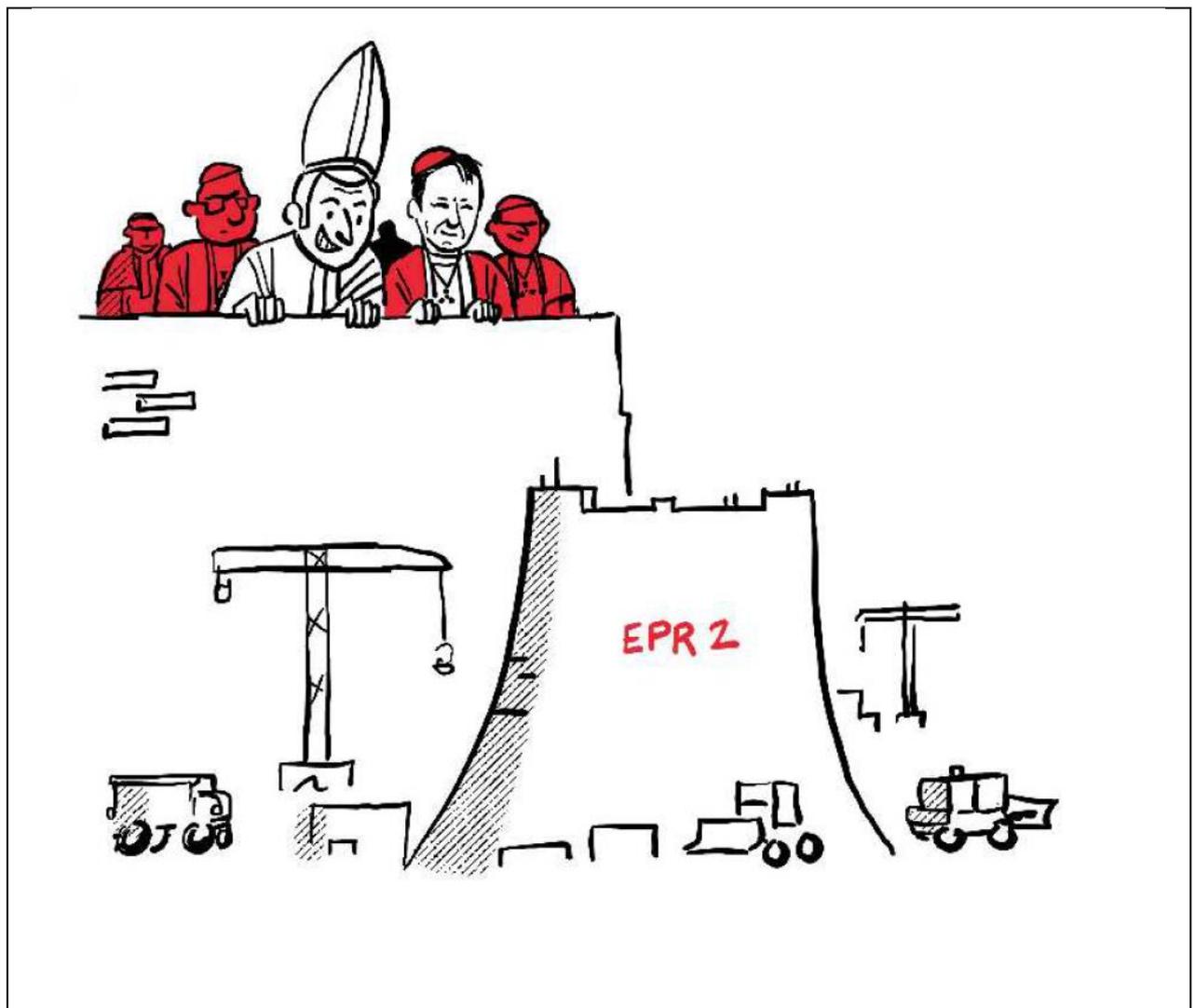


Comment en arriver à la conclusion qu'il est moins cher de relancer le nucléaire ?

Une relecture par Ghislain Dubois du rapport de RTE « Futurs énergétiques 2050 », illustrée par Nicolas Caruso



1. Mais pourquoi se préoccuper d'un rapport technique de RTE ?

Alors là on est dans le sérieux ! Alors que les approximations, les règles de trois et les bases théoriques¹ de Jean-Marc Jancovici sont relativement « faciles » à réfuter², avec RTE (Réseau de transport d'électricité) on est dans le domaine de la modélisation technique et financière, et dans un travail de longue haleine.

Alors que l'Ademe³ en 2016 et la thèse de Behrang en 2020-2021⁴ nous avaient dit qu'il était possible de faire un mix électrique 100 % renouvelable et que c'était globalement moins cher que d'autres options⁵, RTE nous dit en 2022 que la relance de la construction de réacteurs nucléaires serait globalement possible et moins chère que les options renouvelables, la faute aux « coûts réseaux »... Attention, le rapport nous dit aussi qu'un scénario électrique⁶ 100 % renouvelables est techniquement possible, et que l'on peut souhaiter assumer de payer plus cher pour sortir du risque des déchets, du démantèlement, de l'accident ou de l'attentat – c'est d'ailleurs l'opinion d'une partie de la société française. Mais il faut bien avouer que l'argument économique porte, et qu'il m'a aussi fait douter. Puis son écart très important avec d'autres analyses, qui voient le nucléaire nettement plus marginal et coûteux dans les scénarios d'avenir, et en particulier celle du dernier rapport du GIEC, m'a fait « contre-douter »⁷ : la situation de la France était-elle donc si différente de celle du reste du monde ?

Questionnons donc ceci. Pas pour le plaisir de démentir, mais 1) parce qu'une contre-expertise est un devoir démocratique, et 2) parce que ce sont ces grands rapports institutionnels qui façonnent l'opinion, et notamment celle de nos décideurs. Le discours de Belfort d'Emmanuel Macron, qui acte le principe de la construction de 6 réacteurs EPR, est prononcé le 10 février 2022... quand le rapport « Futurs énergétiques 2050 » est publié officiellement le... 16 février 2022 ! Je pense donc que si l'on veut discuter « scientifiquement » les bases techniques et économiques du choix gouvernemental de relancer la construction d'EPR, il faut discuter « scientifiquement » le rapport « Futurs énergétiques 2050 ».

¹ Le rôle du *peak oil*, la dépendance absolue aux flux physiques et leur décroissance prochaine, le rôle du striatum dans nos décisions...

² D'où notre titre de « Corrigé », qui a pu choquer pour un livre vendu à 800 000 exemplaires. Voir « Le Monde sans fin – Le corrigé » des mêmes auteurs. <https://www.lemondesansfin-lecorrigé.fr/>

³ <https://librairie.ademe.fr/recherche-et-innovation/2881-mix-electrique-100-renouvelable-analyses-et-optimisations.html>

⁴ Reaching carbon neutrality in France by 2050 : optimal choice of energy sources, carriers and storage options. <https://www.theses.fr/2021EHES0013>

⁵ Ou, pour le dire en langage plus scientifique : « pour que l'énergie nucléaire fasse partie d'un mix optimal, il faut des hypothèses peu réalistes sur le coût des ENR, du carbone et du nucléaire ».

⁶ L'électricité représentait 24 % de l'énergie consommée en France en 2019, une part appelée à augmenter largement.

⁷ Pour une analyse de la place du nucléaire dans le 6^{ème} rapport du GIEC, voir Ghislain Dubois, « Le nucléaire dans le rapport du GIEC : la petite courbe orange en bas du graphique, qu'on a du mal à voir ».

<https://www.linkedin.com/pulse/le-nucl%25C3%25A9aire-dans-rapport-du-giec-la-petite-courbe-orange-dubois/?trackingId=LaaOEuQzRPSggEaDjg6pCQ%3D%3D>



Précisons aussi qu'il n'est pas simple de commenter une telle somme de connaissance : plus de 1000 pages, des annexes, un travail indéniablement sérieux de réflexion et de modélisation, avec une vraie dose de concertation (même si limitée sur la question des coûts, de l'avis des participants).

2. Une leçon importante du rapport : un scénario 100 % renouvelable est faisable techniquement à un coût acceptable (« M23 »)

Partons du point de départ. Pour les « novices », RTE (Réseau de transport d'électricité), filiale à 51 % d'EDF, en charge du transport d'électricité sur le territoire⁸, a été chargé par le gouvernement⁹ de produire un rapport sur les différents scénarios permettant de construire (ou maintenir) un système électrique neutre en carbone en 2050.

Les principales leçons de ce travail, librement résumées ici, sont les suivantes :

- **On a de toute façon besoin de beaucoup d'ENR (énergies renouvelables) :** les éventuels nouveaux réacteurs nucléaires n'étant, au mieux, pas opérationnels avant 2037-2039, il est indispensable et urgent de s'appuyer sur le solaire et l'éolien. Les énergies renouvelables représentent entre 50 % et 100 % de la production électrique en 2050, jamais moins.
- **On ne peut pas se passer d'un peu de nucléaire entre 2020 et 2050...** mais ça peut n'être que des « vieux » réacteurs prolongés... et c'est aussi parce que l'on a tardé à développer les ENR par rapport à nos voisins¹⁰.
- **Un mix 100 % ENR en 2050, notamment le scénario nommé « M23 », est tout à fait possible à un coût acceptable,** moyennant des travaux d'adaptation du réseau électrique, des investissements dans le stockage, le *power to gas to power*¹¹, ou différentes formes de flexibilité (dont la gestion de la demande).

⁸ alors qu'Enedis la distribue, l'achemine jusqu'aux compteurs de l'immense majorité des consommateurs finaux, à l'exception de la très grande industrie : oui, c'est compliqué !

⁹ Elisabeth Borne, alors ministre de l'Énergie, demandant à EDF, présidée par Jean-Bernard Levy, de produire aussi des scénarios 100 % renouvelables avant d'envisager la construction d'EPR, et chargeant RTE de réaliser ce travail, ce qui montre une attention croissante aux questions de coûts de réseau.

¹⁰ La France est le seul État-membre de l'UE à ne pas avoir atteint en 2020 ses propres objectifs de part des renouvelables fixés en 2010.

¹¹ C'est-à-dire la production de gaz renouvelable à partir d'électricité verte.

Au passage, la modélisation assez complète d'un système électrique en conditions réelles, adaptée à la France, en intégrant les échanges européens, permet de préciser les contours possibles d'un tel scénario.... et de battre en brèche quelques idées reçues ! Celle-ci par exemple : non, contrairement à ce qu'affirment les détracteurs des ENR, il ne faut pas 1 MW de capacité pilotable pour un 1 MW de renouvelable installé... Il n'en faut (au plus ?) que 0,3, soit 30 % (Figure 1). Et non, à terme il ne faut pas beaucoup de gaz pour pallier la variabilité des ENR ; dans ce scénario, le gaz ne représente que 2,7 % des MWh produits, 6 % en ajoutant le *power to gas to power* (Figure 3, production d'hydrogène, puis de méthane, à partir d'électricité verte). En outre ce gaz est totalement d'origine renouvelable, ce qui permet bien de « boucler » le scénario.

M23 - référence					
	2019	2030	2040	2050	2060
Production (TWh)					
Demande totale	538,4	587,4	676,0	726,3	770,9
Consommation France ⁽¹⁾	475,2	508,2	567,1	645,0	645,0
<i>dont power-to-gas pour usage final</i>	0,0	25,0	33,0	50,0	50,0
Solde exportateur	56,7	75,4	79,1	17,2	32,8
Pompage	6,5	3,5	16,1	19,4	20,4
Batteries stationnaires (soutirage)	0,0	0,3	4,8	13,1	22,3
Vehicle-to-grid (soutirage)	0,0	0,0	0,8	2,0	2,0
Power-to-gas pour le système électrique	0,0	0,0	3,8	24,1	30,5
Énergie écartée	0,0	0,0	4,3	5,5	17,3
Offre totale	538,4	587,4	676,0	726,3	770,9
Énergies renouvelables					
Hydraulique	114,7	204,2	420,4	610,3	726,2
<i>dont STEP</i>	59,5	65,6	75,7	78,2	79,0
Éolien	5,5	2,8	12,9	15,5	16,3
<i>dont éolien terrestre</i>	33,9	86,7	230,0	360,6	442,3
<i>dont éolien en mer</i>	33,9	68,3	109,3	145,3	169,6
Solaire	0,0	18,4	120,7	215,3	272,7
Bioénergies ⁽²⁾	11,6	42,3	103,5	153,0	183,6
Énergies marines	9,7	9,6	9,8	9,8	9,8
Nucléaire	0,0	0,0	1,4	8,7	11,5
Nucléaire existant	379,0	352,9	242,8	91,1	9,8
EPR2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SMR	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermique ⁽³⁾	44,7	30,0	7,7	11,2	13,0
Méthane	38,6	27,8	4,4	0,5	0,0
Fioul	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Déchets (part non renouvelable)	2,2	2,2	1,8	1,8	1,8
Hydrogène	0,0	0,0	1,5	8,9	11,2
Flexibilités ⁽⁴⁾	0,0	0,3	5,1	13,7	21,9
Effacements (industriels et tertiaires)	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Vehicle-to-grid (injection)	0,0	0,0	0,7	1,9	1,9
Batteries stationnaires (injection)	0,0	0,2	4,4	11,8	20,0

Figure 1 : Place du gaz dans la production d'électricité du scénario 100 % renouvelable M23. Sources : annexes du rapport p. 900

Capacité installée (GW)					
Énergies renouvelables	53,0	101,9	203,3	292,0	346,0
Hydraulique	25,5	26,5	28,2	30,1	30,1
<i>dont STEP pompage (turbinage)</i>	4,3 (5)	4,3 (5)	5,9 (6,6)	7,8 (8,5)	7,8 (8,5)
Éolien terrestre	16,5	33,2	54,2	72,0	84,0
Éolien en mer	0,0	5,2	33,9	60,0	76,0
Solaire	9,4	35,1	84,6	125,0	150,0
Bioénergies	1,6	1,9	1,9	1,9	1,9
Énergies marines	0,0	0,0	0,5	3,0	4,0
Nucléaire	63,1	59,4	43,1	15,5	1,6
Nucléaire existant	63,1	59,4	43,1	15,5	1,6
EPR2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SMR	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermique	18,6	12,9	9,1	21,4	30,7
Méthane	12,1	11,5	5,0	0,5	0,0
Fioul	3,0	1,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Déchets (part non renouvelable)	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5
Hydrogène	0,0	0,0	3,6	20,4	30,2
Flexibilités ⁽³⁾					
Batteries stationnaires	0,0	0,5	5,0	12,7	20,9
Power-to-gas (pour usage final et pour le système électrique) ⁽⁶⁾	0,0	6,5	8,5	16,0	16,0
Flexibilités de consommation					
<i>dont véhicules électriques (légers et lourds)</i>	0,0	0,9	3,6	5,9	5,9
<i>dont eau chaude sanitaire</i>	1,9	1,7	1,4	1,2	1,2
<i>dont chauffage résidentiel</i>	0,1	0,0	0,0	0,2	0,2
<i>dont effacements (industriels et tertiaires)</i>	2,4	2,8	3,4	4,1	4,1
Capacités d'import	11,0	22,3	29,7	39,4	39,4
Capacités d'export	16,4	27,2	34,8	44,5	44,5

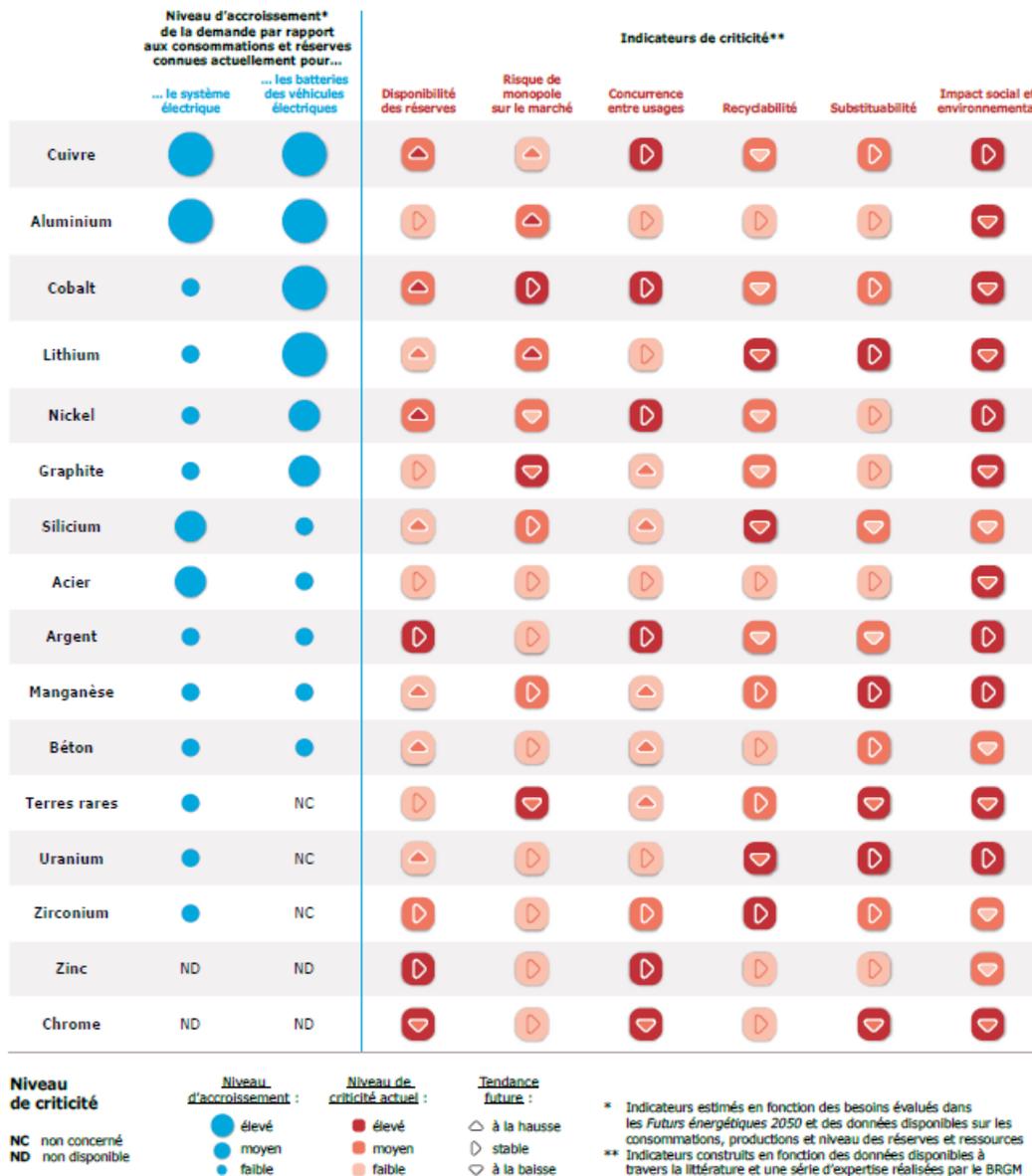
(1)(2)(3)(4)(5)(6) : voir détails des notes de bas de page à la fin de ces annexes, page 916.

Figure 2 : Puissance « pilotable » dans la capacité installée dans le scénario « M23 ». Sources : annexes du rapport p. 900

- **La question de la disponibilité des métaux fait l'objet de longs développements.** L'enjeu est réel, mais ne semble pas bloquant (des alternatives et solutions d'optimisation sont proposées) – à l'exception peut-être du cuivre, qui reste, dans les faits, largement substituable par d'autres conducteurs (notamment l'aluminium). Nous reviendrons sur le cas de l'uranium plus loin. Ceci semble corroboré par l'approche « NEGAmat (matériaux) » de l'association négaWatt¹² dans la dernière édition de son scénario.

¹² <https://negawatt.org/Scenario-negaWatt-2022#ressources>

Figure 12.31 Enjeux de criticité des ressources clés en 2019 et les tendances à venir vues d'aujourd'hui au regard des besoins dans les *Futurs Énergétiques 2050*



Clé de lecture : le niveau de risque d'approvisionnement du cuivre vis-à-vis des réserves actuelles est moyen et risque de devenir élevé dans les prochaines années/décennies ; ses capacités de recyclage sont moyennes aujourd'hui et pourraient s'améliorer dans le futur, tandis que l'exploitation minière du cuivre a un impact environnemental et social (pour les populations riveraines) élevé et risque de le rester dans les années à venir. De plus, dans les *Futurs énergétiques 2050*, les besoins de cuivre sont élevés par rapport au niveau de consommation actuelle en France (besoins représentant plus de 20 % de la consommation actuelle totale de cuivre, voir partie 12.3.5.1).

Figure 3 : Niveau de criticité des ressources en 2019 et tendances d'évolution en 2050 au vu des scénarios. Source : rapport p. 689

- **En cumulé sur la période 2020-2050, les scénarios avec relance du nucléaire sont un peu moins chers.** C'est ce dernier point que j'aimerais « challenger »... On le verra plus loin, le constat est sans doute inverse, même sur la période 2020-2050 ou 2060 : de toute façon, les scénarios nucléaires seraient probablement beaucoup plus chers sur la période 2050-2080 ou 2060-2090, une fois atteinte un « régime de croisière » où tous les réacteurs de seconde génération auraient été remplacés par des EPR. Le tout en illustrant notre discussion de

références récentes, et – c’est plus nouveau- du compte-rendu du débat de la Commission nationale du débat public sur les nouveaux réacteurs nucléaires EPR¹³.

3. Comment en arrive-t-on à dire que le nucléaire coûte moins cher ?

Résumons avant tout le constat du rapport : du fait d’effets de série et de la (future) conception des EPR de deuxième génération, permettant d’abaisser le coût de construction, mais aussi des très forts coûts de flexibilité et d’adaptation du réseau électrique (dont RTE et Enedis ont la charge) induits par les renouvelables, les scénarios nucléaires (les « N ») seraient globalement moins coûteux que les « M » (100 % renouvelables). D’où ce graphique largement diffusé (Figure 4) – y compris sur les réseaux sociaux – qui me semble largement fondateur de la décision politique, ou qui a tout au moins servi à le légitimer¹⁴. La conclusion est qu’ « il existe un espace économique pour construire de nouveaux réacteurs¹⁵ ». On y note par exemple une différence de coût de l’ordre d’une dizaine de milliards d’euros par an entre le « M23 » (100 % renouvelable) et le « N2 » (prolongation des réacteurs existants et 6 EPR). On peut noter aussi la part importante des coûts de réseau (en bleu) et de distribution (en vert), ainsi que des coûts de la flexibilité (pour compenser la variabilité des ENR) dans les scénarios « M ». Ces trois coûts dépassent de loin 50 % du coût du système électrique dans le scénario « M23 », ce qui nous paraît largement à discuter (voir plus loin).

Enseignement n°6 Coûts complets (production + acheminement + flexibilités) en France selon les scénarios (dans la trajectoire de consommation de référence) à l’horizon 2060, dans le cas central et selon les variantes

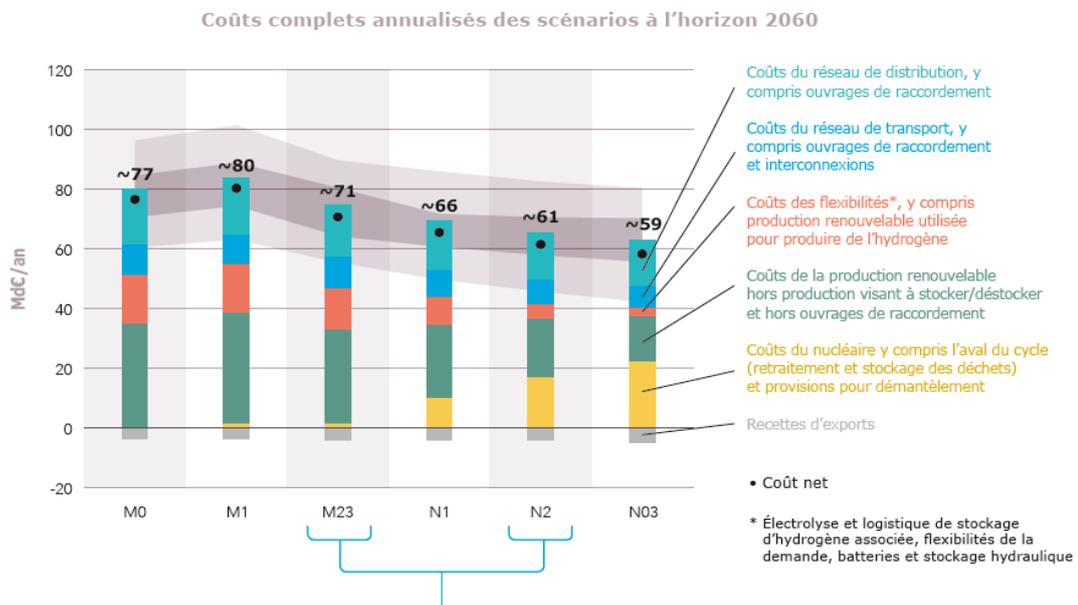


Figure 4 : Coûts complets (production + acheminement + flexibilités) en France selon les scénarios (dans la trajectoire de consommation de référence) à l’horizon 2060, dans le cas central et selon les variantes. Principaux enseignements du rapport, p. 31

¹³ <https://www.debatpublic.fr/programme-nouveaux-reacteurs-nucleaires-et-projet-de-deux-reacteurs-epr2-penly-2981>

¹⁴ La guerre autour des chiffres n’est pas neutre : rappelons que l’Etat a dans le même temps interdit à l’Ademe (Agence de l’environnement et de la maîtrise de l’énergie) de publier ses chiffres avant le discours de Belfort.

¹⁵ Source : rapport « Principaux enseignements de l’étude », p. 30.

Consacrons-nous à un tour d'horizon des arguments, par ordre d'importance, en gardant le meilleur pour la fin (!), c'est-à-dire des arguments qui nous semblent remettre totalement en cause ce constat. Et pour citer encore une fois mon collègue Jean-Paul Ceron, auteur du GIEC, les arguments du rapport me font penser au sketch de Fernand Raynaud, « Y a comme un défaut » (1962), dans lequel un tailleur s'échine à expliquer à son client, contre toute évidence, que son costume est bien taillé : il n'y a qu'à se pencher, laisser pendre le bras droit, relever la tête, etc.¹⁶

Les coûts d'un accident nucléaire sont oubliés

Il est vrai qu'il est difficile d'intégrer dans les scénarios le coût d'un accident certes de faible probabilité, mais extrêmement coûteux¹⁷. Le rapport reconnaît (p. 547) avoir exclu ce point :

« Le débat complexe sur l'évaluation socio-économique du nucléaire en intégrant les différentes externalités et risques associés dépasse le champ du présent rapport. Pour être mené, il devrait être réalisé pour toutes les technologies en intégrant à chaque fois le risque associé (accidents, dommages pour la santé liés aux pollutions atmosphériques ou à l'extraction des matières nécessaires, contribution au réchauffement climatique, etc.). »

Le rapport de la CNDP sur la construction des six EPR confirme (p. 53) que le coût d'un accident grave n'est pas pris en compte.

« Un autre ensemble de contributions concerne les responsabilités liées au possible accident nucléaire et à la gestion de crise de l'après-accident. Le panel a en particulier noté la différence importante qui existe entre la somme provisionnée par EDF et l'État en cas d'accident majeur (1,5 milliard d'euros) et le coût de l'accident estimé par l'IRSN en 2009 (450 milliards d'euros). Or le coût de l'accident n'est pas explicitement intégré lorsque l'on envisage le coût du projet dans son entièreté. »

Il pourrait donc sembler logique d'augmenter conséquemment le coût de la provision dans les scénarios « N », et de l'augmenter avec la part du nucléaire dans le mix.

¹⁶ <https://www.facebook.com/watch/?v=298657428337251>

¹⁷ Mais qui a quand même eu lieu dans plusieurs grands pays nucléaires : Etats-Unis, URSS et Japon...



La disponibilité en uranium est vite évacuée

Le rapport nous fournit ici une perle (p. 713), en affirmant en substance : il y aura assez d'uranium... parce qu'il n'y aura pas beaucoup de pays qui s'appuieront sur le nucléaire... Belle technologie d'avenir, et peu d'améliorations techniques à attendre !

« Historiquement marquée par des perspectives plus incertaines, la disponibilité des réserves d'uranium naturel à long terme fait aujourd'hui l'objet de moins d'inquiétudes, dans un contexte où de nombreux pays prévoient de fermer leur parc de réacteurs nucléaires et où le nombre de réacteurs en construction reste limité. »



Un petit écho au rapport RTE, *Le Monde sans fin*, p. 149 (source : Lemondesansfin-le-corrige.fr)

Les hypothèses sont très souvent en défaveur des énergies renouvelables

Parmi plusieurs exemples permettant d'« ajuster le costume », citons :

- **Le facteur de charge de l'éolien terrestre** (c'est-à-dire le pourcentage du temps de l'année pendant lequel il produit), qui est de 23 % en 2050, alors qu'il est déjà estimé à 32 % pour les nouvelles éoliennes installées en 2020 (Figure 5) : il faudrait nous expliquer cette dégradation attendue ! Elle a pour conséquence le besoin de plus d'éoliennes¹⁸ et un MWh plus coûteux ! Pour information, le moteur de cette augmentation est que la taille des pales s'allonge, pour des alternateurs qui restent les mêmes, donc l'éolien est plus efficace, d'où cette hausse massive du facteur de charge en cours... L'Ademe comme Negawatt retiennent d'ailleurs des facteurs de charge de 32 %.

¹⁸ L'équivalent de 50 TWh... soit 5 EPR2. Un détail, quoi !

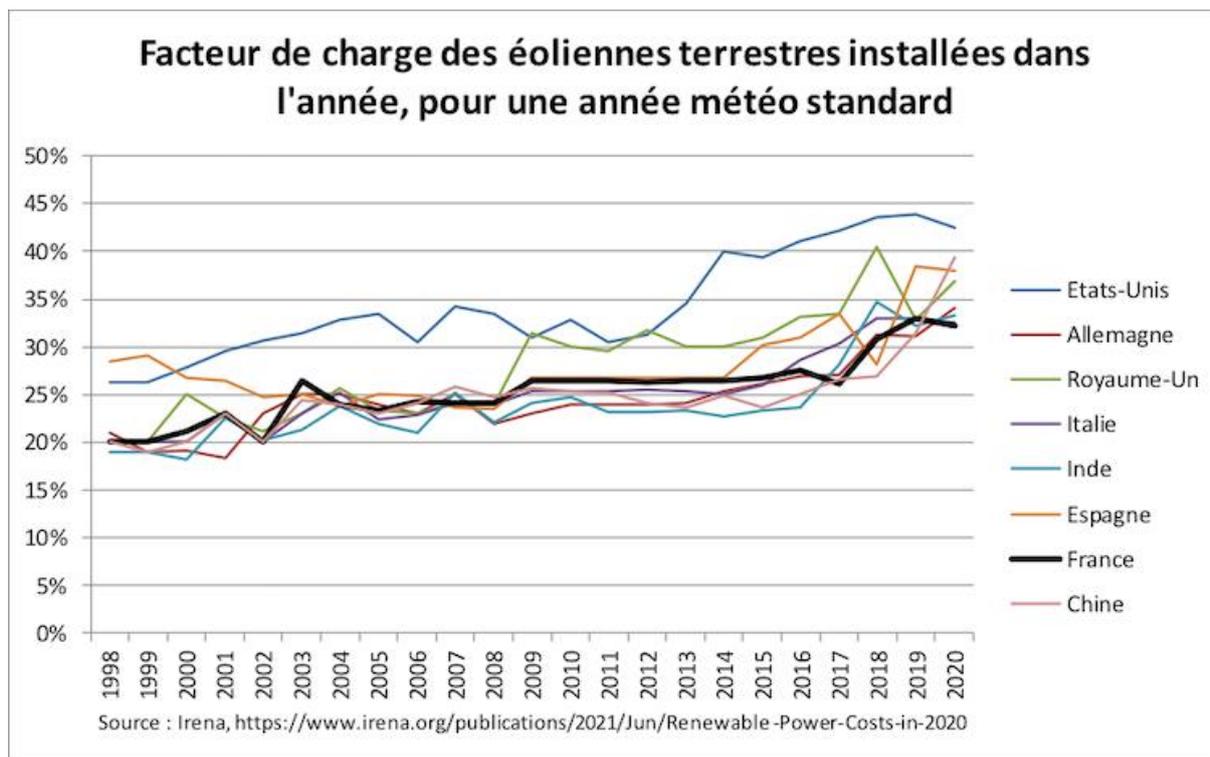


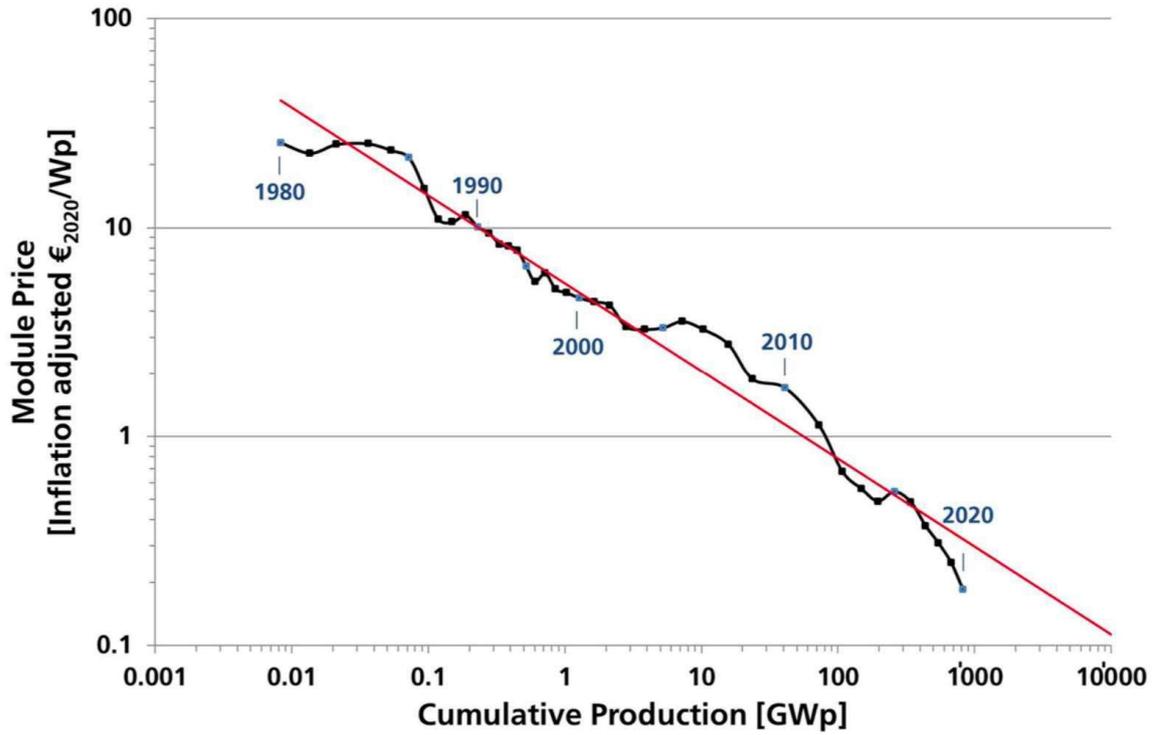
Figure 5 : Facteur de charge des éoliennes installées dans l'année, pour une météo standard. Source : IRENA

- **Une surestimation des coûts du photovoltaïque** et une sous-estimation de ses performances. RTE nous dit, Figure 7 :

« Des hypothèses de réduction des CAPEX de 35 % à 40 % à l'horizon 2050 ont ainsi été retenues⁴⁴, avec un bon niveau de consensus observé dans le cadre de la concertation et de la consultation publique. Ces baisses s'entendent pour les coûts des systèmes installés tout compris, soit un périmètre plus large que celui des seuls modules photovoltaïques pour lesquels des baisses de coûts plus importantes sont attendues. »

Les hypothèses pour le solaire n'arrivent manifestement pas à suivre l'incroyable baisse des coûts actuelle des cellules et des panneaux. Songeons que le prix des modules a baissé d'un facteur de plus de 100 entre 2000 et 2020, obligeant les chercheurs à utiliser des « échelles logarithmiques » (regardez l'ordonnée de ce graphique, Figure 6) pour représenter le phénomène. Regardons par exemple une source assez incontestable : le dernier rapport du GIEC (Figure 7). Comment une technologie dont les coûts ont baissé de près de 85 % entre 2010 et 2020 pourrait voir ses coûts ne baisser que de 35 à 40 % entre 2020 et 2050, quand on connaît les évolutions technologiques en cours ? Il semble que le rapport soit très pessimiste sur la possibilité du photovoltaïque d'être installé ailleurs que sur de coûteuses toitures.

Solar PVs: Impressive learning curve shows no sign of abating (log scales)



Photovoltaics report, Fraunhofer Institute, July 2021

Figure 6 : Evolution du prix des modules photovoltaïques en fonction de la quantité produite dans le monde. Source : Photovoltaics report, Fraunhofer Institute, July 2021

The unit costs of some forms of renewable energy and of batteries for passenger EVs have fallen, and their use continues to rise.

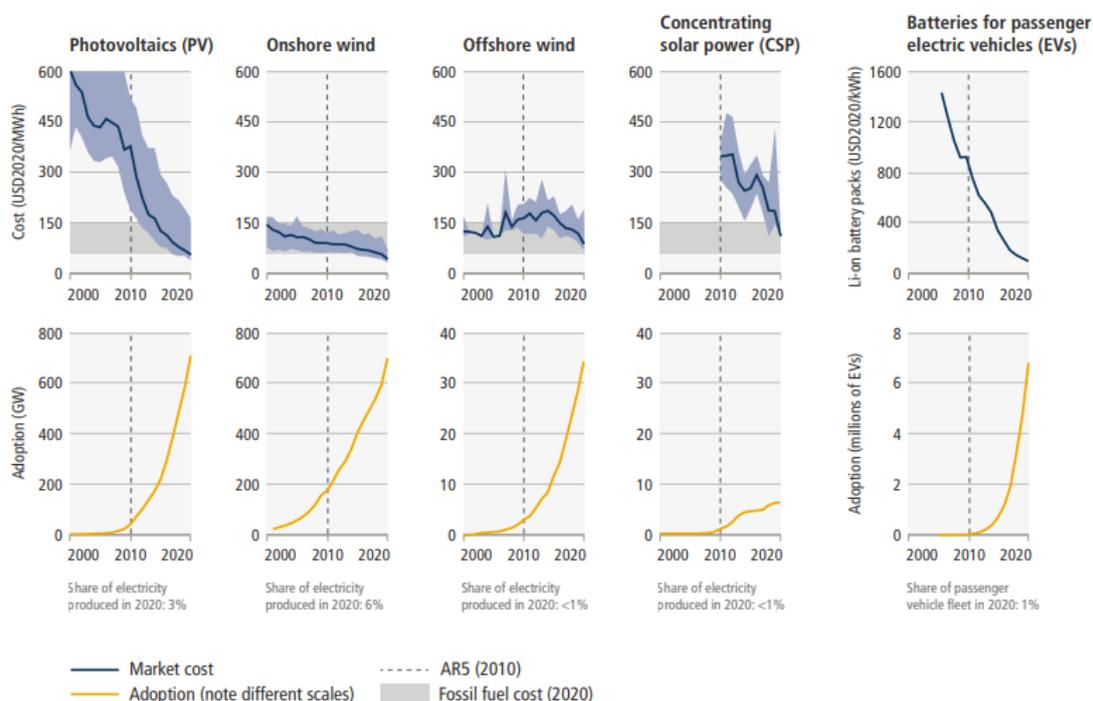


Figure 7 : Coût unitaire (en euros par MWh) de quelques technologies en évolution rapide. Source : résumé pour décideur du groupe 3, 6^{ème} rapport du GIEC.¹⁹

- **Un coût des batteries estimé en 2050 inférieur à celui des batteries installées sur les véhicules électriques aujourd’hui.** Le rapport (p. 568) estime une division par deux du coût des batteries entre 2020 et 2050, quand le même graphique du GIEC Figure 7, nous montre que ces coûts ont été divisés par 10 en seulement 10 ans ! Le coût estimé pour 2050 par RTE est... 5 fois le coût estimé pour 2030 par certains auteurs²⁰.
- **Une faible prise en compte de la flexibilité de la demande,** qui pourrait grandement réduire le coût d’un scénario 100 % renouvelable. Le rapport nous dit (p. 595) :

« Des conditions d’acceptabilité plus favorables sur la flexibilité des usages, via par exemple la mise en œuvre généralisée de dispositifs de pilotage de la recharge des véhicules électriques ou d’autres usages domestiques, seraient donc de nature à réduire nettement les coûts des scénarios présentant des besoins de flexibilité importants. »

¹⁹ https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/downloads/report/IPCC_AR6_WGIII_SummaryForPolicymakers.pdf

²⁰ S O’Dea, Statistica 2023.

On sait depuis Fukushima, ou depuis l'hiver 2022-2023 où la consommation d'électricité a baissé de 10 %, que l'acceptabilité des mesures de sobriété en situation d'urgence (et le changement climatique en est une) est bien plus forte qu'on ne le pense.

- **RTE est aussi très pessimiste sur les coûts de réseau**, par exemple en estimant un écrêtement (c'est-à-dire un « gaspillage » en période de forte production) de la production renouvelable très faible (0,9 %, contre près de 20 % dans beaucoup d'études), ce qui demande d'augmenter la capacité de transport. Il reste très difficile de comparer l'approche de RTE avec d'autres travaux. Cependant, une étude allemande²¹ cite des coûts radicalement différents, et relativement importants pour l'éolien en mer uniquement :

« Les coûts d'intégration au réseau et ceux de l'équilibrage sont assez faibles. Certains coûts de construction et d'équilibrage des réseaux électriques peuvent clairement être classifiés sans autre discussion comme des coûts liés à l'ajout de nouvelles capacités renouvelables. Dans la littérature, ces coûts sont estimés entre +5 et +13 euros par MWh, même quand la part des renouvelables est élevée. » (P. 1)

L'étude la plus complète sur les coûts d'intégration des ENR au réseau²², nous dit que a) nous manquons de recherche sur les coûts d'intégration dans des mix ayant un très fort pourcentage d'ENR, b) avec un faible % des ENR ces coûts peuvent être négatifs, c) avec un fort % d'ENR, la moyenne obtenue dans la littérature, pour l'ensemble des coûts, est de 30 euros par MWh, et d) ces coûts peuvent descendre drastiquement si l'on met en place une flexibilité de la demande.

- Écoutons maintenant notre « Monsieur X », un participant aux travaux « Futurs énergétiques 2050 » :

« Pour rappel, les travaux qui ont commencé en 2019 et ont traversé sans trop de difficultés la période COVID, étaient répartis entre 9 groupes de travail (GT). Celui sur les coûts (le GT 9) qui a logiquement démarré après la plupart des autres ne s'est réuni que deux fois (en visio exclusivement), la première²³ pour donner le cadrage général de l'analyse économique, la seconde pour évoquer les hypothèses de coûts LCOE des renouvelables d'une part, du nucléaire d'autre part. Sur les EnR, RTE s'est appuyé sur un benchmark mondial des études existantes sur l'évolution des coûts et a retenu des hypothèses plutôt voire très prudentes, tandis que sur le nucléaire les coûts annoncés par EDF ont été repris tels quels : premier biais, auquel on peut ajouter que les chiffres ont été donnés en réunion mais qu'ils n'ont pas pu être challengés par une discussion faite de réunion ultérieure ... »

« En ce qui concerne les coûts d'adaptation des réseaux qui, eux, n'ont fait l'objet d'aucune discussion en GT, les chiffres fournis par RTE sur les coûts de transports semblent assez fiables, mais ceux avancés par Enedis sur les coûts de distribution (qui représentent une part importante), ont été sortis du chapeau par Enedis à partir d'une étude interne sans concertation et sur la base d'une méthodologie très critiquable – et très critiquée – conduisant à un surcoût par rapport aux dépenses courantes d'extension et d'entretien du réseau estimé entre 2 et 8 milliards d'euros par an (soit une incertitude de 6 Md€/an sur une durée de 30 ans = 180 Md€, un record en la matière !). RTE a finalement choisi de retenir le

²¹ Fürstenwerth et al. *The integration costs of wind and solar powers*, Agora Energiewende, 2015.

²² Heptonstall PJ. et Gross R.K, *A systematic review of the costs and impacts of integrating variable renewables into power grids*, Nature Energy, Vol. 6, 2021.

²³ <https://www.concerte.fr/system/files/concertation/2020-02-26%20-%20Presentation%20-%20GT%20couts.pdf>

chiffre de 4 milliards d'Euros par an, et Enedis s'est sentie obligée de lancer début 2022 un « GT long terme » dont les premières conclusions devraient être publiées à l'été 2023.

En attendant, on peut dire que les chiffres qui circulent sur les « coûts d'adaptation du réseau » sont pour le moins approximatifs, ils ne tiennent notamment pas compte des possibilités de mutualisation des travaux entre production et consommation, ni des possibilités d'économie de renforcement offertes par le pilotage des onduleurs au-delà de l'écrêtement. Si on ajoute que de manière générale les gestionnaires de réseaux ont tendance pour se protéger à retenir les hypothèses les plus défavorables on peut se dire qu'il s'agit d'un second biais. »

Les coûts de construction du nucléaire sont optimistes

Concernant les coûts du nucléaire, écoutons Philippe Quirion et Behrang Shirizadeh²⁴ :

« Concernant le coût du nouveau nucléaire, RTE reprend les conclusions d'audits réalisés par l'État à partir d'éléments fournis par EDF. À l'horizon 2050, ce coût atteindrait 4,7 euros par watt, soit une baisse de plus 40 % par rapport à celui estimé pour les EPR de Flamanville et d'Hinkley Pointⁱ (7,8 à 9,9 €/W). Or, premièrement, les générations précédentes de centrales n'ont pas montré une baisse aussi élevée entre les têtes de série industrielles et les centrales suivantes : parfois ces dernières se sont avérées plus coûteuses, parfois légèrement moins, que ce soit aux États-Unis ou en France. D'ailleurs, pour son projet d'EPR à Sizewell (en Angleterre), EDF estime le coût à « environ » 20 milliards de livres, soit 7,4 €/W. On est loin de la tête de série puisqu'il s'agirait des 7e et 8e EPR construits et, pourtant, le coût (annoncé) n'est guère plus faible que celui des premiers EPR. Deuxièmement, les études prospectives passées ont généralement massivement sous-estimé le coût du nucléaire, comme le souligne un article publié récemment dans la revue PNAS. »

N'oublions pas que le design différent des EPR2 promu par EDF dans le récent débat public, n'est ni achevé, ni validé ou autorisé, et comprend donc de fortes incertitudes techniques et économiques.



²⁴ <https://theconversation.com/un-nouveau-programme-electronucleaire-est-il-justifie-pour-la-france-178728>

La question clé des taux d'intérêt

La production d'énergie en général, et en particulier le nucléaire, demandent des investissements de long terme, donc des emprunts de long terme : la question des taux d'intérêt de ces emprunts est déterminante pour estimer le coût global d'une filière. Outre les retards de chantier et dépassements non anticipés, ce « coût de l'argent » suffit à faire passer de 13 à 19 milliards d'euros le coût de l'EPR de Flamanville^{25 26}.

Cette question doit se décomposer en deux :

- si les projets étaient financés par le privé (banques...), à quel taux d'intérêt le seraient-ils ? Si ces taux sont différents, il faut prendre en compte des coûts de l'argent différents ;
- s'ils devaient être financés par le public, quelle serait la meilleure affectation de ressources publiques limitées ?

C'est un fait qu'actuellement, les projets d'énergies renouvelables trouvent tout seuls leur financement, sans besoin d'aides publiques, autour de 4 % par an (avant l'inflation actuelle), quand les acteurs du nucléaire peinent à trouver des financements à moins de 7 %, voire 9 % pour certains projets étrangers²⁷, voire bien au-dessus s'ils sont soumis aux seules lois du marché : les banquiers ont bien perçu les risques technologiques, la lourdeur et les retards de chantiers, l'endettement des opérateurs, et les questions de prix élevé du MWh nucléaire produit sur le marché. Ils trouvent le secteur risqué et font payer ce risque, ce qui reste une règle simple de l'économie.

Devant cette question certes technique mais assez cruciale pour le choix d'une option ou d'une autre d'un point de vue économique, le moins que l'on puisse dire est que les auteurs du rapport apparaissent assez hésitants et gênés. En gros, RTE nous dit : « On ne va pas prendre pour hypothèse que les centrales nucléaires vont être financées par le privé, car de toute façon cela va être pris en charge par le public. » Ce qui est complètement tautologique (c'est-à-dire que la réponse est dans la question): la logique aurait voulu que l'on commence par comparer l'efficacité économique des scénarios dans des conditions de marché égales, puis que l'on suppose un soutien public et que l'on calcule le coût de ce soutien.

« Pour atteindre un coût de financement favorable pour le nouveau nucléaire dans les scénarios « N », les nouveaux réacteurs devront être développés selon un régime différent de ceux mis en œuvre pour les projets Flamanville 3 (hors mécanisme de soutien et même d'Hinkley Point au Royaume-Uni (contrat pour différence), et pourraient inclure une part de financement public. » (p. 542)

Et finalement, RTE retient un même « prix de l'argent » pour toutes les filières :

« Finalement, en l'absence de consensus sur l'évolution du coût du capital des différentes technologies et au vu des incertitudes sur l'évolution du cadre de régulation et de financement des actifs de production d'électricité, RTE propose de considérer différentes

²⁵ Selon la Cour des Comptes : <https://www.comptes.fr/system/files/2020-08/20200709-rapport-filiere-EPR.pdf#page=68>

²⁶ https://www.lemonde.fr/les-decodeurs/article/2022/12/20/les-derapages-de-l-epr-de-flamanville-en-graphiques-le-cout-multiplie-par-5-la-duree-du-chantier-par-4_5480745_4355771.html#xtor=AL-32280270-%5Bdefault%5D-%5Bios%5D

²⁷ Le projet Dukovany en République tchèque serait financé à au moins 9 %.

variantes sur le coût du capital des différents actifs dans la fourchette [1 %-7 %] avec, dans le cas de référence, une hypothèse de coût du capital de 4 % uniforme pour toutes les technologies » (p. 539)

Et devinez quoi ? Supposer que le nucléaire soit soumis aux règles de marché suffit à équilibrer le coût des scénarios « M23 » et « N » (Figure 8) !



Figure 8 : Résultat des tests de sensibilité menés par EDF : qu'est ce qui rend le scénario « M23 » (100 %) renouvelable moins cher que le scénario nucléaire N2 ?

Le rapport de la CNDP (p. 53) ne dit pas autre chose que ce que nous disons, et recommande de prendre un taux de 7 % :

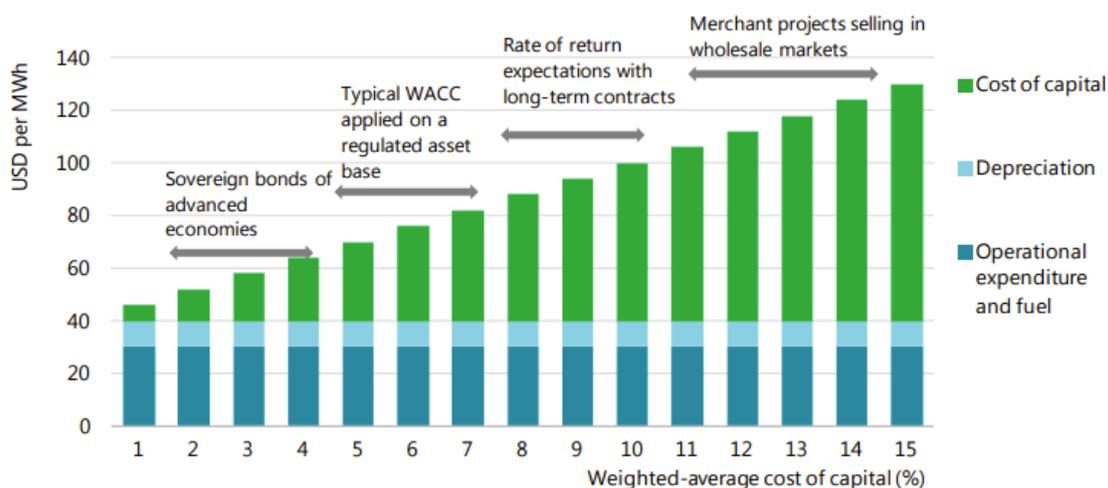
« La Fondation pour la Nature et l'Homme a testé des variantes avec, entre autres, des coûts de construction majorés de 15 ou 30 % et des taux de financement différenciés entre les moyens de production. Ces variantes donnent toutes, avec un écart de 3 à 23 %, un mix nucléaire/énergies renouvelables plus cher qu'un mix 100 % renouvelables. »

« Un taux de financement à 7 % pour le nucléaire fait effectivement fondre l'avantage de coût de 10 milliards cité par EDF, confirme la déléguée générale de la Sfen (Société française de l'énergie nucléaire). D'où l'importance d'avoir des modes de financement qui partagent les risques et permettent d'abaisser le coût de l'argent aux environs de 4 %. » (p. 52)

« Pour un représentant de l'Agence de l'énergie nucléaire (AEN), le coût du capital reflète effectivement les décisions d'allocation et d'atténuation des risques. Les risques de marché et les risques de construction sont les points centraux, autant pour le nucléaire que pour les énergies renouvelables. » (p. 52)

Allons encore plus loin : un rapport « autorisé » de l'Agence internationale de l'énergie²⁸ nous dit, pp. 83-84, et nous montre (Figure 9) que (je traduis) :

Le coût du MWh nucléaire doublerait avec une augmentation du coût du capital de 3 % (taux de retour moyen des emprunts d'Etat) à 13 % (le taux auprès duquel les centrales nucléaires marchandes vendant directement sur les marchés de gros auraient à emprunter).



IEA (2019). All rights reserved.

Note: Based on a 1 GW plant with an investment cost of USD 4.5 billion.

Access to cheap capital makes a huge difference to the cost of producing electricity for a new nuclear power project.

Figure 9 : L'accès à un capital bon marché fait une différence énorme pour le coût de production d'électricité pour une nouvelle centrale nucléaire. Source : IEA, 2019

Pour terminer sur cette question des financements : l'argument n'est pas uniquement technique ! S'il s'agit d'utiliser (au moins) 50 milliards d'euros d'argent public d'ici 2050 (et 116 s'il faut construire 14 réacteurs), il va falloir comparer l'utilisation de cet argent public : vaut-il mieux subventionner la construction de réacteurs, ou mieux économiser de l'énergie en sponsorisant l'isolation du bâti et le transport ferroviaire ou en subventionnant les énergies renouvelables et le stockage... Cette analyse reste à faire !

²⁸ <https://www.iea.org/reports/nuclear-power-in-a-clean-energy-system>



Un petit écho au rapport RTE, *Le Monde sans fin*, p. 152 (source : Lemondesansfin-le-corrige.fr)

Le coût du kWh nucléaire repose encore largement sur des réacteurs de seconde génération amortis, ce serait très différent après 2050 !

Il me vient enfin une dernière objection : le scénario nucléaire est-il moins cher car il inclut les réacteurs existants prolongés d'ici 2050, et donc car le nouveau nucléaire reste minoritaire dans le coût ? Ce serait moins cher sur 2020-2050, mais ensuite cela deviendrait beaucoup plus cher quand tous les kWh seront produits par de nouveaux réacteurs.

Et c'est un fait que dans les scénarios de reprise du nucléaire, entre 69 % (scénario « N3 ») et 80 % des MWh nucléaires sont produits par les réacteurs de seconde génération entre 2020 et 2060 (voir par exemple les données pour le scénario « N2 », Figure 10).

On aimerait donc voir l'analyse prolongée au-delà de 2050-2060, pour voir si en régime de croisière, le système énergétique que les partisans du nucléaire essaient de nous vendre, ne voit pas ses coûts exploser. Il est possible que du fait de la présence de réacteurs de l'actuelle génération amortis, l'avantage économique ne soit que transitoire.

N2 - référence					
	2019	2030	2040	2050	2060
Production (TWh)					
Demande totale	538,4	587,4	619,8	688,3	699,3
Consommation France ⁽¹⁾	475,2	508,2	567,1	645,0	645,0
<i>dont power-to-gas pour usage final</i>	0,0	25,0	33,0	50,0	50,0
Solde exportateur	56,7	75,4	33,8	18,0	29,2
Pompage	6,5	3,5	13,5	17,7	18,3
Batteries stationnaires (soutirage)	0,0	0,3	0,0	0,3	0,2
<i>Vehicle-to-grid (soutirage)</i>	0,0	0,0	0,8	1,9	1,9
<i>Power-to-gas pour le système électrique</i>	0,0	0,0	4,3	4,8	3,8
Énergie écrêtée	0,0	0,0	0,3	0,6	0,9
Offre totale	538,4	587,4	619,8	688,3	699,3
Énergies renouvelables	114,7	204,2	307,0	429,7	439,8
Hydraulique	59,5	65,6	73,6	76,9	77,3
<i>dont STEP</i>	5,5	2,8	10,8	14,2	14,6
Éolien	33,9	86,7	149,0	232,9	238,9
<i>dont éolien terrestre</i>	33,9	68,3	81,9	103,8	106,8
<i>dont éolien en mer</i>	0,0	18,4	67,1	129,1	132,1
Solaire	11,6	42,3	74,6	110,1	113,8
Bioénergies ⁽²⁾	9,7	9,6	9,8	9,8	9,8
Énergies marines	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nucléaire	379,0	352,9	303,4	252,4	254,1
Nucléaire existant	379,0	352,9	258,8	93,1	10,7
EPR2	0,0	0,0	44,6	159,3	243,4
SMR	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermique ⁽³⁾	44,7	30,0	8,6	4,1	3,3

Figure 10 : Production électrique dans le scénario N2, trajectoire de consommation de référence

Conclusion

De cette analyse, il semble évident que, une fois tous ces facteurs mis bout à bout, il est moins cher de relancer les renouvelables : c'est beaucoup plus économe en argent public, et en tous les cas, une fois les investissements réalisés, ce sera beaucoup, beaucoup moins cher.

Laissons la parole à la Commission nationale du débat public (p. 79), restée relativement interloquée des conditions du débat public sur la construction de 6 EPR, tant sur l'absence de réponse d'EDF à des questions clés, que par le fait que les décisions de politique énergétique aient été prises durant son mandat :

« Les questions, résumées dans le chapitre 2 [du rapport de la CNDP], portent sur la place du programme dans le paysage énergétique des décennies à venir, sur ses garanties techniques, professionnelles et sociales de bonne fin, sur son financement et sa justification économique et environnementale par rapport à d'autres options, ou encore sur la prise en compte des incertitudes climatiques ou géostratégiques. Beaucoup de ces questions essentielles sont encore à ce jour sans réponse complète ou même parfois partielle. Aucune d'entre elles n'apparaît mineure. Relevant d'une temporalité différente, les questions évoquées au chapitre 3 [du rapport de la CNDP] sur l'amélioration des modalités de participation à l'élaboration des décisions doivent aussi être examinées dès maintenant, et pour les débats futurs. »

Face à l'urgence climatique, il apparaît aussi qu'il est plus rapide de déployer les énergies renouvelables : le programme EPR est associé à des retards (et des surcoûts) conséquents, tant en France qu'en Finlande et au Royaume-Uni. Peut-on raisonnablement envisager que le programme EPR2, aujourd'hui au stade de plans non achevés et non validés par les autorités de sûreté et de sécurité, puissent produire ses premiers MWh dans seulement une douzaine d'années ? Et produire de manière significative (18 mois entre deux tranches ; trois à quatre années entre deux paires) de façon conséquente ?

ⁱⁱ <https://www.reuters.com/business/energy/cost-edfs-new-uk-nuclear-project-soars-40-bln-2023-02-20/>