

La modulation nucléaire fait-elle gagner de l'argent à EDF ? Autopsie d'un mythe



On vous explique que la modulation du nucléaire “optimise les revenus” d’EDF. En réalité, c’est l’inverse : on dégrade un actif à coûts fixes, on accélère l’usure, on renchérit le MWh et on transforme une contrainte imposée par la surproduction ENRi subventionnée en pseudo-stratégie. Le rapport EDF du 16 février 2026 acte ce que le narratif médiatique tente d’effacer : la modulation détruit de la valeur.

RÉSUMÉ EXÉCUTIF (lecture 5 minutes)

Thèse centrale

L'argument selon lequel la modulation du parc nucléaire constituerait une « stratégie d'optimisation des revenus » rentable pour EDF repose sur une confusion entre deux scénarios de référence. Comparée au scénario catastrophe (vendre à prix nul ou négatif), la modulation est effectivement préférable. Comparée au scénario de base (production continue en base à prix moyen), elle est déficitaire. Or c'est le second scénario qui constitue la norme historique et le fondement économique du nucléaire. Si EDF peut ponctuellement limiter ses pertes en décalant quelques MWh vers des heures à prix plus élevés, cette optimisation marginale est écrasée par les coûts systémiques qu'elle entraîne : usure accélérée des équipements, surcoûts de maintenance chiffrés à plusieurs dizaines de millions d'euros par an, manque à gagner de l'ordre du milliard d'euros en production non réalisée, et hausse mécanique du coût du MWh nucléaire pour le consommateur. Le rapport d'EDF publié le 16 février 2026, longtemps retenu par le gouvernement, confirme cette réalité que les fournisseurs d'énergies renouvelables intermittentes (ENRi) s'emploient à minimiser.

Le sophisme en une phrase

Dire que la modulation « fait gagner de l'argent » à EDF revient à dire qu'un restaurateur « optimise ses marges » en fermant son établissement aux heures de pointe parce qu'un food truck subventionné distribue des repas gratuits sur le trottoir d'en face.

Chiffres structurants

INDICATEUR	VALEUR	SOURCE
Modulation nucléaire 2025	33 TWh (9% de la production)	Rapport EDF, fév. 2026
Modulation 2019 (référence)	~15 TWh	Rapport EDF
Projection 2028	42,5 TWh	Simulations EDF
Projection scénario haut	90 TWh (~25% de la production)	RTE / Bilan prévisionnel
Surcoût maintenance turbines	30 M€/an	EDF, rapport modulation
Surcoût consommables chimiques	15 M€/an	EDF, rapport modulation
Surcoût maintenance total estimé	> 50 M€/an (partiel)	L'Usine Nouvelle
Coût complet nucléaire historique	60,3 €/MWh (2026-2028)	CRE, oct. 2025

Coût variable combustible	~5-8 €/MWh	CRE / CEA
Heures à prix négatif (2024)	6% des heures (x3 vs 2023)	CRE, nov. 2024
Subventions ENR 2025	6,9 Mds€ pour 81 TWh	CRE, délibération juil. 2025
Subventions ENR prévues 2026	7,6 Mds€ pour 90 TWh	CRE

Introduction : un argument de lobby devenu « vérité » médiatique

En octobre 2025, PV Magazine France titrait : « Selon la CRE, les EnR ne sont pas seules responsables de la modulation de production du nucléaire ». L'article reprenait un extrait soigneusement sélectionné du rapport de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) selon lequel « les modulations ne sont pas le fruit d'une contrainte imposée à EDF au titre d'une priorité d'injection octroyée à l'électricité renouvelable intermittente, mais peuvent permettre à EDF d'optimiser sa marge en période de forte production renouvelable ».

Cette formulation, techniquement exacte dans un sens très étroit, a été immédiatement instrumentalisée par les fournisseurs d'ENRi pour construire un narratif en trois temps : premièrement, la modulation n'est pas une contrainte imposée par les ENR ; deuxièmement, elle constitue un choix économique rationnel d'EDF ; troisièmement, EDF en tire un bénéfice financier.

Ce syllogisme est fallacieux. Il confond l'optimisation sous contrainte (faire le moins mauvais choix dans une situation dégradée) avec l'optimisation libre (choisir la meilleure stratégie parmi toutes les options possibles). Un prisonnier qui choisit de dormir sur le flanc gauche plutôt que sur le flanc droit n'est pas en train d'« optimiser son confort de sommeil » au sens où il aurait intérêt à rester en prison.

Le rapport d'EDF du 16 février 2026, document de 60 pages dont la publication a été retardée par le gouvernement Lecornu le temps de promulguer la PPE3 par décret, vient définitivement enterrer cette fiction. L'analyse qui suit déconstruit méthodiquement l'argument de la « modulation rentable » en s'appuyant sur les données officielles d'EDF, de la CRE, de RTE et sur la structure économique fondamentale du nucléaire.

Partie I : Comprendre la structure de coût du nucléaire, condition préalable au débat

1.1 Un actif à 90% de coûts fixes

La première clé pour comprendre pourquoi la modulation détruit de la valeur pour EDF réside dans la structure de coût fondamentalement différente entre le nucléaire et les énergies fossiles.

Une centrale nucléaire se caractérise par des coûts fixes très élevés et des coûts variables très faibles. Selon les données de la CRE pour la période 2026-2028, le coût complet de production du nucléaire historique s'élève à 60,3 €/MWh en euros 2026. Ce coût se décompose approximativement comme suit : les charges d'investissement (amortissement du parc, Grand Carénage, rémunération du capital) représentent environ la moitié du total, soit environ 30 €/MWh ; les charges d'exploitation (personnel, consommations externes, impôts et taxes) pèsent pour environ 22 €/MWh ; les charges de combustible, incluant l'ensemble du cycle (uranium, enrichissement, fabrication, retraitement, gestion des déchets) s'élèvent à environ 8 €/MWh.

Décomposition du coût du MWh nucléaire historique (CRE, 2026-2028)

En €2026/MWh - Coût complet : 60,3 €/MWh



● Investissements & amortissement (30,6 €)

● Personnel (10 €)

● Consommations externes & taxes (12 €)

● Combustible complet (7,7 €)

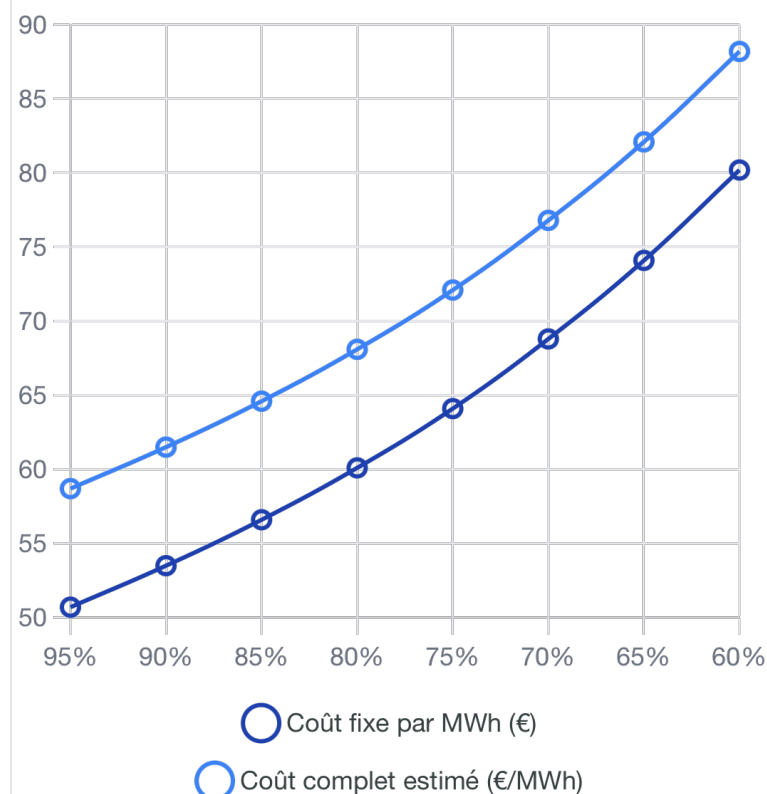
Le point crucial est le suivant : que le réacteur produise 100% ou 50% de sa capacité, la quasi-totalité de ces coûts reste identique. Le personnel est le même. L'amortissement du capital est le même. Les charges de sûreté sont les mêmes. Les provisions pour démantèlement sont les mêmes. Seule une fraction marginale des coûts de combustible (l'uranium naturel, soit environ 5 à 7% du coût total selon le CEA) varie proportionnellement à la production.

1.2 La conséquence arithmétique implacable

Cette structure a une conséquence mécanique que tout comptable comprend : moins le nucléaire produit, plus le MWh produit coûte cher, car les charges fixes se répartissent sur un volume moindre.

Prenons un exemple chiffré. Un réacteur de 900 MW fonctionnant en base à 90% de facteur de charge produit environ 7,1 TWh par an. Si le coût fixe annuel de ce réacteur est de 380 millions d'euros (estimation cohérente avec les données CRE ramenées par tranche), le coût fixe par MWh produit est de 53,5 €/MWh. Si la modulation réduit le facteur de charge à 75%, la production tombe à 5,9 TWh et le coût fixe par MWh monte à 64,4 €/MWh, soit une hausse de 20%.

Simulation pour un réacteur 900 MW (charges fixes : 380 M€/an)



Ce graphique illustre une réalité que les promoteurs des ENRi préfèrent ignorer : chaque TWh de modulation renchérit le coût unitaire de tous les autres TWh produits. Comme le résumait André Palu, secrétaire national de la CFE Énergies (premier syndicat d'EDF) : « Moins le nucléaire produit, plus il coûte, puisque ses charges fixes s'étalent sur un volume moindre. »

La comparaison avec les centrales à gaz est éclairante. Une centrale à cycle combiné gaz (CCG) a une structure de coût inversée : environ 70% de coûts variables (combustible gaz) et 30% de coûts fixes. Moduler une CCG fait réellement économiser de l'argent, car on évite d'acheter du gaz. Moduler une centrale nucléaire ne fait économiser que la fraction marginale de combustible (quelques euros par MWh) tout en continuant à payer la quasi-totalité des charges.

C'est précisément cette différence de structure qui fait que le nucléaire est conçu pour fonctionner en base et les centrales à gaz en suivi de charge. Inverser cette logique, comme le fait la PPE3, revient à utiliser une Ferrari comme camionnette de livraison et un utilitaire comme voiture de course.

Partie II : Ce que dit vraiment le rapport EDF du 16 février 2026

2.1 Un document retenu puis libéré

Le rapport d'EDF sur la modulation était initialement prévu pour décembre 2025. Selon plusieurs médias (Reporterre, La Tribune), le gouvernement Lecornu a retardé sa publication, le qualifiant de document « inflammable », le temps que la PPE3 soit promulguée par décret. Ce n'est qu'une fois le décret signé qu'EDF a été autorisé à rendre public ce rapport de 60 pages, le 16 février 2026.

Ce séquençage politique est en lui-même révélateur : si la modulation « faisait gagner de l'argent » à EDF, pourquoi le gouvernement aurait-il cherché à cacher un document qui aurait démontré les bienfaits de sa propre politique énergétique ?

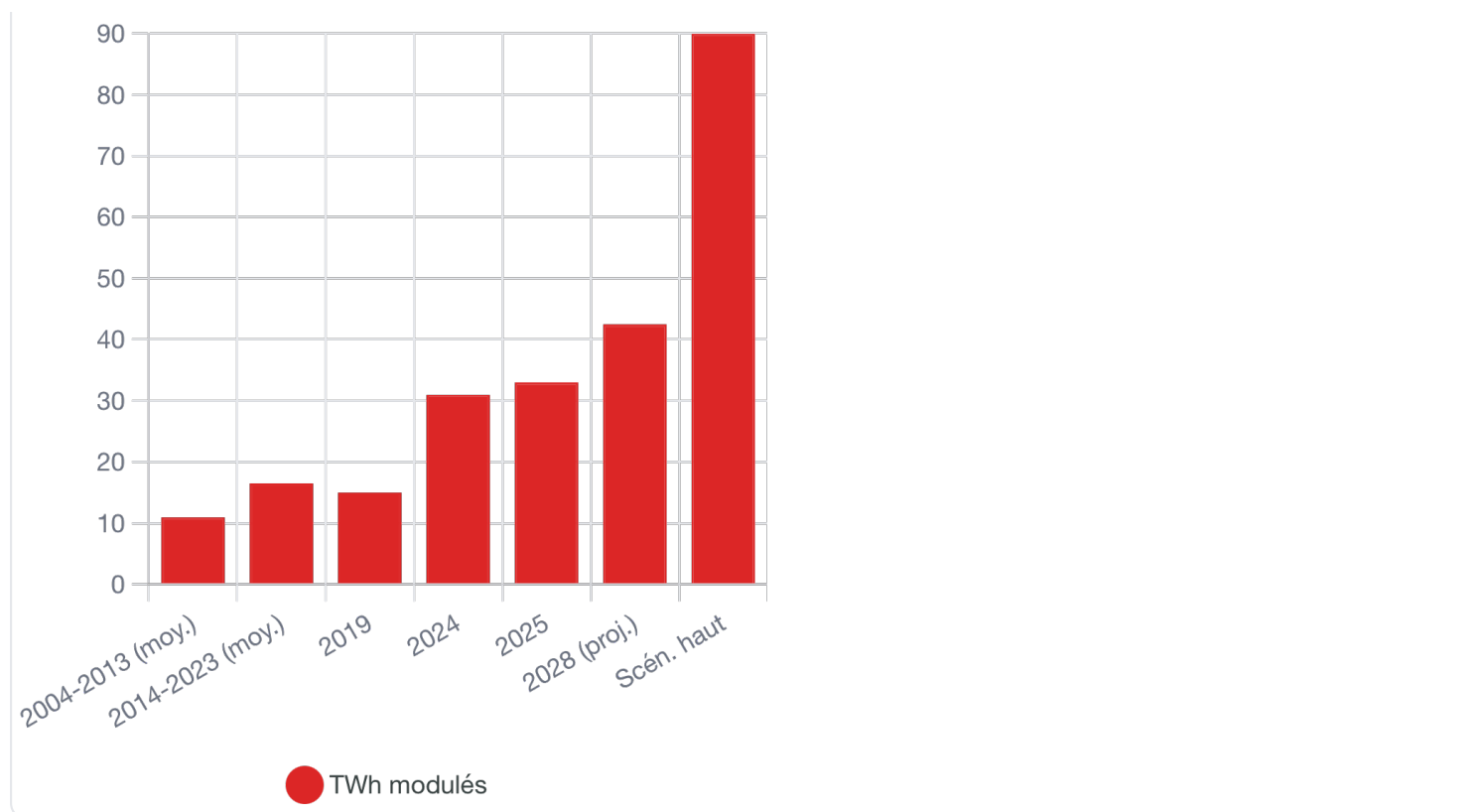
2.2 Le doublement des volumes de modulation

Le rapport documente une accélération spectaculaire de la modulation nucléaire. Entre 2019 et 2024, les volumes ont doublé, passant d'environ 15 TWh à plus de 30 TWh. En 2025, le parc nucléaire a modulé 33 TWh, soit près de 9% de sa production totale. Les simulations d'EDF projettent 42,5 TWh pour 2028 « en considérant une hypothèse de hausse modérée de la consommation ». Certaines analyses de RTE évoquent un scénario à 90 TWh par an si le développement des ENRi se poursuit au rythme prévu.

Évolution des volumes de modulation nucléaire



En TWh/an - Le volume a doublé entre 2019 et 2025



Le point essentiel est le changement de nature de cette modulation. Historiquement, les baisses de puissance intervenaient principalement la nuit et le week-end, lorsque la consommation était faible. Aujourd'hui, elles surviennent en pleine journée, entre 11h et 17h, exactement au moment du pic de production solaire. Comme l'explique Catherine Bauby, directrice de la stratégie d'EDF : « Avant, on modulait la nuit et le week-end quand la consommation était faible. Désormais, on module dans la journée entre 11h et 17h. »

2.3 Le détail des surcoûts identifiés

Le rapport d'EDF, que Transitions & Energies qualifie de « très détaillé sur le plan technique et étonnamment très évasif sur les conséquences financières », identifie néanmoins plusieurs postes de surcoûts directs.

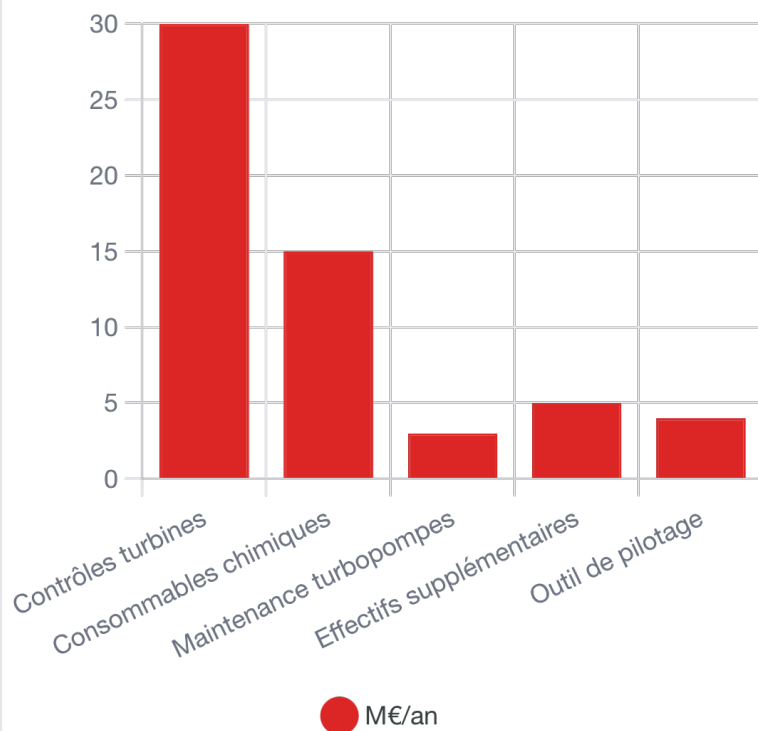
Les contrôles des turbines devront passer d'un rythme décennal à un rythme sexennal (tous les 6 ans au lieu de 10), générant un surcoût de 30 millions d'euros par an pour l'ensemble du parc. Les turbopompes nécessiteront des contrôles tous les 4 ans au lieu de 5, pour un surcoût additionnel de 2 à 4 millions d'euros par an. La surconsommation de réactifs chimiques (bore, lithine, acétate de zinc) dans le circuit primaire représentera 50 000 à 270 000 euros par unité et par an, soit jusqu'à 15 millions d'euros pour l'ensemble du parc. EDF chiffre à environ 5 millions d'euros par an le coût d'une personne supplémentaire par tranche si des renforts

s'avèrent nécessaires. Un outil d'aide au pilotage est en développement pour un budget de 4 millions d'euros.

Surcoûts directs identifiés de la modulation (M€/an)



Chiffrage partiel - Source : Rapport EDF, février 2026



2.4 Les coûts non encore chiffrés

Le rapport identifie des postes de coûts supplémentaires dont l'évaluation n'est pas encore finalisée, ce qui laisse penser que le chiffrage total sera considérablement supérieur aux 50 millions annuels avancés.

L'accroissement de la manœuvrabilité va générer une augmentation des rejets liquides et gazeux et nécessite, selon EDF, « des investissements élevés dans les systèmes de production d'eau et les systèmes de traitement des effluents ». Les capacités de stockage des centrales devront être accrues, particulièrement lors des périodes de limitations de débit dans les cours d'eau.

Des cas de fissuration ont été rapportés sur les systèmes AHP et GSS (systèmes du circuit secondaire), et EDF note que la modulation pourrait aggraver ces phénomènes. La fatigue thermique des gros composants de la turbine (organes d'admission) est identifiée comme un

facteur d'usure, le risque étant « davantage lié au nombre [d'arrêts/redémarrages] » qu'à l'amplitude des variations.

La question la plus lourde de conséquences, et la plus ostensiblement absente du rapport, est celle de l'impact de la modulation sur la durée de vie des 57 réacteurs en service. Bernard Fontana, PDG d'EDF, indique que cette question fait l'objet de « travaux en cours de finalisation ». Si la modulation accélérée devait réduire la durée de vie des réacteurs, ne serait-ce que de quelques années, le coût se chiffrerait en dizaines de milliards d'euros en production perdue et en investissements de remplacement anticipés.

2.5 Les effets en cascade sur l'ensemble du parc EDF

Le rapport, initialement prévu pour ne couvrir que le nucléaire, a été étendu aux installations hydrauliques et au parc thermique, car la modulation les affecte aussi.

Le temps de fonctionnement cumulé des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) a été nettement plus élevé en 2025 que sur les années précédentes. Le nombre d'arrêts et redémarrages des cycles combinés gaz (CCG) a doublé entre 2019 et 2024. Les premières estimations indiquent « une augmentation d'un facteur deux des budgets de maintenance » du parc thermique. Autrement dit, la modulation imposée par les ENRi ne détériore pas seulement le nucléaire : elle accélère l'usure de l'ensemble des moyens pilotables du système électrique français.

Partie III : Déconstruction de l'argument de la CRE

3.1 Ce que la CRE dit réellement

L'argument des lobbies ENRi repose sur une lecture tronquée du rapport de la CRE d'octobre 2025. Relisons l'intégralité du passage :

La CRE distingue deux types de modulations. Les modulations de long terme (environ 40% des volumes entre 2019 et 2024), décidées à l'avance pour optimiser l'utilisation du stock de combustible, relèvent de la gestion technique classique du parc. Elles existent depuis la mise en service du parc et n'ont rien à voir avec les ENR. Les modulations de court terme (60% des

volumes) sont décidées à proximité du temps réel, lorsque les prix de gros sont inférieurs au coût variable du nucléaire.

C'est sur cette seconde catégorie que la CRE note qu'EDF « choisit parfois » de ne pas offrir sa production à un prix inférieur à celui des ENR et qu'il « pourrait » se positionner avant les ENR dans l'ordre de préséance économique. La CRE ajoute que « dans ce cas, les modulations économiques décidées par EDF permettent d'optimiser les marges de l'exploitant et de maximiser la valeur du productible en décalant la production sur les périodes où les prix sont les plus élevés ».

3.2 L'escamotage du contexte

Ce que la CRE décrit est une optimisation sous contrainte, pas un gain net. Examinons le mécanisme en détail.

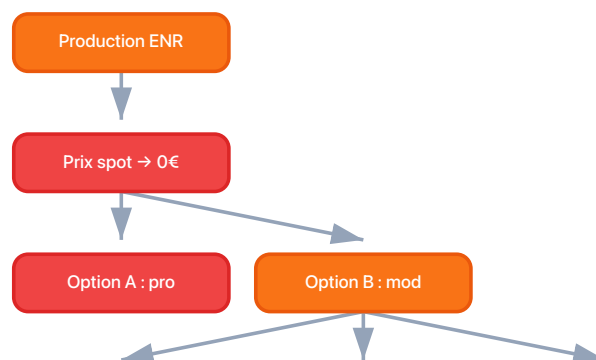
Lorsque le prix spot descend à 0 €/MWh ou en territoire négatif (ce qui arrive désormais 6% du temps en 2024, contre 2% en 2023), EDF a trois options. Option A : produire et vendre à prix nul ou négatif, ce qui génère une perte directe. Option B : moduler la production, ne pas vendre sur cette heure-là, et tenter de décaler la production vers une heure à prix positif. Option C : produire à perte.

EDF choisit logiquement l'option B. La CRE appelle cela « optimisation des marges ». Les lobbies ENRi en déduisent que « la modulation est rentable pour EDF ».

Le faux dilemme de la modulation



Pourquoi l'optimisation sous contrainte n'est pas un gain net



Le raisonnement des lobbies ENRi est structurellement identique à celui-ci : « Un commerçant

dont le magasin est inondé optimise ses marges en sauvant les marchandises du premier étage plutôt que de laisser tout noyer. Donc l'inondation est rentable pour le commerçant. »

3.3 La CRE elle-même invalide le narratif

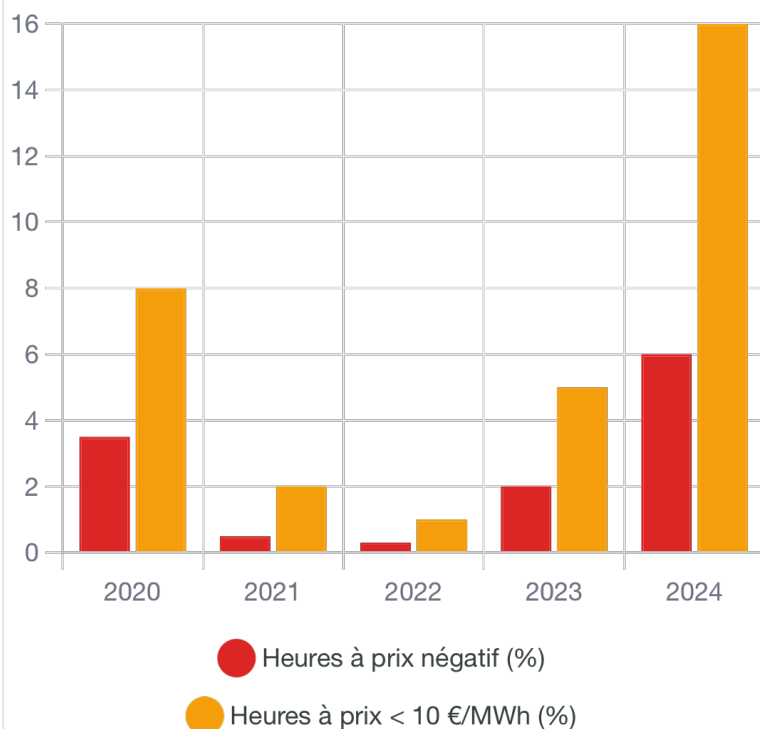
La même CRE qui est citée par les lobbies ENRi fournit les données qui démolissent leur argument. Dans son analyse de novembre 2024 sur les prix négatifs, la CRE évalue que la production du parc français (hors obligation d'achat et hors STEP) pendant les heures de prix négatifs du premier semestre 2024 a représenté « une perte d'environ 80 M€ (principalement le nucléaire et l'hydraulique au fil de l'eau) ».

La CRE note par ailleurs que « depuis 2024, la puissance de modulation du parc est davantage corrélée à la pénétration des renouvelables que lors des années précédentes ». Le nombre d'heures à prix négatif a triplé entre 2023 et 2024, passant de 2% à 6% des heures. Le nombre d'heures où le prix spot est inférieur à 5 €/MWh (soit en dessous du coût variable nucléaire) atteint 12% en 2024.

Heures à prix spot négatif ou très bas en France



En % des heures de l'année - Source : CRE, novembre 2024



Autrement dit, la CRE elle-même documente que la corrélation entre pénétration des ENR et volumes de modulation s'est fortement renforcée depuis 2024. EDF ne module pas par choix

stratégique libre : il optimise sous une contrainte de marché créée par l'injection prioritaire d'ENR subventionnées. Cette optimisation est marginale par rapport au scénario dégradé (vendre à prix négatif), mais négative par rapport au scénario de base (produire et vendre en continu à prix moyen).

Partie IV : Le vrai bilan économique de la modulation

4.1 Le manque à gagner massif

Le coût le plus important de la modulation n'est pas dans les surcoûts de maintenance (pourtant significatifs) mais dans le manque à gagner sur la production non réalisée.

En 2025, EDF a modulé 33 TWh, soit 33 milliards de kWh non produits ou vendus à des prix dégradés. Pour évaluer le manque à gagner, considérons que ces TWh auraient pu être vendus au prix moyen de marché. Avec un prix de gros moyen de l'ordre de 50 à 70 €/MWh sur 2025 (hors heures à prix négatifs), le manque à gagner brut se situe entre 1,6 et 2,3 milliards d'euros. Même en retranchant le coût variable évité (environ 5-8 €/MWh), le manque à gagner net reste de l'ordre de 1,4 à 2 milliards d'euros.

Ce calcul est conservateur. Si l'on considère le facteur de charge des réacteurs américains (90% contre environ 70% pour le parc français), l'écart annuel de production est de l'ordre de 2 TWh par GW installé, soit environ 126 TWh pour l'ensemble du parc de 63 GW. À un prix moyen de 60 €/MWh, cela représente un potentiel de revenu inexploité de 7,5 milliards d'euros par an. Toute la modulation n'est pas imputable aux ENR (une partie est historique et liée à la gestion du combustible), mais la part croissante qui leur est attribuable représente un coût d'opportunité considérable.

4.2 Comparaison : le « gain » allégué versus les coûts réels

Mettons en regard l'argument de la « modulation rentable » avec le bilan réel.

Le « gain » de la modulation, tel que théorisé par les lobbies ENRi, consiste à vendre quelques TWh à 70-80 €/MWh le soir au lieu de les vendre à 0-5 €/MWh à midi. Sur les 33 TWh modulés, en supposant que 30% puissent effectivement être redéployés vers des heures à prix favorable

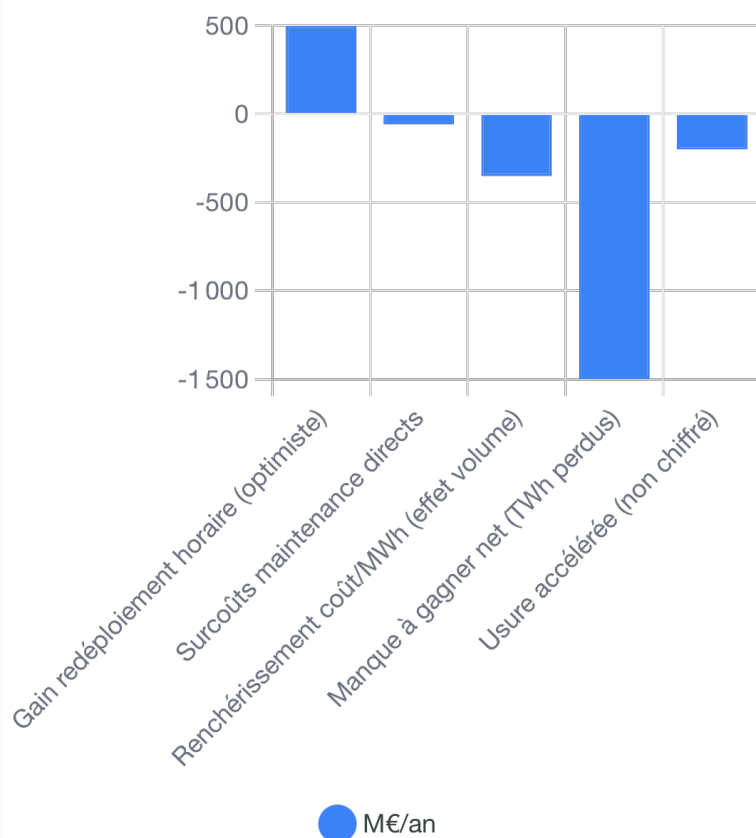
(hypothèse généreuse, car une partie de l'énergie modulée est simplement perdue), le gain marginal serait de l'ordre de $10 \text{ TWh} \times 50 \text{ €/MWh}$ de différentiel, soit environ 500 millions d'euros de recettes différentielles optimistes.

En face, les coûts identifiés par EDF (surcoûts de maintenance directs : > 50 M€/an), les coûts non encore chiffrés (traitement des effluents, renforts organisationnels, capacités de stockage), le manque à gagner sur les TWh non redéployables, et surtout le renchérissement mécanique du coût de chaque MWh produit pour l'ensemble du parc (effet de répartition des charges fixes sur un volume moindre) dépassent très largement tout gain marginal.

Bilan économique réel de la modulation (estimation annuelle)



En millions d'euros - Le 'gain' allégué est écrasé par les coûts réels



Le bilan net, mesuré par rapport au scénario de référence (production en base sans contrainte d'effacement), est défavorable dans tous les cas de figure testés : même en retenant l'hypothèse la plus généreuse sur le gain de redéploiement horaire (500 M€), les coûts directs, indirects et d'opportunité identifiés le dépassent d'un facteur 3 à 4. Dit autrement, la modulation est la « moins mauvaise réponse » à une situation dégradée, pas une source de profit. Toute présentation contraire omet le scénario contrefactuel.

4.3 Le vrai bénéficiaire de la modulation : les fournisseurs d'ENRi

Si la modulation ne profite pas à EDF, à qui profite-t-elle ? La réponse est limpide : aux fournisseurs d'ENR intermittentes et à leurs investisseurs.

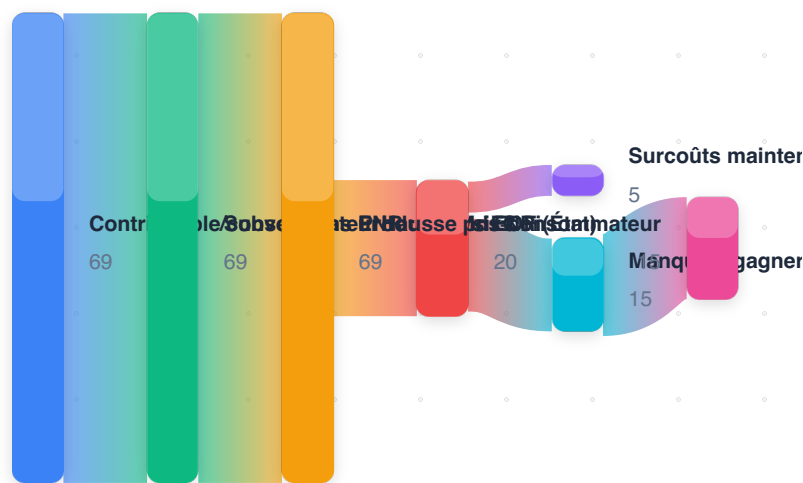
Le système actuel fonctionne comme suit. Les producteurs d'ENR bénéficient de contrats de soutien (obligation d'achat ou complément de rémunération) qui leur garantissent un prix fixe indépendant du marché. En 2025, 81 TWh d'ENR ont été soutenus pour un coût de 6,9 milliards d'euros, soit un soutien moyen de 85,62 €/MWh selon la CRE. Pour 2026, la CRE prévoit 90 TWh soutenus pour 7,6 milliards d'euros de charges.

Lorsque ces productions subventionnées inondent le marché et font chuter les prix, voire les rendent négatifs, c'est EDF (et donc le contribuable, puisque EDF est détenue à 100% par l'État) qui absorbe la perte en modulant son parc nucléaire. La France se distingue même par une aberration unique en Europe : elle indemnise les producteurs d'ENR lorsqu'ils cessent de produire en période de prix négatifs. Les ENRi sont donc payées quand elles produisent et payées quand elles ne produisent pas.

Flux financiers de la modulation : qui paie, qui gagne ?



Transferts annuels estimés liés à la coexistence ENRi/nucléaire



Le mécanisme est celui d'un transfert de richesse : les contribuables financent les subventions ENR, les ENR subventionnées font chuter les prix, EDF absorbe la perte en modulant, le coût complet du nucléaire augmente, et cette augmentation est répercutée sur le consommateur via les tarifs. Le tout au bénéfice d'investisseurs privés dans l'éolien et le solaire, souvent des fonds internationaux.

Partie V : La question de la stabilité du réseau, coût caché de la modulation

5.1 Le nucléaire ne fait pas que produire des MWh

Un aspect systématiquement occulté par les promoteurs des ENR est la contribution du parc nucléaire à la stabilité du réseau électrique. Les réacteurs nucléaires, comme toutes les machines synchrones (hydraulique, thermique), fournissent des services essentiels au réseau : l'inertie mécanique (qui stabilise la fréquence en cas de déséquilibre soudain), le réglage de tension (maintien du voltage dans les normes techniques) et la réserve de puissance réactive.

Les ENR intermittentes, connectées au réseau via des onduleurs électroniques, ne fournissent que marginalement ces services. Le rapport EDF souligne cette réalité : « les capacités renouvelables sont connectées au réseau de distribution et contribuent très peu aux services de maintien de la tension et de la fréquence sur le système électrique ».

5.2 Le précédent ibérique du 28 avril 2025

Le rapport EDF mentionne explicitement le black-out qui a frappé la péninsule ibérique le 28 avril 2025 comme illustration des risques liés à la réduction de la part des machines synchrones dans le mix. Cet événement, survenu en période de faible consommation et de forte production solaire, a privé d'électricité des dizaines de millions de personnes en Espagne et au Portugal.

L'enquête a mis en évidence le rôle de la faible inertie du système au moment de l'incident : avec une part élevée de production solaire et éolienne (non synchrone), le réseau manquait de la « masse tournante » nécessaire pour absorber un déséquilibre soudain. C'est exactement le scénario que la modulation croissante du nucléaire français risque de reproduire.

EDF envisage d'ailleurs que RTE puisse à l'avenir demander de maintenir des réacteurs en service non pas pour produire de l'électricité, mais uniquement pour fournir de l'inertie au réseau. Ce serait le comble de l'absurdité économique : faire tourner des réacteurs nucléaires au ralenti, à perte, pour compenser l'instabilité créée par les ENR.

Partie VI : L'argument de la CRE disséqué - les trois sophismes

6.1 Premier sophisme : la confusion entre choix et contrainte

La CRE écrit qu'EDF « choisit » de moduler plutôt que d'offrir sa production à prix inférieur aux ENR. C'est techniquement exact mais économiquement absurde. EDF pourrait en effet offrir son nucléaire à -50 €/MWh pour passer avant les ENR dans l'ordre de préséance. Il subirait alors des pertes directes massives au lieu de pertes indirectes massives. Le fait qu'EDF « choisisse » la moins mauvaise option ne transforme pas cette option en stratégie gagnante.

Par analogie, un salarié dont l'employeur réduit unilatéralement le salaire « choisit » de rester plutôt que de démissionner. Cela ne signifie pas que la baisse de salaire lui est profitable.

6.2 Deuxième sophisme : l'optimisation marginale érigée en bénéfice net

Le fait qu'EDF puisse vendre quelques MWh plus cher le soir que ce qu'il aurait obtenu à midi ne constitue un « gain » que par rapport au scénario catastrophe de la vente à prix négatif. Par rapport au scénario de référence (production continue en base), c'est une perte sèche.

C'est comme dire qu'un commerçant forcé de brader ses stocks à -50% « gagne de l'argent » parce qu'il aurait pu les donner gratuitement.

6.3 Troisième sophisme : l'omission des coûts de système

L'argument de la CRE ne prend en compte que le différentiel de prix spot horaire. Il ignore totalement les surcoûts de maintenance, l'usure accélérée, le manque à gagner sur les volumes perdus, le renchérissement du coût unitaire du MWh, l'impact potentiel sur la durée de vie des réacteurs et les coûts de stabilisation du réseau. C'est comme évaluer la rentabilité d'un chauffeur Uber en ne comptant que les courses effectuées, sans l'essence, l'assurance, la dépréciation du véhicule et les réparations.

Partie VII : Le tableau complet - coûts ENRi + modulation pour le système électrique

7.1 Le coût total pour la collectivité

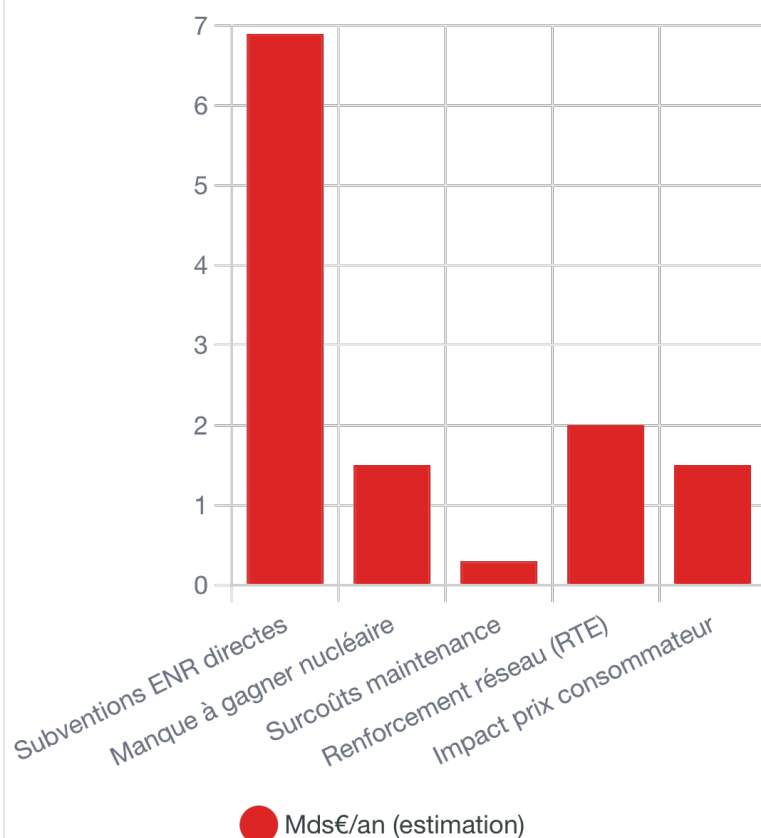
Pour appréhender le coût réel de la politique actuelle, il faut additionner les transferts financiers vers les producteurs d'ENRi et les coûts de la modulation qu'ils imposent au reste du système.

Les subventions directes aux ENR s'élèvent à 6,9 milliards d'euros en 2025, avec une projection à 7,6 milliards pour 2026 selon la CRE. Le surcoût de maintenance du parc nucléaire lié à la modulation est estimé à plus de 50 millions d'euros par an (chiffrage partiel d'EDF), mais pourrait atteindre « des milliards d'euros » selon Transitions & Energies. Le manque à gagner d'EDF sur la production nucléaire non réalisée se situe entre 1 et 2 milliards d'euros par an. Le coût de renforcement du réseau (lignes haute tension, interconnexions, stockage) pour intégrer les ENR est de l'ordre de plusieurs milliards supplémentaires. L'impact sur la durée de vie des réacteurs, s'il se confirme, pourrait se chiffrer en dizaines de milliards.

Coût annuel estimé des ENRi pour le système électrique français



En milliards d'euros - Estimation 2025-2026



7.2 Le paradoxe français

La France se trouve dans une situation paradoxale documentée par le rapport EDF : elle importe encore pour environ 60 milliards d'euros d'énergies fossiles par an (gaz, pétrole), mais elle « peine à absorber une électricité décarbonée devenue excédentaire à court terme ». La consommation électrique stagne, inférieure de 4% à son niveau pré-Covid, parce que l'électrification des usages (véhicules électriques, pompes à chaleur, industrie) prend du retard.

Pendant ce temps, on continue à installer 5 à 7 GW de capacités ENR par an (soit environ +6 TWh/an de production solaire), aggravant mécaniquement la surproduction et la modulation forcée du nucléaire. La file d'attente des installations renouvelables en attente de raccordement chez Enedis est de 29 GW. Autrement dit, la France s'apprête à aggraver considérablement le problème avant même d'avoir commencé à le résoudre.

Partie VIII : Les solutions ignorées

8.1 Accélérer l'électrification des usages

EDF identifie dans son rapport « le levier principal d'atténuation de la modulation » : l'accélération de l'électrification des usages. Si la consommation électrique augmentait grâce au déploiement massif de véhicules électriques, de pompes à chaleur et de fours industriels électriques, les surplus de production seraient absorbés et la modulation diminuerait.

C'est la solution la plus cohérente sur le plan systémique : elle réduit simultanément les importations de fossiles (60 Mds€/an), la modulation du nucléaire, les émissions de CO2 et la facture énergétique globale. Mais elle nécessite des investissements publics massifs et une volonté politique qui fait défaut.

8.2 Développer la flexibilité de la demande

RTE manque d'offres de consommation à la hausse à activer lors des épisodes de surproduction. Le développement de consommations flexibles (recharge intelligente des véhicules électriques, chauffe-eau connectés, électrolyseurs d'hydrogène) pourrait absorber une partie des surplus.

8.3 Ralentir le déploiement des ENRi

La solution la plus directe et la plus taboue politiquement est de ralentir le rythme de déploiement de l'éolien et du solaire tant que la demande n'augmente pas. EDF le suggère pudiquement en évoquant « la réduction du rythme de développement des ENR » parmi les pistes d'atténuation.

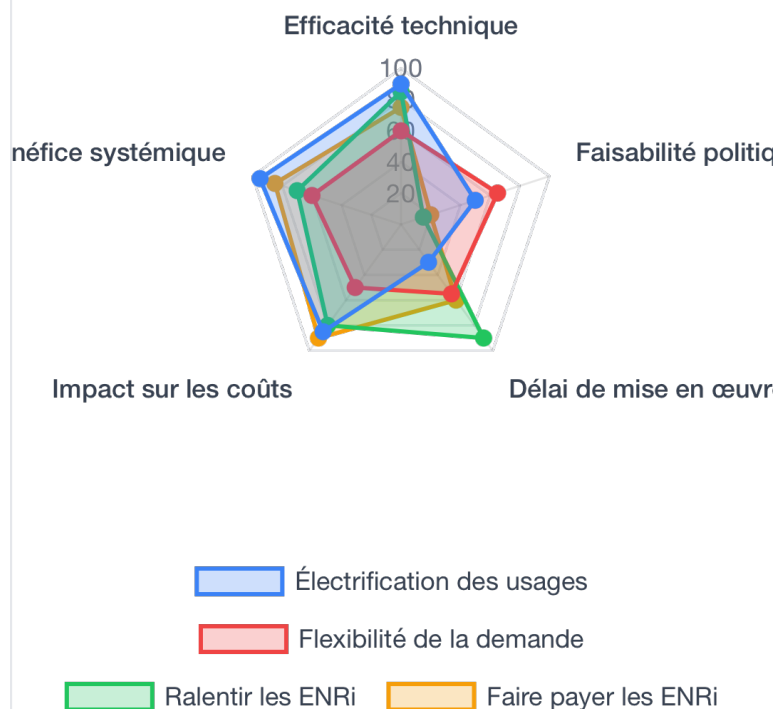
8.4 Faire porter aux ENRi le coût de leur intermittence

Dernière piste, régulièrement proposée par les défenseurs du nucléaire : reporter sur les producteurs ENR les coûts systémiques que leur intermittence impose au reste du parc. Cela supposerait de modifier le cadre réglementaire pour que les ENR participent financièrement à l'équilibrage du réseau plutôt que d'en bénéficier gratuitement.

Évaluation des solutions d'atténuation de la modulation



Score sur 100 selon trois critères



Partie IX : Contre-arguments anticipés et réponses

« La modulation existe depuis toujours, ce n'est pas nouveau »

On vous répondra que le parc français a toujours modulé, ce qui est vrai : la modulation de 1994 atteignait 51 TWh. Voici pourquoi c'est incomplet. Le rapport EDF distingue explicitement un changement de nature, pas seulement de volume. Historiquement, la modulation intervenait la nuit et le week-end (creux de consommation prévisibles). Désormais, elle frappe en plein jour (11h-17h), au rythme aléatoire de la « cloche solaire », avec des arrêts complets de réacteurs (phénomène rare avant 2024). Le volume de modulation par arrêt a doublé par rapport à 2014-2023 et triplé par rapport à 2004-2013. Les sollicitations mécaniques et thermiques que cela impose aux turbines, organes d'admission et circuits secondaires sont qualitativement différentes d'une baisse de charge nocturne programmée. Comparer la modulation de 2025 à celle de 1994 revient à comparer une route de campagne et une piste d'aéroport sous prétexte que les deux sont goudronnées.

« EDF pourrait offrir son nucléaire à prix plus bas et passer avant les ENR »

On vous répondra qu'EDF « choisit » de ne pas se positionner devant les ENR dans l'ordre de préséance. Voici pourquoi c'est absurde. Pour passer avant une production ENR offerte à 0 €/MWh (voire à prix négatif, puisque les ENR sous obligation d'achat n'ont aucun intérêt à s'arrêter), EDF devrait offrir son nucléaire à des prix inférieurs à son coût variable, c'est-à-dire payer pour produire. Le coût variable du nucléaire (5-8 €/MWh) est certes très bas, mais il n'est pas nul. Quand le prix spot descend en dessous de ce seuil (12% des heures en 2024 selon la CRE), produire génère une perte nette par MWh. « Choisir » de ne pas produire à perte n'est pas une stratégie d'optimisation, c'est un réflexe de survie comptable. Et même si EDF acceptait de produire à perte pour « garder sa place », cela ne résoudrait pas le problème de fond : les coûts fixes continueraient à courir, les équipements continueraient à s'user, et le contribuable paierait la différence.

« Les ENR font baisser le prix de l'électricité pour le consommateur »

On vous répondra que l'injection d'ENR fait mécaniquement baisser le prix spot, ce qui profite au consommateur. Voici pourquoi c'est un trompe-l'œil. Le prix spot ne représente qu'une fraction de la facture du consommateur. Celle-ci intègre les subventions ENR (6,9 Mds€ en 2025, financées par la CSPE et le budget de l'État), le coût du réseau (en hausse pour intégrer les ENR décentralisées), et le coût de la flexibilité (modulation, stockage, back-up gaz). L'« effet prix » des ENR sur le marché spot, que la CRE elle-même identifie comme la cause de l'augmentation des charges de service public, est un jeu à somme négative : chaque euro « économisé » sur le spot par le consommateur lui coûte plus d'un euro en subventions et en surcoûts de système. La CRE prévoit d'ailleurs une hausse des charges ENR de 6,9 à 7,6 Mds€ entre 2025 et 2026, précisément parce que l'« effet prix » des ENR fait baisser le « coût évité » et gonfle mécaniquement le montant du soutien public.

« La transition énergétique nécessite de la flexibilité, c'est normal »

On vous répondra que toute transition énergétique implique des coûts d'adaptation et que la flexibilité du nucléaire est un atout. Voici pourquoi c'est un renversement de la charge de la preuve. La flexibilité du nucléaire est effectivement un atout technique remarquable, et le rapport EDF le reconnaît. Mais un atout technique n'est pas un avantage économique quand il est mobilisé pour compenser les défauts d'un autre moyen de production. Les centrales à gaz sont conçues pour le suivi de charge (coûts variables élevés, coûts fixes faibles) ; les centrales nucléaires sont conçues pour la base (coûts fixes élevés, coûts variables faibles). Utiliser le

nucléaire en suivi de charge, c'est détourner un actif de sa finalité économique optimale. Le coût de cette flexibilité forcée devrait logiquement être porté par ceux qui la rendent nécessaire, c'est-à-dire les producteurs d'ENR intermittentes, et non par EDF ni par le consommateur.

Conclusion : un mensonge par omission au service d'intérêts privés

L'argument selon lequel la modulation « fait gagner de l'argent » à EDF repose sur trois procédés rhétoriques classiques de la désinformation économique : la confusion entre optimisation sous contrainte et bénéfice net, l'omission délibérée des coûts de système, et l'inversion causale (présenter la conséquence d'un problème comme une solution au problème).

Le rapport d'EDF du 16 février 2026 apporte la démonstration, par l'opérateur lui-même, que la modulation est un coût croissant, pas un bénéfice. Les surcoûts directs identifiés (50 M€/an, chiffrage partiel) ne sont que la partie émergée de l'iceberg. Le manque à gagner sur la production non réalisée (1 à 2 Mds€/an), le renchérissement du coût unitaire du MWh nucléaire, l'usure accélérée des équipements et le risque sur la durée de vie des réacteurs constituent le véritable coût de la coexistence imposée entre nucléaire en base et ENR intermittentes.

Ce coût est supporté par la collectivité, c'est-à-dire par les contribuables et les consommateurs d'électricité, au bénéfice des investisseurs privés dans l'éolien et le solaire qui touchent des tarifs garantis quelle que soit la valeur de marché de leur production. Affirmer que cette situation « fait gagner de l'argent » à EDF, c'est faire du lobbying, pas de l'analyse économique.

Le titre de la CFE Énergies résume la situation mieux qu'aucune analyse : « Nous sommes en train d'autodétruire notre système électrique. »

Encadré : Hypothèses & méthode

Prix moyen retenu : 50-70 €/MWh (fourchette du prix spot baseload France 2025 hors heures négatives ; source : EPEX Spot). **Coût variable nucléaire** : 5-8 €/MWh (combustible cycle complet ; source : CRE oct. 2025, confirmé CEA). **Part redéployable** : 30% des TWh modulés,

hypothèse haute ; en pratique, une partie de l'énergie modulée est perdue (économie combustible non récupérable, contraintes de rampe) et seule la modulation de court terme pour prix bas (60% du total selon la CRE) est potentiellement redéployable, dont une fraction se heurte à des prix également bas sur les heures adjacentes. **Périmètre TWh "perdus" vs "déplacés"** : sur les 33 TWh modulés en 2025, EDF distingue 40% de modulation de long terme (gestion combustible, partiellement déplaçable dans le cycle) et 60% de modulation de court terme (dont 13 TWh en 2024 par pur « manque de débouchés économiques », c'est-à-dire sans possibilité de redéploiement rentable). Les TWh « perdus » au sens strict sont ceux modulés à prix nul ou négatif sans report possible ; les TWh « déplacés » sont ceux effectivement revendus à un prix supérieur sur une autre heure. Le gain marginal est calculé sur les seuls TWh déplacés, tandis que le manque à gagner porte sur l'écart entre production réelle et production théorique en base. **Limite** : le rapport EDF de février 2026 ne fournit pas de chiffrage financier complet ; les ordres de grandeur présentés ici sont donc conservateurs et susceptibles de révision à la hausse.

Sources principales

- EDF, « Rapport sur la modulation du parc de production », 16 février 2026
- CRE, « Évaluation des coûts complets de production de l'électricité nucléaire historique », octobre 2025
- CRE, « Analyse sur le phénomène de prix de l'électricité négatifs et recommandations », novembre 2024
- CRE, Délibération relative aux charges de service public de l'énergie, juillet 2025
- RTE, Bilan prévisionnel 2025
- SFEN/RGN, « Sept enseignements du rapport d'EDF sur la modulation nucléaire », février 2026
- CEA, « L'essentiel sur le coût du nucléaire » 
- Connaissances des Énergies, « Interconnexions électriques : tous les systèmes sont loin d'être gagnants », février 2026