prix).
- Conditions de financement des investissements adaptées à un investissement de très long terme, au moins 80 ans, porteur de richesses durables.

Les politiques actuelles de dérégulation et de création d'un marché factice pour une commodité vitale et non stockable ont détruit les conditions de financement de capacités de production. Malgré le signal très négatif des faillites d'entreprises comme Enron et British Energy, l'obligation de vente à bas prix à ses concurrents (l'ARENH) perdure depuis 12 ans et a grandement fragilisé l'entreprise EDF.

Une 2^{nde} condition incontournable de la réussite du financement : un changement de régulation :

La séparation d'EDF en trois entités autonomes a conduit à transférer la mission de gestion opérationnelle du mix électrique, qui a été prise effectivement en charge par RTE, sous le contrôle de la CRE, l'État restant désormais seul réel responsable de l'équilibre du mix, par délégation à la

DGEC. Un mix déjà décarboné à plus de 95 % grâce au nucléaire à l'hydroélectrique est mis en concurrence avec de nouvelles capacités 4 à 12 fois plus émettrices de GES, les EnRi. Or ces dernières n'ont pas les mêmes responsabilités dans l'équilibre du réseau alors que leur puissance installée va devenir considérable, plus du double de celle du nucléaire.

En outre, l'État Régulateur a imposé à EDF la charge financière et les obligations qui en résultent, créant ainsi une **concurrence déloyale** : CSPE, contestabilité des prix d'EDF par ses concurrents, financement sur fonds publics d'EnRi qui bénéficient d'une priorité de facto d'accès au réseau. Comme le dit RTE « le développement des EnRi conduit à devoir dimensionner le système électrique autour de la notion de consommation résiduelle, la consommation diminuée de la production renouvelable, principalement éolienne et solaire ». Il en résulte un transfert économique de richesse publique, notamment vers des acteurs privés, avec le soutien d'une CRE qui se félicite de la volatilité du marché. La raison donnée est celle d'un encouragement d'investissements, par des fonds privés en particulier, dans des moyens de production, ce qui ne s'est pas vérifié.

Les arguments mis en avant pour imposer aux français cette croissance des EnRi sont la décarbonation par électrification des usages et, ce qui est un comble, l'arrivée trop tardive du nouveau nucléaire dont l'État est pleinement responsable. Mais cette orientation n'a pas été validée par des chiffrages argumentés visant à un prix de l'électricité compétitif et une production souveraine, les équipements EnRi étant massivement importés.

Le citoyen et l'activité économique sont quadruplement pénalisés :

- Le prix de l'électricité a presque doublé de 2011 à 2024, détruisant ainsi la compétitivité de notre économie.

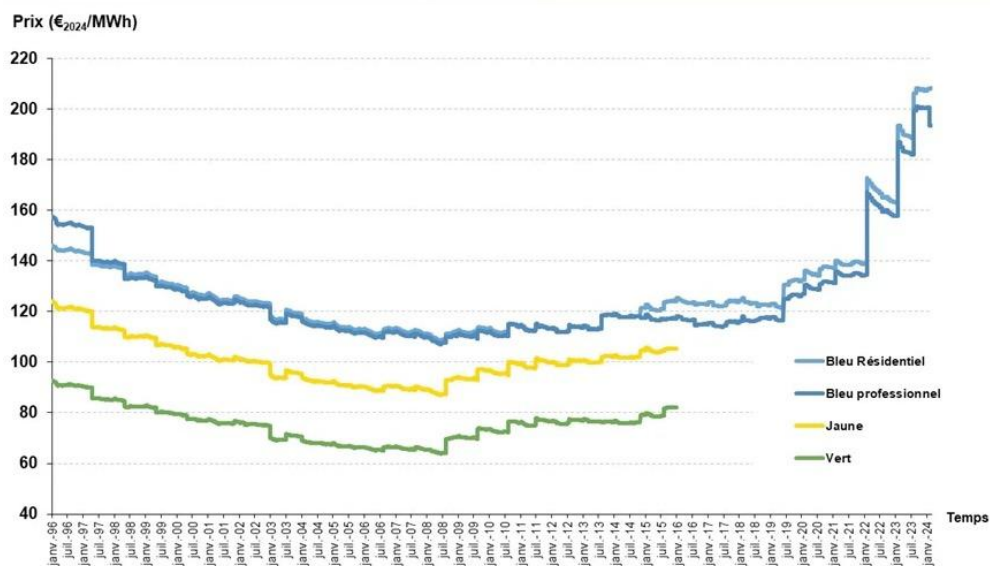


Figure 1 - De 2019 à 2023, les prix de l'électricité en Europe ont grimpé en flèche, +123 % en Grande-Bretagne, +137% en Pologne, +93% en France alors qu'elle avait l'un des prix de l'électricité parmi les plus bas d'Europe. A contrario, aux Etats-Unis il a baissé de 16% !

Les coûts environnementaux des EnRi ont été largement sous-estimés. On peut mentionner, de façon non exhaustive, l'occupation des espaces tant terrestres que marins avec leurs conséquences sur les activités historiques et la diminution de leur valeur patrimoniale, l'utilisation massives de matériaux généralement importés, l'importation de l'essentiel des équipements, l'exploitation fréquentes des parcs EnRi par des entreprises étrangères, mettant à mal notre souveraineté, etc., Même notre sécurité est fragilisés (altération des signaux radars, ...)

Recommandations de PNC-France pour revitaliser les circuits de financement des moyens de production pilotables

- **Se recentrer sur notre savoir-faire industriel et se réappropriier notre stratégie nationale énergétique et notre régulation nationale**, ce qui implique une action dynamique au niveau européen,
- **Évaluer les scénarios dans la perspective de coûts de production proches du coût de notre mix**, fondés sur une distribution et une commercialisation compétitives,
- **Pérenniser un mix robuste et souverain**, réduisant les dépendance à une importation coûteuse d'électricité lors des pointes de consommation en se reposant sur des capacités pilotables au bon niveau (12 GWe perdus depuis 14 ans).
- **Intégrer les coûts complets dans les études** de moindre coûts, soit toutes les externalités, incluant les investissements dans les réseaux (au-delà des seuls aspects de raccordement) et les flexibilités incluses. Une revue critique des investissements « réseaux » devrait être menée en corrélation avec les investissements en capacités de production mais également dans la perspective du risque d'une cannibalisation de notre mix par les surproductions intermittentes de voisins ayant des politiques énergétiques en opposition avec la nôtre.
- **Engager en urgence une étude coût-bénéfice** (« *value for money* ») avec une méthodologie et des hypothèses validées par la représentation nationale, par la Cour des Comptes, dans l'esprit des études de même nature du National Audit Office britannique et des Public Services Commissions aux USA (paradoxalement des États américains sont régulés selon le modèle de Marcel Boiteux : Géorgie, Caroline du Sud, Floride),
- **S'appuyer sur l'analyse de France Stratégie**, institution autonome placée auprès du Premier ministre, sur le sujet de la guerre économique et sur les avis des académies des sciences et des technologies,
- **Flécher vers les moyens de production pilotable (dont le nucléaire) l'argent public de la transition énergétique** qui assèchent aujourd'hui le financement du nucléaire.
- **Adapter les taxations aux objectifs climatiques** (en 2025 le gaz est deux fois moins taxé que l'électricité).
- **Abolir la mise en œuvre prioritaire (RIIPM) d'aides d'État pour les EnRi** (non-adaptée au système électrique national).
- **Rétablir les conditions d'une concurrence impartiale** après le dispositif ARENH. Les dispositifs de prix garantis et d'obligations d'achat dont bénéficient les EnRi doivent être bannis et remplacés par des conditions de marché équitables, intégrant des garanties effectives de fourniture à tout instant et non annualisées.
- **Bannir le système imposant la contestabilité des prix proposés par EDF** qui impose à EDF de proposer des prix élevés pour laisser la place à une fausse concurrence, tout en privant le consommateur de bénéficier de prix représentatifs des coûts du mix énergétique de l'opérateur.

La question d'un financement adapté n'est pas nouvelle

L'examen de dispositifs déjà expérimentés par ailleurs ou déjà bien évalués montre que des solutions adaptées sont possibles :

- Mankala : Il s'agit d'une prise de participation capitalistique d'industriels dans un projet de centrale nucléaire individuelle donnée.
- Financement par génération de fonds propres sur l'activité (BAR, voir annexe 2), en privilégiant les schémas de commercialisation de l'électricité comme les PPA (à coûts complets)

- Partage de risques avec des prises de participation dans des unités nucléaires par des industriels ou électriciens partenaires avec une vision long terme (y compris avec des pays voisins intéressés par des importations d'électricité).

D'autres solutions ont été écartées :

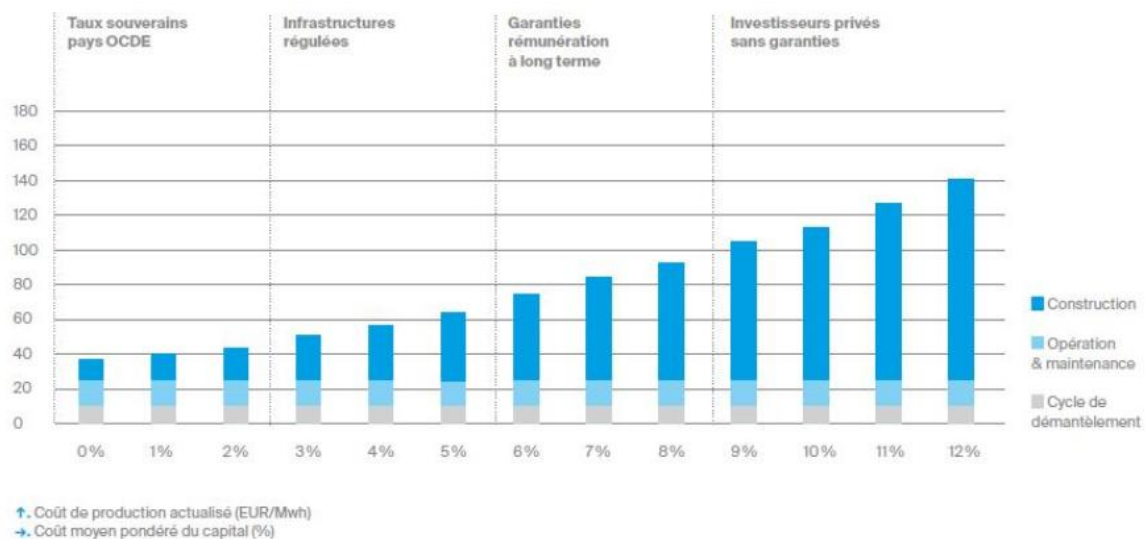
- Les « Contracts for Difference » (CfD) : dans le cas du financement des moyens pilotables intégrés de la France (EDF), ils détruisent le « business model » d'EDF (Cf. ci-dessus) et génèrent des ingérences et demandes de compensations par des institutions externes telles que la Direction générale de la concurrence de la Commission européenne (DGComp).
- Projet Exeltium : la Commission Européenne s'est opposée à ce schéma, ou ne l'a accepté en 2008 qu'en échange de conditions non acceptables (relatives aux options de sorties des industriels et au management des risques).

La prise en compte des caractéristiques d'un investissement de très long terme implique une action d'État indispensable (prêt à taux zéro, pendant la période de construction, introduction dans le prix d'une participation aux investissements futurs par exemple). Le gouvernement doit faire preuve d'imagination, mais aussi de fermeté vis-à-vis d'une Commission européenne qui ne respecte ni le principe de subsidiarité dans le domaine de l'énergie (Traité de Lisbonne), ni le principe de neutralité technologique, ni celui d'une égalité des conditions financières attribuées aux projets du secteur, nucléaire ou autres.

Considérations sur le financement du nouveau nucléaire

Le nucléaire partage avec l'hydraulique deux caractéristiques en termes de financement : ils requièrent des investissements initiaux très importants mais qui durent très longtemps : un siècle ou plus pour l'hydraulique, au moins 80 ans pour le nouveau nucléaire. Ces deux caractéristiques ont pour conséquence des charges financières associées à leurs financements très élevées et très sensibles aux taux d'intérêt moyen de leur financement. Il en résulte que les coûts des MWh d'électricité produite sont eux-mêmes très sensibles à ces taux d'intérêt, comme le montre la figure ci-dessous concernant le nucléaire, publiée par la SFEN.

Coût de production de l'électricité d'origine nucléaire en fonction du coût du capital
Source: Sfen



On voit ainsi que le coût de production pour un investissement donné serait d'environ 38 €/MWh hors charges de financement (taux de 0 %), de 56 €/MWh avec un taux compétitif de 4 % et de 92 €/MWh avec un taux de 8 %, etc.,

Ces chiffres montrent bien que l'enjeu de produire un MWh nucléaire compétitif réside au moins autant, et en réalité davantage, dans un financement à bas taux que dans le coût de construction lui-même. Obtenir un financement dont le taux d'intérêt moyen ne dépasse pas significativement 4 % est donc d'un intérêt majeur pour le coût de production du futur nucléaire et par conséquent pour le futur prix de l'électricité et l'économie pays tout entière. Est-ce possible ? Pour répondre à cette question, il faut prendre en compte deux termes principaux qui s'additionnent :

- **Les taux d'intérêt de l'argent proprement dits** (moyenne pondérée des taux des fonds propres de l'investisseur et des taux des emprunts bancaires et/ou autres types de financement),
- **Les primes de risques.** Ces derniers sont de diverses natures :
 - o **Le Risque politique.** On devrait pouvoir le considérer comme nul dans un pays gouverné par la rationalité de long terme, indispensable à l'industrie nucléaire.
 - o **Les Risques technologiques et de construction.** Ils se traduisent essentiellement, lorsqu'on utilise des technologies éprouvées, ce qui est le cas pour les EPR2, par des risques de délais et de surcoûts. Mais ces derniers peuvent être fortement minimisés par la construction d'unités standardisées en série, permettant l'accumulation d'expérience, point absolument majeur pour maîtriser les coûts et les délais de grands projets aussi complexes ;
 - o **Les Risques commerciaux.** Ils sont de deux types dans le contexte d'un marché de l'électricité : risque de prix, qui peut être éliminé par un CfD (Contract for difference) et risque de placement de la production, pour lequel le nucléaire se situe bien avec son coût de production proportionnel très compétitif, sachant que son coût complet est constitué d'environ 80 % de charges fixes, financières en majorité.

Ces primes de risques soulèvent deux questions : leur taux et qui les porte, ces deux questions étant liées. Dans un financement classique fondé sur une part minoritaire de fonds propres de l'investisseur et une part majoritaire d'emprunts bancaires, l'investisseur prend en compte les risques au travers de la fixation de son taux de retour prévisionnel sur investissement. Quant aux banquiers, ils évaluent les risques de leur côté et les couvrent par des primes, qui s'ajoutent au taux d'intérêt proprement dits, et qu'ils proposent en fonction des fondamentaux prévisionnels de long terme du marché de l'argent. Or, ces derniers sont malheureusement beaucoup moins favorables que ce qu'ils ont été dans un passé récent, durant près d'une décennie en Europe, même si les taux de marché sont à nouveau orientés à la baisse dans la zone euro. De ce point de vue, le fort endettement d'EDF et de l'État français, son actionnaire unique, ne sont pas des facteurs très favorables au financement des premiers EPR2 en France.

En revanche, la possibilité entérinée par la dernière réforme européenne du marché de l'électricité (au printemps 2024) de recourir aux CfD pour le nouveau nucléaire est a priori favorable à une réduction de la prime portant sur les risques de prix futurs du marché, à condition toutefois que le prix d'équilibre du CfD et sa durée soient correctement fixés.

Au total, il n'est donc pas acquis que ce type de financement « classique » permette de bénéficier d'un taux d'intérêt moyen pondéré (entre fonds propres et emprunts) suffisamment bas pour permettre un coût de production suffisamment compétitif. Il ne faut donc pas s'interdire de rechercher d'autres moyens de financement.

Le RAB (« Regulatory Asset Base » en anglais) ou BAR (« Base d'actifs régulés » en français)

Ce mode de financement est très proche du TURPE qui finance les réseaux publics d'électricité. Il se caractérise par le fait que les investissements sont financés chaque année au fur et à mesure des besoins d'investissements par les consommateurs d'électricité, via leurs factures d'électricité.

Il n'y a donc ni recours à l'emprunt, ni primes de risques à payer, ces derniers étant implicitement portés par les consommateurs. Ces deux facteurs réduisent beaucoup le coût du financement. La contrepartie est que les factures des consommateurs sont prématurément augmentées puisqu'ils préfinancent de futurs moyens de production qui ne fonctionnent pas encore. La logique d'un tel financement ne tient donc que si cet effort financier anticipé est modéré et est le gage d'une électricité durablement moins chère dans le futur. Or, c'est bien le cas : le financement de la construction d'un EPR2 ne rajouterait qu'environ ≈ 2 €/MWh au coût total de la production du MWh nucléaire¹. Un autre aspect de ce mode de financement peut cependant poser un problème lorsqu'il est appliqué à des moyens de production d'électricité censés en concurrencer d'autres : est-il compatible avec la réglementation européenne, sachant qu'il n'a pour l'instant été appliqué qu'à des « monopoles naturels » (réseaux d'électricité, de gaz ou d'eau). Une analyse juridique est nécessaire pour éclairer cette question (à noter qu'il est envisagé pour financer la centrale de Sizewell C au RU...).

Le recours à l'épargne des Français sous une forme à définir

Fonds d'épargne retraite, qui s'inscrivent dans le long terme à l'instar de l'option nucléaire, fonds d'épargne ciblés vers les investissements de long terme, nucléaires et autres, etc. Ces fonds pourraient être attractifs en servant un intérêt légèrement supérieur à celui des livrets A et LDDS tout en constituant une source de financement à bas taux ($< \approx 4$ %) pour les investissements nucléaires. Rappelons que le « bas de laine » des français s'élève actuellement à environ 1 900 milliards € pour l'assurance vie, 495 pour le livret A, et 75 Mds€ pour le livret LDDS. Ces fonds sont en fait statistiquement très stables dans la durée en ordre de grandeur, bien qu'ils soient disponibles.

Pourquoi ne serait-il pas possible, en attendant que le ou les nouveaux fonds évoqués plus haut montent en capital, ce qui demandera du temps, de recourir à une partie des fonds actuels des livrets A et LDDS, le financement des 6 premiers EPR2 requérant environ 70 Mds€ ? Cela implique d'évidence des modifications des règles légales et/ou réglementaires qui régissent ces placements, mais est-ce impossible à envisager ?

En conclusion, il fait peu de doutes que les financiers du ministère des Finances aient déjà envisagé ces solutions et sans doute d'autres, qui relèvent de l'ingénierie financière, ce afin de ne pas uniquement dépendre des schémas habituels de financement qui semblent dans la situation actuelle peu susceptibles d'apporter un financement à taux suffisamment bas pour financer de manière optimale le nouveau nucléaire, afin de disposer d'une électricité future à coût très compétitif.

Sachant que construire un nouveau parc de réacteurs nucléaires, EPR2 puis RNR, est un enjeu majeur de souveraineté économique afin d'assurer l'avenir énergétique du pays, qui sera

¹ Le coût de construction d'un EPR2 de série peut être estimé à ≈ 9 Mds€. Cet investissement s'étale sur une douzaine d'années (4 ans de préparation et approvisionnement des composants lourds et 8 ans de construction). Si on fait l'hypothèse simplificatrice que les dépenses sont équiréparties sur ces 12 années on aboutit à une dépense de ≈ 750 M€/an. Rapportés à une production prudente de ≈ 360 TWh/an, ces 750 M€/an rajoutent environ ≈ 2 €/MWh au coût de production de l'électricité nucléaire

majoritairement électrique dans le contexte de la lutte contre le réchauffement climatique. Le recours aux meilleures solutions possibles de financement ou à un mix d'entre elles est crucial.

LISTE DES FICHES TECHNIQUES

Fiche 1 : L'évolution de la consommation électrique en France, entre croyance et incertitudes.

Fiche 2 : L'Invasion des productions intermittentes, le défi du maintien de l'équilibre du réseau électrique.

Fiche 3 : L'impact très sous-estimé de la variabilité des EnRi.

Fiche 4 : Quel niveau d'EnRi peut-on supporter en France ?

Fiche 5 : La distribution d'électricité européenne est déstabilisée par des « loop-flows » erratiques liés à la libre circulation d'une électricité intermittente non contrôlée.

Fiche 6 : De quelle puissance disponible aura-t-on besoin en 2026 (sur la base des chiffres 2019) ?

Fiche 7 : La flexibilité du nucléaire face au développement des EnRi prévu dans la PPE3.

Fiche 8 : La flexibilité ? Un nouveau mantra ? Les doutes de RTE (et les inquiétudes de PNC-France) sur la flexibilité.

Fiche 9 : Prix de l'électricité - Évolution, réalisme, impact de l'intermittence.

Fiche 10 : L'évolution du TURPE et son impact sur le prix de l'électricité.

Fiche 11 : Les émissions évitées de CO2 par le solaire et l'éolien.

Fiche 12 : Comment financer le nouveau nucléaire sous les contraintes imposées par l'Europe ?