

## **La production d'électricité et d'hydrogène d'ici trente ou cinquante ans Une contreproposition face aux scénarios préparés par RTE**

**Le scénario présenté ici tient compte du fait que les besoins d'électricité augmenteront beaucoup – un doublement- et minimise les dépenses de production et d'économie d'électricité et les effets de la production sur les pollutions, la consommation de matériau et l'occupation de l'espace.**

**Il est élaboré à l'aide d'un moyen de simulation qui équilibre heure par heure la consommation et la fourniture d'électricité. Ce moyen de simulation est publié - sur [www.hprevot.fr](http://www.hprevot.fr) .**

La France a pris un tel retard dans la construction de nouveaux réacteurs nucléaires qu'il ne serait possible d'atteindre la neutralité carbone dès 2050 qu'avec de très grosses dépenses d'économie d'énergie ou de très importantes capacités éolienne et photovoltaïque qui deviendront inutiles lorsque la capacité nucléaire aura pu suffisamment augmenter. Il serait beaucoup plus efficace d'éviter ces dépenses inutiles et de participer au financement de moyens de production d'électricité sans émissions de CO2 en Afrique, évitant ainsi dans ces pays des quantités d'émission de CO2 supérieures aux quantités émises depuis le territoire français. Cela invite à explorer l'idée d'une stratégie bas carbone menée conjointement avec quelques pays d'Afrique.

### **La consommation d'électricité en 2050 : l'hypothèse retenue par RTE est beaucoup trop basse**

RTE, Réseau de transport électrique, a été chargé d'étudier des scénarios de production et de consommation d'électricité d'ici 2050. Quant à la production il présente six hypothèses qui diffèrent selon la capacité nucléaire et selon les capacités éolienne et photovoltaïque. Quant à la consommation il retient une hypothèse « de référence » qui est très proche de la SNBC (Stratégie nationale bas carbone), soit 650 TWh/an et deux variantes où la consommation est supérieure ou inférieure de 100 TWh/an.

La SNBC, Stratégie nationale bas carbone, en s'appuyant sur les scénarios préparés par l'association Négawatt et par l'ADEME, a pour objectif que la consommation d'énergie soit divisée par près de deux d'ici 2050. Pour y parvenir, elle suppose entre autres choses que les bâtiments actuels feront l'objet de travaux qui les rendront aussi bien isolés thermiquement que des bâtiments neufs. RTE a retenu cette hypothèse. Or il serait possible d'éviter les émissions de CO2 dues au chauffage en dépensant beaucoup moins car le coût de l'isolation thermique, rapporté aux pertes thermiques évitées, devient très élevé lorsque celles-ci deviennent très basses. A l'échelle nationale, les dépenses de travaux conduisant à une isolation thermique raisonnée seraient inférieures de 25 à 30 milliards par an à celles qui répondraient à l'objectif de la SNBC.

A partir des informations données par une récente étude de l'Observatoire BBC on calcule que les dépenses faisant passer un logement de la classe D à la classe B du DPE (diagnostic de performance énergétique) sont, au minimum, de 190 € par MWh de pertes thermique évité. Elles ne peuvent pas être équilibrées par la baisse de consommation d'électricité, *a fortiori* si le logement est équipé d'une pompe à chaleur. Cf. « la neutralité carbone sans trop de contraintes ni de dépenses » dans la Revue de l'énergie de mai-juin 2021, pp. 55-56.

Par ailleurs, la crise du Covid et, récemment, la forte hausse du prix du gaz et du pétrole manifestent la vulnérabilité de notre pays qui désormais ressent plus vivement le besoin de se réindustrialiser en adoptant des procédés de production qui consommeront plus d'électricité. Il faudra aussi de l'électricité pour produire de l'hydrogène consommé par l'industrie et les transports lourds. De plus, la SNBC surestime probablement la disponibilité en biomasse.

En conséquence, même dans sa variante haute de 750 TWh/an, l'hypothèse de consommation d'électricité que fait RTE est trop basse.

Les Académies des sciences et des technologies évaluent les besoins à 850 ou 900 TWh. Les scénarios élaborés dans d'autres pays européens tels que le Royaume-Uni, l'Italie ou l'Allemagne supposent que la consommation, sans compter la production d'hydrogène, augmentera d'ici 2050 de 60 % à 100 %, ce qui est proche des hypothèses faites par l'AIE pour les pays de l'OCDE.

On prend ici comme hypothèse qu'en 2050 la consommation annuelle d'électricité sera de **900 TWh par an**, contre 470 TWh aujourd'hui.

Il s'agit là de la consommation telle que la définit RTE, c'est-à-dire avant les pertes en ligne. Hors pertes en ligne elle est de 850 TWh soit 700 TWh de consommation finale (dont 120 TWh pour le chauffage) et 150 TWh pour produire de l'hydrogène.

Le profil horaire de consommation est marqué par les besoins de chauffage. La demande pour le chauffage ou l'industrie peut être écrêtée par un effacement pouvant aller jusqu'à 15 GW.

Pour produire de l'hydrogène, les électrolyseurs s'alimentent sur le réseau en s'effaçant dans les périodes tendues, ou consomment des possibilités de production d'électricité qui dépassent la consommation finale.

## **Le parc de production d'électricité et d'hydrogène**

Pour répondre à la demande sans émettre de CO2 et dans les meilleures conditions de coût, de consommation de matériaux, d'occupation de l'espace, et de pollution, la capacité nucléaire serait proche de 90 GW. Ce niveau ne pourra pas être atteint d'ici 2050.

RTE estime aujourd'hui qu'il serait très difficile de mettre en service d'ici 2050 plus de 28 GW de capacité nucléaire nouvelle. Si la durée de vie des réacteurs existants est portée à 60 ans en moyenne, leur capacité sera de 24 GW. Au total, la capacité nucléaire ne serait pas supérieure à 52 GW.

On fait ici l'hypothèse que **la capacité nucléaire est de 70 GW**. Au vu de ce que notre pays a su faire dans les années 70 avec le plan Messmer, on ne peut assurer que cette hypothèse est irréaliste. La possibilité de production nucléaire est de 521 TWh/an, alors que la demande est de 900 TWh.

Avec cette capacité nucléaire, il serait très coûteux de vouloir annuler complètement la consommation d'électricité produite à partir de gaz fossile en France ou importée. Elle est ici de 10 TWh/an. Les émissions de CO2 sont de 5Mt/an. Elles peuvent être stockées ou encore compensées en évitant dans d'autres pays des émissions en quantité égale.

On suppose que la production à partir d'hydraulique et de bioénergie est de 83 TWh/an. Il n'y a pas de production d'électricité à partir de gaz de synthèse produit à partir d'hydrogène, un procédé dont le rendement énergétique est très mauvais.

Les batteries ont une contenance de 8 GWh s'ajoutant aux 90 GWh des Steps.

Avec ces hypothèses, il est possible de répondre à la demande d'électricité et d'hydrogène avec 76 GW d'éolien sur terre et en mer et 80 GW de photovoltaïque. Leur possibilité de production est au de 316 TWh.

La façon la moins coûteuse de produire l'hydrogène est d'alimenter les électrolyseurs avec 30 TWh prélevés sur le réseau et 120 TWh prélevés sur les possibilités de production qui dépassent la consommation finale. La capacité des électrolyseurs est de 34 GW.

Voir à cette adresse [prospet-elec-2050-2070 \(hprevot.fr\)](http://hprevot.fr) un [tableau de consommation d'énergie](#) par secteur d'utilisation et type d'énergie et un tableau présentant [le système de production d'électricité](#) et d'hydrogène. Voir ici une étude sur [le besoin de chauffage](#).

Cette contre-proposition a été construite en utilisant une version du simulateur du système électrique, SimelSP2, qui permet de calculer le coût de production d'hydrogène et le coût de l'électricité utilisée pour le chauffage (car elle distingue la chronique horaire de consommation d'électricité de chauffage). Le logiciel est accessible par ici : [calculer un parc de production électrique \(hprevot.fr\)](http://hprevot.fr).

## **Quelques enseignements tirés de cette simulation :**

### **900 TWh dont 150 pour de l'hydrogène utilisé hors du système électrique, 70 GW nucléaire**

Le coût de l'électricité de chauffage : 100 €/MWh

l'utilité des batteries : réelle jusqu'à 25 GWh puis diminue très vite

l'utilité des chaudières au (bio)fioul et des ballons d'eau chaude : pour éviter une électricité à 400 €/MWh

le coût de l'hydrogène : la façon de le calculer ; dans un cas favorable : 3 à 4 €/MWh

la capacité de production de pointe à partir de gaz : 20 ou 40 GW ; moins de 2 % des dépenses totales

le coût du CO2 : 150 €/tCO2 si l'on augmente le nucléaire ; 500 €/tCO2 si l'on augmente éolienne ou solaire

les dépenses de production et d'économie de ce scénario : 20 milliards de moins que le N03 de RTE

pour plus d'efficacité à tous égards : une stratégie bas carbone conjointe avec un pays d'Afrique.

\*\*\*

### **Le coût de l'électricité utilisée pour le chauffage : 100 €/MWh.**

L'hypothèse de consommation d'électricité pour le chauffage retenue ici est très supérieure à celle de la SNBC, retenue également par RTE. La différence est de 80 TWh/an. Pour savoir jusqu'où pousser les travaux d'isolation thermique, il est utile d'évaluer le coût de production de cette électricité de chauffage. Pour cela, on compare les dépenses totales de production d'électricité et d'hydrogène selon notre hypothèse de consommation et, d'autre part, en supposant que la consommation de chauffage est inférieure de 80 TWh. La différence de dépenses est d'environ 8 milliards d'euros, soit **100 €/MWh**.

Ce coût est inférieur à ce que l'on pourrait penser. Voici pourquoi. Une plus forte consommation pour le chauffage augmente les possibilités de production excédentaires en été. Si l'on n'avait pas à produire d'hydrogène pour des usages autres que la production d'électricité, les possibilités excédentaires seraient très mal valorisées à l'exportation ou bien serviraient à produire du méthane de synthèse puis de l'électricité selon un procédé dont le rendement est mauvais. Une consommation d'électricité pour produire de l'hydrogène utilisé hors du système électrique permet ici de mieux valoriser ces excédents. Cette évaluation du coût de l'électricité de chauffage permet de mesurer jusqu'où pousser les dépenses d'isolation thermique sachant qu'une pompe à chaleur apporte 3 MWh avec seulement 1 MWh d'électricité.

### **Le coût de production du « MWh de pointe », l'utilité des chaudières au (bio)fioul et ballons d'eau chaude existants**

Avec le parc de production étudié ici (70 GW de nucléaire), une capacité d'effacement de 15 GW s'ajoutant à l'effacement de l'électrolyse alimentée sur le réseau électrique diminue la consommation de 3,4 TWh et les dépenses de production de 1,35 milliard d'euros. Cette électricité effacée vaut donc 400 €/MWh. Cela montre l'utilité d'installations permettant l'effacement lorsqu'elles sont déjà amorties, telles que les chaudières au fioul et les ballons d'eau chaude. Au lieu de remplacer une chaudière au fioul en bon état par une pompe à chaleur, il vaut mieux *ajouter* celle-ci à la chaudière et arrêter son alimentation pendant les périodes de tension.

### **Le coût de production de l'électricité et celui de l'hydrogène**

Lorsque les électrolyseurs sont alimentés par le réseau électrique, le coût de production de l'hydrogène dépend de l'ensemble du *système de production et de consommation d'électricité*. Il convient donc d'être précis sur la façon dont est calculé le coût de production

Disons d'abord qu'un parc de production d'électricité et, éventuellement d'hydrogène est « adapté à la demande » s'il répond à la demande avec un minimum de dépenses, déduction faites de la valorisation des possibilités de production excédentaires, c'est-à-dire dépassant les besoins de la consommation.

Le coût de production de l'hydrogène utilisé hors du système électrique est ici *la différence de dépenses* de production d'électricité et d'hydrogène entre deux parcs de production adaptés à la demande, l'un *avec* production d'hydrogène et l'autre *sans* production d'hydrogène.

Avec le fort développement des productions éolienne et photovoltaïque, il est probable que les possibilités excédentaires apparaîtront à peu près au même moment dans les différents pays européennes. Leur valeur serait alors assez faible. Nous faisons ici l'hypothèse qu'elle sera de 20 €/MWh ou de 40 €/MWh.

Il est de 3,2 €/kg si la valorisation de l'électricité excédentaire est de 20 €/MWh ; ou de 3,8 €/MWh si elle est de 40 €/MWh.

Sans production d'hydrogène utilisé hors du système électrique

Si l'électricité excédentaire vaut 40 €/MWh, les dépenses sans hydrogène sont inférieures de 11,4 milliards d'euros à ce qu'elles avec 3 millions de tonnes d'hydrogène. Le coût de l'hydrogène est **3,8 €/kg**.

Si l'électricité excédentaire vaut seulement 20 €/MWh, plutôt que d'en produire de grandes quantités il est préférable de diminuer la capacité éolienne et photovoltaïque ; il faudra alors produire de l'hydrogène pour pouvoir produire de l'électricité avec du méthane de synthèse. Avec 30 GW d'éolien sur terre et 25 GW en mer et 50 GW de photovoltaïque et une capacité d'électrolyse de 12 GW pour produire 12 TWh à partir de gaz de

synthèse, les dépenses sont inférieures de 9,6 milliards d'euros par an à ce qu'elles sont pour produire aussi 3 millions de tonnes d'hydrogène. Le coût de l'hydrogène est de **3,2 €/kg**.

Ces coûts sont relativement bas car il y a une bonne compatibilité entre la consommation finale d'électricité et la consommation pour produire de l'hydrogène. Si celle-ci était supérieure, le coût de production de l'hydrogène se rapprocherait de ce qu'il est avec une électricité produite seulement pour alimenter l'électrolyseur.

Il faut ajouter le coût du stockage d'électricité nécessaire pour atténuer les variations de la puissance électrique reçue par les électrolyseurs

**L'utilité des batteries** : garantir une puissance ; mieux utiliser les possibilités éolienne et solaire

Le logiciel de simulation montre heure par heure la puissance demandée aux moyens pilotables autres que le nucléaire. Cela permet de faire une relation entre la capacité des batteries et la puissance qu'elles peuvent garantir. Les Steps ont une capacité de 90 GWh et une puissance limitée à 5 GW. Ici, la capacité des batteries est de 8 GWh. Si elle était de 26 GWh elle *permettrait de mieux employer la capacité des Steps* : ensemble, elles pourraient garantir 30 GW, soit 25 GW de plus que les Steps seules. Au-delà les batteries sont *beaucoup moins efficaces*. 50 GWh de batteries en plus permettraient avec les Steps de garantir 34 GW, soit seulement 4 GW de plus – résultat donné à titre illustratif car il est à confirmer ou infirmer en utilisant un grand nombre de chroniques de consommation et d'activité éolienne.

Par ailleurs les batteries permettent de mieux utiliser l'énergie du vent ou du soleil. Mais cet effet est mineur : quelques TWh par an même avec des très grosses capacités de batteries.

### **La capacité de production à partir de gaz**

La capacité demandée en pointe avant effacement est de 174 GW.

<b>Les puissances garanties</b>	<b>GW</b>
Par le nucléaire : calculée avec un coefficient de disponibilité en hiver de 90 %	63 GW
Par les éoliennes : seulement 1 % de leur capacité installée car il peut faire très froid sans vent	0,8 GW
Par l'ensemble des Steps (90 GWh) et des batteries 8 GWh ou 26 GWh	10 GW ou 30 GW*
Par les fleuves – dont la puissance en hiver ne dépasse pas, parfois, 3,3 GW – et les lacs	10,3 GW
Par une capacité de production à partir de biomasse solide, en base	1,3 GW
Total	85,3 GW ou 105 GW
* une capacité de 26 GWh de batteries permet de tirer pleinement partie des Steps ; au-delà elles sont très peu utiles.	

La possibilité d'effacement est de 19 GW (15 pour le chauffage et 4 GW pour la production d'hydrogène « en base moins la pointe »). Par ailleurs, il est admis aujourd'hui que le système de production d'électricité peut ne pas répondre à la totalité de la demande à condition que cela n'arrive pas plus de 3 heures par an. Cela permet d'éviter 5 GW.

La capacité de production à partir de gaz est donc de 65 GW ou 45 GW selon la quantité de batteries. Cela peut paraître élevé. Si la consommation d'électricité pour le chauffage était de 80 TWh/an au lieu, comme ici, de 120 TWh/an, la puissance appelée serait inférieure de 15 GW mais la puissance garantie par les batteries serait plus faible. Si la capacité de production à partir de gaz pouvait être inférieure de 15 GW, elle coûterait 900 M€/an de moins, soit 1,3 % seulement des dépenses totales de production d'électricité et beaucoup moins que les dépenses permettant d'éviter de consommer 40 TWh/an d'électricité pour le chauffage. Le coût des capacités de pointe n'est pas un argument convaincant pour diminuer le besoin d'électricité de chauffage.

### **Le coût marginal du CO2 évité : combien dépenser en plus pour diminuer les émissions de CO2.**

A partir du scénario de référence et sans modifier la consommation d'électricité et d'hydrogène, si l'on augmente un peu la capacité de production sans émission de CO2, les dépenses augmentent et la production

à partir de gaz fossile, donc les émissions de CO<sub>2</sub>, diminuent, ce qui permet de calculer le coût de la tonne de CO<sub>2</sub> évitée.

Celui-ci est d'environ 150€/tCO<sub>2</sub> si l'on augmente la capacité nucléaire et de 500 à 600 €/tCO<sub>2</sub> si l'on augmente la capacité éolienne ou photovoltaïque.

### **Les dépenses, comparaison avec le scénario N03 de RTE**

A partir des informations données par RTE, il est possible de répliquer son scénario N03 qui suppose que la capacité nucléaire est de 52 GW. Voir un tableau comparatif en annexe.

Le scénario N03 suppose que la consommation d'électricité est, avant les pertes en ligne, de 650 TWh. Pour notre scénario, elle sera de 900 TWh.

L'hypothèse de consommation de RTE suppose que tous les bâtiments existant aujourd'hui auront été rendus aussi bien isolés thermiquement que les logements neufs. Notre scénario suppose que les bâtiments très mal isolés sont mis dans la classe D du DPE. En valeur annualisée, les dépenses de travaux seront inférieures de 25 à 30 milliards d'euros par an. Dans notre scénario, la consommation d'électricité de chauffage est supérieure de 80 TWh à celle de N03 de RTE.

Notre scénario suppose la production de 2 millions de tonnes par an d'hydrogène de plus que N03. Le coût de production d'hydrogène est proche de 4 €/kg.

Les dépenses de production d'électricité et d'hydrogène de N03 sont inférieures de 17 milliards d'euros par an à celles de notre scénario. Mais, pour une même production d'hydrogène, le total des dépenses de production d'électricité et d'hydrogène *et d'économie de consommation d'électricité* est inférieur dans notre scénario de 20 milliards d'euros par an à ce qu'il serait avec les hypothèses retenues dans le N03 de RTE.

A cela s'ajoute le fait que les dépenses d'acheminement de l'électricité dans le scénario N03 sont supérieures à celles de notre scénario.

Dans les décennies à venir, la production d'électricité nucléaire sera limitée par la possibilité industrielle de construction de réacteurs nucléaires. On a supposé ici que la capacité de production est de 70 GW.

Pour répondre avec très peu d'émissions de gaz carbonique à une demande d'électricité de 900 TWh par an dont 150 TWh pour produire de l'hydrogène, il faudrait alors une capacité éolienne et photovoltaïque de près de 160 GW et une capacité de production à partir de gaz de 65 GW. En tout une capacité de 295 GW

Avec une capacité nucléaire de 88 GW, il serait possible de répondre à cette demande d'électricité avec moins de dépenses, moins de matériaux et beaucoup moins d'impact sur l'environnement et sur l'occupation du sol. La capacité éolienne et photovoltaïque seraient de 75 GW. Les réacteurs nucléaires fourniraient 70 % de la consommation, à peu près comme aujourd'hui.

Avant de pouvoir disposer de cette capacité nucléaire, il pourrait être tentant de chercher à réduire la demande d'électricité, notamment en poussant très loin l'isolation des bâtiments. On a montré que ce serait très onéreux.

Le plus sage est sans doute de s'engager de façon très dynamique dans la construction de réacteurs nucléaires, de prendre acte du fait qu'il est nécessaire d'implanter deux fois plus d'éolien et de photovoltaïque que ce qui aurait été suffisant si notre politique de l'énergie n'avait été guidée depuis plus de vingt ans par l'idée qu'il serait possible de se passer de nucléaire, et de décider que les capacités éoliennes et photovoltaïque excédentaires seront démontées en fin de vie sans être remplacées lorsque le potentiel nucléaire aura atteint sa taille optimale.

\*\*\*

Il serait plus intelligent de concevoir une stratégie bas carbone conjointement avec un pays d'Afrique pour diminuer les émissions totales de CO<sub>2</sub> depuis les territoires de ce pays et de la France de façon à parvenir *ensemble* à la neutralité carbone lorsque la capacité nucléaire en France sera de 90 TWh. En 2050, les émissions depuis ce pays évitées grâce à cette coopération seraient égales aux émissions depuis le territoire français. Plutôt que de viser la neutralité carbone dès 2050, cela éviterait de lourdes dépenses et une capacité éolienne et photovoltaïque très excessive, et cela présenterait d'autres avantages de tous ordres.

Voir ici : [SNBC-Afrique-Revue-Energie.pdf \(hprevot.fr\)](#)

## Annexe

### Comparaison entre deux scénarios de production d'électricité

Notre scénario : consommation finale de 700 TWh et 3 millions de tonnes d'hydrogène avec 70 GW nucléaire  
 Le scénario N03 de RTE : consommation finale de 560 TWh et 1 million de tonnes d'hydrogène avec 52 GW nucléaire

		Notre scénario	Scénario N03 de RTE
Consommation finale hors pertes en ligne	TWh/an	700	560*
Dont consommation finale pour le chauffage	TWh/an	120	40*
Consommation pour produire de l'hydrogène	TWh/an	150	47*
Consommation totale avant les pertes en ligne	TWh/an	905	650*
Puissance maximum (maximum de la conso horaire)	GW GWh/h	174	133
Production par hydraulique et bioénergie	TWh/an	83	65
Capacité nucléaire	GW	70	52*
Capacité éolienne sur terre / en mer	GW	40 / 36	43* / 22*
Capacité photovoltaïque	GW	80	70*
Capacité d'électrolyse pour produire du gaz de synthèse	GW	0	0
Contenance des Steps / des batteries	GWh	90 / 8	90 / 8
Capacité effaçable définitivement	GW	15	15
Consommation effacée définitivement	TWh/an	4,4	0,4
Capacité de production à partir de gaz	GW	65	45
Production à partir de gaz fossile	TWh/an	10	0*
Possibilités de production dépassant la conso finale	TWh/an	151	108
Capacité de l'électrolyse en base / sur « excédents »	GW	4 / 30	0 / 11
Consommés par l'électrolyse, en base / sur excédents	TWh/an	32 / 125	0 / 53
Capacité des interconnexions	GW	10	20
Possibilités d'exportation	TWh/an	15	48
Dépenses de production d'électricité et d'hydrogène	M€/an	67342	49958
Le scénario de RTE : les valeurs munies d'une * sont données par RTE ; les autres sont supposées ou calculées Les dépenses n'incluent pas les dépenses de transport et de distribution vers la consommation finale. Elle n'incluent pas les dépenses de production hydraulique.			

### Les hypothèses de coût ; les dépenses totales

On retient ici les prévisions de coût faites par RTE pour 2035. Le taux d'actualisation est le même pour toutes les dépenses d'investissement ; il est de 4,5 %.

Le coût de production nucléaire est de 60 €/MWh, celui de l'éolien est de 60 €/MWh sur terre et 80 €/MWh en mer, celui du photovoltaïque est en moyenne (sur le sol et sur toiture) de 60 €/MWh.

L'électrolyseur coûte 900 €/kW ; le coût d'acheminement de l'électricité est de 15 €/MWh.

Le coût du CO2 est fixé ici à 100 €/tCO2. Le coût du gaz fossile est de 20 €/MWh, celui du biométhane est de 100 €/MWh.

Lorsque l'on se réfère à la valeur de l'électricité exportée, celle-ci est de 40 €/MWh ou de 20 €/MWh.

Les dépenses totales de production et de stockage de l'électricité et de production d'hydrogène hors les dépenses de production hydraulique sont ici de 67 300 M€/an.