

Les prix et les coûts d'électricité dans deux systèmes électriques très différents reliés entre eux dans la limite de la capacité des lignes d'interconnexion

Cette étude porte sur la production d'électricité dans deux zones, avec ou sans production nucléaire, qui peuvent échanger de l'électricité dans la limite de la capacité d'interconnexion.

Quelques-uns des résultats de cette étude suggèrent quelques politiques possibles selon que l'on donne ou non une priorité à la consommation du lieu de production, ou que l'on cherche à abaisser les prix de vente ou à faire financer les moyens de production par les ventes.

Sans interconnexion, dans la zone avec nucléaire où la consommation est de 488 TWh hors pertes en ligne et où la capacité nucléaire est de 60 GW, les prix sur le marché sont bas : 64,9 €/MWh. Les résultats de la production nucléaire sont fortement négatifs : un déficit de 6400 M€/an.

Pour que le nucléaire soit financé par le marché, les prix devront être supérieurs. Le prix montera si toute la production nucléaire est destinée sans différenciation à la consommation de Al et de Fr dans la limite de la capacité de l'interconnexion. Si une priorité est donnée à la consommation de Fr, le prix augmente si quelques réacteurs nucléaires sont remplacés par des éoliennes et du photovoltaïque ou encore si l'on ajoute à la consommation finale de 488 TWh une consommation de 20 TWh pour produire de l'hydrogène.

Si les productions nucléaire, éolienne, photovoltaïque et hydraulique sont proposées également à la consommation de Fr et Al, les prix sur les marchés Fr et Al se rapprochent lorsque la capacité de l'interconnexion augmente et sont égaux lorsque celle-ci est de 12 GW. Les coûts de production restent très différents.

Les échanges d'électricité entre les deux zones permettent aussi de diminuer le besoin, dans chaque pays, de capacité de production « de pointe ». C'est un point important. Il est hors du champ de cette étude.

Le plan

- 1- Présentation de l'étude
- 2- Quelques résultats
- 3- La méthode suivie dans cette étude – présentation sommaire
- 4- Les hypothèses : consommation, moyens de production et de stockage, coûts, capacité d'interconnexion
- 5- Quelques résultats : sans interconnexion ou avec une interconnexion de capacité 6 GW ou 12 GW
 - partie A : quand priorité est donnée à la consommation du pays de production
 - partie B : quand les production à bas coûts sont exportables sans tenir compte du lieu de production

Annexes : un tableau de résultats ; la méthode,

Sur www.hprevot.fr, toutes les hypothèses et de nombreux résultats

1- Présentation de l'étude

Comme la politique de l'énergie relève de la responsabilité de chaque état membre de l'Union européenne, nous verrons sans doute en Europe des systèmes électriques très différents, certains sans nucléaire d'autres avec plus ou moins de nucléaire, qui échangeront de l'électricité dans la limite de la capacité de lignes d'interconnexion. Si un état membre a choisi une politique qui minimise les coûts de production, il peut décider d'en faire bénéficier la consommation nationale. Pour ces deux motifs (l'un technique, l'autre politique) les prix émanant d'un marché concurrentiel et les coûts de production seront donc différents selon les choix qui auront été faits par chaque pays.

Ici, on étudie un cas simplifié qui se rapproche de la réalité. Une zone dite Fr avec nucléaire et une zone système, dite Al, sans nucléaire peuvent échanger de l'électricité dans la limite de la capacité des lignes d'interconnexion.

Cette étude porte sur les échanges d'électricité d'origine nucléaire, éolienne et photovoltaïque qui permettent de mieux employer ces possibilités de production. Elle ne tient pas compte du fait qu'une des zones peut augmenter sa production à partir de gaz pour répondre à un besoin de *puissance* de l'autre pays.

La méthode suivie peut être employée pour étudier les relations entre des zones dotées de parcs de production très différents, chacune étant assez homogènes et équipée d'un très bon réseau interne de transport et de distribution d'électricité.

L'interconnexion entre les systèmes Fr et Al se fait par les lignes qui relient directement les deux systèmes et aussi par d'autres qui passent par d'autres pays. On donne ici les résultats obtenus sans interconnexion et avec une capacité d'interconnexion de 6 GW ou de 12 GW.

Le système de la zone Al, qui est sans nucléaire, importe depuis l'autre système de l'électricité nucléaire et exporte vers celui-ci de l'électricité éolienne ou photovoltaïque. L'électricité importée peut être consommée de suite ou mise en stock, dans la limite des possibilités de stockage disponibles et de la puissance de recharge. On ne fait pas l'hypothèse, peu réaliste, que Al ou Fr prenne sur ses stocks pour exporter.

L'interconnexion présente aussi un avantage sur la sécurité d'approvisionnement dans la mesure où un système électrique pourrait être aidé de l'autre en cas de défaillance. Cet avantage n'est pas chiffré ici. Par ailleurs, les réserves de capacité sont suffisantes pour qu'il n'y ait pas de défaillance.

La simulation donne de nombreuses informations sur les effets de l'interconnexion sur les prix, les coûts, l'économie de Fr et celle de Al, le revenu des entreprises de production notamment nucléaire.

Elle ne tient pas compte du coût d'installation et de fonctionnement des interconnexions.

Avant de faire part de quelques résultats de cette étude il convient de souligner que certains d'entre eux sont *très sensibles aux hypothèses*.

C'est particulièrement le cas des résultats économiques de chaque moyen de production, notamment la production nucléaire. Avec le jeu d'hypothèses pris ici comme référence, sans interconnexion les résultats du nucléaire sont déficitaires de 6400 millions d'euros par an. Si l'on ajoute à la consommation 20 TWh pour produire de l'hydrogène, le déficit est de 2000 M€/an. Le prix moyen est passé de 64,9 €/MWh à 77,7 €/MWh. De même une moindre capacité nucléaire améliore considérablement ses résultats.

2- Quelques résultats

Avec les hypothèses retenues dans cette étude voici quelques résultats.

Partie A

On suppose ici que les exportations de nucléaire de Fr vers Al n'augmentent pas en Fr la production d'électricité à partir de gaz : priorité est donnée à la consommation française

1- Les coûts de production dans le système Al ou dans le système Fr sont différents et dépendent très peu de la capacité d'interconnexion. En Fr, le coût de production, déduction faite des recettes d'exportation, est 81,6 €/MWh. En Al, il est de 136,6 €/MWh.

2- Les prix sur le marché en Fr et Al sont sensibles aux importations d'éolien et de photovoltaïque ou bien de nucléaire, qui les font baisser et, *a contrario*, aux exportations, qui le font monter. Au total, en Fr le prix moyen ne dépend pas de la capacité de l'interconnexion ; il est 65 €/MWh. En Al, il est compris entre 102 et 105 €/MWh. Une différence de près de 40 €/MWh.

3- Les exportations d'électricité nucléaire de Fr vers Al sont 20 TWh ou 30 TWh selon que la capacité d'interconnexion est 6 ou 12 GW. Les exportations d'électricité éolienne ou photovoltaïque de Al vers Fr sont de 11 à 16 TWh.

4- La valeur de l'électricité nucléaire exportée de Fr en Al peut en théorie être calculée de façon que ces importations ne modifient pas le total des dépenses de production et d'importation en Al. Cette valeur est d'environ 50 €/MWh. Le même raisonnement conduit à donner à l'électricité éolienne ou photovoltaïque importée par Fr la valeur de 20 €/MWh.

5- Les résultats économiques de l'éolien sont rarement équilibrés, les plus souvent négatifs. Ceux du photovoltaïque sont toujours lourdement déficitaires.

6- Le résultat économique du nucléaire est *extrêmement sensible* à la capacité de l'interconnexion et au niveau de consommation.

Avec les hypothèses retenues ici, sans interconnexion le nucléaire est déficitaire de 6400 M€/an. Si une priorité est donnée à la consommation française, les résultats du nucléaire ne dépendent pas de la capacité d'interconnexion.

Si la capacité nucléaire est 55 GW au lieu de 60 GW, son résultat économique est à l'équilibre.

Supposons que, sans rien changer au parc de production, on ajoute à la consommation de 488 TWh une consommation de 20 GWh pour produire de l'hydrogène. Sans interconnexion, le déficit du nucléaire est réduit à 2000 M€/an. Avec une interconnexion de 6 GW, il se transforme en un bénéfice.

La simulation permet non seulement de quantifier ces résultats mais aussi d'en analyser les causes de façon précise puisque tous les mouvements d'électricité sont visibles heure par heure.

Partie B :

Les possibilités de production du système Fr en nucléaire, hydraulique, éolien et photovoltaïque sont mises également à la disposition de la consommation en Fr et en Al, dans la limite de la capacité d'interconnexion. Les quantités importées par Al peuvent être consommées de suite si, en Al, les énergies renouvelables ne suffisent pas à répondre à la demande ; elles peuvent aussi être mises en stock dans la limite des capacités de stockage disponibles.

Il en est de même, symétriquement des exportations d'éolien et de photovoltaïque de Al vers Fr.

Les prix de l'électricité sur les marchés Al et Fr se rapprochent lorsque la capacité d'interconnexion augmente. Lorsque celle-ci est 12 GW, avec les hypothèses retenues ici il reste un léger écart.

Note : ces résultats demandent à être confirmés ou infirmés par d'autres études.

3- La méthode

On calcule *d'abord* ce que peut être heure par heure le mouvement d'électricité de Al vers Fr (de l'électricité éolienne ou photovoltaïque) ou inversement (de l'électricité nucléaire) en supposant que ce qui est importé est immédiatement consommé pour remplacer un déstockage ou une production à partir de charbon ou de gaz (gaz fossile, gaz de synthèse, biométhane ou hydrogène). Ce qui peut être exporté est calculé de deux façons différentes : ou bien l'exportation n'augmente pas le besoin de déstockage et de production à partir de gaz ; ou bien c'est une partie des possibilités de production nucléaire, hydraulique, éolienne et photovoltaïque. *Puis*, on ajoute à cela, heure par heure, ce qui peut être stocké par le pays qui importe, en tenant compte de la capacité disponible et de la limite de puissance de charge. Heure par heure, les quantités mises en stock ne peuvent être supérieures à une certaine proportion des possibilités de stockage. La valeur de cette proportion est introduite par l'utilisateur du logiciel de simulation. On ne fait pas l'hypothèse que l'électricité exportée puisse provenir d'un déstockage.

Ce que l'on appelle ici « moyens de stockage » est l'ensemble des batteries, des Steps, de la flexibilité de la consommation et de celle de la production hydraulique.

La simulation peut se référer aux profils horaires de consommation et d'activité éolienne de plusieurs années différentes.

On ne simule pas ici une exportation d'électricité faite pour répondre à un besoin « de pointe » dans le pays d'importation - ce qui serait possible avec ce moyen de simulation..

Voir plus de détails en annexe.

4- Hypothèses

Un tableau publié sur www.hprevot.fr montre toutes les hypothèses.

Voici les principales hypothèses

La consommation

Les consommations finales hors pertes en ligne de Fr et Al sont 488 TWh et 630 TWh. Elles ont le même profil horaire que celui de la consommation en France en 2013, une année moyenne. La pointe de demande avant déplacement ou effacement de la consommation est de 98 GW pour Fr, de 126 GW pour Al. D'autres profils horaires de consommation et d'activité éolienne, notamment ceux de l'année 2012, montrent qu'il

faut une marge de puissance. Cette marge tient compte de la variabilité du climat et de l'intermittence de l'éolien et du photovoltaïque.

Dans ce jeu d'hypothèses, il n'y a pas de production d'hydrogène.

Les moyens de production et de stockage

Dans Fr :

Nucléaire : 60 GW ; éolien sur terre : 19 GW ; en mer : 3 GW, photovoltaïque 30 GW. Quantités produites par les fleuves et les lacs : 60 TWh ; à partir de biomasse : 6 TWh ; de biométhane : 10 TWh ; par une production non pilotable à partir d'énergie fossile : 10 TWh.

Les possibilités de « stockage » au sens large (batteries, steps, flexibilités de la consommation et de la production hydraulique) sont de 145 GWh ; ces possibilités diminuent le besoin de capacité production pilotable de 11 GW.

Pour préserver une marge de puissance de 9 GW, la capacité de production pilotable à partir de gaz est 30,6 GW.

Dans Al :

Pas de nucléaire ; à partir de charbon : 10 GW ; éolien sur terre : 200 GW ; en mer : 30 GW, photovoltaïque 200 GW. Quantités produites par les fleuves et les lacs : 15 TWh ; à partir de biomasse : 6 TWh ; de biométhane : 43 TWh ; par une production non pilotable à partir d'énergie fossile : 10 TWh.

Les possibilités de « stockage » sont de 229 GWh ; ces possibilités diminuent le besoin de capacité production pilotable de 24 GW.

Pour préserver une marge de puissance de 22,5 GW, la capacité de production pilotable à partir de gaz est 89,6 GW.

Les coûts, la valorisation des exportations

Le LCOE du nucléaire est 66 €/MWh (calculé comme un coût de développement) ; celui de l'éolien sur terre, 52 €/MWh, de l'éolien en mer, 94,8 €/MWh (y compris le coût de raccordement) ; celui du photovoltaïque (partie en toiture, partie sur le sol), 73 €/MWh. Le coût des batteries est 150 €/kWh.

Le coût du gaz fossile est 60 €/MWh ; celui du biométhane est 100 €/MWh ; celui du CO₂, 80 €/tCO₂.

Le coût marginal des CCG est 168 €/MWh, celui des TAC est 318 €/MWh. Le coût de l'effacement définitif est légèrement inférieur au coût marginal des moyens de pointe ; il est fixé ici arbitrairement à 300 €/MWh effacé.

Certains coûts font l'objet d'hypothèses inévitablement arbitraires. Tel est le cas du coût de l'hydraulique, en distinguant une part « de base », dont la production horaire est la moyenne glissante des productions horaires sur trois semaines, et la part flexible de la production. L'investissement est ici de 255 €/kW/an pour l'hydraulique « de base » et 600 €/kW/an pour la part flexible.

Les moyens de « stockage » (au sens large) procurent deux services différents : d'une part ils permettent de mieux utiliser les ressources éoliennes et photovoltaïques et aussi, pour l'Allemagne, le nucléaire importé ; d'autre part ils diminuent le besoin de production à partir de TAC. La valeur sur le marché du premier de ces services est intermédiaire entre le coût marginal du nucléaire et celui des CCG. Elle est ici de 100 €/MWh. La valeur du second de ces services est égale au coût marginal de la production des TAC.

La simulation fournit des indications pour donner une valeur à l'électricité exportée de France vers l'Allemagne. Elle est calculée de façon que cette importation ne modifie pas le total des dépenses de production en Al. Elle est ici de 50 €/MWh. Le même calcul donne à l'électricité exportée par Al une valeur de 20 €/MWh. Les autres exportations ont une valeur qui est introduite dans le logiciel ; ici 30 €/MWh

Les capacités des interconnexions

Il serait possible de distinguer les capacités des interconnexions de Fr vers Al et inversement. Ici ce sont les mêmes dans un sens et dans l'autre. Elles sont ou bien de 6 GW ou bien de 12 GW.

La simulation permet d'étudier d'autres profils de consommation et d'activité éolienne, d'autres parcs de production et de stockage.

5- Quelques résultats

Dans la partie A, priorité est donnée à la consommation du pays de production nucléaire, hydraulique, éolien et photovoltaïque : les exportations n'augmentent pas la production à partir de gaz.

Dans la partie B, les possibilités de production nucléaire, éolienne et photovoltaïque peuvent être exportées sans réserve dans la limite de la capacité d'interconnexion. Il se pourrait que du fait de la concurrence la demande du pays importateur ne soit pas totalement satisfaite même si l'interconnexion n'est pas saturée. Cette éventualité n'est pas retenue ici.

Dans la suite, les TWh sont en réalité des TWh/an

Partie A : priorité est donnée à la consommation du pays de production I

A-1 Sans interconnexion,

Les coûts moyens de production, déduction faite de la valorisation des exportations sont 81,6 €/MWh en Fr et 136,6 € en Al

Le prix moyen est en Fr 64,9 €/MWh ; il est en Al 104,9 €/MWh.

Les flux, les prix, les coûts, les résultats économiques

La production éolienne est à peu près équilibrée en Al et déficitaire en Fr d'un tiers de ses dépenses.

La production photovoltaïque, en Al comme en Fr a un déficit égal aux deux tiers de ses dépenses. Ce résultat s'explique bien lorsque l'on confronte heure par heure la production photovoltaïque et le prix de marché : le photovoltaïque produit lorsque le prix est bas.

La production nucléaire, avec ces hypothèses, est déficitaire de 6400 M€ par an, sans compter la valorisation des excédents.

La sensibilité des prix de marché et des résultats du nucléaire au niveau de la consommation :

Si l'on ajoute à la consommation finale de Fr (488 TWh), sans modifier le parc de production et de stockage, une consommation de 20 TWh pour produire de l'hydrogène à puissance constante sauf pendant quelques heures où l'électrolyse s'efface, le prix moyen passe de 64,9 €/MWh à 77 €/MWh. Cela s'explique par le fait que la durée de marginalité du nucléaire, dont le coût marginal est très bas, diminue de 500 heures par an, pendant lesquelles le coût marginal de production est beaucoup plus élevé. Cela bénéficie surtout au nucléaire, dont le déficit est réduit des deux tiers.

La sensibilité des prix de marché au niveau de la capacité nucléaire :

Si la capacité nucléaire est 55 GW au lieu de 60 GW et si cet écart est dû à des arrêts inopinés, la capacité nucléaire manquante augmente la production à partir de gaz ; les prix passent de 64,9 €/MWh à 96,3 €/MWh. Si les 55 GW nucléaire ont été programmés et si cet écart avec 60 GW est compensé par plus d'éolien et de photovoltaïque, le déficit du nucléaire est réduit de plus de moitié et le prix moyen est 71,5 €/MW ; les dépenses totales de production d'électricité sont supérieures de 2000 M€/an.

A-2 -Si la capacité de l'interconnexion est 6 GW dans les deux sens

Les flux, les prix, les coûts

L'importation en Fr d'éolien et de photovoltaïque est 11 TWh. L'importation de nucléaire en Al est de 20 TWh.

Les coûts moyens sont très peu modifiés. Cela tient à la façon dont a été évalué le coût de l'électricité importée.

L'évolution des prix en Fr ou en Al est le résultat de deux facteurs antagonistes : l'exportation de nucléaire les augmente et l'importation d'éolien et de photovoltaïque les abaisse. AU total, le prix ne dépend pas de la capacité d'interconnexion.

Si l'interconnexion ne fonctionnait que de Al à Fr, les prix en Fr baisseraient de 3 €/MWh ; si elle fonctionnait que de Fr vers Al, il augmenterait de 5 €/MWh.

Les résultats économiques par moyen de production, dans la zone Fr

L'éolien est déficitaire de 7% de ses dépenses en Al ; il est déficitaire de 30 % en Fr.

En Al comme en Fr, le photovoltaïque est déficitaire des deux tiers de ses dépenses

Le nucléaire est déficitaire de 5300 M€/an, sans compter la valorisation des excédents autre que l'exportation en Al. S'il y a en plus de la consommation finale de 488 TWh une consommation de 20 TWh pour produire de l'hydrogène, le déficit est 800 M€/an

A.3- Si la capacité de l'interconnexion est 12 GW dans les deux sens

Les flux, les prix, les coûts

L'importation en Fr d'éolien et de photovoltaïque est 16 TWh. L'importation de nucléaire en Al est de 31 TWh.

Les coûts moyens sont inchangés.

Les prix sont 65,2 €/MWh en Fr, et 102 €/MWh en Al- un écart de 37 €/MWh.

Les résultats économiques par moyen de production

L'éolien est déficitaire des 8 % de ses dépenses en Al et de 30 % en Fr .

En Al comme en Fr, le photovoltaïque est déficitaire des deux tiers de ses dépenses

Les résultats du nucléaire sont déficitaires 4600 M€/an, soit 4 % de ses dépenses.

Si l'on ajoute à la consommation finale de 488 TWh/an une consommation de 20 TWh/an pour produire de l'hydrogène, les résultats du nucléaire sont équilibrés. Le prix sur le marché Fr est 78 €/MWh. Sur le marché Al, il est de 102 €/MWh. L'écart de prix est ici de 24 €/MW.

Partie B : les possibilités de production nucléaire et renouvelables peuvent être exportées sans réserve

Ici, les possibilités de production nucléaire et renouvelable sont proposées également à la consommation de Fr et d'Al. Les exportations sont limitées par le besoin du pays d'importation et par la capacité de l'interconnexion. Elles pourraient être aussi limitées par la concurrence causée par le besoin en Fr. La concurrence exercée par la demande en Fr peut abaisser les exportations en deçà de la capacité de l'interconnexion. On représente cela par un facteur qui diminue la demande faite à Fr. Il est ici de 0,8.

B.1-Si la capacité d'interconnexion est 6 GW

Les importations d'électricité nucléaire par Al sont de 25 TWh ; celles d'éolien et de photovoltaïque par Fr sont de 11 TWh/an.

Le prix moyen est en Fr 77,6 €/MWh ; en Al il est de 105 €/MWh. Un écart de 27 €/MWh.

Les coûts moyens sont : 87 €/MWh en Fr et 134 €/MWh en Al.

La production nucléaire est déficitaire de 1400 M€/an.

Si le coefficient reflétant l'équilibre de la concurrence entre la demande en Fr et la demande en Al était de 0,6 au lieu de 0,8, le prix serait de 73,7 €/MWh et le déficit du nucléaire serait de 2,9 milliards d'euros. Et si Al pouvait importer tout ce dont elle a besoin, toujours dans la limite de la capacité d'interconnexion, les résultats du nucléaire en Fr seraient équilibrés.

B.2-Si la capacité d'interconnexion est 12 GW

Les importations d'électricité nucléaire par Al sont de 47 TWh ; celles d'éolien et de photovoltaïque par Fr sont de 16 TWh/an.

Le prix moyen est en Fr 87,6 €/MWh ; en Al il est de 101,9 €/MWh. Un écart de 14 €/MWh.

Les coûts moyens sont : 93 €/MWh en Fr et 130 €/MWh en Al.

La production nucléaire dégage un bénéfice de 3000 M€/an.

Avec une consommation supplémentaire de 20 TWh pour produire de l'hydrogène, le nucléaire dégage un bénéfice de 6000 M€/an

Annexe 1 Quelques résultats en Fr et en AI selon la capacité d'interconnexion

Hypothèse : Il n'y a d'exportations de Fr vers AI que lorsque cela n'augmente pas la production à partir de gaz,

Les productions hydraulique, éolienne, photovoltaïque et nucléaire sont destinées prioritairement à la zone de production

capacité de l'interconnexion vers Fr et vers AI	GW	0	6	12
nombre d'heures où l'interconnexion est saturée	Nbr d'h		1313	526

Fr avec nucléaire

capacité nucléaire

GW

durée de marginalité du nucléaire	Nbr d'h.	6568	6539	6504
quantité d'éolien et de photovoltaïque importée par Fr de AI	TWh	0	11	16
Coût de l'éolien et photovoltaïque importé	euro /MWh	20	20	20
Recettes des ventes sur le marché y/c d'éolien et PV importé de AI	M euros/an	31657	31691	31837
Dépenses y/c les importations d'éolien et PV venant de AI	M euros/an	41193	40306	39824
Capacité d'exportation	GW	16	16	16
Quantités exportées autres que les exportations en AI	TWh	65,06	64,07	64,39
Recettes d'exportations hors export nucléaire vers AI	M€/an	1366	925	722
Dépenses nettes	M€/an	39826	39380	39102
Prix moyen de l'électricité en Fr	euro /MWh	64,9	64,9	65,2
Coût de l'élec en Fr après valoris des exp et avant autres valorisations	euro /MWh	84,4	82,6	81,6
Coût moyen net de la valorisation de toutes les exportations	euro /MWh	81,61	80,70	80,13
Résultats économiques de Fr	M euros/an	-8169	-7689	-7265
Résultats du nucléaire	Meuros/an	-6371	-5279	-4648
Résultats de l'éolien	Meuros/an	-1042	-983	-953
Résultats du photovoltaïque	Meuros/an	-1516	-1518	-1488

AI sans nucléaire

durée de marginalité des productions fatales y/c le nucléaire importé		2968	3136	3215
Quantités d'électricité nucléaire importées par AI de Fr	TWh	0	20	31
Coût du nucléaire importé	euro /MWh	50	50	50
Recettes des ventes sur le marché y/c d'e nucléaire importé de Fr	M euros/an	66102	64555	64130
Dépenses y/c les importations de nucléaire	M euros/an	86938	87130	87535
Capacité d'exportation	GW	40	40	40
Quantités exportées autres que les exportations en Fr	TWh	30	30	30
		86043	86226	86629
Recettes d'export hors export éolien et photovoltaïque vers Fr	M euros/an	895	904	906
Dépenses nettes	M euros/an			
Prix moyen de l'électricité en AI	euro /MWh	104,9	102,5	101,8
Coût de l'élec en AI après valoris des exp en Fr et avant autres valorisat	euro /MWh	138,0	138,3	138,9
Coût moyen net de la valorisation de toutes les exportations	euro /MWh	136,6	136,9	137,5
Résultats économiques	M euros/an	-19941	-21671	-22499
Résultats du nucléaire n.a.				
Résultats de l'éolien	Meuros/an	-775	-1715	-1951
Résultats du photovoltaïque	Meuros/an	-13439	-13721	-13831

Hypothèse : Les productions hydraulique, éolienne, photovoltaïque et nucléaire peuvent être exportées sans condition autre que la limite de l'interconnexion

Les productions hydraulique, éolienne, photovoltaïque et nucléaire peuvent être exportées sans condition

capacité de l'interconnexion vers AI et vers Fr	GW	0	6	12
nombre d'heures où l'interconnexion est saturée	Nbr d'h		5897	
Valeur de l'exportation autre que vers AI ou vers Fr	euro/MWh	30	0	50
Fr avec nucléaire	capacité nucléaire	GW	60	
durée de marginalité du nucléaire	Nbr d'h.	6568	5436	4489
quantité d'éolien et de photovoltaïque importée par Fr de AI	TWh	0	11	18
Coût de l'éolien et photovoltaïque importé	euro /MWh	50	20	20
Recettes des ventes sur le marché y/c d'éolien et PV importé de AI	M euros/an	31657	39728	45210
Dépenses y/c les importations d'éolien et PV venant de AI	M euros/an	41193	44083	47327
Capacité d'exportation	GW	16	16	16
Quantités exportées autres que les exportations en AI	TWh	65	52,10	41,67
Recettes d'exportations hors export nucléaire vers AI	M€/an	1366	674	245
Dépenses nettes	M€/an	39826	43409	47082
Prix moyen de l'électricité en Fr	euro /MWh	64,9	81,4	92,6
Coût de l'élec en Fr après valoris des exp en Fr et avant autres valorisat	euro /MWh	84,4	90,3	97,0
Coût moyen net de la valorisation de toutes les exportations	euro /MWh	81,6	88,95	96,48
Résultats économiques de Fr	M euros/an	-8169	-3680	-1871
Résultats du nucléaire	Meuros/an		111	4949
Résultats de l'éolien	Meuros/an	-1042	-304	240
Résultats du photovoltaïque	Meuros/an	-1516	-1380	-1287
AI sans nucléaire				
durée de marginalité des productions fatales		2968	2897	3026
Quantités d'électricité nucléaire importées par AI de Fr	TWh	0	32	61
Coût du nucléaire importé	euro /MWh	50	50	50
Recettes des ventes sur le marché y/c d'e nucléaire importé de Fr	M euros/an	66102	65223	62508
Dépenses y/c les importations de nucléaire	M euros/an	86938	84237	81540
Capacité d'exportation	GW	40	40	40
Quantités exportées autres que les exportations en Fr	TWh	30	27	26
Recettes d'export hors export éolien et photovoltaïque vers Fr	M euros/an	895	816	788
Dépenses nettes	M euros/an	86043	83420	80752
Prix moyen de l'électricité en AI	euro /MWh	104,9	103,5	99,2
Coût de l'élec en AI après valoris des exp en Fr et avant autres valorisat	euro /MWh	138,0	133,7	129,4
Coût moyen net de la valorisation de toutes les exportations	euro /MWh	136,6	132,4	128,2
Résultats économiques	M euros/an	-19941	-18198	-18245
Résultats du nucléaire n.a.				
Résultats de l'éolien	Meuros/an	-775	-967	-2412
Résultats du photovoltaïque	Meuros/an	-13439	-13815	-14343

Annexe 2

La méthode

Le simulateur donne heure par heure les flux d'électricité et le prix sur un marché concurrentiel

On a introduit dans le programme de simulation

Pour la consommation et la production éolienne : six profils horaires différents, ceux des années 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, et 2019. Les profils de référence sont ceux de l'année 2013, une année moyenne.

Pour le parc de production et de stockage : trois jeux complets d'hypothèses, dits a, b, et c.

Il est possible choisir un jeu d'hypothèses avec quelques « clics ».

Les paramètres à introduire sont la capacité des interconnexions dans le sens Al vers Fr et inversement, la part des stockage disponible pouvant recevoir de l'électricité importée de Al par Fr ou inversement.

Il suffit alors de taper 1 ou 2 pour avoir une description complète heure par heure du fonctionnement du système électrique en Fr ou Al.

Pour passer d'un parc de production a, b ou c à un autre, l'utilisateur doit procéder à un copier-coller de quatre colonnes de nombres, une opération qui demande une ou deux minutes – cf. ci-dessous.

Dans la production hydraulique, on distingue une partie « de base » qui est, heure par heure, la moyenne glissante sur trois semaines de la production horaire et une « flexibilité » qui est l'écart de la production à la production de base. La flexibilité est comptée par les moyens de stockage.

Par ailleurs les possibilités de déplacement de la consommation sont comptées comme un moyen de stockage

En conséquence, le « stock » reflète la capacité, en GWh, de l'ensemble formé par les capacités de stockage (batteries et Steps) et par la flexibilité de la consommation et celle de la production hydraulique.

Ces moyens de stockage ont une puissance de charge ou de décharge égale à la somme de leurs puissances de charge ou de décharge. Ensemble ils diminuent le besoin de capacité de production pilotable. Cette diminution du besoin, que l'on peut comparer à une capacité garantie, dépend du profil de consommation et de la constitution du parc de production. Le simulateur permet de la calculer. Elle est de nature tout à fait différente des puissances de décharge. En général elle est très inférieure à la somme des puissances de décharge

Les systèmes sont Al et Fr.

Le calcul heure par heure des quantités importées de Al en Fr et de Fr en Al

Si heure par heure les quantités exportées sont immédiatement consommées

Al ou Fr souhaite exporter si l'ensemble des possibilités de production hydraulique, éolienne, photovoltaïque et nucléaire dépasse la demande.

Al souhaite importer du nucléaire lorsque sa production éolienne et photovoltaïque ne suffit pas à répondre à la demande.

Fr souhaite importer de l'éolien et du photovoltaïque lorsque sa production hydraulique, éolienne, photovoltaïque ne suffit pas à répondre à la demande.

La quantité exportable est calculée selon deux options selon que priorité est donnée ou non à la consommation du pays de production – cf. plus loin.

La quantité de base et nucléaire souhaitée par Fr ou Al est égale au besoin en ressources pilotables (y compris le déstockage).

La quantité importée par Al est la quantité souhaitée par Al dans la limite de ce qui peut être exporté par Fr et dans la limite de la capacité d'interconnexion de Fr vers Al.

La quantité de base importée par Fr est la quantité souhaitée par Fr dans la limite de ce qui peut être exporté par Al et dans la limite de la capacité d'interconnexion de Al vers Fr.

Lorsque l'on a choisi un jeu d'hypothèses de consommation, de production et de stockage, on recopie sur une autre feuille les colonnes qui représentent ce que Al ou Fr souhaite importer ou peut exporter. Ces grandeurs sont à peu près indépendantes de la capacité de l'interconnexion. Elles sont utilisées pour calculer de ce qui peut importer ou exporter Al ou Fr.

Si, heure par heure, le nucléaire exporté peut être stocké

On n'a pas fait l'hypothèse que Fr ou Al exporte en puisant sur son stock d'électricité

Fr peut importer heure par heure plus d'électricité éolienne et photovoltaïque qu'il n'en a besoin et stocker la différence dans la limite d'une partie de ses possibilités de stockage disponibles à ce moment.

Al peut importer heure par heure plus d'électricité nucléaire qu'il n'en a besoin et stocker la différence dans la limite d'une partie de ses possibilités de stockage disponibles à ce moment.

Ces limites sont introduites par l'utilisateur sous forme de pourcentage.

Du côté Al :

On considère les importations nucléaires comme une ressource « de base ». Elles sont ajoutées aux possibilités de base hydraulique et thermique.

Les besoins d'importation d'électricité nucléaire sont la somme de ce qui peut être consommé de suite (calculé comme il est dit plus haut) et d'une certaine proportion de la valeur de stockage disponible.

Du côté Fr :

Les importations éolienne et photovoltaïque sont ajoutées aux possibilités éoliennes et photovoltaïques de Fr

Les besoins d'importation d'électricité éolienne et photovoltaïque sont la somme de ce qui peut être consommé de suite (calculé comme il est dit plus haut) et d'une certaine proportion de la valeur de stockage disponible.

Les importations de nucléaire par l'Al ; d'éolien et photovoltaïque par Fr

Les importations sont le minimum de trois valeurs :

ce que Al souhaite importer, ce que Fr peut exporter et la capacité des lignes d'interconnexion dans le sens Fr vers Al

Ou, dans l'autre sens,

ce que Fr souhaite importer, ce que Al peut exporter et la capacité des lignes d'interconnexion dans le sens Al vers Fr

Ce que Al ou Fr est disposé à exporter : priorité est donnée ou non au pays de production

La production à bas coût marginal (hydraulique, éolienne, photovoltaïque et nucléaire)

- est destinée en priorité à la consommation du pays où elle est produite : chaque heure les quantités « exportables » sont égales à la différence entre ces ressources et la consommation

- est proposée également aux deux marchés Fr et Al : chaque heure la quantité exportable est égale à l'ensemble de ces ressources. Sur les quantités que Al souhaiterait et pourrait importer il y a une concurrence avec Fr ; Al n'en importera qu'une partie.

Les importations dans le fonctionnement des marchés Fr et Al

La fourniture d'électricité en Fr et en Al

Le total des possibilités de l'hydraulique de base et de la production de base thermique est augmenté des importations venant de Fr ou de Al, considérées comme des ressources fatales

Les exportations de Fr vers Al sont fondées dans l'ensemble des exportations du système Fr. Elles sont égales aux importations de Al. Et réciproquement.

Les dépenses

Les dépenses dues à l'importation sont calculées en donnant une valeur arbitraire au nucléaire importé par Al ou à l'ensemble éolien et photovoltaïque importé par Fr. Cette valeur est la valeur qui ne modifie pas le total des dépenses en Al lorsque l'on modifie la capacité des lignes d'interconnexion. De même pour l'éolien et le photovoltaïque exportés.

Le simulateur calcule les dépenses de production et les dépenses d'importation. Il isole les dépenses d'importation de nucléaire. Le coût d'importation d'éolien et photovoltaïque est confondu dans le coût total des productions de base.

Le total des dépenses de Al inclut donc les dépenses d'importation nucléaire au coût d'achat du MWh importé.

Les prix, les recettes, les durées de marginalité,

Les importations en Fr (d'éolien et PV) et en Al (de nucléaire) sont intégrées dans l'ensemble des productions fatales.

On ne distingue pas une durée de marginalité du nucléaire importé en Al. Mais cette importation a un effet sur les durées de marginalité de l'ensemble des productions fatales, donc sur les recettes.

Les recettes relatives aux échanges entre Al et Fr

Le simulateur calcule ensemble les recettes des productions fatales, y compris, en Al, le nucléaire importé ou, en Fr, l'éolien et le photovoltaïque importé. En Al, les recettes de la vente de nucléaire importé sont calculées au prorata des quantités vendues.