

Débat public « Nouveaux réacteurs et projet Penly » - Contribution du Céréme au séminaire « économie » du 24 janvier 2023

Quel système électrique pour fournir à la France une électricité décarbonée à un prix durablement compétitif ?

Le calcul des coûts prévisionnels de production de l'électricité à 30 ans est un exercice complexe qui repose sur de nombreuses hypothèses incertaines. Pour obtenir des résultats probants il faut tester plusieurs scénarios et observer les tendances plutôt que des valeurs précises.

RTE a réalisé cet exercice dans son rapport de fin 2021. Ce rapport démontre que plus les scénarios prévoient de production électrique nucléaire plus le coût du système baisse. Plus faible sont les émissions de CO₂ et plus forte est la sécurité d'approvisionnement et l'indépendance énergétique du pays.

Ces résultats sont confortés par l'observation de ce qui se passe dans les pays européens voisins de la France, et notamment l'Allemagne. Quand on diminue la production nucléaire, on est obligé de construire deux systèmes électriques : l'un fondé sur les énergies fossiles, gaz et charbon, qui permet de sécuriser l'approvisionnement électrique pour faire face à la demande maximale les jours sans vent ni soleil. Et l'autre fondé sur les énergies renouvelables intermittentes, éolien et solaire, qui prend le relais du gaz et du charbon quand il y a du vent et du soleil. Au total le coût de l'électricité est beaucoup plus élevé qu'en France et très dépendant du prix du gaz.

A la demande du Céréme le cabinet Roland Berger a modélisé un scénario 2050 qui prévoit de conserver en France la même part pour l'électricité nucléaire que celle des 20 dernières années, soit environ 75 %, avec l'hydraulique dont la part baisse de 15 à 10%, faute de nouveaux sites disponibles, et le complément assuré par un mix d'énergies renouvelables intermittentes (EnRi) et de thermique utilisant du bio gaz. Ce scénario est calculé avec des hypothèses de demande en 2050 proches des hypothèses hautes de RTE et de l'ADEME à environ 800 Twh. Le résultat est très net : le scénario avec 75 % de nucléaire nécessite des coûts cumulés d'investissements de 590 Mds d'euros contre 745 Mds pour le scénario le moins coûteux de RTE (N03) et contre plus de 900 Mds dans le scénario - dit de Belfort - qui met l'accent sur l'éolien en mer.

La conclusion du Céréme est donc que pour la France le meilleur scénario d'un point de vue économique est celui dans lequel on garde la proportion historique d'électricité nucléaire grâce à la construction de 20 à 24 EPR 2 d'ici à 2050 et grâce à la prolongation maximale en toute sûreté du parc actuel.

Ces résultats à l'échelle macroéconomique sont confortés par une analyse micro économique des coûts de chaque source d'énergie. Les trois séries de tableaux ci-après montrent trois approches différentes :

- **la première compare les prix des différentes énergies avec une méthode généralement utilisée par les experts dite du « levelized cost of energy » (LCOE).** Elle a l'avantage de permettre des comparaisons. Mais elle ne prend pas en compte les coûts indirects induits par certaines énergies dans la gestion des réseaux, principalement les coûts réseaux générés par les énergies disséminées sur tout le territoire et aléatoires que sont les EnRi.

type de coût (juillet 2022)	nucléaire nouveau de série industrielle	éolien terrestre	éolien en mer posé au sol	éolien en mer flottant	grand PV au sol (> 1 MWc)	CCG gaz prix gaz spot 100 €/ MWh(th)	CCG gaz prix gaz spot 200 €/ MWh(th)	nucléaire parc historique	nucléaire Flamanville 3 en construction
	A - OPEX COUT DU COMBUSTIBLE	7,6	0	0	0	0	224,6	424,6	7,6
B - OPEX COUTS INDIRECTS	20,1	12,4	18,3	33	20	9,7	9,7	35,3	20,1
C - CAPEX COUTS D'INVESTISSEMENT	27,7	56,3	61,6	74,6	43,7	49	49	-	54,4
D - INTERETS INTERCALAIRES	5,5	2,3	2,5	3	3,5	3,3	3,3	-	18,8
E - PROVISION POUR DEMANTELEMENT	0,1	0,6	3,5	2,6	0,3	0,9	0,9	0,2	0,1
LCOE - Total des coûts au niveau de la centrale électrique (coût marchand du CO2 inclus)	61	72	86	113	68	288	488	43	101



- la seconde ajoute au LCOE une estimation des coûts de réseau, des coûts système et des coûts environnementaux générés par certaines énergies :

type de coût (juillet 2022)	nucléaire nouveau de série industrielle	éolien terrestre	éolien en mer posé au sol	éolien en mer flottant	grand PV au sol (> 1 MWc)	CCG gaz prix gaz spot 100 €/ MWh(th)	CCG gaz prix gaz spot 200 €/ MWh(th)	nucléaire parc historique	nucléaire Flamanville 3 en construction
	LCOE - Total des coûts au niveau de la centrale électrique (coût marchand du CO2 inclus)	61	72	86	113	68	288	488	43
coûts de raccordement au Réseau	3	23	18	22	4	4	4	0	3
coûts d'équilibrage	0	0,5	0,5	0,5	0,5	0	0	0	0
coûts de profil (ou coûts de back-up)	0	10	10	10	12,5	0	0	0	0
Total des coûts système	0	11	11	11	13	0	0	0	0
coûts pour la Société des GES	0,3	0,8	0,8	0,8	2,4	23	23	0,3	0,3
coûts de la pollution de l'air hors GES	0,8	0,7	0,7	0,7	6	4	4	0,8	0,8
coûts de la pollution visuelle/ sonore	0	5	2	2	0	0	0	0	0
Total des coûts externes quantifiables (*)	1	7	4	4	8	27	27	1	1
LCOE - Total des coûts quantifiables	65	111	118	149	93	318	518	44	105

(*) coûts externes non quantifiables (à date) : impacts sur les écosystèmes (terrestres, marins) et sur la biodiversité

- la troisième illustre des variantes.

Une première variante concerne les EnRi. Elle chiffre le coût complet d'un système mixte dans lequel, comme actuellement en Allemagne, quand il n'y a ni vent ni soleil, les EnRi sont remplacées par du gaz. Le coût du système mixte est alors la moyenne entre prix des EnRi et prix des centrales gaz en proposition, de leur contribution dans l'année.

COÛTS COMPLETS DE PRODUCTION - ELECTRICITE	unité	20% ENRI - 80% gaz					40% ENRI - 60% gaz							
		Éolien terrestre	Éolien en mer posé	Éolien en mer flottant	grand PV au sol (> 1 MW)	CCG gaz 200 €/MWh(th)	Éolien terrestre	Éolien en mer posé	Éolien en mer flottant	grand PV au sol (> 1 MW)				
Durée de vie	ans	20	20	20	20	20								
Disponibilité/ facteur de charge moyen	%	22%	38%	38%	14%	17%								
Capex investissement initial	€/KW	1740	2693	3258	860	916								
Raccordements au réseau et renforcements		700	770	950	73	73								
Durée de construction	ans	1	1	1	3	2								
Taux d'actualisation	%	3%	3%	3%	3%	3%								
Taux d'intérêts construction	%	2%	2%	2%	2%	2%								
OPEX Coût du combustible	€/MWh	0	0	0	0	200								
OPEX Coûts indirects	€/MWh	14	19	35	21	10								
CAPEX actualisés	€/MWh	61	54	66	47	41								
Intérêts intercalaires	€/MWh	1	1	1	2	2								
Provision pour démantèlement	€/MWh	1,3	4,5	3,4	1,0	1,1								
LCOE primaire		77	79	105	71	254	219	219	224	218	183	184	195	181
Raccordements et renforcements des réseaux	€/MWh	24	16	19	4	4								
Coûts d'équilibrage	€/MWh	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5								
Coûts de profil (coûts de back-up)	€/MWh	10	10	10	12,5	12,5								
LCOE avec Raccordements et Coûts Système		112	105	135	88	271	239	238	244	235	271	265	265	266
Coûts des GES pour la Société	€/MWh	0,8	0,8	0,8	2,4	2,4								
Coûts de la pollution de l'air hors GES	€/MWh	0,7	0,7	0,7	6	6								
Coûts de la pollution visuelle et sonore	€/MWh	5	2	2	0	0								
LCOE total hors externalités non quantifiables		118	109	138	96	280	247	245	251	243	280	273	273	274

Une dernière variante répond au risque de dérapage des coûts du nouveau nucléaire (cf. annexe 1). Elle montre l'impact d'un possible doublement du coût réel des EPR 2 par rapport aux prévisions de RTE. A noter que dans cette variante certains paramètres financiers ont été modifiés. Avec le choix de nationaliser EDF et de faire rentrer l'investissement dans les nouvelles centrales nucléaires dans les investissements stratégiques contrôlés par l'État et non pas laissés sous contrôle d'entreprises privées soumises aux marchés financiers, il est logique de prendre le coût financier de la dette publique à long terme soit 2%.

En conclusion, le nouveau nucléaire s'annonce comme la meilleure source à long terme de production d'électricité en France sur tous les critères du coût, de l'indépendance et la sécurité d'approvisionnement et de l'impact climatique et économique, et avec des hypothèses variées financières et industrielles

Conséquences des choix de la France sur les liens avec le marché européen de l'électricité

Plus la France disposera d'une électricité compétitive en prix, décarbonée et couvrant la quasi-totalité de ses besoins, plus elle pourra déconnecter son marché intérieur de celui des pays qui dépendent fortement des centrales fossiles.

Inversement, plus la France augmentera le recours à des énergies intermittentes plus elle sera dépendante de centrales à gaz et/ou d'importations, et plus elle subira les fluctuations des prix en vigueur dans les autres pays européens.

Débat public « Nouveaux réacteurs et projet Penly » - Contribution du Céréme au séminaire « économie » du 24 janvier 2023

Quel système électrique pour fournir à la France une électricité décarbonée à un prix durablement compétitif ?

ANNEXE 1

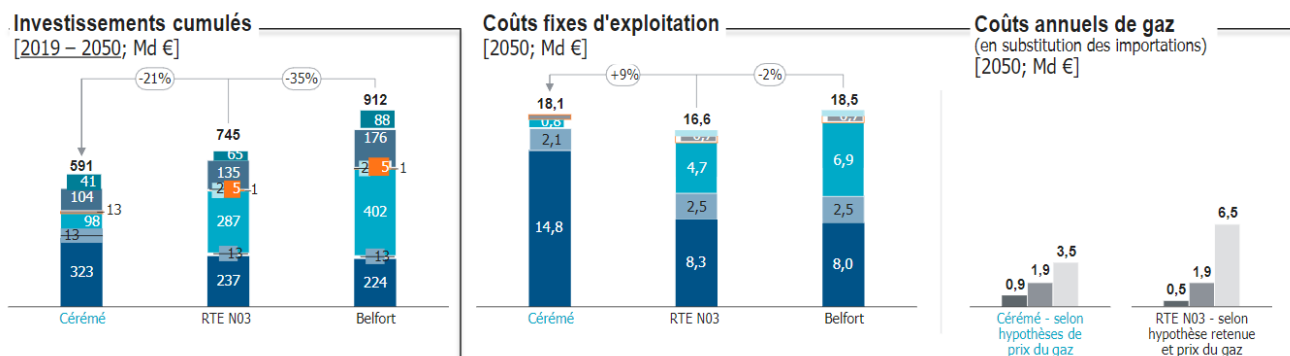
L'analyse micro économique des coûts de chaque source d'énergie par la méthode des coûts complets montre qu'en cas de doublement du coût réel des EPR 2 par rapport aux prévisions de RTE, le nouveau nucléaire reste la meilleure source de production l'électricité à long terme.

tests de sensibilité	unité	Nucléaire nouveau avec effet de série	Éolien terrestre	Éolien en mer posé	Éolien en mer flottant	grand PV au sol (> 1 MW)	Nucléaire nouveau base Capex X 2	Nucléaire nouveau base Capex X 1,33 réf. DMO
Durée de vie	ans	80	20	20	20	20	80	80
Disponibilité/ facteur de charge moyen	%	85%	22%	38%	38%	14%	85%	85%
Capex investissement initial	€/KW	3900	1740	2693	3258	860	7800	5200
Raccordements et renforcements réseau	€/KW	400	700	770	950	73	400	400
Durée de construction	ans	9	1	1	1	3	9	9
Taux d'actualisation	%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Taux d'intérêts construction	%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
OPEX Coût du combustible	€/MWh	8	0	0	0	0	8	8
OPEX Coûts indirects		20	14	19	35	21	20	20
CAPEX actualisés		17	61	54	66	47	35	23
Intérêts intercalaires		2	1	1	1	2	2	2
Provision pour démantèlement		0,1	1,3	4,5	3,4	1,0	0,1	0,1
LCOE - total des coûts au niveau centrale		47	77	79	105	71	65	53
Raccordements et renforcements Réseau	€/MWh	2	24	16	19	4	2	2
Coûts d'équilibrage		0	0,5	0,5	0,5	0,5	0	0
Coûts de profil (coûts de back-up)		0	10	10	10	12,5	0	0
LCOE avec Coûts Réseaux et Coûts Système		49	112	105	135	88	67	55

ANNEXE 2

Le mix énergétique proposé par le Céréme - validé par le cabinet Roland Berger - offrirait aux consommateurs français une électricité moins chère que les scénarios proposés par RTE dans son rapport « Futurs énergétiques 2050 », notamment en raison d'investissements inférieurs de 20 à 35%

Investissement cumulés et coûts d'exploitation selon les hypothèses de coûts Roland Berger, pour la demande de référence de RTE



Avec des investissements plus faibles de l'ordre de 20 à 35%, des coûts fixes d'exploitation proches et un coût annuel de gaz (en substitution des importations) comparable ou plus faible, le mix Céréme pourrait conduire à une électricité plus compétitive que les mix N03 et Belfort

■ Nucléaire ■ Energies renouvelables (solaire & éolien) ■ Batteries ■ Maintenance, renouvellement, renforcement réseau
■ Hydraulique ■ Thermique (dont gaz, biogaz et bioénergies) ■ Raccordements ■ Interconnexions