

Comparaison des coûts complets de production de l'électricité

Méthodologie de calcul, chiffrage par mode de production et prise en compte des externalités

Electricité / Energies renouvelables

RESUME EXECUTIF

Les énergies renouvelables intermittentes (solaire, éolien terrestre et en mer) ont des coûts de production plus élevés que le nucléaire « nouveau » bénéficiant d'un effet de série. La comparaison des coûts complets de production de l'électricité de chaque type d'énergie - qui incluent notamment les coûts « systèmes » (coûts de raccordements, coûts d'équilibrage, coûts de profil) et la partie quantifiable des coûts environnementaux - montre que les coûts du nucléaire nouveau bénéficiant d'un effet de série seraient, par exemple, inférieurs de 30 €/MWh à ceux de l'éolien terrestre et de 40 €/MWh à ceux de l'éolien en mer posé au sol, avant prise en compte des Coûts systèmes et des coûts environnementaux.

Ces chiffres plaident pour une relance ambitieuse de la filière industrielle du nucléaire civil.

Le Céréme appelle à ce qu'une autorité indépendante soit missionnée afin de consolider cette analyse et afin que les Français puissent, en connaissance de cause, choisir le mix électrique le plus adapté pour atteindre la neutralité carbone et le plus économique, à la fois.

INTRODUCTION

Les médias publient régulièrement des coûts par mode de production électrique faisant état d'énergies renouvelables « de moins en moins chères », le nucléaire étant présenté comme « coûteux et de plus en plus cher ». **Ces affirmations résultent à la fois de stratégies d'influence et d'études souvent partielles dont les nuances techniques échappent aux relais d'opinion.**

Il s'y ajoute des approches méthodologiques hétérogènes rendant peu cohérentes les comparaisons et **laissant prospérer des idées fausses, porteuses de risques pour la qualité de la décision publique.**

L'opinion est donc insuffisamment informée de la hiérarchie réelle des coûts de production de chaque énergie indépendamment de ses mérites sur d'autres registres : **pilotabilité, contribution à la sécurité d'approvisionnement, empreinte carbone.**

Pour répondre à la question « quel est le coût de production d'un MWh en valeur 2022 », **le Céréme a analysé les principales solutions de référence.**

L'objet de la présente fiche est de fournir une comparaison indicative mais objective et documentée des coûts complets de production d'électricité en intégrant au calcul :

- production annuelle en MWh,
- coûts annuels d'exploitation,
- investissements : construction, intérêts intercalaires, raccordement au réseau,
- provisions pour démantèlement.

L'incidence annuelle du coût des investissements et des provisions est prise en compte par la méthode de calcul du LCOE (« levelized cost of energy »), référence internationale pour les comparaisons des prix d'énergie.

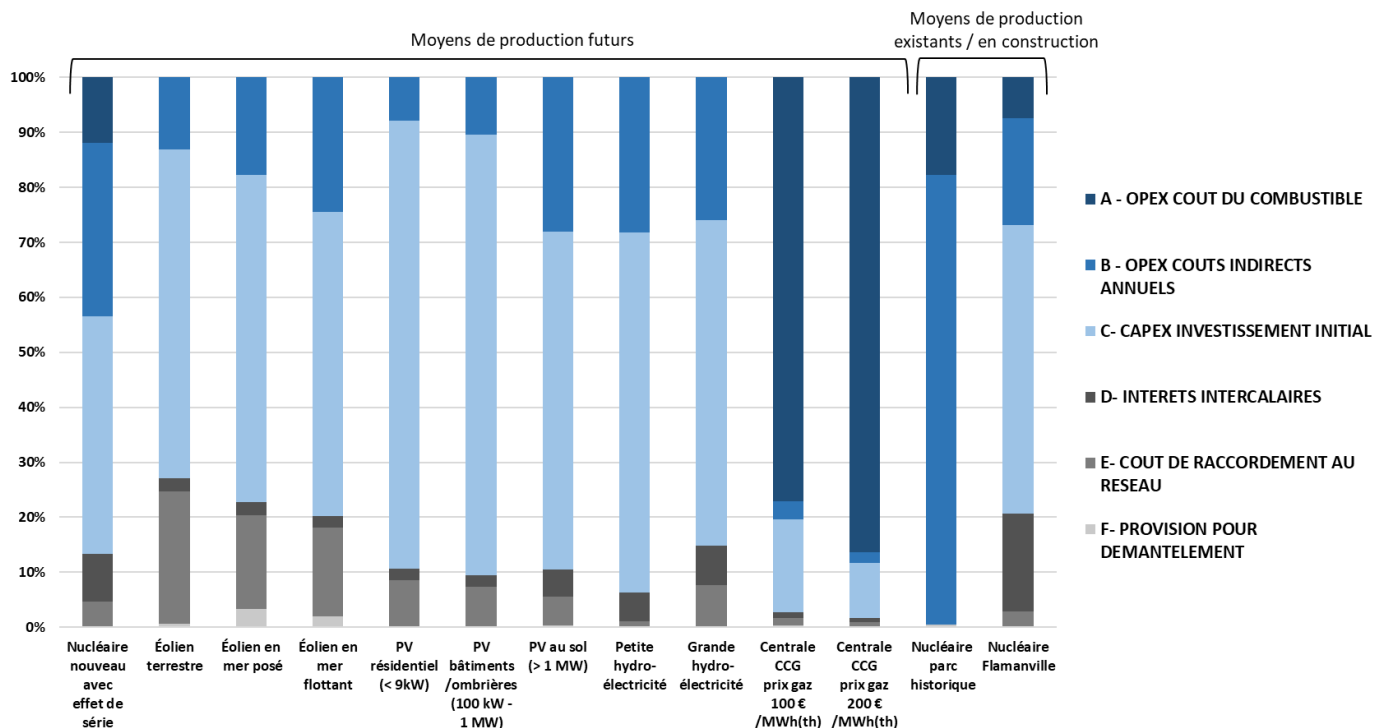
Les coûts des effets négatifs induits par les énergies, tels que ceux sur l'environnement, ne sont généralement pas intégrés aux calculs. Pour remédier à cette lacune, la fiche inclut deux sections présentant les coûts systèmes et les coûts externes quantifiables afin de donner des ordres de grandeur des coûts

supplémentaires à intégrer dans une démarche élargie et concernant principalement les électricités intermittentes.

Les calculs se fondent sur les sources les plus fiables : Cour des Comptes, RTE, ADEME, CRE, Roland Berger/ Lazard. Tous les coûts sont ajustés en valeur de 2022.

La synthèse des résultats figure dans le tableau ci-dessous. **Elle fait apparaître que le nucléaire de série EPR2 présente un avantage significatif par rapport aux électricités renouvelables**, avant même toute prise en compte des externalités quantifiables.

Décomposition du LCOE (en % du LCOE par poste de dépense)



Source : Céréme

Pour approfondir cette étude, le Céréme recommande qu'une autorité ou institution indépendante réalise une étude exhaustive sur les coûts système ainsi que sur les coûts des externalités quantifiables pour éclairer les décisions qui dimensionneront le système électrique français de demain. Ces coûts sont discutés brièvement ci-dessous et des explications sont fournies en fin de fiche.

Coûts système

Les coûts systèmes décrits en fin de la présente étude dépendent des caractéristiques intrinsèques de chaque mode de production. **Non négligeables, ils croissent au fur et à mesure que des énergies intermittentes sont raccordées au réseau.** Un consensus apparaît, dans les études malheureusement trop partielles qui leur sont consacrées, sur leur décomposition en trois catégories : **coûts de raccordement, coûts d'équilibrage, et coûts de profil.**

Coûts des externalités quantifiables

Le Céréme propose de retenir trois postes essentiels, à titre non exhaustif : **les coûts pour la société de l'émission de gaz à effet de serre, les coûts de la pollution de l'air hors GES, et les coûts de la pollution visuelle/sonore.**

Toutes les externalités ne sont pas quantifiables à ce jour, ainsi des dégâts causés sur la biodiversité qui dûment chiffrés permettraient de construire une analyse complète.

Des estimations de coûts système et de coûts externes sont fournies dans le tableau ci-dessous, issues de la littérature. **Il se confirme alors que le nucléaire de série nouveau présente un avantage significatif par rapport aux électricités renouvelables :**

Type de coût	Moyens de production futurs											Moyens de production existants / en construction	
	Nucléaire nouveau avec effet de série	Éolien terrestre	Éolien en mer posé	Éolien en mer flottant	PV résidentiel (< 9kW)	PV commercial (9 kW - 1 MW)	PV au sol (> 1 MW)	Petite hydroélectricité	Grande hydroélectricité	CO2 gaz 100 €/MWh(1h)	CO2 gaz 200 €/MWh(1h)	Nucléaire parc historique	Nucléaire Flamanville
Au niveau de la centrale électrique (€/MWh)													
A - OPEX COUT DU COMBUSTIBLE	7,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	224,6	424,6	7,6	7,6
B - OPEX COUTS INDIRECTS	20,1	12,4	18,3	33,0	11,9	10,7	20,0	37,5	30,9	9,7	9,7	35,3	20,1
C- CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	27,7	56,3	61,6	74,6	123,4	82,1	43,7	87,4	70,8	49,0	49,0	-	54,4
D- INTERETS INTERCALAIRES	5,5	2,3	2,5	3,0	3,1	2,1	3,5	7,0	8,5	3,3	3,3	-	18,5
E- COUT DE RACCORDEMENT AU RESEAU	2,8	22,7	17,6	21,7	12,8	7,4	3,6	1,4	9,2	3,9	3,9	-	2,8
F- PROVISION POUR DEMANTELEMENT	0,1	0,6	3,5	2,6	0,2	0,2	0,3	-	-	0,9	0,9	0,2	0,1
LCOE - Total des coûts au niveau de la centrale (coût marchand du CO2 inclus)	63,9	94,3	103,5	134,9	151,4	102,4	71,1	133,3	119,3	291,4	491,4	43,2	103,6
Coûts système associés* (€/MWh)													
Coûts d'équilibrage	0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0	0	0	0	0	0
Coûts de profil (ou coûts de back-up)	0	10,0	10,0	10,0	12,5	12,5	12,5	0	0	0	0	0	0
Total des coûts système	0	10,5	10,5	10,5	13	13	13	0	0	0	0	0	0
Coûts externes quantifiables** (€/MWh)													
Coûts pour la société des GES	0,3	0,8	0,8	0,8	2,4	2,4	2,4	0,3	0,3	23	23	0,3	0,3
Coûts de la pollution de l'air hors GES	0,8	0,7	0,7	0,7	6,0	6,0	6,0	?	?	4	4	0,8	0,8
Coûts de la pollution visuelle/sonore	0,0	5,0	2,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total des coûts externes quantifiables	1,1	6,5	3,5	3,5	8,4	8,4	8,4	0,3	0,3	26,7	26,7	1,1	1,1
LCOE - TOTAL DES COUTS QUANTIFIABLES	65,0	111,2	117,5	148,9	172,8	123,8	92,5	133,6	119,7	318,1	518,1	44,3	104,8
Impacts externes non quantifiables													
Impacts sur les écosystèmes et sur la biodiversité	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

* Issus des travaux de S.Samadi "The Social Costs of Electricity Generation" et de l'étude de l'Imperial College "Grid Integration Cost of Photovoltaic Power Generation"

** Coûts pour la société des GES calculés à l'aide de la Base Barbone de l'ADEME et de la valeur tutélaire du carbone du rapport Quinet de 2018 de 54€/tCO2

Coûts de la pollution hors GES/visuelle/sonore correspondent à des moyennes européennes issus des travaux de S.Samadi

Source : Céréme

Cette analyse méritera d'être complétée par une analyse du tendancier. Le lecteur trouvera en annexe **un outil de modélisation « C12-Calculs » qui lui permettra d'identifier les hypothèses de calcul et de les faire varier en fonction de critères qui lui paraîtraient plus opportuns** (prix de l'énergie primaire par exemple). Il dispose ainsi d'un outil de détection des anomalies pouvant affecter des estimations auxquelles il s'intéresse par ailleurs.

1. Méthodologie de calcul

La méthodologie de calcul - présentée ci-après - est appliquée à une typologie de treize cas de production électrique :

Les 13 sources électriques analysées :

Nucléaire :

- nucléaire nouveau avec effet de série

Éolien :

- terrestre,
- en mer posé,
- en mer flottant.

Photovoltaïque :

- résidentiel 3-9 KWc,
- sur bâtiment/ombrière 100-500 KWc,
- au sol > 2,5 MW.

Hydroélectricité :

- petite,
- grande.

Centrales combinées à gaz :

- 2 hypothèses de coût du gaz avec un coût de la tonne de CO₂ constant de 70€.

Pour mémoire, nucléaire :

- prolongation du nucléaire historique
- nucléaire nouveau cas de Flamanville

La méthodologie distingue trois composantes : le contenu des coûts, les valeurs des coûts utilisées pour les chiffrages et la méthode de calcul.

Ces éléments sont renseignés pour chaque type d'énergie dans le tableau Excel « C12 – Calculs » qui fait partie intégrante de la méthodologie et auquel il convient de se référer (cf. annexe).

1.1- Contenu des coûts

Pour que la comparaison soit objective, six postes de coûts doivent être systématiquement pris en compte.

a) Le combustible (1)

Les EnRi et l'hydroélectricité ne consomment pas de combustible, la valeur retenue est donc nulle. Le combustible du nucléaire est de l'uranium naturel retraité. **Le coût du combustible est donc celui de la valeur d'achat de la matière première à laquelle est ajouté le coût de son retraitement.**

Le coût du gaz est celui en vigueur sur le marché. La proposition du modèle retient deux hypothèses : hautes (100€/MWh thermique) et basses (200€/MWh thermique). **Au prix d'achat sur le marché est ajouté le coût du CO2 du fait des émissions générées par le gaz** (contrairement aux EnRi, à l'hydroélectricité et au nucléaire dont le coût carbone direct est négligeable, même s'il faudrait indirectement le prendre en compte pour les EnRi).

(1) Par analogie, le terme « combustible » est utilisé de façon courante pour le nucléaire alors que **la combustion est une réaction chimique d'oxydo-réduction** (échange d'électrons) tandis que la « combustion » des matières radioactives provient de réactions nucléaires (fission de noyaux atomiques).

b) Les coûts d'exploitation

Il s'agit de toutes les charges annuelles de l'exploitation courante nécessaires à la production électrique. Ce sont notamment des postes de main-d'œuvre, de maintenance, de grosses réparations, de mise à niveau technique. Les coûts du nucléaire ancien dits de « grand carénage » sont en réalité des charges d'exploitation qui, dans le cadre de programmes de révisions décennales, participent au maintien en parfait état de fonctionnement des centrales et **ne sont pas des investissements.**

c) L'investissement

Il s'agit soit du coût des investissements à réaliser, soit, si les investissements ont déjà été réalisés, celui du maintien en exploitation par des ajouts de nouveaux composants amortissables sur une longue durée. S'il existe des « coûts historiques », **une perspective de politique énergétique future conduit à ne s'intéresser qu'aux seuls « coûts des investissements prévisionnels ».** C'est sur ces derniers que portent les décisions d'investissement à venir et les comparaisons fondant la décision.

L'application de ce principe consiste à ne prendre en considération que le coût des investissements futurs d'une installation en excluant son coût cumulé passé. Le nouveau nucléaire intégrera à son coût celui des investissements dans les nouvelles centrales EPR II de série pour être comparable à d'autres opportunités d'investissements mais exclura le coût historique des centrales anciennes.

d) Les intérêts intercalaires du projet

Le développement et la conduite d'un chantier impliquent son financement jusqu'à la mise en exploitation. **Les frais financiers de cette période sont des frais intercalaires inclus dans le coût de l'investissement.** Ils se distinguent des frais financiers relatifs au financement des installations achevées pendant la durée de leur exploitation.

e) Les coûts de raccordement au réseau existant

Les coûts de raccordement sont pris au sens du code de l'énergie, dont l'article L342-1 dispose : « *Le raccordement d'un utilisateur aux réseaux publics comprend la création d'ouvrages d'extension, d'ouvrages de branchement en basse tension et, le cas échéant, le renforcement des réseaux existants.* »

Les coûts liés au renforcement sont plus difficilement appréciables. Ainsi, les chiffres que nous présentons par la suite n'incluent pas forcément les coûts de renforcement. Il est à noter que **cela n'a pas d'incidence sur le résultat de notre comparaison, puisque cela augmenterait le coût de raccordement des seules énergies intermittentes,** principales sources d'énergies nécessitant de renforcer le réseau existant.

f) Les provisions pour démantèlement

Les provisions pour démantèlement sont une charge qui doit être intégrée au coût de l'énergie. Contrairement à une idée répandue, pour le nucléaire, **ce coût est inclus dans les charges d'exploitation annuelles des sociétés exploitantes** (EDF en France).

Remarques :

- 1. Les coûts des effets négatifs induits par les sources d'énergies intermittentes (qui nécessitent notamment des moyens pilotables de « back-up » induisant des « coûts de back-up » ou encore coûts de profil), et d'autres externalités comme notamment ceux des dégâts à l'environnement, ne sont pas pris en considération dans le cœur de nos calculs mais peuvent être pris en compte au travers des coûts système et coûts des externalités quantifiables présentés dans le 3^{ème} tableau du Résumé exécutif.**
- 2. Certaines publications n'incluent pas la totalité des six éléments précités de constitution des coûts. L'absence de prise en compte dans le calcul du MWh des frais financiers intercalaires, des coûts de raccordement au réseau ou des charges de démantèlement crée bien évidemment des distorsions importantes de valorisation qui doivent être analysées au cas par cas. C'est la raison pour laquelle la présente fiche propose une mesure de référence comprenant l'ensemble des coûts.**

1.2- Valorisation des coûts

a) Valeurs utilisées pour les chiffrages – sources

Les valeurs des coûts retenus pour les calculs et leurs origines sont décrites dans les onglets « Sources » et « Coûts en euros courants » du document qui suit « C12-Calculs ». Ils ont tous été ajustés en valeur 2022.

b) Méthode de calcul

1. Production annuelle

La quantité produite annuellement en MWh, appelée Q, est obtenue en multipliant la puissance installée par le nombre total d'heures par an et par le facteur de charge f. Pour 1 MW installé, $Q = 24 * 365,25 * f$

2. Formule du LCOE simplifié

La méthode retenue est celle communément acceptée pour les comparaisons des prix d'énergie, dite du coût actualisé de l'énergie ou LCOE (Levelized Cost Of Energy).

Cette méthode repose sur le principe d'actualisation des coûts et des productions. L'actualisation des coûts consiste à ramener en valeur d'aujourd'hui un coût futur (la valeur d'un bien aujourd'hui est supérieure à la valeur d'un bien plus tard). L'actualisation des flux consiste à anticiper des pertes de productivité dans le temps et à considérer que l'investissement neuf est plus performant que celui de fin d'exploitation.

Pour une durée de vie utile de l'équipement de « n » années, à chacune des années (année t) les coûts en Euros (€) et la production en MWh sont affectés du coefficient d'actualisation $1/(1+r)^t$, où r est le taux d'actualisation.

Le coût de production est obtenu en divisant la somme des coûts actualisés de l'année 1 à l'année n par la somme des productions actualisées de l'année 1 à l'année n. Les coûts initiaux d'investissement sont réputés avoir été dépensés durant l'année 0, avant la vie utile de l'équipement, et donc affectés du coefficient 1.

Concernant les calculs présentés, la formule a été considérablement simplifiée en faisant l'hypothèse que A (le coût du combustible), B (les coûts annuels d'exploitation) et Q (la quantité produite) sont constants chaque année sur toute la durée de vie :

$$LCOE = X \times \frac{C + D + E}{Q} + \frac{A + B}{Q} + Y \times \frac{F}{Q}$$

Dans laquelle X et Y sont des facteurs d'actualisation¹ :

$$X = \frac{r}{1-(1+r)^{-N}} \text{ et } Y = X \times (1+r)^{-N}$$

La présentation détaillée de cette formule figure dans l'onglet « Lisez-moi » du document C12-Calculs (Excel en annexe).

3. Calcul des intérêts intercalaires

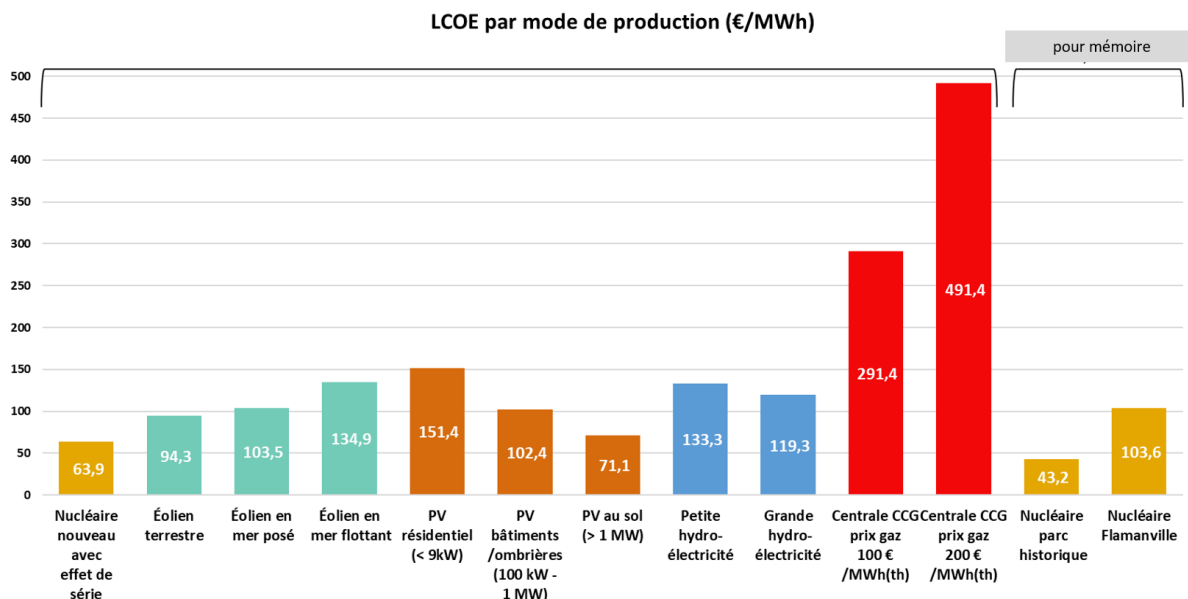
L'hypothèse est que, pour une durée de construction de p années, les emprunts sont constants sur la durée de la construction, ce qui permet d'utiliser la formule : $D = C \cdot (p+1) / 2 \cdot i$, où i est le taux d'intérêt.

4. Valeur du taux d'actualisation r et du taux d'intérêt i

Dans les tableaux du document C12-Calculs $r = 5\%$ et $i = 4\%$. Les formules du tableau permettent de les faire varier.

1.3- Résultats : LCOE en €2022/MWh

Les résultats sont ceux du graphique suivant :



Source : Céréme

¹ Une augmentation du taux d'actualisation entraîne une augmentation du LCOE.

2. Coûts complets des différents modes de production électrique

2.1- Coûts de production des EnRi

a) L'éolien terrestre

Les principales hypothèses technico-économiques retenues sont les mêmes que celles utilisées par le cabinet Roland Berger dans le rapport « Scénario alternatif aux "Futurs énergétiques 2050" de RTE ». Les calculs retiennent **un facteur de charge de 25% et une durée de vie de 25 ans** (approximations des chiffres accessibles en 2022). **Les coûts de raccordement retenus sont de 700 000€/MW.**

A s'en tenir aux chiffrages de CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL de l'ADEME pour 2019 [dans son édition 2020 des "coûts des renouvelables"] soit 1 510 000 €/MW en moyenne, le LCOE en résultant est de 86,5 €/MWh.

Éolien terrestre		Unité	Montant
Hypothèses	Durée de vie	Années	25
	Taux d'actualisation	%	5,00%
	Facteur de charge	%	25%
	Durée de construction	Années	1
	Taux d'intérêts construction	%	4,00%
	A - OPEX COUT DU COMBUSTIBLE	€/MWh	0
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/MW/an	27 200
LCOE	C- CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/MW	1 740 000
	D- INTERETS INTERCALAIRES	€/MW	69 600
	E- COUT DE RACCORDEMENT AU RESEAU	€/MW	700 000
	F- PROVISION POUR DEMANTELEMENT	€/MW	64 519
	A - OPEX COUT DU COMBUSTIBLE	€/MWh	0,0
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/MWh	12,4
	C- CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/MWh	56,3
D- INTERETS INTERCALAIRES	€/MWh	2,3	
E- COUT DE RACCORDEMENT AU RESEAU	€/MWh	22,7	
F- PROVISION POUR DEMANTELEMENT	€/MWh	0,6	
LCOE (A+B+C+D+E+F)		€/MWh	94,3

Source : Céréme

b) L'éolien en mer

L'éolien en mer se décompose en deux catégories : **l'éolien en mer posé et l'éolien en mer flottant**. Actuellement en France, cinq appels d'offre ont été attribués entre 2012 et 2021 pour autoriser l'installation de neuf parcs éoliens posés en mer sur les façades de la Manche et de l'Atlantique Nord, et un appel à projets de l'ADEME en 2016 a initié la construction de quatre fermes pilotes d'éoliennes flottantes, principalement sur la façade Méditerranéenne.

Pour calculer les coûts complets de production, nous avons utilisé des données issues de Lazard et du rapport du groupe de travail n°9 de RTE Groupe de travail n°9 « coûts ». Les hypothèses retenues sont identiques pour les deux catégories de parc : **un**

facteur de charge de 40% et une durée de vie de 20 ans. Les coûts de raccordement pour l'éolien en mer posé sont issus d'une délibération de la CRE de 2022 sur le parc de Noirmoutier, et pris égaux à 770 000€/MW. **Une extrapolation est réalisée pour les coûts de raccordement de l'éolien en mer flottant.**

Éolien en mer posé		Unité	Montant
Hypothèses	Durée de vie	Années	20
	Taux d'actualisation	%	5,00%
	Facteur de charge	%	40%
	Durée de construction	Années	1
	Taux d'intérêts construction	%	4,00%
	A - OPEX COUT DU COMBUSTIBLE	€/MWh	0
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/MW/an	64 122
LCOE	C- CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/MW	2 692 919
	D- INTERETS INTERCALAIRES	€/MW	107 717
	E- COUT DE RACCORDEMENT AU RESEAU	€/MW	770 000
	F- PROVISION POUR DEMANTELEMENT	€/MW	406 400
	A - OPEX COUT DU COMBUSTIBLE	€/MWh	0,0
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/MWh	18,3
	C- CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/MWh	61,6
D- INTERETS INTERCALAIRES	€/MWh	2,5	
E- COUT DE RACCORDEMENT AU RESEAU	€/MWh	17,6	
F- PROVISION POUR DEMANTELEMENT	€/MWh	3,5	
LCOE (A+B+C+D+E+F)		€/MWh	103,5

Source : Céréme

Éolien en mer flottant		Unité	Montant
Hypothèses	Durée de vie	Années	20
	Taux d'actualisation	%	5,00%
	Facteur de charge	%	40%
	Durée de construction	Années	2
	Taux d'intérêts construction	%	4,00%
	A - OPEX COUT DU COMBUSTIBLE	€/MWh	0
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/MW/an	115 598
LCOE	C- CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/MW	3 257 770
	D- INTERETS INTERCALAIRES	€/MW	130 311
	E- COUT DE RACCORDEMENT AU RESEAU	€/MW	950 000
	F- PROVISION POUR DEMANTELEMENT	€/MW	304 800
	A - OPEX COUT DU COMBUSTIBLE	€/MWh	0,0
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/MWh	33,0
	C- CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/MWh	74,6
D- INTERETS INTERCALAIRES	€/MWh	3,0	
E- COUT DE RACCORDEMENT AU RESEAU	€/MWh	21,7	
F- PROVISION POUR DEMANTELEMENT	€/MWh	2,6	
LCOE (A+B+C+D+E+F)		€/MWh	134,9

Source : Céréme

c) Le photovoltaïque

Le photovoltaïque se compose en 3 grandes catégories qui distinguent des fourchettes non officielles notamment utilisées par l'ADEME et la CRE pour différencier les types d'installations :

- PV au sol (de 500 kWc à 30 MWc),
- PV sur bâtiments (de 100 kWc à 8 MWc) et ombrières (de 100 kWc à 10 MWc),
- PV résidentiel (jusqu'à 9 kWc).

Les données utilisées pour le PV résidentiel et sur bâtiment sont issues du rapport du cabinet Roland Berger, et les chiffres du PV au sol proviennent de l'ADEME. Les coûts de raccordements du PV résidentiel sont issus des chiffres clés présentés par l'association Centrales Villageoises, et de la CRE pour le PV sur bâtiments/ombrières et pour les centrales solaires.

PV au sol (> 1 MW)		Unité	Montant
Hypothèses	Durée de vie	Années	35
	Taux d'actualisation	%	5,00%
	Facteur de charge	%	14%
	Durée de construction	Années	3
	Taux d'intérêts construction	%	4,00%
	A - OPEX COUT DU COMBUSTIBLE	€/MWh	0
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/MW/an	24 506
	C - CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/MW	878 129
	D - INTERETS INTERCALAIRES	€/MW	70 250
	E - COUT DE RACCORDEMENT AU RESEAU	€/MW	73 294
F - PROVISION POUR DEMANTELEMENT	€/MW	31 527	
LCOE	A - OPEX COUT DU COMBUSTIBLE	€/MWh	0,0
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/MWh	20,0
	C - CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/MWh	43,7
	D - INTERETS INTERCALAIRES	€/MWh	3,5
	E - COUT DE RACCORDEMENT AU RESEAU	€/MWh	3,6
	F - PROVISION POUR DEMANTELEMENT	€/MWh	0,3
	LCOE (A+B+C+D+E+F)	€/MWh	71,1

Source : Céréme

PV bâtiments et ombrières (100 kW - 1 MW)		Unité	Montant
Hypothèses	Durée de vie	Années	25
	Taux d'actualisation	%	5,00%
	Facteur de charge	%	14%
	Durée de construction	Années	0,25
	Taux d'intérêts construction	%	4,00%
	A - OPEX COUT DU COMBUSTIBLE	€/MWh	0
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/MW/an	13 100
	C - CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/MW	1 420 000
	D - INTERETS INTERCALAIRES	€/MW	35 500
	E - COUT DE RACCORDEMENT AU RESEAU	€/MW	128 007
F - PROVISION POUR DEMANTELEMENT	€/MW	10 000	
LCOE	A - OPEX COUT DU COMBUSTIBLE	€/MWh	0,0
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/MWh	10,7
	C - CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/MWh	82,1
	D - INTERETS INTERCALAIRES	€/MWh	2,1
	E - COUT DE RACCORDEMENT AU RESEAU	€/MWh	7,4
	F - PROVISION POUR DEMANTELEMENT	€/MWh	0,2
	LCOE (A+B+C+D+E+F)	€/MWh	102,4

Source : Céréme

PV résidentiel (< 9kW)		Unité	Montant
Hypothèses	Durée de vie	Années	25
	Taux d'actualisation	%	5,00%
	Facteur de charge	%	14%
	Durée de construction	Années	0,25
	Taux d'intérêts construction	%	4,00%
	A - OPEX COUT DU COMBUSTIBLE	€/MWh	0
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/MW/an	14 600
	C - CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/MW	2 135 000
	D - INTERETS INTERCALAIRES	€/MW	53 375
	E - COUT DE RACCORDEMENT AU RESEAU	€/MW	222 222
F - PROVISION POUR DEMANTELEMENT	€/MW	10 000	
LCOE	A - OPEX COUT DU COMBUSTIBLE	€/MWh	0,0
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/MWh	11,9
	C - CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/MWh	123,4
	D - INTERETS INTERCALAIRES	€/MWh	3,1
	E - COUT DE RACCORDEMENT AU RESEAU	€/MWh	12,8
	F - PROVISION POUR DEMANTELEMENT	€/MWh	0,2
	LCOE (A+B+C+D+E+F)	€/MWh	151,4

Source : Céréme

2.2- Coût de production de l'hydroélectricité

a) La petite hydroélectricité

La petite hydroélectricité englobe principalement les centrales construites au fil de l'eau, et dont la puissance installée ne dépasse pas 10 MW. **Chaque année, ces centrales produisent environ 10% de l'énergie hydroélectrique en France.**

Les principales hypothèses retenues sont issues du rapport du cabinet Roland Berger. **Un facteur de charge de 35% et une durée de vie de 40 ans, ainsi que les mêmes frais de raccordement que pour les centrales solaires ont été considérés.**

Petite hydroélectricité		Unité	Montant
Hypothèses	Durée de vie	Années	40
	Taux d'actualisation	%	5,00%
	Facteur de charge	%	35%
	Durée de construction	Années	3
	Taux d'intérêts construction	%	4,00%
	A - OPEX COUT DU COMBUSTIBLE	€/MWh	0
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/MWh	115 000
	C - CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/MW	4 601 000
	D - INTERETS INTERCALAIRES	€/MW	368 080
	E - COUT DE RACCORDEMENT AU RESEAU	€/MW	73 294
F - PROVISION POUR DEMANTELEMENT	€/MW	-	
LCOE	A - OPEX COUT DU COMBUSTIBLE	€/MWh	0,0
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/MWh	37,5
	C - CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/MWh	87,4
	D - INTERETS INTERCALAIRES	€/MWh	7,0
	E - COUT DE RACCORDEMENT AU RESEAU	€/MWh	1,4
	F - PROVISION POUR DEMANTELEMENT	€/MWh	-
	LCOE (A+B+C+D+E+F)	€/MWh	133,3

Source : Céréme

b) La grande hydroélectricité

La grande hydroélectricité désigne principalement les centrales de lac qui, contrairement aux centrales au fil de l'eau, sont mobilisables très rapidement (quelques minutes) et permettent de faire face à des variations très rapides de la demande. Ces ouvrages produisent chaque année environ 90% de l'énergie hydroélectrique en France.

Les principales hypothèses retenues sont issues du rapport de l'IRENA : RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES, Hydropower, Juin 2012. Un facteur de charge de 25%, une durée de vie de 100 ans et les mêmes frais de raccordement que le nucléaire nouveau ont été considérés.

Grande hydroélectricité		Unité	Montant
Hypothèses	Durée de vie	Années	100
	Taux d'actualisation	%	5,00%
	Facteur de charge	%	25%
	Durée de construction	Années	5
	Taux d'intérêts construction	%	4,00%
	A - OPEX COUT DU COMBUSTIBLE	€/MWh	0
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/MW/an	67 715
	C - CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/MW	3 077 944
	D- INTERETS INTERCALAIRES	€/MW	369 353
	E- COUT DE RACCORDEMENT AU RESEAU	€/MW	400 000
	F- PROVISION POUR DEMANTELEMENT	€/MW	-
LCOE	A - OPEX COUT DU COMBUSTIBLE	€/MWh	0,0
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/MWh	30,9
	C- CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/MWh	70,8
	D- INTERETS INTERCALAIRES	€/MWh	8,5
	E- COUT DE RACCORDEMENT AU RESEAU	€/MWh	9,2
	F- PROVISION POUR DEMANTELEMENT	€/MWh	-
	LCOE (A+B+C+D+E+F)	€/MWh	119,3

Source : Céréme

2.3- Coût de production du nucléaire

a) Le nucléaire existant

Le nucléaire existant désigne les 56 centrales nucléaires en fonctionnement en 2022 réparties sur 18 sites au travers de la France.

L'une des spécificités du parc existant est le grand carénage, lequel est un vaste programme décennal de rénovation et de modernisation de l'ensemble des centrales existantes issu des prescriptions de l'ASN (Agence de Sûreté nucléaire).

Concrètement, le grand carénage comprend **la rénovation ou le remplacement de gros composants arrivant en fin de vie technique, ainsi que la mise en œuvre des modifications nécessaires à l'amélioration de la sûreté des centrales et à la prolongation de leur durée de vie au-delà de 40 ans.** Toutes ces opérations sont assimilées à un coût annuel récurrent, inclus dans les coûts fixes d'exploitation (B) jusqu'à 2025 .

Pour le calcul du coût de production, le capital du parc historique est considéré comme déjà amorti. Pour évaluer le prix du MWh produit en 2022, il suffit de prendre en compte les coûts variables (A), les coûts fixes annuels (B) et le démantèlement (F). Le démantèlement est amorti sur 50 ans (durée de vie après prolongation par le grand carénage). Le facteur de charge retenu est de 75%.

Nucléaire historique		Unité	Montant
Hypothèses	Durée de vie	Années	50
	Taux d'actualisation	%	5,00%
	Facteur de charge	%	75%
	A - OPEX COUT DU COMBUSTIBLE	€/MWh	8
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/MW/an	232 286
	C- CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/MW	-
	D- INTERETS INTERCALAIRES	€/MW	-
Prix du MWh	E- COUT DE RACCORDEMENT AU RESEAU	€/MW	-
	F- PROVISION POUR DEMANTELEMENT	€/MW	328 983
	A - OPEX COUT DU COMBUSTIBLE	€/MWh	7,6
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/MWh	35,3
	C- CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/MWh	-
	D- INTERETS INTERCALAIRES	€/MWh	-
	E- COUT DE RACCORDEMENT AU RESEAU	€/MWh	-
F- PROVISION POUR DEMANTELEMENT	€/MWh	0,2	
Prix du MWh (A+B+F)		€/MWh	43,2

Source : Céréme

b) Le nucléaire nouveau

Le nucléaire nouveau désigne la construction des EPR 2 (European Power Reactor). Le Président de la République a annoncé le 10 février 2022 à Belfort **la mise en chantier de six réacteurs de ce type et la mise à l'étude de huit réacteurs supplémentaires d'ici 2050.** Ces réacteurs de 3ème génération bénéficient **d'un niveau de sûreté accru permettant de prévenir de nombreux risques** (plus d'informations dans la fiche du Céréme sur les risques nucléaires).

Les hypothèses retenues pour les calculs sont issues du rapport du cabinet Roland Berger. Les coûts de raccordements ont été considérés à 400 000€/MW.

Le facteur de charge retenu est de 85% et la durée de vie est de 60 ans (au minimum).

De plus, deux cas de figure sont étudiés :

- le coût du nucléaire de Flamanville,
- le coût du nucléaire nouveau après la construction de plusieurs réacteurs, c'est-à-dire avec effet de série, où les coûts d'investissements atteignent 3 900 000 €/MW installé.

Nucléaire Flamanville		Unité	Montant
Hypothèses	Durée de vie	Années	60
	Taux d'actualisation	%	5,00%
	Facteur de charge	%	85%
	A - OPEX COUT DU COMBUSTIBLE	€/MWh	8
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/MW/an	150 000
	C- CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/MW	7 673 571
	D- INTERETS INTERCALAIRES	€/MW	2 611 489
LCOE	E- COUT DE RACCORDEMENT AU RESEAU	€/MW	400 000
	F- PROVISION POUR DEMANTELEMENT	€/MW	328 404
	A - OPEX COUT DU COMBUSTIBLE	€/MWh	7,6
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/MWh	20,1
	C- CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/MWh	54,4
	D- INTERETS INTERCALAIRES	€/MWh	18,5
	E- COUT DE RACCORDEMENT AU RESEAU	€/MWh	2,8
F- PROVISION POUR DEMANTELEMENT	€/MWh	0,1	
LCOE (A+B+C+D+E+F)		€/MWh	103,6

Source : Céréme

Nucléaire nouveau avec effet de série		Unité	Montant
Hypothèses	Durée de vie	Années	60
	Taux d'actualisation	%	5,00%
	Facteur de charge	%	85%
	Durée de construction	Années	9
	Taux d'intérêts construction	%	4,00%
	A - OPEX COUT DU COMBUSTIBLE	€/MWh	8
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/MW/an	150 000
LCOE	C- CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/MW	3 900 000
	D- INTERETS INTERCALAIRES	€/MW	780 000
	E- COUT DE RACCORDEMENT AU RESEAU	€/MW	400 000
	F- PROVISION POUR DEMANTELEMENT	€/MW	318 453
	A - OPEX COUT DU COMBUSTIBLE	€/MWh	7,6
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/MWh	20,1
	C- CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/MWh	27,7
D- INTERETS INTERCALAIRES	€/MWh	5,5	
E- COUT DE RACCORDEMENT AU RESEAU	€/MWh	2,8	
F- PROVISION POUR DEMANTELEMENT	€/MWh	0,1	
LCOE (A+B+C+D+E+F)		€/MWh	63,9

Source : Céréme

2.4. Coûts de production des centrales thermiques à gaz

Les centrales à gaz entrant dans le spectre de l'étude sont les centrales thermiques à cycle combiné gaz (CCG). Ces dernières offrent un rendement bien plus élevé que leurs prédécesseurs, les TAC (turbines à combustion gaz). **Le rendement des premières atteint jusqu'à 60% alors que le rendement des secondes est de l'ordre de 32% à 42%.**

Les données utilisées sont issues du rapport de Roland Berger. Le facteur de charge retenu est de 17%. Celui-ci correspond aux 1 500 heures annuelles de fonctionnement de ces centrales en France. **La durée de vie retenue est de 20 ans avec un rendement de 50%.** Les mêmes frais de raccordement que pour les centrales solaires ont été considérés.

Les calculs s'intéressent aux coûts des CCG lorsque le prix du gaz s'élève à 100 €/MWh(thermique) et 200 €/MWh(thermique). **Le coût de la tonne de CO₂ est constant et égal à 70 €/tonne de CO₂.**

Tous ces coûts sont ensuite inclus dans le coût du combustible (A).

Centrale à gaz à cycle combiné		Unité	Montant	
Hypothèses	Durée de vie	Années	20	20
	Taux d'actualisation	%	5,00%	5,00%
	Facteur de charge	%	17%	17%
	Durée de construction	Années	2	2
	Taux d'intérêts construction	%	4,00%	4,00%
	Prix du gaz	€/MWh(th)	100,00	200,00
	Prix de la tonne de CO ₂	€/t	70	70
	Rendement	%	50%	50%
	A - OPEX COUT DU COMBUSTIBLE	€/MWh	225	425
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/MW/an	14 600	14 600
	C- CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/MW	916 000	916 000
	D- INTERETS INTERCALAIRES	€/MW	61 525	61 525
	E- COUT DE RACCORDEMENT AU RESEAU	€/MW	73 294	73 294
	F- PROVISION POUR DEMANTELEMENT	€/MW	45 800	45 800
LCOE	A - OPEX COUT DU COMBUSTIBLE	€/MWh	224,6	424,6
	B - OPEX COUTS INDIRECTS ANNUELS	€/MWh	9,7	9,7
	C- CAPEX INVESTISSEMENT INITIAL	€/MWh	49,0	49,0
	D- INTERETS INTERCALAIRES	€/MWh	3,3	3,3
	E- COUT DE RACCORDEMENT AU RESEAU	€/MWh	3,9	3,9
	F- PROVISION POUR DEMANTELEMENT	€/MWh	0,9	0,9
LCOE (A+B+C+D+E+F)		€/MWh	291,4	491,4

Source : Céréme

Le tableau ci-dessus met bien en **exergue la forte corrélation qui existe entre le coût complet de production des centrales à gaz et le coût du combustible** (ainsi que des coûts sous-jacents au combustible comme la taxe carbone).

3. Coûts système et coûts des externalités

L'introduction d'une nouvelle installation de production électrique sur le réseau et son fonctionnement entraînent des conséquences systématiquement occultées dans les calculs des coûts de production électrique présentés par les autorités publiques, et ce quelle que soit l'énergie primaire utilisée.

Ces coûts réels, selon le Céréme, **devraient faire l'objet d'une attention particulière et peser dans la balance des choix du mix électrique de demain.** Notamment, les coûts système et les coûts liés aux externalités ne peuvent être négligés dans toute comparaison pertinente.

Coûts système

Ces coûts se décomposent en trois catégories : **les coûts de raccordement** (poste de dépense E, pris en compte au niveau de chaque installation), **les coûts d'équilibrage, et les coûts de profil**, ces deux derniers étant des surcoûts entraînés par l'imprédictibilité et l'intermittence des EnRi :

- + **Les coûts d'équilibrage résultent des erreurs de prévisions de la production électrique causées par les fluctuations imprévisibles à court terme de la production éolienne ou solaire.** Le réseau nécessite constamment des capacités de secours mobilisables en quelques minutes afin d'équilibrer l'offre et la demande.
- + **Les coûts de profil résultent de l'augmentation du coût de production du parc existant lors de l'ajout d'un nouveau moyen intermittent.** Ils proviennent de la demande résiduelle (demande restante à satisfaire une fois déduite la production de ce nouveau moyen de production) qui est déformée et devient irrégulière. Le reste du parc doit s'y adapter, notamment en bénéficiant de capacités de pointes ou de moyens de stockage.
- + **Les coûts d'équilibrage et de profil sont difficiles à estimer, bien que leur existence soit peu discutable dès lors en particulier que les EnR intermittentes bénéficient d'une priorité d'injection.** Il serait donc intéressant de mobiliser les moyens nécessaires afin de calculer ces derniers dans le cas du système électrique français. Dans le résumé exécutif, nous avons utilisé les travaux de S.Samadi "The Social Costs of Electricity Generation" et de l'Imperial College "Grid Integration Cost of PhotoVoltaic Power Generation" afin de donner des ordres de grandeurs de ces coûts.

Coûts liés aux externalités

Les externalités induites par l'utilisation d'un moyen de production électrique ne sont pas toujours quantifiables, **ainsi il convient de séparer les coûts externes quantifiables et les impacts non quantifiables.**

Parmi les coûts externes quantifiables, il est nécessaire de citer :

- + **Les coûts pour la société des émissions de gaz à effet de serre.** Ces derniers sont estimés à partir du rapport Quinet qui évalue la valeur tutélaire du carbone à 54€/tCO₂eq en 2018, et de l'émissivité de chaque moyen de production grâce à la Base Carbone de l'ADEME.
- + **Le coût de la pollution de l'air hors GES :** impacts sur la santé, impacts sur les rendements des terres fertiles, dégâts sur les bâtiments...
Les hypothèses retenues sont issues des travaux de S.Samadi, les chiffres présentés sont des moyennes européennes.

- + **Le coût de la pollution sonore et visuelle.** Les hypothèses pour les chiffres retenus sont aussi issues des travaux de S.Samadi.

Comme la plupart des coûts externes, ces coûts sont difficiles à estimer, notamment **parce qu'ils dépendent entièrement de la position géographique des installations.** A titre d'exemple, une étude de la London School of Economics conclut que, dans un rayon de 2 km autour d'un parc éolien, la valeur des biens immobiliers baisse de 11%. En France, ces pertes de valeur sont estimées de 30% à 40% par différentes Cours de justice. La diminution de ces valeurs patrimoniales impliquerait un coût de dédommagement qui n'est pas pris en compte.

Parmi les impacts non quantifiables figure **l'impact sur les écosystèmes et la biodiversité** : destruction de zones humides, de forêts, des milieux marins, de la faune (chiroptères et autres espèces protégées), dont rendent compte les suivis environnementaux des DREAL.

Les coûts externes cités ci-dessus ne sont pas exhaustifs. Ainsi, **les coûts induits qui proviennent notamment des aides publiques et qui allègent les coûts supportés par les exploitants de centrales électriques** pourraient être pris en compte :

- + En premier lieu, en vue du développement et de l'intégration des EnR dans les mix électriques des Etats européens, **la Commission européenne a permis à ces derniers de déroger aux principes de libre concurrence et de prendre des dispositions législatives et réglementaires incitatives.** Il est à cet égard souhaitable que la Cour des Comptes procède à une actualisation de son rapport du 18 avril 2018, en y intégrant les soutiens distribués par les collectivités régionales et par leurs agences de l'énergie (AREC).
- + Par ailleurs, **le secteur public subventionne chaque année les frais de R&D de certains projets.** C'est ainsi que, selon le rapport Chiffres clés des énergies renouvelables - Édition 2021, les projets éoliens à terre, en mer, et photovoltaïques ont bénéficié de subventions pour supporter leurs frais de R&D respectivement à hauteur de Coûts complets des différents modes de production électrique.



WWW.CEREME.FR

CONTACT@CEREME.FR
63, RUE LA BOETIE
75008 PARIS