Henri Prévot le 31 octobre 2026

Présentation d'une étude

Etude d'un marché de l'électricité en relation avec un autre marché à l'aide d'une simulation simplifiée
Réplique de l'année 2024, et ce qui aurait pu être selon quelques variantes
Quelques enseignements sur les prix, les coûts et le financement

A l'aide d'un simulateur du marché de l'électricité en France en relation avec un marché « Europe sans la France », et à partir d'une réplique de ce que l'on a observé en 2024, cette étude mesure la sensibilité des prix, des revenus et des coûts à un grand nombre de facteurs parmi lesquels : le degré de priorité d'accès au nucléaire donnée à la consommation française, la capacité des interconnexions avec les pays voisins, le niveau et profil horaire de la consommation d'électricité, le prix du gaz, la capacité de production de l'éolien et du photovoltaïque.

Préambule

Pourquoi étudier comment se forme le prix de l'électricité sur le marché

Le marché de l'électricité a été créé pour employer à chaque instant de la façon la plus efficace les moyens de production et de stockage tels qu'ils existent. Le prix qui émerge à un instant t est donc utile à cet instant et pendant les quelques heures qui précèdent, mais n'a plus aucune signification une fois cet instant t passé. En conséquence, la comparaison entre les recettes venant du marché de chaque moyen de production et de stockage et ses dépenses ne dit rien de son utilité dans le système électrique et ne peut pas orienter les décisions d'investissement de manière pertinente.

Néanmoins, il est utile d'analyser comment se forme le prix de marché pour anticiper ce que devront être les mécanismes hors marché (complément de financement ou prélèvement sur les recettes venant du marché) pour assurer un financement exact de chacun des moyens de production et de stockage.

Par ailleurs, bien qu'une petite partie seulement des transactions passe par le marché, le consommateur d'électricité peut l'acheter à un prix directement lié au prix de marché, prix spot ou prix à terme ; de même les prix convenus dans les contrats pluriannuels se réfèrent souvent aux prix à terme sur le marché, eux-mêmes dépendants des prix spots ; le consommateur d'électricité peut aussi l'acheter à un prix réglementé ; celui-ci est aujourd'hui calculé à partir de moyennes sur quelques années des prix de marché, prix spot ou prix à terme.

C'est ainsi que le prix de marché de l'électricité, à l'origine un moyen d'utiliser efficacement à chaque instant le parc de production tel qu'il existe, est devenu une référence dont on ne peut se passer.

L'étude suppose que toutes les ventes se font au prix de marché à court terme, le prix « spot ». Elle calcule les recettes de chaque moyen de production. Elle calcule aussi le coût de l'électricité pour la collectivité nationale en tenant compte du total des dépenses en France, des recettes d'exportation et du « péage » qui est prélevé au passage de la frontière entre deux systèmes électriques lorsque l'interconnexion est saturée et qui est reversé à égalité aux gestionnaires des deux systèmes électriques.

On utilise pour cela SimelSP4, un logiciel qui simule le marché en France et un marché fictif « Europe sans la France », l'un et l'autre reliés dans la limite de la capacité des « interconnexions ».

Cette note présente quelques résultats dans deux contextes politiques différents : ou bien, comme avec le régime de l'ARENH qui s'est éteint à la fin de 2025, la consommation française bénéficie d'une certaine priorité d'accès au nucléaire, ou bien les exportations sont libres, dans la limite bien sûr de la capacité des interconnexions.

Le régime des exportations d'électricité jusqu'à la fin de 2025 et ensuite : « la fin de l'ARENH »

> Jusqu'à la fin de 2025, le régime dit de l'ARENH donnait à la consommation française une certaine priorité d'accès à la production nucléaire, ce qui limitait les possibilités d'exportation. Au-delà, les exportations seront le résultat de la concurrence entre les marchés en France et hors de France dans la limite de la capacité des lignes d'interconnexions.

Le système électrique qui réplique ce qui a été observé en 2024 sert de référence dans ces deux contextes politiques.

Les variantes sont : une consommation supérieure de 20 TWh/an, le doublement du prix du gaz, une capacité d'interconnexion de 30 GW au lieu de 20 GW, une valorisation plus ou moins forte de l'électricité fournie par les flexibilités autres que la production à partir de gaz.

Quelques résultats notables :

L'étude suppose que les ventes d'électricité se font au prix de marché spot.

Lorsque quelque chose change, l'effet sur le prix et l'effet sur le coût sont toujours très différents : généralement l'un monte et l'autre descend ou inversement.

Si en 2024 l'exportation avait libre, c'est-à-dire sans priorité d'accès au nucléaire donnée à la consommation française, et sans augmenter la capacité des interconnexions (20 GW), les exportations auraient été de 130 TWh au lieu de 100 TWh ; le besoin d'électricité produite à partir de gaz aurait été supérieur ; le prix aurait été de 75,2 €/MWh au lieu de 59,7 €/MWh) ; le coût pour la société aurait moindre de 4 €/MWh. Les recettes du nucléaire venant du marché français et des exportations, déduction faite du péage prélevé à l'exportation lorsque l'interconnexion est saturée, auraient été de 70 €/MWh, insuffisantes pour financer le renouvellement du parc. Sans ce péage, les recettes auraient été de 78 €/MWh.
Si l'exportation est libre, une augmentation de la capacité des interconnexions de 20 à 30 GW fait monter les exportations jusqu'à 182 TWh, augmente le besoin d'électricité produite à partir de gaz jusqu'à 114 TWh ; fait monter le prix jusqu'à 82,9 €/MWh et diminue un peu le coût de l'électricité pour l'économie nationale. Les recettes du nucléaire venant du marché national et des exportations déduction faite du péage sont 78 €/MWh, largement supérieures aux dépenses du nucléaire existant ; elles financent le nucléaire nouveau s'il coûte moins de 6500 €/kW installé – ou moins de 10 000 €/kW si le prix du gaz était double (76 €/MWh th au lieu de 38).

Le prix est très sensible à la valeur de l'électricité injectée sur le réseau par les gestionnaires de moyens de flexibilité autres que la production à partir de gaz ; cette valeur est inévitablement spéculative.

Les recettes de marché sont toujours différentes des besoins de financement ; selon les configurations les écarts peuvent se chiffrer par milliards d'euros par an.

Le plan
Préambule
Une réplique de 2024
Les effets d'une modification de quelques facteurs :
- La consommation : son niveau annuel et son profil horaire
- Le degré de priorité d'accès au nucléaire donné à la consommation française : effet sur le prix et sur les exportations
- La capacité éolienne et la capacité photovoltaïque
- Le prix du gaz
- La capacité des interconnexions

Le rôle du stockage et autres flexibilités
- La valorisation de l'électricité restituée par le stockage et les flexibilités
- Les quantités restituées par le stockage et autres flexibilités dépendent des conditions d'accès au nucléaire
- La valeur de l'énergie déclarée par le stockeur.

Le revenu procuré par le marché et les dépenses
Comment sont calculés le revenu procuré par le marché e les dépenses
Avec les hypothèses qui répliquent l'année 2024
L'hydraulique, l'éolien, le photovoltaïque, à partir de gaz : recettes et dépenses
Le cas du nucléaire
Sans priorité d'accès au nucléaire donnée à la consommation française
Si la capacité des interconnexions est 20 GW, comme aujourd'hui
Si la capacité des interconnexions est 30 GW
Les dépenses du point de vue de l'économie nationale
Avec 20 GW d'interconnexion, la consommation française a ou n'a pas priorité d'accès au nucléaire
Les exportations sont libres, la capacité d'interconnexion est 20 ou 30 GW : comparaison
Une synthèse provisoire
Annexe 1 : le fonctionnement de SimelSP4 – présentation simplifiée

1-Une réplique de 2024

Dans cette simulation, la consommation réelle hors les pertes en ligne est 415 TWh/an, soit 442 TWh/an avant les pertes en ligne. La capacité nucléaire est 61 GW. Le total des capacités éolienne et photovoltaïque est 40,5 GW. Les batteries, les steps et les flexibilités de la consommation et de la production hydraulique ont ensemble le même effet sur le réseau électrique qu'une capacité de stockage de 190 GWh.

Si l'on introduit dans SimelSP4 la consommation française et le parc de production et de stockage tels qu'ils étaient en 2024 en France, et si l'on suppose que tout le potentiel nucléaire est destiné en priorité à la consommation française, SimelSP4 calcule que les exportations, qui se font alors seulement sur excédents, sont inférieures à qu'elles furent en réalité ; plus significatif : il calcule que le prix sur le marché est très inférieur à ce qu'il fut en réalité.

En revanche, après avoir ajusté quelques paramètres, SimelSP4 retrouve à peu près le prix moyen sur le marché français, 58 €/MWh, les exportations (environ 100 TWh), la somme des importations et de production à partir de gaz 100 TWh. Alors, il calcule aussi la production nucléaire qui dessert la consommation française ; celle-ci est légèrement supérieure aux quantités qui, de par la loi, doivent être consommées en France – cf. le tableau ci-dessous.

Certes la simulation par SimelSP4 repose sur un grand nombre de données incertaines mais le fait que l'on puisse se rapprocher ainsi de ce qui a été observé permet de l'utiliser, d'autant plus qu'elle est parfaitement « transparente », et qu'il est facile de modifier les hypothèses.

Dans la suite, nous passons en revue plusieurs facteurs qui ont un effet sensible sur les exportations, sur la consommation ou l'importation d'électricité produite à partir de gaz, sur le prix spot donc sur le revenu procuré par le marché.

Les hypothèses de capacités, rendement et coût et les principaux résultats sont publiés ici :
AA-SP4-Fr-annee-2024-C-lie-a-Eur-hors-Fr.xlsx

2- Les effets de quelques facteurs : consommation, priorité d'accès au nucléaire et autres

2.1- Le niveau et le profil de la consommation finale

Le niveau de la consommation finale

Si la consommation passe de 415 TWh à 435 TWh/an, la valeur moyenne du prix spot passe de 57,9 €/MWh à 66,2 €/MWh. Cela fait une différence de 3,3 milliards d'euros par an.

Inversement, si la consommation est seulement de 400 TWh/an, le prix spot moyen est 51,6 €/MWh ; le revenu tiré du marché diminue de 2,7 milliards d'euros par an.

Le profil horaire de la consommation finale

SimelSP4 donne la possibilité de se référer aux profils horaires de six années différentes.

Sans modifier la consommation annuelle ni la production annuelle d'électricité éolienne et photovoltaïque, en changeant seulement le profil horaire de l'une et de l'autre, les prix moyens sont dans une fourchette entre 55 €/MWh et 66 €/MWh. Cela montre la sensibilité du prix à la variabilité climatique interannuelle. Une telle variabilité se traduit par une incertitude sur les revenus annuels de 3,6 milliards d'euros.

Exportations, production ou importations à partir de gaz, et prix spot moyen en 2024 en réalité, ou bien avec une simulation qui réplique à peu près la réalité ou bien selon le degré de priorité d'accès au nucléaire donnée à la consommation française

Part de la capacité nucléaire réservée en priorité à la consommation en France	100,0%	68,0%	0,0%	La réalité en 2024
Exportations	66,7	99,7	130,4	100
Import et production d'électricité à partir de gaz	10,09	37,48	64,73	35
Nombre d'heures où la production ex gaz est marginale *	262	2710	4572	
Prix de marché en France en €/MWh	20,1	57,9	75,2	57,9
Nucléaire desservant la consommation française **	292,8	267,4	240,3	> 240 TWh
Injection d'une électricité « déstockée »	1,8	10.7	12,0	

* Il s'agit de l'injection sur le réseau d'une production pilotable à partir de gaz

** En 2024, la production nucléaire qui, par la loi ou par des contrats commerciaux, est tenue de desservir la consommation française était 240 TWh.

2.2- Le degré de priorité d'accès au nucléaire donné à la consommation française. Effet sur le prix et les exportations

Le prix sur le marché dépend beaucoup du nombre d'heures pendant lesquelles fonctionnent les turbines à gaz ou pendant lesquelles il est nécessaire d'importer de l'électricité produite à partir de gaz. Et ce nombre d'heures dépend beaucoup de la capacité nucléaire disponible pour la consommation française, c'est-à-dire du degré de priorité donné à la consommation française pour accéder au nucléaire.

1- Si tout le potentiel nucléaire avait été destiné en priorité à la consommation française, le nucléaire, les flexibilités de la production hydraulique et les moyens de stockage auraient presque suffi à y répondre ; les moyens de production pilotables à partir de gaz n'auraient fonctionné que 70 heures (sur 8760 heures). Le prix sur le marché aurait donc été donc presque toujours très bas. En moyenne sur l'année, 20,3 €/MWh. Les exportations se seraient faites seulement sur excédents ; elles auraient été de 64,9TWh. Le système électrique n'a pas besoin de production flexible à partir de gaz ni d'importation.

2-Si la consommation française n'avait pas eu de priorité d'accès au nucléaire, les exportations auraient été limitées par la capacité des interconnexions. Elles auraient été de 130 TWh. La production à partir de gaz et les importations d'électricité produite à partir de gaz auraient été de 64,4 TWh. Le prix de marché moyen aurait été en France de 75 €/MWh, encore inférieur de 20 €/MWh au prix moyen hors de France.

2.3- La capacité éolienne et la capacité photovoltaïque

La situation de référence est ici le parc de production de l'année 2024 sans que la consommation française ait de priorité d'accès au nucléaire.

Si la capacité éolienne double, passant de 20,5 GW à 41 GW, le besoin d'électricité produite à partir de gaz passe de 64 TWh/an à 44,0 TWh/an ; le prix passe de 75,2 €/MWh à 59,5 €/MWh ; les exportations augmentent très peu, car elles sont limitées par la capacité des interconnexions.

Si la capacité photovoltaïque passe de 20 à 40 GW, le besoin d'électricité produite à partir de gaz passe de 64 TWh à 59 TWh/an, le prix passe de 75,2 €/MWh à 68 €/MWh. Là aussi, les exportations augmentent très peu.

2.4- Le prix du gaz

Le prix du gaz a évidemment un effet sur le prix de l'électricité. SimelSP4 le mesure.

Dans les simulations présentées ici, le prix du gaz est 38 €/MWh et le coût du CO2, 70 €/tCO2. Dans la réplique de l'année 2024, la consommation d'électricité produite à partir de gaz est 37,5 TWh.

Dans la réplique approchée de la situation actuelle, le prix spot est en moyenne annuelle 57,9 €/MWh. Si le prix du gaz doublait sans changement du coût du CO2, le prix spot monterait à 80,9 €/MWh. La différence est 23 €/MWh donc, pour 420 TWh, 10 milliards d'euros.

L'augmentation des dépenses de gaz serait de 2,4 milliards d'euros.

En revanche, si l'exportation d'électricité ne se fait que sur des possibilités excédentaires de production, il est possible de répondre à la demande sans recourir à une production pilotable à partir de gaz. Donc, un doublement du prix du gaz n'augmente pas le prix spot.

2.5- La capacité des interconnexions

Effet sur les exportations d'électricité nucléaire et sur le prix de marché

Dans la réplique de ce qui s'est passé en 2024, la consommation en France a, à toute heure, une priorité d'accès sur 68 % du potentiel nucléaire. Avec 20 GW d'interconnexion les exportations sont 99,7 TWh/an. Avec 30 GW, elles seraient de 101,5 TWh, soit seulement 1,8 TWh/an de plus.

Ce résultat est notable : sous le régime de l'ARENH, une augmentation de la capacité des interconnexions n'aurait eu aucun effet sur le marché français.

Si la consommation française n'a pas de priorité d'accès au nucléaire, faire passer la capacité des interconnexions de 20 à 30 GW a pour effet que les exportations passent de 130 à 182 TWh. Ces exportations supplémentaires ont pour effet d'augmenter la consommation d'électricité produite à partir de gaz (elle passe de 62 TWh/an à 114 TWh/an), donc d'élever le prix sur le marché français : il passerait de 75,0 €/MWh à 83 €/MWh. Néanmoins le prix sur le marché français serait encore inférieur de 20 €/MWh au prix de marché hors de France.

Le passage de 20 à 30 GW d'interconnexion abaisse de 5 €/MWh le prix sur le marché extérieur.

Effet sur les importations d'électricité éolienne et photovoltaïque

Selon une simulation du système électrique des pays voisins, leurs excédents de possibilités de production pouvant être exportés sont aujourd'hui de quelques TWh/an. Cette possibilité est comptée heure par heure comme une augmentation de la ressource éolienne et photovoltaïque sur le marché français. Celle-ci a un effet sur la consommation d'énergie éolienne ou photovoltaïque : une augmentation de 2,45 TWh/an ou 2,84 TWh selon que la capacité des interconnexions est 20 ou 30 GW.

Dns les années à venir, le marché en France sera beaucoup plus sensible à une augmentation de la capacité des interconnexions.

3- **Le rôle du stockage et autres flexibilités**

3.1- **La valorisation de l'électricité restituée par le stockage et les flexibilités**

SimelSP4 considère ensemble les batteries, les Steps et les flexibilités de consommation et de production hydraulique, et distingue deux services rendus par ce « stockage au sens large » : mieux employer les possibilités de production non pilotables et diminuer le besoin de capacité pilotable. Il s'agit ici du premier de ces deux services ; l'autre est assimilable à une production « de pointe ». Ici, cet ensemble a sur le système électrique le même effet qu'un moyen de stockage de 190 GWh. Appelons « stockeurs » ceux qui gèrent ces moyens de stockage et de flexibilités.

3.2- **Les quantités restituées par le stockage dépendent des conditions d'accès au nucléaire**

Le « stockage au sens large » redonne au réseau 1,8 TWh/an ou 10,7 TWh/an ou 12 TWh/an selon que la consommation française a une priorité d'accès sur 100 % ou 68 % du potentiel nucléaire ou bien n'a aucune priorité.

Dans une situation voisine de la situation actuelle, pendant 2000 heures par an, près d'une heure sur quatre, le prix spot est égal à la valeur déclarée par les stockeurs d'électricité – on rappelle que les stockeurs sont ceux qui disposent de moyens de flexibilité autres que la production à partir de gaz.

3.3-La valeur de l'énergie déclarée par le stockeur

La valeur déclarée au gestionnaire du réseau de l'énergie livrée par le stockeur est un « coût d'opportunité » ; celui-ci est intermédiaire entre les valeurs déclarées pour la production d'électricité nucléaire et pour la production au gaz par des CCG, c'est-à-dire entre 10 €/MWh et 100 €/MWh. Dans cette large plage le stockeur choisit une valeur dont il attend qu'elle maximise ses recettes.

Faute d'autres points de repère, la valeur retenue ici est ajustée de façon à retrouver le prix de marché moyen annuel observé en 2024 ; elle est alors de 40 €/MWh. Si cette valeur déclarée était 100 €/MWh, le prix moyen du marché serait de 76,5 €/MWh au lieu de 57,9 €/MWh.

Depuis le début de l'année 2026, la consommation française n'a plus de priorité d'accès au nucléaire. Dans ces conditions, avec les données de 2024, selon que la valeur de l'électricité déstockée serait de 100 ou de 40 €/MWh, le prix moyen annuel serait de 89,2 ou 75,2 €/MWh.

4- **Le revenu procuré par le marché et les dépenses**

> Les coûts et dépenses des moyens de production et de stockage sont donnés ici : AA-SP4-Fr-annee-2024-C-lie-a-Eur-hors-Fr.xlsx Les dépenses de réseau interne sont 5000 M€/an ; les dépenses de 20 GW d'interconnexion sont 1000 M€/an

4.1- **Comment sont calculés le revenu procuré par le marché et les dépenses**

Dans SimelSP4, les moyens de production et de stockage sont regroupés en « classes » selon une valeur que le producteur a déclarée au gestionnaire du réseau. Par exemple un moyen de la classe 10 sera appelé si le prix du marché est égal ou supérieur à 10 €/MWh. Eolien, photovoltaïque, hydraulique « de base » sont dans la classe zéro ; on y trouve aussi les productions fatales comme l'électricité produite en cogénération ou l'électricité nucléaire lorsque sa production touche un minimum technique. Dans une classe « de pointe » on trouve la production des turbines à combustion, TAC, le déstockage lorsque celui permet de diminuer la capacité des moyens de production de pointe.

SimelSP4 connaît heure par heure le prix de marché et les quantités d'électricité délivrées par chaque classe de moyens ; il répartit le revenu de chaque classe entre les moyens qui la constituent. Le revenu d'un moyen qui fait partie de plusieurs classes est la somme des revenus qu'il perçoit dans les classes auxquelles il appartient. Ainsi, le revenu de l'hydraulique est la somme des revenus perçus comme

production de base, comme moyen de stockage pour bien utiliser le potentiel éolien ou photovoltaïque et comme moyen de pointe.

4.2- **Avec les hypothèses qui répliquent l'année 2024**

La consommation française a une certaine priorité d'accès au nucléaire. Le prix du gaz est 38 €/MWh.

4.2.1 : **l'hydraulique, l'éolien, le photovoltaïque : recettes et dépenses**

La consommation française bénéficie d'une certaine priorité d'accès au nucléaire. La capacité des interconnexions est 20 GW

	Recettes	Dépenses	Différence
Hydraulique	3364	2258*	1106
Eolien	1848	2873	-1025
Photovoltaïque	3364	2258	1106
Nucléaire LCOE 71,7 / 50 €/MWh	22717 **	27748 / 21256	-5031 / 1461
Production flexible à partir de gaz	3197	6723	-3526
* Valeur hypothétique ** y compris les exportations après prélèvement d'un péage de 3000 M€			

L'hydraulique : il est très difficile de dire le coût de l'hydraulique de lacs et de fleuves, tellement il dépend de conventions sur la façon de le calculer. Néanmoins SimelSP4 en calcule un, en explicitant les composantes du coût.

Le revenu que lui procure le marché se décompose ainsi : production de base (69 TWh/an) : 3075 M€ ; flexibilité (40 €/MWh) : 268 M€ ; comme moyen de pointe : 21 M€.

L'éolien : le revenu reçu du marché est inférieur aux dépenses ; la différence est égale à 33 % des dépenses.

Le photovoltaïque : le revenu reçu du marché est inférieur à la moitié des dépenses.

4.2.2 **le cas du nucléaire : le coût des réacteurs nouveaux ou existants**

On retient comme indicateur de coût le LCOE, avec un taux d'actualisation de 4,5 % et une durée de vie de 60 ans. Les dépenses d'investissement, y/c le gros entretien sont celles d'un « réacteur neuf de série » ou bien, pour les réacteurs existants, la somme actualisée des dépenses futures avec une durée bien moindre. Dans le premier cas, 71,7 €/MWh ; dans le second, 50 €/MWh. Les dépenses du nucléaire ainsi comptées sont voisines de 27700 ou 21300 M€ par an.

Les recettes du nucléaire

Les recettes que le marché français procure au nucléaire sont 13600 M€, pour 254 TWh, soit 53,5 €/MWh.

L'exportation calculée par SimelSP4 est 99,7 TWh. Si le consommateur hors de France paie le nucléaire qu'il importe au prix en vigueur sur son marché au moment où l'électricité est importée, la valeur de l'exportation ainsi calculée est 12100 M€, soit 122 €/MWh. Mais EDF n'en reçoit qu'une partie après le prélèvement d'un péage. Celui-ci, en 2024, fut de 3000 M€.

Au total, après péage, les recettes du nucléaire, selon la simulation, sont 22700 M€.

Note : on rappelle que ces calculs supposent que toutes les transactions se font selon le prix de marché. La réalité peut être très différente.

Un péage à l'exportation

A chaque instant où les interconnexions sont saturées, un péage est perçu dont la valeur, en €/MWh, est égale à la différence des prix entre les deux marchés à cet instant.

Le calcul du péage par la simulation ne peut être qu'approximatif. SimelSP4 suppose qu'il y a seulement une ligne d'interconnexion. SP4 fait ses calculs heure par heure avec une hypothèse sur la chronique horaire de la consommation hors de France. Pour lui, l'interconnexion est saturée lorsque l'exportation pendant une heure entière est limitée par la capacité de l'interconnexion. La simulation ignore donc les périodes de saturation qui durent moins d'une heure. Par ailleurs, les interconnexions sont aussi utilisées pour le passage d'électricité « en transit » sur le territoire français, ce qui contribue à leur congestion. Pour retrouver une valeur qui se rapproche de la réalité, l'utilisateur de SimelSP4 introduit un facteur multiplicateur sur la capacité des interconnexions. Pour 2024, un facteur de 70 % permet de retrouver la valeur réelle du péage, soit 3000 M€.

4.3 – Sans priorité d'accès au nucléaire donnée à la consommation en France

4.3.1- Si la capacité des interconnexions est 20 GW

La capacité de l'interconnexion est 20 GW	Recettes M€/an	Dépenses M€/an	Différence M€/an
Hydraulique	4637	2276 *	2361
Eolien	2784	2873	-89
Photovoltaïque	1345	1601	-256
Nucléaire LCOE 71,7/ 50 €/MWh	25939 **	27781 / 21565	-1842 / 4374
Production pilotable à partir de gaz	5907	9782	-3874
* Valeur hypothétique ** Après péage dont le montant est ici 3000 G€			

Selon la simulation, si l'accès au nucléaire est ouvert sans condition sur le lieu de consommation de l'électricité, le produit des recettes pourrait suffire à peu près à financer les dépenses d'éolien et de photovoltaïque.

En revanche elles seraient loin de couvrir les dépenses de la production pilotable à partir de gaz, cela pour deux motifs. D'une part, la simulation suppose qu'il existe une marge de capacité de précaution de 8 GW. D'autre part, d'une façon générale, les dépenses de production à partir de gaz ne peuvent être couvertes par les ventes que s'il existe quelques heures de défaillance pendant lesquelles le prix de l'électricité est de quelques milliers d'euros par MWh.

Les ventes de nucléaire sur le marché national sont 225 TWh ce qui lui procure 15200 M€. Les exportations sont 130 TWh. Si elles se faisaient au prix de marché extérieur, le produit de l'exportation serait 15800 M€. Selon la simulation, le péage prélevé lorsque l'interconnexion est saturée est 5100 M€. Les recettes d'exportation du nucléaire sont dont de 10700 M€. Au total les recettes du nucléaire sont 25900 M€.

Cela dépasse le besoin de financement pour la maintenance du parc nucléaire existant (50 €/kW/an) mais est insuffisant pour financer le renouvellement du parc.

A noter néanmoins que si le produit des exportations n'était pas amputé par le péage, les recettes du nucléaire sur le marché national suffiraient pour financer le renouvellement du parc.

4.3.2- Si la capacité des interconnexions est 30 GW

Les exportations sont 182 TWh.

Le prix est 82,9 €/MWh.

L'éolien et le photovoltaïque sont à peu près financés par le marché.

La production à partir de gaz n'est pas suffisamment financée par le marché : il manque 4500 M€.

Le nucléaire reçoit 11600 M€ du marché national et 17500 de l'exportation après prélèvement d'un péage de 1900 M€. Ces recettes sont donc 29000 M€. C'est suffisant pour financer le renouvellement du parc si le nouveau nucléaire coûte moins de 6500 €/kW installé.

La capacité de l'interconnexion est 30 GW	Recettes M€/an	Dépenses M€/an	Différence M€/an
Hydraulique	5377	2299	3078
Eolien	3527	2873	654
Photovoltaïque	1450	1601	-151
Nucléaire LCOE 71,7/ 50 €/MWh	29042 **	27796 / 22045	+1246 / 6997
Production pilotable à partir de gaz	10900	15400	-4500
* Valeur hypothétique ** Après péage, dont le montant est ici 4640 G€			

Si le prix du gaz est 76 €/MWh (au lieu de 38 €/MWh), les revenus procurés par le marché et par les exportations couvrent les dépenses du nucléaire si l'investissement est inférieur à 10 000 €/kW.

Il ne suffit pas de considérer le prix de marché, qui intéresse le consommateur (ou le trader) et le producteur. En effet, lorsque le produit de la vente ne suffit pas à couvrir les dépenses, les producteurs se tournent vers l'Etat. Regardons donc les dépenses et les recettes du point de vue de l'économie nationale.

5- **Les dépenses du point de vue de l'économie nationale**

Du point de vue de l'économie nationale, il suffit de calculer l'ensemble des dépenses et d'en retrancher les recettes d'exportation. Le résultat, rapporté à la consommation, donne le coût de production de l'électricité.

Du point de vue de l'économie nationale, les recettes d'exportation sont égales au produit des exportations par le prix sur le marché exportateur, calculé heure par heure, diminué de la moitié du péage prélevé sur les exportations.

5.1- Avec 20 GW d'interconnexion : la consommation française a <u>ou n'a pas</u> priorité d'accès au nucléaire

En 2024, la consommation française bénéficiait d'une certaine priorité d'accès au nucléaire. Si les exportations avaient été libres, elles auraient été supérieures, ce qui aurait accru la consommation d'électricité produite à partir de gaz, donc élevé le prix de marché. Le péage à l'exportation aurait été supérieur. Le coût pour l'économie nationale aurait baissé, mais très peu : de 1,5 €/MWh.

Cf. tableau ci-dessous.

La capacité des interconnexions est 20 GW, le LCOE du nucléaire est 71,7 €/MWh
Colonne A La consommation française a une priorité d'accès au nucléaire, comme en 2024
Colonne B : la consommation française n'a pas de priorité d'accès au nucléaire

Dépenses diminuées de la valeur des exportations		Colonne A	Colonne B
Dépenses pour consommation en France.	M € /an	38580	40419
Recettes d'exportation en l'absence de péage	M € /an	11190	14619
Dépenses de réseau en France	M € /an	5737	5737
Interconnexions	M € /an	1 012	1 012
Dépenses diminuées de la valeur des exportations	M € /an	34140	32550
La moitié du péage qui est reversée hors de France	M€/an	1532	2537
Dépenses du point de vue de l'économie nationale	M€ /an	35672	35087
Coût pour l'économie nationale	€/MWh	86,0	84,5
Prix sur le marché français	€ / MWh	57,9	75,2

La capacité des interconnexions est 20 ou 30 GW, le LCOE du nucléaire est 71,7 €/MWh
La consommation française n'a pas de priorité d'accès au nucléaire

Dépenses diminuées de la valeur des exportations		Capacité des interconnexions	
		20 GW	30 GW
Dépenses pour consommation en France.	M € /an	40419	44195
Recettes d'exportation en l'absence de péage	M € /an	14619	20472
Dépenses de réseau interne au marché français	M € /an	5737	5737
Interconnexions	M € /an	1 012	1 518
Dépenses diminuées de la valeur des exportations sans péage	M € /an	32550	30979
La moitié du péage qui est reversée hors de France	M€/an	2537	2320
Dépenses du point de vue de l'économie nationale	M€ /an	35087	33299
Coût pour l'économie nationale	€/MWh	84,5	80,2
Prix sur le marché français	euro / MWh	75,2	82,9

5.2- Les exportations sont libres, capacité des interconnexions de 20 ou 30 GW

Comme dit plus haut, si, comme en 2024, la consommation française a une priorité d'accès au nucléaire, augmenter la capacité des interconnexions n'aurait pas d'autre effet qu'une augmentation du coût de l'interconnexion.

Il en est différemment si les exportations sont libres.

Supposons que la capacité des interconnexions est 30 GW au lieu de 20 GW.

Les exportations sont 182 TWh, la consommation d'électricité produite à partir de gaz est 114 TWh.

Le péage prélevé sur les exportations, calculé comme indiqué plus haut, est 4600 M€ ; la moitié reste dans l'économie française.

Le prix de marché est 82,9 €/MWh – à comparer à 57,9 €/MWh en 2024.

Si le LCOE du nucléaire est compté 71,7 €/MWh, le coût du système électrique pour l'économie nationale est 80,2 €/MWh, à comparer à 84,5 €/MWh si la capacité de l'interconnexion est 20 GW.

En tenant compte de l'augmentation des exportations, du coût des interconnexions et du montant du péage, l'augmentation de la capacité des interconnexions de 20 à 30 GW élèverait le prix sur le marché français de 25 €/MWh et abaisserait le coût pour l'économie nationale de 4,3 €/MWh.

Il faut ajouter qu'elle augmente beaucoup la sensibilité du coût au prix du gaz.

6- Une synthèse provisoire

Rappel : toutes les transactions se font en principe par le marché spot ; s'il y a des contrats, le prix est indexé sur le prix de marché.

1- **Prix, coût social, électricité produite à partir de gaz, exportations**

Ici le coût de l'électricité en France est l'ensemble des dépenses de production de stockage et de réseau diminué des recettes d'exportations, le tout rapporté à la consommation finale (après les pertes en ligne). Le prix est le prix de marché.

Lorsque quelque chose change, en général le prix monte et le coût baisse ou inversement

Il est fréquent que le prix monte et que le coût baisse ou l'inverse ; il arrive que les deux évoluent dans le même sens mais, alors, la variation du prix est toujours plus forte que celle du coût.

Cela devrait suffire à convaincre qu'il est absurde de se fier au prix de marché pour diminuer les coûts.

- Si les exportations avaient été libres en 2024, elles auraient été très supérieures à ce qu'elles ont été en réalité (30 TWh de plus) ; la consommation d'électricité produite à partir de gaz (en France ou importée) aurait été supérieure (de 27 TWh), le prix de marché aurait été supérieur (de 17 €/MWh) et le coût pour la France aurait été légèrement inférieur (de 4 €/MWh).
- Si la consommation française a une priorité d'accès au nucléaire comme en 2024, un doublement du prix du gaz a beaucoup moins d'effet sur le coût que si l'exportation est libre.
- Si la consommation française a une priorité d'accès au nucléaire comme en 2024, une augmentation de la capacité d'interconnexion (30 GW au lieu de 20 GW) n'a aucun effet sensible sur le prix, le coût et les exportations. Le prix est 57,9 €/MWh ; les exportations sont de 99,7 TWh.

Au contraire, si les exportations sont libres, elles sont très sensibles à la capacité des interconnexions. Avec 20 GW, elles sont 130 TWh ; avec 30 GW, elles sont 182 TWh. Le prix est alors 83 €/MWh.

Veut-on faire de la France le château d'eau nucléaire de l'Union européenne, ce qui diminue le coût (de 8 €/MWh) tout en augmentant notre consommation d'électricité produite à partir de gaz, donc notre dépendance ? C'est une question.

2- **Sensibilité du prix de marché à la valeur donnée à l'électricité fournie par les flexibilités**

Les batteries, les Steps, la flexibilité de la consommation et celle de la production hydraulique, tous ces moyens rendent au système électrique des services analogues : de la puissance (en GW) en quantité limitée (en GWh) avant d'être rechargés. On les appelle ici « stockage ».

La valeur de l'électricité déstockée ne se réfère à aucune réalité tangible ; c'est un « coût d'opportunité », une valeur inévitablement spéculative dont on sait seulement qu'elle est comprise entre le coût marginal de l'électricité nucléaire, soit 10 €/MWh €/MWh, et les coûts marginaux de la production à partir de gaz

par des CCG en temps normal ou par des TAC ou groupes électrogènes lorsqu'il faut les mettre en marche pour répondre à la demande ; donc entre 10 €/MWh et 100 €/MWh ou beaucoup plus.

La simulation par SimelSP4 calcule le prix de marché selon la valeur donnée à cette électricité : ce prix est ainsi compris entre 48,5 €/MWh et 76,5 €/MWh (si elle est 100 €/MWh).

Aujourd'hui RTE se contente d'écrire « laissons le marché jouer ». Quant à la CRE, dans son étude sur l'économie du système électrique (septembre 2026), elle n'évoque pas la question.

3- Le financement des moyens de production, de stockage et de réseau

Le marché apporte un revenu aux moyens de production et de stockage et ce revenu n'a aucun rapport avec les besoins de financement de ces moyens. Il est généralement inférieur à ces besoins de financement mais peut être supérieur, voire très supérieur lorsque le prix du gaz est élevé, que les exportations sont libres et que la capacité des interconnexions est forte.

Il appartient à l'Etat de programmer le parc de production et les réseaux et de faire en sorte que leur financement soit garanti.

Référence : 2024 avec deux hypothèses La consommation française a – ou n'a pas – une priorité d'accès au nucléaire				
	Prix €/MWh	Coût France €/MWh *	Conso élec ex gaz	exportations
La conso en Fr a une priorité d'accès au nucléaire	57,9	88,5	37	99,7
Variantes				
Consommation supérieure de 20 TWh	+ 8,3	+ 0,1	+15,0	-2
Doublement de l'éolien et du photovoltaïque	-19,4	+6,1	-15,0	+11,1
Doublement du prix du gaz : de 38 à 76 €/MWh	+ 23,0	+5,8	+ 0	+ 0
30 GW d'interconnexion au lieu de 20 GW	+ 0	+ 0,8	+ 0	+ 1,8
La conso en France n'a pas priorité sur le nucléaire	+ 17,1	- 4,1	+ 26,9	+ 30,1
La conso en Fr. n'a pas priorité d'accès au nucléaire	75,0	84,4	64,4	129,8
Variantes				
Consommation supérieure de 20 TWh	+4	+0,5	+15,8	0
Doublement de l'éolien et du photovoltaïque	- 21,6	+ 7,4	-28,3	+30,3
Doublement du prix du gaz : de 38 à 76 €/MWh	+36	+ 10,3	+ 0	+ 0
30 GW d'interconnexion au lieu de 20 GW	+ 7,9	- 3,5	+ 50	+ 52,2
* Il s'agit du coût de l'électricité pour l'économie française ; il est calculé à partir des dépenses de production, de stockage et de réseau diminuées des recettes d'exportation ; il tient compte du versement aux réseaux de transport des pays voisins de la moitié du péage perçu lorsque les exportations saturent les exportations.				

Annexe 1 : Le logiciel qui simule le marché de l'électricité, SimelSP4

Pour une présentation plus complète de ce logiciel, voir ici Microsoft Word - SimelSP4-fonctionnement

1 Le mode de fonctionnement de SimelSP4

Les importations et exportations avec un marché extérieur sont limitées par la capacité des lignes d'interconnexion et par des obligations réglementaires ou contractuelles. Ces limites sont « actives » lorsque, sans elles, l'importation ou l'exportation serait supérieure à ce qu'elle est avec ces limites.

Lorsque ces limites ne sont pas actives, le prix sur le marché étudié est le même que sur un marché unifié qui, lui-même, est simulé par SimelSP4.

SimelSP4, qui simule le fonctionnement d'un marché de l'électricité, est une extension du logiciel SimelSP3 qui reproduit le fonctionnement d'un système de consommation, production et stockage d'électricité et d'hydrogène. Pour réaliser SimelSP4, a été greffé sur SimelSP3 un module qui calcule heure par heure les importations d'électricité éolienne et photovoltaïque et les exportations de nucléaire. A partir de là il calcule un prix spot heure par heure, puis le revenu procuré par le marché à chaque moyen de production et de stockage d'électricité.

L'utilisateur introduit dans SimelSP4, pour chaque moyen de production, le niveau de prix au-delà duquel ce moyen fournira de l'électricité. En général c'est le coût de l'énergie consommée par ce moyen. Néanmoins quand un moyen est obligé de fonctionner quel que soit le prix de marché, sur un marché concurrentiel la valeur de l'électricité qui lui est attachée est 0 €/MWh.

Heure par heure, SimelSP4 note les moyens de production et de stockage qui délivrent de l'électricité. Le prix spot est le plus haut des prix attachés à ces moyens. Il s'applique à toute l'électricité produite ou déstockée.

SimelSP4 représente aussi les mouvements de stockage et déstockage des batteries et des Steps et le jeu des flexibilités de la production hydraulique et de la consommation. Tous ces moyens rendent au système électrique à peu près les mêmes services : une puissance (en GW) et d'une quantité (en GWh) qui est limitée mais peut être rechargée. Ensemble ils forment le « stockage au sens large ». Celui-ci permet de mieux utiliser les possibilités de production de l'éolien, du photovoltaïque et du nucléaire.

Il est difficile de choisir la valeur de l'électricité déstockée ; on sait seulement qu'elle est intermédiaire entre 0 €/MWh et le coût de l'énergie d'une CCG (production à cycle combiné au gaz), soit plus de 100 €/MWh. La simulation retrouve les résultats de l'année 2024 si la valeur donnée à cette électricité « déstockée » est, en moyenne, 40 €/MWh, ce qui est plausible (bien que sans doute inférieur à la réalité). SimelSP4 montre la sensibilité du prix spot moyen à la valeur sur le marché de cette fourniture d'électricité.

Heure par heure, SimelSP4 calcule pour chaque moyen de production et de stockage le nombre d'heures où il est « marginal », c'est-à-dire pendant lesquelles le prix est égal à la valeur qui lui est attachée. Le tableau qui montre les durées de marginalité donne une explication visuelle du prix de marché : une augmentation du nombre d'heures de marginalité de l'ensemble où se trouvent photovoltaïque, éolien et hydraulique pousse le prix vers le bas et une augmentation du nombre d'heures de marginalité des moyens de production à partir de gaz le pousse vers le haut. Lorsque les limites aux échanges entre la France et l'extérieur ne sont pas atteintes, le prix en France est le même que le prix hors de France.

2- Le calcul des exportations

Au plan économique, on doit considérer que l'électricité exportée est d'origine nucléaire. On peut le montrer de différentes façons. Par exemple, pour répondre à la demande française, du fait que la production éolienne et photovoltaïque est appelée avant la production nucléaire, une diminution de la demande finale diminue la production d'électricité nucléaire et en même temps augmente les possibilités d'exportation d'électricité.

La simulation amène à distinguer deux modes d'exportation différents. L'exportation de mode A a pour effet d'accroître le besoin d'électricité produite à partir de gaz ou importée, ce qui a pour effet d'élever le prix sur le marché français ; tout se passe comme si elle diminuait le potentiel de production nucléaire disponible pour répondre à la demande de consommation en France. L'exportation de mode B se fait sur les possibilités de production qui dépassent les besoins de la consommation française après exportations de mode A ; elle n'a pas d'effet sur le prix spot du marché français. Pour représenter cela, l'utilisateur de SimelSP4 introduit, sous la forme d'un pourcentage, la part du potentiel nucléaire réservée en priorité à la consommation française.

Les exportations de nucléaire sont limitées de plusieurs façons : l'« envie de nucléaire » des pays voisins, la capacité des interconnexions, la priorité d'accès au nucléaire donnée à la consommation française ; cette priorité est le résultat de dispositions légales ou réglementaires liées ou non à l'ARENH ou de la politique commerciale des fournisseurs.

1- SimelSP4 calcule d'abord heure par heure ce que pourrait être l'exportation d'électricité nucléaire en tenant compte de « l'envie de nucléaire » des pays voisins et de la capacité des interconnexions. Puis, en tenant compte de la priorité d'accès au nucléaire donnée à la consommation française, il calcule les exportations qui ont pour effet d'augmenter le besoin de consommation d'électricité produite à partir de gaz – les exportations de mode A.

2- Pour répondre heure par heure à la demande française d'électricité il calcule ce que doivent être la production pilotable et les importations d'électricité faites à partir de gaz.

3- Il calcule les quantités d'électricité pouvant être exportées sur excédents, donc sans effet sur le besoin d'électricité produite à partir de gaz ni sur les prix

4- Lorsque l'accès au nucléaire n'est pas conditionné par le lieu de consommation, le volume d'exportation résulte de la compétition entre les consommateurs ; SimelSP4 traduit cela en faisant en sorte que le prix moyen annuel sur le marché français et le prix sur les marchés extérieurs soient égaux.

3- Représenter le marché de l'électricité extérieur à la France

SimulSP4 peut simuler approximativement l'« extérieur », c'est-à-dire l'Europe moins la France. Il suppose que la circulation d'électricité est libre au sein de ce marché extérieur et que celui-ci est relié seulement avec la France par les « interconnexions ». Pour simuler cette « plaque de cuivre », on suppose que les profils horaires de la consommation et de l'activité éolienne sont les mêmes que ce qu'ils ont été pendant quelques années récentes. Quant à la capacité des moyens de production et de stockage, elle est proche de la réalité mais mérite d'être revue. Le désir de nucléaire du marché extérieur est, heure par heure, égal au total de ce qu'est la production pilotable à partir de gaz ou de biomasse sans cette importation nucléaire ; les possibilités d'exportation d'éolien et de photovoltaïque sont les possibilités de production autres que la production à partir de fossile qui dépassent les besoins de la consommation. Le marché extérieur est sensible aux exportations françaises de nucléaire. L'utilisateur de SimelSP4 ajoute à la capacité nucléaire hors la France une capacité fictive ajustée pour augmenter la production nucléaire d'une valeur égale à l'exportation.

Avec SimelSP4, il est possible de faire l'hypothèse que la consommation française bénéficie d'une priorité d'accès sur tout ou partie du potentiel nucléaire. SimelSP4 réplique assez bien ce qui a été observé en 2024 si l'on suppose que cette priorité d'accès au nucléaire porte sur 68 % de la capacité nucléaire.

Des variantes montrent l'effet du degré de la priorité donnée à la consommation française pour utiliser le potentiel nucléaire.