



## Que faire de l'éolien ?

---

**Hervé Nifenecker**

30 Octobre 2013

### Résumé

L'intermittence et la faible prévisibilité des productions d'électricité éolienne et photovoltaïque sont une menace pour la stabilité des réseaux et conduisent à l'arrêt de centrales thermiques de substitution pour cause de non-rentabilité. La probabilité d'un black-out européen de plusieurs jours a augmenté considérablement depuis la mise à l'arrêt de centrales à gaz et nucléaires allemandes.

Il est urgent de soumettre les productions d'électricité intermittentes aux règles habituelles assurant la stabilité des réseaux électriques qui consistent à ne produire que lorsque la demande existe ; il s'agit donc de supprimer l'obligation d'achat. Toutefois, cette règle semble difficile à appliquer pour l'existant pour lequel des contrats à long terme ont été conclus.

Une solution pour neutraliser les effets délétères de l'utilisation des énergies intermittentes existantes sans interdire leur production quand elle ne correspond pas aux besoins du réseau, pourrait être de les spécialiser dans la production d'hydrogène destiné à se substituer aux carburants fossiles.

Pour pallier les problèmes que l'intermittence pose aux électrolyseurs et optimiser leur fonctionnement, les productions intermittentes pourraient être combinées avec la production d'électricité nucléaire hors heures de pointe. On arriverait ainsi à une puissance d'électrolyse de 5 GW produisant de l'hydrogène pour un coût de l'ordre de 120 €/MWh, soit équivalent à 0,6 € par litre d'essence équivalent en utilisant des voitures équipées en Pile à Combustible, ou 1,2 €/litre pour des voitures équipées de turbines à gaz, qui demandent toutefois à être mises au point. Cette puissance de 5 GW d'électrolyse fonctionnant 50% du temps permettrait de fournir le combustible nécessaire à 5 millions de voitures particulières. La France pourrait ainsi exporter son hydrogène en Europe, et, particulièrement en Allemagne où se dessine un programme important d'usage de l'hydrogène.

Grâce à l'excellente rentabilité de l'électricité nucléaire hors heures de pointe, l'hydrogène produit en France serait très compétitif par rapport à celui produit en Allemagne par la combinaison d'électricité "charbonnière" et d'électricité éolienne ou photovoltaïque. De plus, l'hydrogène français serait produit avec de très faibles émissions de gaz carbonique, contrairement à l'hydrogène allemand.

## Que faire de l'éolien ?

L'ampleur des productions éoliennes et photovoltaïques, particulièrement en Allemagne, menace la stabilité des réseaux de transport de l'électricité. Le système d'obligation d'achat contraint les opérateurs des réseaux à se débarrasser à tout prix du courant qu'ils ont été contraints d'acheter. Ce courant non voulu est bradé et fait chuter les prix de gros de l'électricité, qui deviennent même négatifs<sup>1</sup>. Les productions qui sont censées se substituer aux productions intermittentes ne fonctionnent pas assez souvent pour être rentables. Ainsi, les centrales à gaz allemandes ne sont pas les compléments naturels de la production éolienne, puisque, au contraire, elles sont amenées à fermer car l'éolien leur ôte leur rentabilité, en particulier vis à vis des centrales allemandes alimentées par du charbon américain et ou du Lignite. Il devient de plus en plus probable que, dans une période de forte consommation associée à une faible production éolienne (pas de vent) le réseau européen s'écroule.

C'est donc une mesure de salubrité publique de mettre fin, le plus vite possible, au système d'obligation d'achat en France et de protéger le réseau français contre les productions éoliennes et photovoltaïques aléatoires et intempestives allemandes, à l'exemple de ce que réalisent les Polonais et les Tchèques. Malheureusement, l'obligation d'achat persistera pour les nombreux contrats déjà signés. Il convient donc de neutraliser les effets délétères de cette production.

Le problème de l'éolien n'est pas principalement ses pics de production. Ceci peut être vu sur la Figure 1. La production du parc éolien (ici, essentiellement terrestre) n'a pas du tout les caractéristiques d'une production 25% du temps et rien pendant les 75% restant (ce régime semble être plutôt celui de l'off-shore<sup>2</sup>), mais davantage celui d'une production étalée dans le temps avec une puissance moyenne de 25% de la puissance maximum.

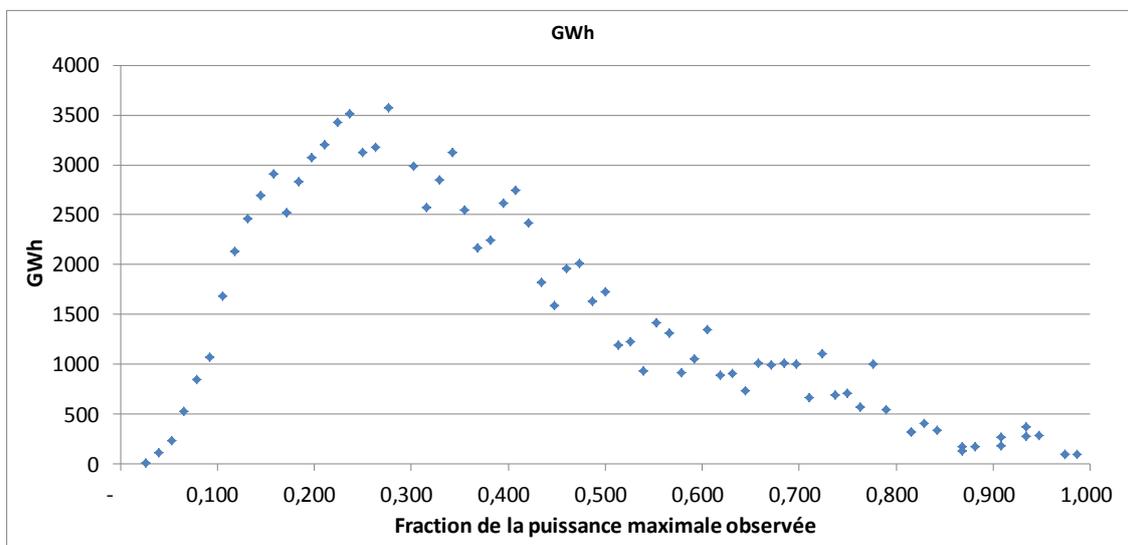


Figure 1

**Allure de la production énergétique d'un parc d'éoliennes en fonction de la puissance produite (normalisée par la puissance maximum produite au cours d'une année). La quantité d'énergie produite pour une puissance donnée est égale à cette puissance multipliée par la durée pendant laquelle elle a été produite dans l'année. Les pas de puissance normalisée utilisés sur la figure correspondent à 1,3% de la puissance maximum.**

<sup>1</sup> Les consommateurs ne bénéficient pas de ces bas prix puisque les productions éoliennes et photovoltaïques sont payées fort cher à leurs producteurs grâce aux contrats très rémunérateurs des tarifs d'achat obligatoire qui sont financés par des taxes parafiscales (la CSPE en France)

<sup>2</sup> <http://www.sauvonsleclimat.org/etudeshtml/vent-de-mer-vent-de-terre/35-fparticules/948-vent-de-mer-vent-de-terre.html>

Dans cette étude nous proposons d'utiliser le plus possible la production éolienne existante pour alimenter des électrolyseurs produisant de l'hydrogène. Le fonctionnement des électrolyseurs doit être aussi continu que possible. Pour éviter les perturbations apportées par les relativement peu fréquents mais intenses pics de puissance, nous proposons de limiter la consommation d'électricité éolienne par les installations d'électrolyse, par exemple à 30% de la puissance maximum observée du parc éolien. La Figure 2 montre l'effet d'une telle troncation sur la production d'électricité utile du parc. On voit que cette production n'est réduite que de 20%.

On note, par ailleurs, qu'il n'existe pas de puissance garantie. La nécessité d'une puissance capable de se substituer à l'éolien demeure donc. On voit sur la Figure 3 que, pendant un millier d'heures, la puissance éolienne est inférieure à 10% de la puissance maximale observée.

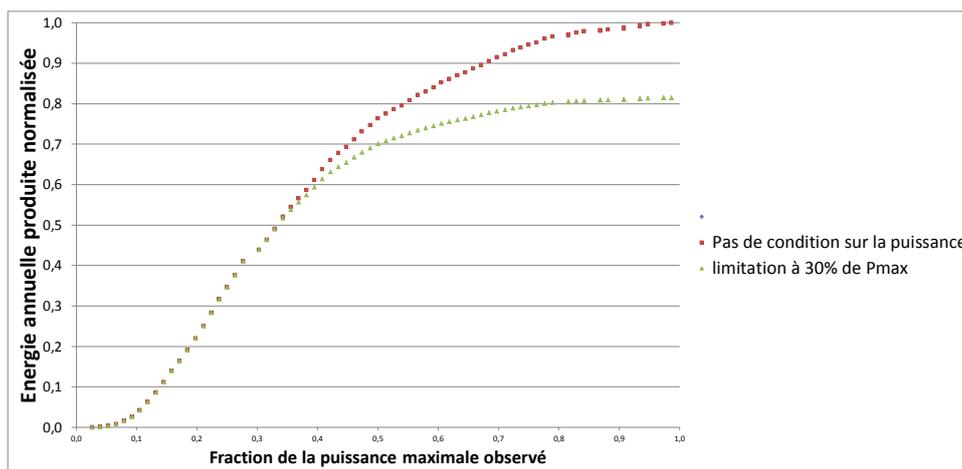


Figure 2

Energie produite annuellement par le parc pour des puissances relatives à la puissance maximum supérieures ou égales à la valeur indiquée en abscisse. Le cas d'une puissance tronquée à 30% de la puissance maximum est aussi traité

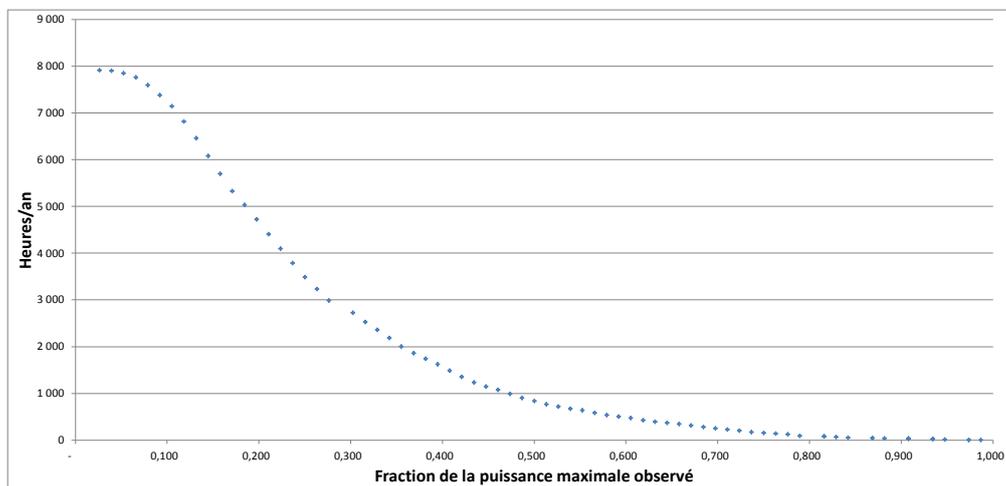


Figure 3

Nombre d'heures annuelles de production avec une fraction de la puissance maximale observé égale ou supérieure à l'abscisse

Il est généralement admis que, dans un pays comme l'Allemagne, l'éolien et le photovoltaïque diminuent les émissions de CO<sub>2</sub>. Cependant, ils réduisent la rentabilité des productions de substitution, conduisent à l'arrêt pur et simple des centrales et empêchent les investissements dans les moyens de base et semi base, à l'exception des centrales à charbon qui restent rentables à cause du faible coût du charbon américain. En

réalité, la production éolienne ne diminue pas forcément les émissions de CO<sub>2</sub> puisqu'elle conduit aussi à remplacer des centrales à gaz par des centrales à charbon, plus émettrices. En France même, la disponibilité du courant éolien se traduirait par une baisse de la rentabilité du nucléaire, condamnant l'investissement dans de nouveaux réacteurs. A la fin du processus on se retrouvera avec une électricité fournie, essentiellement, par les énergies intermittentes, et, donc, pénurie d'électricité en absence de vent et de soleil.

### La production d'hydrogène pourrait-elle permettre un cantonnement des productions éoliennes en Europe ?

L'Allemagne va se lancer, dès 2014, dans l'utilisation de l'hydrogène dans le secteur des transports. La Mercedes équipée d'une Pile à Combustible ( PAC) doit sortir en production industrielle en 2014 (voir Figure 4). A cet égard le raisonnement économique n'a guère de sens. Il ne s'agit pas d'un simple besoin de déplacement au meilleur coût, mais d'une question de mode et de standing. Le propriétaire veut montrer qu'il est riche et se soucie de l'environnement. Très probablement, les voitures PAC resteront des voitures de haut de gamme pendant quelques années.



Figure 4

Mercedes motorisée avec une PAC.

Le développement de l'usage de l'hydrogène est évidemment accompagné de celui d'un réseau de distribution. La Figure 5 illustre le développement prévu de ce réseau. Il sera sans doute suivi du développement d'un réseau européen. Il y a donc peu de doute qu'une demande d'hydrogène se fera jour. La question est de savoir si l'industrie française participera ou non à ce développement. Une entreprise comme Air Liquide contrôle parfaitement la production, le transport et le stockage de l'hydrogène. Le CEA a une très bonne expertise sur les PAC et l'électrolyse

### Perspective d'une production d'hydrogène en France

Pierre Bacher<sup>3</sup> a suggéré d'utiliser la production nucléaire en dehors des heures de pointe pour alimenter des électrolyseurs. Il admet une disponibilité journalière de 3 GW en été et de 5 GW en hiver pendant 8 heures chaque nuit, soit un tiers du temps. En été la consommation est plus faible et on pourrait envisager une production de 6 GW pendant 3 mois. On peut donc envisager une production de 5 GW pendant environ la moitié du temps, soit 4000 heures.

La base étant donc fournie par le nucléaire en heures creuses, de combien le courant éolien pourrait-il augmenter la production des électrolyseurs, ou, alternativement, de combien le courant éolien pourrait-il diminuer la contribution du nucléaire ?

<sup>3</sup> <http://www.sauvonsleclimat.org/etudeshtml/electricite-et-hydrogene/35-fparticles/1440-electricite-et-hydrogene.html>

Les Figure 6 et Figure 7 illustrent un cas possible dans lequel les puissances éoliennes supérieures à 30% de la puissance maximale du parc sont tronquées à cette valeur.

La Figure 6 montre un exemple de production éolienne et le résultat d'une troncation des puissances supérieures à 0,3. La Figure 7 montre la puissance complémentaire nécessaire pour assurer une puissance relative constante disponible pour l'électrolyse égale à 0,3. On remarque que cette puissance relative, qui pourrait être fournie par le nucléaire, ne dépasse pas 0,2 fois la puissance maximale observée du parc éolien

## Programme allemand de mobilité les stations hydrogène

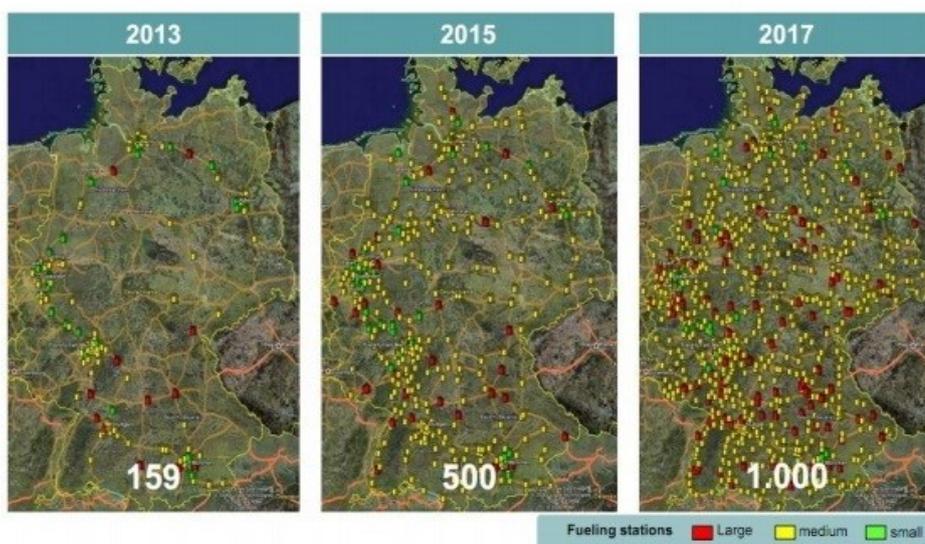


Figure 5

Développement de la distribution d'hydrogène en Allemagne

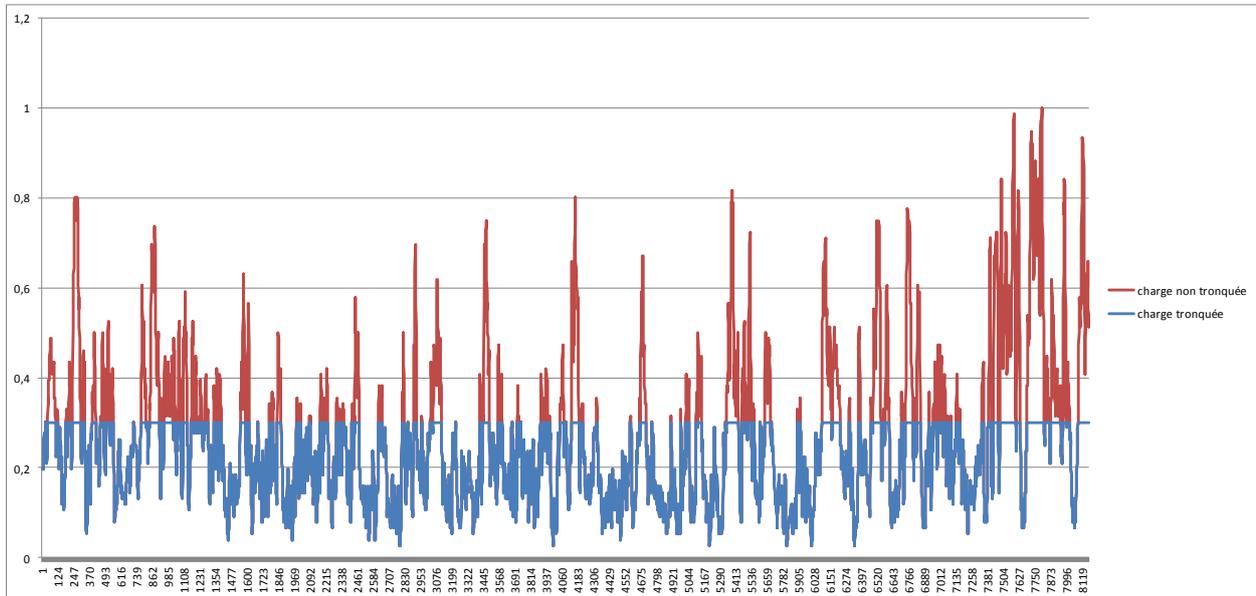


Figure 6

Production éolienne relative en fonction du temps selon les données de production (rouge+bleu) et après troncation des puissances relatives supérieures à 0,3 (bleu). Données concernant la France extraite de la base Eco2Mix de RTE.

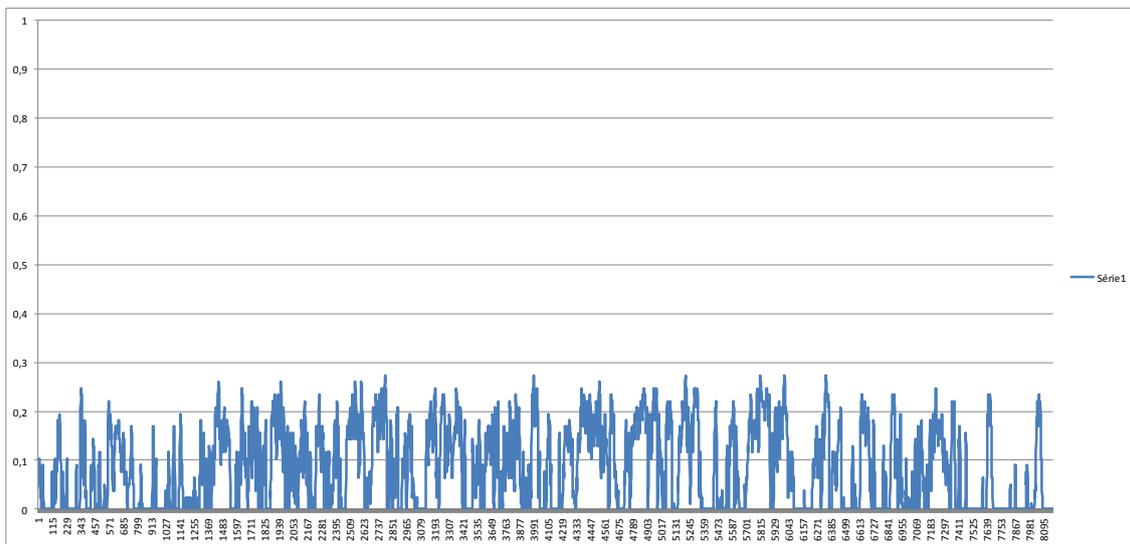


Figure 7

Puissance nucléaire complémentaire nécessaire pour obtenir une puissance constante affectée aux électrolyseurs de 0,3 fois la puissance maximale du parc éolien

Dans la pratique on voit, sur les Figures 6 et 7, que, alors que la puissance maximum fournie par les éoliennes à l'électrolyse atteint 0,3 fois la puissance maximale du parc, la puissance nucléaire complémentaire n'excède pas 0,2 fois cette quantité. Si on suppose que la puissance nucléaire disponible en période de faible demande est de 5 GW, on voit que le seuil de troncation pour l'éolien pourrait être alors de 7,5 GW ( $5 \cdot 0,3 / 0,2$ ) et la puissance du parc éolien de 22,5 GW ( $7,5 / 0,3$ ). Alternativement, pour un parc éolien de 10 GW (une valeur qu'il serait souhaitable de ne pas dépasser, grâce à l'abandon de l'obligation d'achat) le seuil de troncation serait de 3 GW ( $0,3 \cdot 10$ ) et la demande de nucléaire n'excéderait pas 2 GW ( $0,2 \cdot 10$ ), la puissance des électrolyseurs étant de 3 GW également.

Dans l'Annexe nous montrons que le meilleur compromis pour la troncation de la puissance éolienne utilisée par les électrolyseurs est égale à 30% de la puissance maximum observé du parc. Dans ces

conditions le coût du courant utilisé par les électrolyseurs se situe dans une fourchette comprise entre 18 et 33 €/MWh, selon les hypothèses faites sur les coûts des électricités nucléaire et éolienne.

Selon une étude américaine<sup>4</sup>, pour un facteur de charge de 50% des électrolyseurs et une production de 1000 kg/jour, le coût de l'hydrogène se décomposerait selon le Tableau 1.

	€/kg	€/MWh
Coût en capital	1,17	35
Coût de l'électricité	1,1 (2,2)	32 (66)
Maintenance	0,43	13
Total	2,7(3,8)	80 (114)

Tableau 1

Décomposition du coût de l'hydrogène produit par une installation produisant 1000 kg/jour<sup>i</sup> avec un facteur de charge de 50% d'après la référence donnée dans la note 4. Nous avons remplacé le coût de l'électricité donné dans la référence par la valeur de 16 €/MWh issue de la 2<sup>ème</sup> colonne du Tableau 3 ou de 33 €/MWh de la 3<sup>ème</sup>. Le rendement de l'électrolyseur est supposé de 50%

Selon les hypothèses sur le prix des électricités éolienne et nucléaire le prix du MWh d'hydrogène se situerait entre 80 et 114 €/MWh. Un coût de 114 €/MWh correspond à un coût de carburant de l'ordre de 1,3 €/litre. Le rendement des PAC étant environ deux fois meilleur que celui des moteurs thermiques, on arrive donc à une dépense équivalente à 0,65 €/l. Dans le cas de voitures équipées de turbine à gaz cette dépense atteindrait à 1,3 €/L. A ces coûts il faut ajouter celui du conditionnement de l'hydrogène.

Pour une puissance des électrolyseurs de 5 GW, un rendement d'électrolyse de 50% et un facteur de charge de 50%, la production atteindrait 11 TWh. En admettant un rendement des PAC de 60% on aurait donc une puissance utile du parc automobile de 6,5 TWh. Pour un parc utilisant des combustibles fossiles avec un rendement de 25% ceci correspond donc à une consommation d'énergie primaire de 26 TWh, soit 2,2 Mtep, de quoi fournir 5 millions de voitures particulières. On pourrait envisager une première étape avec 50000 voitures PAC construites par an, qui nécessiteraient une mise en œuvre de 50 MW d'électrolyseurs par an. Le coût se situerait aux alentours de 50 M€.

Si la demande d'hydrogène se développe en Allemagne, la France serait bien placée pour y faire face. La conjonction de la production éolienne actuelle et de celle des centrales nucléaires rendrait l'hydrogène français très compétitif. Cantonnée dans la production d'hydrogène, la production éolienne ne menacerait plus la stabilité du réseau de transport d'électricité. Le même raisonnement tient pour le Photovoltaïque comme suggéré par Pierre Bacher.

<sup>4</sup> Wind-To-Hydrogen Project: Electrolyzer Capital Cost Study. **Genevieve Saur**. *Technical Report*, NREL/TP-550-44103 December 2008

## Annexe

Les parts relatives du nucléaire et de l'éolien utile dépendent du seuil de troncation, de même que les pertes de production éolienne. Le Tableau 2, établi à partir d'une simulation de la production éolienne<sup>5</sup>, montre cette évolution.

1	2	3	4
Seuil de troncation	Eolien/électrolyse (E)	Nucléaire/électrolyse (N)	Pertes/électrolyse (P)
0,1	0,96	0,024	1,705 <sup>ii</sup>
0,2	0,86	0,143	0,498
0,3	0,72	0,279	0,187
0,4	0,61	0,396	0,073
1	0,25	0,746	0,000
Nucléaire seul	0	1	2,66

Tableau 2

**Evolution, en fonction du seuil de troncation de la puissance éolienne, des parts de l'éolien et du nucléaire dans l'alimentation des électrolyseurs. La fraction de l'énergie éolienne rejetée est aussi donnée.**

On propose de choisir le seuil de troncation minimisant le coût de l'électrolyse. Le coût C du MWh consommé par les électrolyseurs peut s'écrire

$$C = p_n * N + p_p * P + p_e * E + p_T$$

Où  $p_n$  est le prix du courant nucléaire hors pointe,  $p_e$  le prix du courant d'origine éolienne,  $p_p$  le coût de l'électricité éolienne excédentaire qui se substitue à des productions pilotables au prix d'une perte de rentabilité. L'estimation de ces prix est soumise à d'importantes incertitudes que nous discutons.  $p_T$  est le prix du péage dû au réseau de transmission.

### **Le prix de l'électricité nucléaire**

Dans le cas où les réacteurs peuvent augmenter leur puissance pour alimenter les électrolyseurs seule la part variable du kWh (combustible, fluides) doit être prise en compte pour évaluer le coût de production. Cette part est d'environ 10€/MWh. S'il s'agit d'une période où les réacteurs fonctionnent à pleine puissance on pourrait envisager que les électrolyseurs bénéficient des tarifs des industries électro intensives, soit environ 30 €/MWh

### **Le prix de l'électricité éolienne**

L'électricité éolienne est soumise à une obligation d'achat à un tarif fixé par la CRE (actuellement 86 €/MWh) de la part des distributeurs, généralement ERDF ou RTE. Ceux-ci doivent alors trouver un moyen de se « débarrasser » de ce courant non voulu, à tout prix pour ne pas mettre en danger le réseau. La solution de facilité est de diminuer l'appel à l'électricité produite par des moyens « pilotables » (hydraulique, nucléaires, centrales gaz et charbon). Les opérateurs voient leurs débouchés décroître et éprouvent des pertes correspondant à leurs frais fixes (charges financières, charges salariales...) Ces pertes sont équivalentes à des coûts négatifs et les opérateurs sont alors prêts à vendre à des coûts un peu moins négatifs. On peut donc penser que, dans ces conditions, un prix nul du courant éolien serait intéressant pour la collectivité. On peut aussi considérer que les électrolyseurs seront prêts à payer le courant éolien aussi longtemps qu'il serait significativement inférieur à celui du nucléaire, soit, par exemple, 15 €/MWh au maximum.

<sup>5</sup> Simulation établie par la collaboration ANCRE à partir des données éCO2mix de RTE

### Le coût de l'éolien injecté dans le réseau

Comme expliqué plus haut, l'injection du courant éolien conduit à une diminution des achats du courant produit par les installations pilotables. Par exemple, la vente de l'électricité nucléaire rapporte à EDF 42 €/MWh selon la loi NOME alors que le gain sur le coût variable est de l'ordre de 10 €/MWh. On peut donc estimer que le coût induit par le flux de courant éolien sur le réseau est de l'ordre de 30 €/MWh.

### Le transport de l'électricité

Il faut, de plus, tenir compte des frais de péage du transport d'électricité  $p_T$  à verser à RTE. On peut, actuellement, les estimer à environ 10 €/MWh.

On voit donc que le coût du kWh de l'électricité fournie aux électrolyseurs se situerait entre un minimum de

$$C_m = 10 * N + 30 * P + 0 * E + 10$$

et un maximum de :

$$C_M = 30 * N + 30 * P + 15 * E + 10$$

Le Tableau 3 donne deux estimations du coût du MWh destiné à l'électrolyse selon l'hypothèse faite sur le prix du courant d'origine éolienne revendu par les distributeurs (ERDF, par exemple). On constate qu'une alimentation mixte combinant nucléaire et éolien permettrait d'obtenir un coût plus bas que celui du seul nucléaire (20 à 40 €/MWh, sans tenir compte du coût de l'injection de la totalité du courant éolien sur le réseau et 100 à 120 dans le cas contraire). On constate aussi que les conditions les plus favorables correspondent à des seuils de troncation de puissance éolienne de 0,3 et 0,4.

Seuil de troncation	Coût MWh électrolyse minimum	Coût MWh électrolyse maximum
0,1	61,39	76,27
0,2	26,37	42,13
0,3	18,40	34,78
0,4	16,15	33,22
1	17,46	36,13
Nucléaire seul	20(100)	40(120)

Tableau 3

**Estimation du prix du MWh utilisé pour l'électrolyse pour deux hypothèses extrêmes. Pour le nucléaire seul nous donnons une valeur correspondant au coût du seul nucléaire hors pointe et une valeur où nous ajoutons le coût de l'injection de la totalité de la puissance éolienne sur le réseau**

Le but à atteindre est d'optimiser économiquement l'usage utile des kWh produits par l'éolien. Le Tableau 2 peut être interprété comme la quantité d'électricité nucléaire et éolienne nécessaire à une alimentation de 1 MWh pour l'électrolyse. La quantité nette de courant éolien ayant une destination utile est alors égale à la différence entre la colonne 2 (part de l'éolien dans l'alimentation des électrolyseurs) et la colonne 4 (éolien en compétition avec les productions pilotables). En rapprochant le Tableau 3 du Tableau 3 il est possible d'estimer le coût du kWh éolien net utilisé pour l'électrolyse.

1	2	3	4	5	6
Seuil de troncation	Eolien/électrolyse (E)	Pertes/électrolyse (P)	Consommation Nette (E-P)	Coût bas	Coût haut
0,1	0,96	1,705	-		
0,2	0,86	0,498	0,36	73	116
0,3	0,72	0,187	0,53	34	65
0,4	0,61	0,073	0,53	30	62
1	0,25	0,000	0,25	70	144

Tableau 4

Estimation du coût du kWh éolien utile

Sur le Tableau 4 on voit qu'un seuil de troncation de la production éolienne compris entre 0,3 et 0,4 fois la puissance maximale observée semble économiquement optimum pour cantonner la production éolienne dans la production d'hydrogène. Nous avons choisi la valeur de 0,3 qui conduit aussi à une faible valeur de la production nucléaire

En effet, d'après le Tableau 2, la puissance éolienne tronquée vaut 3,6 GW, et la puissance nucléaire 1,4 GW. Il s'ensuit qu'il sera possible d'utiliser la baisse de puissance du nucléaire en été sans avoir besoin d'installer la puissance nucléaire supplémentaire de 2 GW, estimée nécessaire par Pierre Bacher pour une puissance nucléaire de 5 GW. La puissance éolienne maximum vaudrait 12 GW. Elle est actuellement d'environ 7,5 GW. On peut espérer qu'elle n'atteindra pas les 12 GW. Si elle est limitée à 9 GW, le seuil de troncation pourrait alors être porté à 0,4. Dans ces conditions, le facteur de charge des électrolyseurs atteindrait environ 50%.

---

<sup>i</sup> Une telle capacité est assez faible, correspondant à une puissance de 16 MW. Pour des puissances supérieures on peut espérer une réduction du coût

<sup>ii</sup> L'éolien et le nucléaire contribuant à la production des électrolyseurs leurs parts dans cette production sont évidemment inférieures à l'unité. Par contre, et, par construction, pour l'éolien non utilisé pour l'électrolyse (les pertes) le rapport entre cette énergie « perdue » et l'énergie consommée par les électrolyseurs, n'a aucune raison d'être inférieur à l'unité.