

Le système électrique en 2035 – le projet de PPE et quelques variantes

Cette note présente le système électrique français tel qu'il pourrait être en 2035 selon le projet de PPE (programmation pluriannuelle de l'énergie) en débat au début de 2025 ou selon d'autres hypothèses. On utilise ici un logiciel de simulation qui représente le système électrique et le marché français relié à un système extérieur par des lignes d'interconnexion.

Les variantes portent notamment sur une priorité d'accès au nucléaire éventuellement donnée à la consommation française, sur la capacité des lignes d'interconnexions, sur la capacité du photovoltaïque en France. D'autre part il est possible de faire l'hypothèse que, sur la marché français, la production nucléaire est appelée *avant* la production éolienne et photovoltaïque.

Cette note prolonge une note qui présente une étude faite à partir d'une réplique de ce que l'on a observé en 2024.

- Le prix du marché de l'électricité est trompeur

- Les revenus procurés par le marché ne peuvent pas suffire à financer les dépenses de production

- Des réponses argumentées et chiffrées : est-il intéressant du point de vue de l'économie nationale ...

de donner à la consommation française une priorité d'accès au nucléaire ? Le prix sur le marché serait largement inférieur et les dépenses totales seraient très légèrement inférieures ; la sensibilité au prix du gaz serait moindre.

de porter la capacité photovoltaïque à 80 GW au lieu de 30 GW ? Certainement pas. Si une priorité est donnée à la consommation française, le coût de cette différence de capacité photovoltaïque serait de 400 €/tCO₂ évité. Si la consommation française n'a pas de priorité d'accès au nucléaire, augmenter la capacité photovoltaïque de 30 à 80 GW augmente les émissions depuis le territoire français et les diminuent dans les pays voisins ; au total, diminue les émissions de CO₂ à un coût de 500 €/tCO₂ évité et augmente le coût de l'électricité à la charge de l'économie française de 7 €/MWh.

de porter la capacité des interconnexions de 20 à 30 GW ? Cela ne sert à rien et est coûteux.

d'appeler le nucléaire avant l'éolien et le photovoltaïque ? Cela stabiliserait la production nucléaire et coûterait moins de 1 €/MWh.

Le plan de cette étude

1- Les hypothèses

1.1- Le système électrique extérieur à la France en 2035

1.2- Le système électrique français en 2035

Hors texte : les importations, les exportations, quelques points de méthode

2- La capacité photovoltaïque est 80 GW

2.1- Si la consommation française a une priorité d'accès au nucléaire

L'importation d'électricité éolienne ou photovoltaïque / Les exportations, le prix, le revenu de l'éolien du photovoltaïque, du nucléaire

2.2- Si l'accès au nucléaire est également ouvert à la consommation française et à l'exportation

L'importation d'électricité éolienne ou photovoltaïque / Les exportations, le prix, le revenu reçu du marché de l'éolien du photovoltaïque du nucléaire

2.3- Donner ou non à la consommation finale une priorité d'accès au nucléaire ?

Les dépenses / La sensibilité au prix du gaz

3- La capacité photovoltaïque française est 30 GW au lieu de 80 GW : comparaisons

3.1- Si l'accès au nucléaire est réservé en priorité à la consommation française

3.2- Si l'accès au nucléaire est libre

Importations, exportations, émissions de CO₂ / Coût du CO₂ évité par une forte augmentation de la capacité photovoltaïque

4- Autres variantes

4.1- Si la capacité des interconnexions est 30 GW au lieu de 20 GW

4.2- Si le nucléaire est appelé avant l'éolien et le photovoltaïque, non après

1- Les hypothèses

1.1- Le système électrique extérieur à la France en 2035

C'est un système fictif couvrant l'Union européenne à l'exception de la France, et le Royaume Uni, la Norvège et la Suisse, où la consommation et les moyens de production sont ceux que RTE retient comme hypothèses dans son BP2023 au chapitre « Europe » et où les liaisons électriques ne gêneraient aucunement les échanges internes.

Selon les hypothèses de RTE la consommation en 2035 de ce système électrique extérieur est 3620 TWh dont 430 pour produire de l'hydrogène. Le parc de production comporte 315 GW d'éolien sur terre et 217 GW en mer, 840 GW de photovoltaïque, 20 GW nucléaire. Le système extérieur importe de la France de l'électricité nucléaire. Je dirai plus loin comment est calculée cette importation.

J'ajoute comme hypothèse que le total des moyens de flexibilité (hors la production à partir de gaz, c-à-d les flexibilités de la consommation et de la production hydraulique, les batteries et les Steps) pourrait avoir une possibilité de 2000 GWh, ce qui permettrait de diminuer le besoin de capacité pilotable de 182 GW. Ce besoin de capacité dépend des profils horaires de la consommation et de la capacité éolienne. Selon six profils horaires réels observés en France, le besoin de capacité de production à partir de gaz du système extérieur serait dans une large fourchette, de 140 à 240 GW. On retient ici les profils horaires de l'année 2013, selon lesquels le besoin serait de 250 GW auquel on ajoute une marge de sécurité de 30 GW, ce qui fait 280 GW, un peu supérieur à l'hypothèse de RTE (qui est 240 GW).

Le prix moyen sur ce marché extérieur est alors de 79 €/MWh.

1.2- Le système électrique français en 2035

Les hypothèses sont proches du projet de PPE

La consommation (avant les pertes en ligne) est 610 TWh dont 30 TWh pour produire de l'hydrogène.

La capacité nucléaire est 60 GW. La production horaire ne doit pas être inférieure à 5 GWh. La capacité des éoliennes est 35 GW sur terre et 13 GW en mer ; la capacité photovoltaïque est 80 GW.

Je suppose que la production hydraulique est 61 TWh et la production à partir de biomasse solide ou biogaz est 15 TWh. Le total des flexibilités hors la production à partir de gaz est de 245 GWh. La simulation permet de calculer que ces flexibilités permettent de diminuer le besoin de capacité de production à partir de gaz de 18 GW.

Le coût de production nucléaire, exprimé comme son LCOE, est 66,2 €/MWh (correspondant à un investissement de 6000 €/kW) ou 50,0 €/MWh.

Les profils de consommation et de production éolienne sont ceux de l'année 2013.

La production éolienne et photovoltaïque est appelée avant le nucléaire.

La capacité des interconnexions est 20 GW.

Les exportations, les importations : quelques points de méthode

Les exportations :

On distingue ici deux modes d'exportation selon que cette exportation a pour effet d'augmenter le besoin de production à partir de gaz. Dans un cas, l'exportation est faite à partir de possibilités de production qui dépassent les besoins de la consommation finale, les « excédents » ; alors, elle n'a pas d'effet sur le nombre d'heures pendant lesquelles, pour répondre à la consommation française, il faut produire à partir de gaz – ou importer ; donc pas d'effet sur le prix de marché. Autrement, l'exportation fait monter le prix de marché. La simulation suppose que les quantités pouvant être exportées selon ce mode sont, heure par heure,

proportionnelles à la capacité nucléaire disponible, dans un rapport qui est le même tout au long de l'année. Les exportations effectives sont limitées par la capacité des interconnexions et par le « désir de nucléaire » des pays voisins. Sans priorité donnée à la consommation en France, ce rapport est ajusté par l'utilisateur du simulateur pour que le prix moyen en France soit le même que le prix moyen sur le marché extérieur en tenant compte du fait que celui-ci est affecté par le niveau des exportations françaises. *Ce sont là des schématisations qui peuvent être discutées.*

Les importations

La simulation indique la consommation d'électricité produite à partir d'énergie fossile, qu'elle soit produite en France ou importée, sans distinguer l'une de l'autre.

Les importations d'électricité éolienne et photovoltaïque sont ainsi calculées : les excédents du système extérieur, qui sont calculés heure par heure, sont une nouvelle ressource pour le système français dans la limite de la capacité d'interconnexion. Cette ressource est ajoutée au potentiel de production de l'éolien et du photovoltaïque français. Les importations effectives sont la différence entre les quantités d'électricité d'origine EnRi consommées en France avec ou sans cette ressource nouvelle.

2- La capacité photovoltaïque est 80 GW

L'accès au nucléaire est - ou n'est pas - réservé en priorité à la consommation française

Dans le premier cas, seuls les excédents peuvent être exportés.

Jusqu'à la fin de l'année 2025, une grande partie de la possibilité de production nucléaire était, en droit ou en fait, destinée en priorité à la consommation en France ; alors l'exportation ne se fait que sur les « excédents ». Pour 2035, on suppose ici que tout le potentiel nucléaire est destiné en priorité à la consommation française ou bien que l'exportation a les mêmes possibilités d'accéder au nucléaire que la consommation française dans la limite de la capacité d'interconnexion.

2.1- Si l'exportation ne se fait que sur les excédents

Sans possibilité d'importer de l'électricité produite à partir de gaz (ou de charbon), la capacité de production à partir de gaz devrait être 21,9 GW. Le coût de production du point de vue de l'économie nationale est minimisé avec 10 GW de TAC et 11,9 GW de CCG.

2.1.1-L'importation d'électricité éolienne ou photovoltaïque

Sans interconnexion, les possibilités françaises de production photovoltaïque et éolienne seraient 236,6 TWh ; les quantités consommées en France seraient 212,6 TWh. Avec une interconnexion de 20 GW, le complément de ressource proposé par les pays voisins est 20 TWh et la quantité consommée en France est 217,2 TWh/ an. L'importation est donc de seulement de 4,6 TWh/an.

2.1.2- Les exportations, le prix, le revenu reçu du marché

Les exportations

Avec 20 GW d'interconnexions, les quantités exportées pourraient être 79 TWh. Celles qui répondent au « désir de nucléaire » des pays voisins sous la limite de la capacité des interconnexions sont seulement de 24,4 TWh.

Le prix moyen annuel est 55,2 €/MWh.

La consommation d'électricité produite à partir de gaz (en France ou importée) est 7,8 TWh. Cela se produit 1350 heures dans l'année. L'électrolyse s'efface 160 heures par an. Le prix sur le marché est nul (ou négatif) 680 h/an.

Si la capacité des TACs était seulement de 5 GW (au lieu de 10 GW), le prix serait de 49,0 €/MWh, soit 12 % de moins mais le coût global pour l'économie française serait légèrement supérieur – simple remarque qui confirme que le prix de marché n'a aucune signification sérieuse et *qu'en réalité il est trompeur*.

Les recettes en provenance du marché et les dépenses

Les recettes en provenance du marché sont très largement insuffisantes pour couvrir les dépenses. Un complément de financement est donc nécessaire.

L'éolien et du photovoltaïque : il manque 10 000 M€/an

	recettes	dépenses	différences
Eolien	4338	9511	-5174
Photovolt	1520	6404	-4883

L'électricité nucléaire

Le revenu du nucléaire provient du marché national et des exportations.

Le prix moyen à l'exportation est 63 €/MWh. La recette d'exportation serait donc de 1540 M€. Mais une grande partie est prélevée par un péage calculé selon la différence des prix sur le marché français et extérieur. S'il est calculé heure par heure, il s'élève à 1310 M€ dont une moitié est reversée à RTE et l'autre moitié aux gestionnaires de réseaux des pays voisins.

Dépenses et recettes du nucléaire

Si l'exportation se fait seulement sur excédents

		M euros/an
Recettes	17822	17822
Exportation sans péage		1542
Export déduction faite du péage		229
Recettes totales après péage		18051

	LCOE du nucléaire €/MWh	
Dépenses	66	50
pour conso en France	26830	21171
pour exportation	220	220
total	27050	21391
Recettes. moins dépenses	-8999	-3341

La recette du nucléaire sur le marché intérieur et à l'exportation est alors de 18000 M€/an, largement inférieure aux dépenses du nucléaire, même si son LCOE est de 50 €/MWh. S'il est de 66,2 €/MWh, l'insuffisance de financement est 9000 M€/an.

2.2- Si l'accès au nucléaire est également ouvert à la consommation française et à l'exportation

2.2.1- L'importation d'électricité éolienne ou photovoltaïque

Avec une interconnexion de 20 GW, la quantité d'électricité éolienne et photovoltaïque consommée en France, qu'elle soit produite en France ou importée, est 212,6 TWh/ an. L'importation est donc de seulement de 5,2 TWh/an – à peine plus que dans le cas où l'exportation nucléaire ne peut se faire que sur excédents.

2.2.2- Les exportations, le prix, le revenu reçu du marché

Les exportations et le prix

Les exportations sont telles que le prix moyen en France est le même que sur le marché extérieur, soit 78,3 €/MWh. Elles sont 70,2 TWh/an.

La production annuelle à partir gaz ou importée est 40,8 TWh ¹.

La simulation permet de mesurer l'effet des exportations françaises sur le prix du marché extérieur : une diminution du prix de 1,3 €/MWh.

Les recettes en provenance du marché et les dépenses

L'éolien et le photovoltaïque,

Les recettes en provenance du marché sont largement insuffisantes pour couvrir les dépenses. Un complément de financement de 6600 M€/an est donc nécessaire.

	recettes	dépenses	différences
Eolien	7075	9511	-2436
Photovolt	2256	6404	-4148

Le nucléaire

Les recettes du nucléaire sur le marché français et à l'exportation sont supérieures aux dépenses si le LCOE du nucléaire est 50 €/MWh mais sont légèrement insuffisantes si le LCOE est 66 €/MWh.

Dépenses et recettes du nucléaire Si l'accès au nucléaire pour exporter est libre

		M euros/an
Recettes	En France	20374
Exportation sans péage		6599
Exportation déduction faite du péage		5310
Recettes totales après péage		25684
	LCOE du nucléaire €/MWh	
Dépenses	66	50
pour consommation en France	26538	21291
pour exportation.	632	632
total	27170	21923
Recettes moins dépenses	-1486	3761

2.3- Donner ou non à la consommation finale une priorité d'accès au nucléaire ?

2.3.1- Les dépenses

Du point de vue de l'économie nationale, le coût de production de l'électricité est l'ensemble des dépenses diminué de la valeur des exportations et rapporté à la production.

Les dépenses de production de l'hydraulique sont difficiles à évaluer. Leur coût LCOE est ici de 20,1 €/MWh. Celui-ci peut être modifié par l'utilisateur de cette simulation ; et il n'intervient pas dans les comparaisons faites ici selon le degré d'ouverture de l'accès au nucléaire.

¹ Pour minimiser les dépenses totales, la capacité des moyens de production à partir de gaz, soit 35,2 GW en l'absence d'importation d'électricité produite à partir de gaz, est faite de 10 GW de TACs et 23 GW de CCG.

Quant au nucléaire, pour tenir compte des investissements nécessaires à son renouvellement et à son développement, il convient de retenir le LCOE d'un nucléaire « produit en série ». Si le total de l'investissement initial et de la valeur actualisée des investissements futurs est 6000 €/kW, son LCOE est 62 €/MWh.

Le coût de l'électricité, déduction faite de la valorisation des exportations est alors légèrement inférieur si le nucléaire est réservé en priorité à la consommation en France. La différence, 1,6 €/MWh, est inférieure à l'effet des incertitudes sur les hypothèses et les calculs. Elle ne permet donc pas de donner un avis sur l'intérêt ou non de donner une priorité à la consommation française pour accéder au nucléaire.

		Exportation seulement sur excédents		Nucléaire ouvert à l'exportation	librement
	euro / MWh	LCOE du nucléaire		LCOE du nucléaire	
		66,2	50,0	66,2	50,0
France		production, stockage, réseau, export			
Dépenses hors réseaux électriques	M euros /an	53463	47552	59411	53500
Recettes d'export après péage	M euros /an	229	229	5310	5310
Un demi-péage reversé à RTE	M euros /an	657	657	644	644
Réseau électrique national	M euros /an	pm	pm	pm	pm
Interconnexion	M euros /an	1 012	1012	1 012	1012
Dépenses après recettes d'exportation	M euros /an	54903	48991	55757	49846
coût	euro/MWh	96,57	86,2	98,18	87,8

2.3.2- La sensibilité au prix du gaz

Lorsque le nucléaire est réservé en priorité à la consommation française, la consommation d'électricité à partir de gaz est moindre que lorsque le nucléaire est librement accessible à l'exportation. Le coût de production dépend de la quantité d'électricité produite à partir de gaz. Quant au prix, il dépend du nombre d'heures où le système électrique a besoin d'une électricité produite à partir de gaz. Or celui-ci augmente beaucoup plus vite que la quantité consommée.

Si la consommation française a priorité sur le nucléaire, un doublement du prix du gaz élève le prix de l'électricité de 11,6 €/MWh et le coût de seulement de 1,2 €/MWh. Dans le cas contraire, le prix augmente de 29,5 €/MWh et le coût de 5,4 €/MWh.

Si l'on ne regarde que le prix de marché, l'ouverture du nucléaire à l'exportation engendre une grande sensibilité au prix du gaz. La réalité économique se mesure plutôt aux coûts de production ; alors, cette sensibilité est moindre.

Sensibilité du prix et du coût de l'électricité au prix du gaz	Prix du gaz €/MWh th		Différence
	40 €/MWhth	80 €/MWhth	
Nucléaire librement accessible à l'exportation	en €/MWh électrique		
Prix de l'électricité	78,4	107,9	29,5
Coût de production y/c le coût de l'interconnexion	98,2	103,6	5,4
Nucléaire réservé en priorité à la consommation en France			
Prix de l'électricité	55,2	66,8	11,6
Coût de production y/c le coût de l'interconnexion	96,6	97,8	1,2

3- La capacité photovoltaïque française est 30 GW au lieu de 80 GW : comparaisons

La PPE en son état actuel envisage que la capacité photovoltaïque soit de 70 ou 80 GW. C'est beaucoup. Supposons que la capacité photovoltaïque sera en 2035 égale à 30 GW ou à 80 GW. Le résultat de la

comparaison sera très différent selon que l'accès au nucléaire est – ou n'est pas - réservé en priorité à la consommation française.

3.1- Si l'accès au nucléaire est réservé en priorité à la consommation française

Les exportations, qui se font seulement sur excédents, n'ont pas d'effet sur le prix

Choisir 80 GW de photovoltaïque au lieu de 30 GW diminue le nombre d'heures où le système électrique a besoin d'une électricité produite à partir de gaz et augmente le nombre d'heures pendant lesquelles éolien photovoltaïque et hydraulique suffisent à répondre à la demande. Cela fait baisser le prix de marché de 11,7 €/MWh. L'exportation augmente très peu car l'accroissement des possibilités excédentaires de production apparaît surtout pendant des heures où les pays voisins n'en ont pas besoin.

Au total, choisir 80 GW de photovoltaïque au lieu de 30 GW diminue la production à partir de gaz en France et dans les pays voisins de seulement 10,2 TWh/an, moins de 20 % de l'augmentation des possibilités de production de 50 GW photovoltaïque de capacité nucléaire. Les émissions de CO2 correspondantes sont 5,1 MtCO2.

Entre 80 GW et 30 GW de photovoltaïque, le revenu procuré en France par les exportations ne compense pas la forte augmentation des dépenses de photovoltaïque. Au total, avec 80 GW, les dépenses, après déduction des recettes d'exportations, sont supérieures de 2700 M€/an.

Il faut y ajouter une différence de dépense de réseau électrique, pour 50 GW intermittents et dispersés sur le territoire, 1400 €/an. Au total 3100 M€/an, soit 5,4 €/MWh.

Si l'on rapporte cette différence de dépenses à la différence d'émissions de CO2, le coût du CO2 évité en choisissant 80 GW au lieu de 30 GW de photovoltaïque est 600 €/tCO2, à la charge de l'économie française.

L'accès au nucléaire est réservé en priorité à la consommation française	Capacité photovoltaïque		différences
	30 GW	80 GW	
			+ 50 GW
Prix moyen sur le marché	66,9 €/MWh	55,2 €/MWh	-11,7 €/MWh
Importations d'éolien et photovoltaïque	10,7 TWh/an	4,6 TWh/an	- 6,1 TWh/an
Electricité produite à partir de gaz	19,1 TWh/an	12,8 TWh/an	-6,3 TWh/an
Exportation d'électricité nucléaire	20,5 TWh/an	24,4 TWh/an	+3,9 TWh/an
Dépenses de production et d'interconnexion	52200 M€/an	54900 M/an€	+2700 M€/an
Dépenses de réseau électrique			+1400 M€/an

3.2- Si l'accès au nucléaire est libre

Importations, exportations, émissions de CO2

Le prix est le même en France et sur le marché extérieur ; il est un peu plus bas lorsque la capacité de photovoltaïque est 80 GW ; la différence est inférieure à 1 €/MWh. Avec 80 GW, les importations de photovoltaïque sont inférieures de 5,9 TWh, ce qui se comprend aisément. En revanche, ce qui peut surprendre, pour répondre à la demande française la production d'électricité produite à partir de gaz est supérieure de 8 TWh.

Ce résultat s'explique ainsi. L'augmentation de la production photovoltaïque a un effet à la baisse sur le prix du marché français, ce qui augmente la volonté d'exporter, ce qui augmente le besoin d'électricité produite à partir de gaz jusqu'à ce que le prix moyen annuel sur le marché français soit égal au prix moyen annuel sur le marché extérieur.

Avec 80 GW de photovoltaïque au lieu de 30 GW, les exportations qui remplacent une production à partir de gaz sont supérieures de 26,2 TWh.

Les émissions annuelles depuis le sol français augmentent donc de 4 MtCO₂ ; depuis les pays voisins, elles diminuent de 13,1 TWh. Au total une diminution de 9 MtCO₂/an.

Coût du CO₂ évité par une forte augmentation de la capacité photovoltaïque

Avec 80 GW de photovoltaïque au lieu de 30 GW, les dépenses de photovoltaïque sont supérieures de 4000 M€/an, les dépenses de production à partir de gaz sont supérieures de 1470 M€ et la valeur des exportations est supérieure de 2720 M€. Les péages prélevés à l'exportation sont légèrement différents. Au total les dépenses sont supérieures de 2560 M€. Il faut y ajouter la différence de dépenses de réseau électrique, soit 1300 M€.

Le coût de la tonne de CO₂ évitée doit tenir compte de la valeur du CO₂ utilisée dans cette simulation, soit 80 €/MWh. Au total 500 € par tonne de CO₂ évitée dans les pays voisins – et un coût de production de l'électricité supérieur de 6,8 €/MWh.

L'accès au nucléaire français est libre	Capacité photovoltaïque		différences
	30 GW	80 GW	
			+ 50 GW
Prix moyen sur le marché	79,0 €/MWh	78,3 €/MWh	-0,7 €/MWh
Importations d'éolien et photovoltaïque	10,9 TWh/an	5,0 TWh/an	-5,9 TWh/an
Electricité produite à partir de gaz	32,7 TWh/an	40,8 TWh/an	+8,1 TWh/an
Exportation d'électricité nucléaire	44,0 TWh/an	70,2 TWh/an	+ 26,2 TWh/an
Dépenses de production et d'interconnexion	52900 M€/an	54469 M€/an	+2560 M€/an.
Dépenses de réseau électrique			1300 M€/an

4- Autres variantes

4.1- Si la capacité des interconnexions est 30 GW au lieu de 20 GW

On suppose ici que l'accès au nucléaire est librement ouvert à l'exportation.

Si la capacité des interconnexions est 30 GW au lieu de 20 GW, les exportations n'augmentent pratiquement pas. Elles ne sont donc pas limitées par la capacité de l'interconnexion à 20 GW. Les dépenses totales sont supérieures, la différence étant égale au surcoût des interconnexions soit 500 M€/an.

4.2- Si le nucléaire est appelé avant l'éolien et le photovoltaïque, non après

On suppose ici que l'accès au nucléaire est librement ouvert à l'exportation.

Si le nucléaire est appelé avant éolien et photovoltaïque, les exportations, la consommation à partir de gaz et les prix sont inchangés. La production nucléaire est supérieure de 40 TWh/an. Les dépenses totales sont un peu supérieures, la différence étant égale au coût variable de 40 TWh, soit 360 M€/an, un peu moins de 1 €/MWh.

Si le nucléaire est appelé en priorité, son fonctionnement est beaucoup plus stable. Par exemple une augmentation de la production horaire supérieure à 2 GWh (ou 10 GWh) d'une heure à la suivante apparaît 77 fois dans l'année (ou jamais) au lieu de 590 fois (ou 200 fois).