

# **Un mix électrique 100% renouvelable d'ici à 2050, une utopie?**

**Jean-Pierre Schaeken Willemaers**

**Institut Thomas More**

**Président du pôle énergie, climat, environnement**

## Remarques liminaires

- **La stratégie énergétique de l'Union européenne**

- La sécurité énergétique, la solidarité, la confiance;
- la pleine intégration du marché européen de l'énergie;
- l'efficacité énergétique;
- la compétitivité, la recherche, l'innovation;
- la décarbonisation de l'économie

- **Secteur électrique européen: décisions et orientations**

- **Le Conseil européen a indiqué, en octobre 2014, un objectif, au niveau de l'UE, d'amélioration de l'efficacité énergétique d'au moins 27% d'ici à 2030 par rapport à 1990 (non contraignant au niveau des Etats membres). Cet objectif sera réexaminé en 2020 dans la perspective de porter ce chiffre à 30% pour l'ensemble de l'UE.**
- **Il est également prévu que l'UE s'engage à réduire d'au moins 40% ses émissions de GES à l'horizon 2030 par rapport à 1990 et d'augmenter la part des sources d'énergie renouvelable dans le mix électrique à 27% (non contraignant au niveau des Etats membres), à cette même date.**
- **Un objectif minimal spécifique d'interconnexion électrique a été fixé, d'ici à 2020, à 10% de la capacité installée de production d'électricité des Etats membres.**

# Conditions de réalisation d'un système électrique bas carbone

Outre les critères de base de bonne gestion:

- **d'économie d'énergie** par réduction de la consommation et par augmentation des rendements de production;
- et de **flexibilité d'exploitation du système électrique** pour mieux gérer consommation et production;

l'aboutissement de la politique bas carbone de la Commission européenne, conduit à:

- remplacer progressivement la génération d'électricité conventionnelle par une production renouvelable ;
- restructurer le transport d'électricité (transmission et distribution) : adaptation à une production d'électricité dispersée et largement intermittente avec des flux bidirectionnels ;
- développer les liaisons transfrontalières ;
- stocker l'énergie électrique pour compenser, partiellement, les effets de l'intermittence et améliorer la sécurité d'approvisionnement ;
- mettre en place un marché de quotas d'émission de carbone (carbon allowances) efficace.

*Qu'en est-il d'un système électrique 100% renouvelable d'ici à 2050?*

- **Production d'électricité**

**Le mix électrique des modèles visant à 100% d'énergie renouvelable d'ici à 2050 en Europe, est dominé par les sources d'énergie éoliennes et photovoltaïques (l'éolien étant largement prédominant), c.à.d. des productions électriques intermittentes. Elles en représentent plus des trois quarts (ADEME, « Vers un mix électrique 100% renouvelable en 2050 »).**

A l'échelle européenne, le tout renouvelable requiert l'installation et le remplacement de:

- 100 000 nouvelles éoliennes dont un grand nombre en mer dans un environnement compliqué (Roadmap 2050), cette dernière technologie se trouvant encore sur la courbe « d'apprentissage ». Le projet Bard en mer du nord est un cas d'école à cet égard;

- 5000 km<sup>2</sup> ou 500 000 ha de panneaux photovoltaïques;

**avec tous les problèmes économiques et sociaux associés à de tels investissements.**

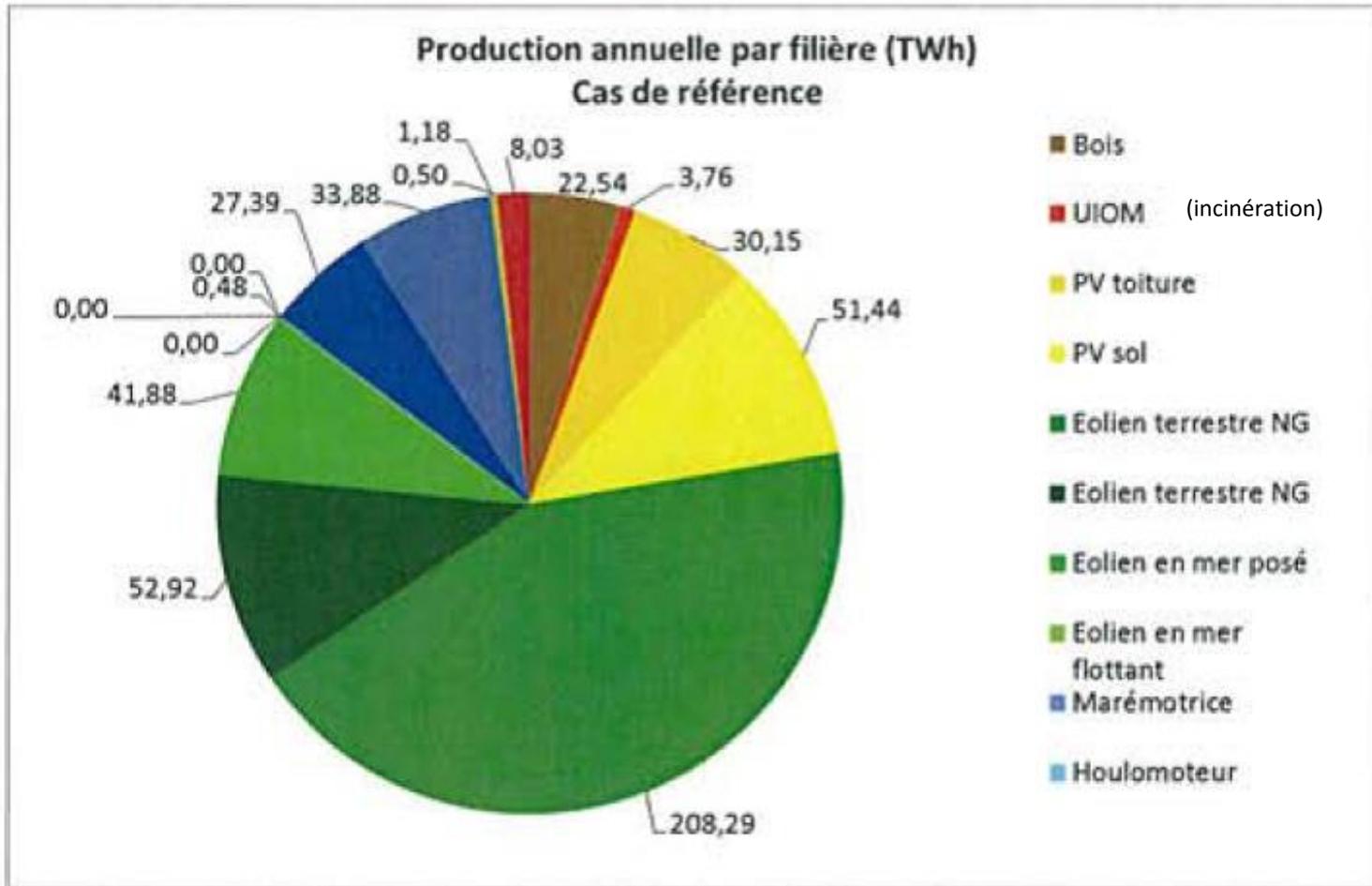
# NORTH SEA

Denmark

Germany

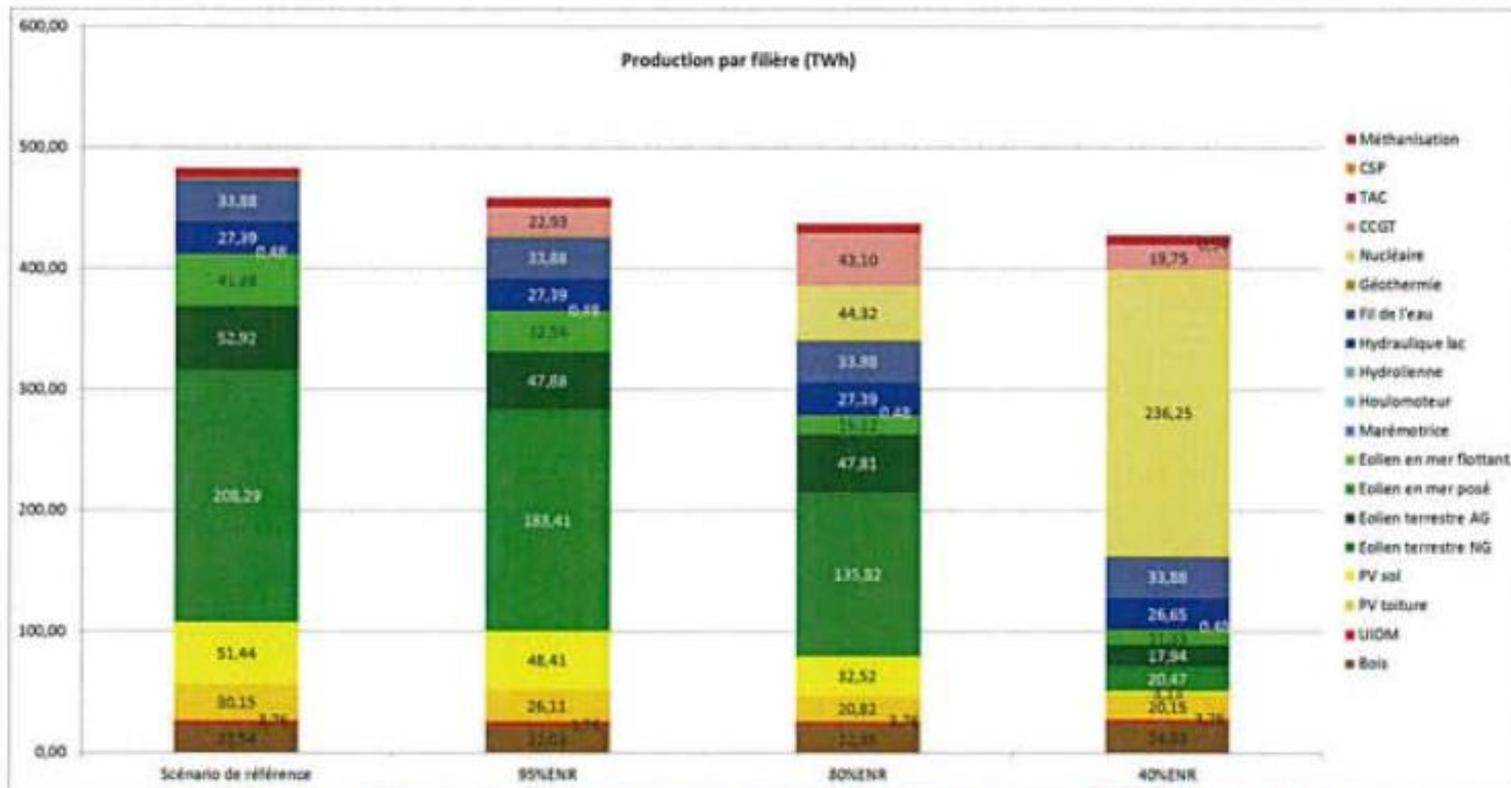
Netherlands





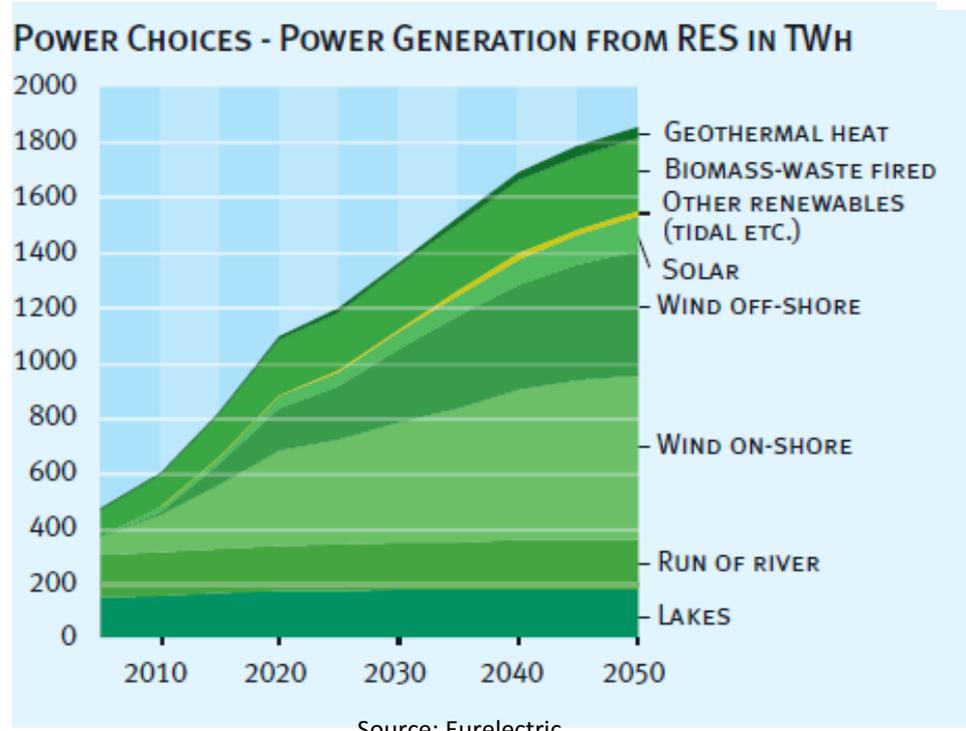
F \_ production nationale par filières - cas de référence

Source: ADEME, « Vers un mix électrique 100% renouvelable en 2050 », 2015



**Comparaison des productions par filière dans les cas 100%, 95%, 80% et 40% ENR**

Source: ADEME, « Vers un mix électrique 100% renouvelable en 2050 », 2015



- **Réseaux électriques**

La forte pénétration du renouvelable intermittent associée à la politique bas carbone conduit à une production d'électricité plus variable et dispersée qu'elle ne l'est actuellement, ce qui implique:

- **d'augmenter la capacité** (renforcement des lignes existantes et installation de nouvelles lignes) **des réseaux électriques de transmission et de distribution** dans les Etats membres de l'Union et entre ceux-ci (liaisons transfrontalières);
- ainsi que **des systèmes d'exploitation intelligents et automatisés;**

**et donc de gros investissements.**

### *Difficultés inhérentes à un tel système*

- L'allongement des durées de construction des projets d'infrastructure, voire arrêt de ceux-ci, en raison de l'opposition de la population locale et/ou de représentants d'organisations environnementales, ainsi que de la longueur des procédures d'obtention des permis d'environnement et de construction;
- l'équilibrage du système électrique est rendue plus difficile par la pénétration élevée du renouvelable intermittent. En effet, éoliennes et solaire ne peuvent contribuer réglage primaire du système. Quant à leur contribution à la régulation secondaire et tertiaire, elle est impossible avec certains types d'éoliennes et compliquée à implémenter avec d'autres.
- l'asymétrie entre distribution des bénéfices et allocation des coûts des liaisons transfrontalières est une difficulté supplémentaire.

- **Le stockage de l'électricité**

Stocker l'électricité en cas de production abondante et sa restitution dans le cas inverse est une contribution essentielle à la stabilité du système électrique bas carbone ainsi qu'à la sécurité d'approvisionnement.

Différentes technologies sont disponibles, à savoir les stockages:

- hydraulique ;
- mécanique ;
- Chimique et électrochimique ;
- électromagnétique .

Elles présentent des caractéristiques propres qui déterminent leur usage.

Pour des pénétrations élevées d'électricité renouvelable intermittente, d'importantes capacités de stockage sont requises.

La puissance de stockage, en France, pour un mix électrique 100% renouvelable, s'élèverait à près d'un cinquième de la puissance totale installée du parc ENR (ADEME).

Il est évident que ces investissements supplémentaires et les coûts d'exploitation y relatifs augmentent le prix du kWh.

**Dans ces conditions, les investissements dans les réseaux électriques (UE) s'élèvent à:**

- 600 milliard d'euros dont les 2/3 pour les réseaux B.T. d'ici à 2020 (Eurelectric);
- 68 milliards d'euros en H.T. , entre 2020 et 2030, dont les deux tiers pour des liaisons transfrontalières (Eurelectric);
- la Commission européenne estime à 1063 milliards d'euros, l'investissement , entre 2011 et 2050, rien que dans la distribution d'électricité (Commission européenne).

L'investissement total, d'ici à 2050, dépasserait donc 1,5 trillions d'euros .

# La politique bas carbone et le système électrique EU

## ● La sécurité d'approvisionnement

Le renouvelable qui, dans les décennies à venir, restera largement intermittent et principalement éolien, est un défi majeur pour la stabilité, la fiabilité et l'exploitation du système électrique à des prix compétitifs.

- Selon un sondage réalisé auprès de 2 500 chefs d'entreprise allemands, la continuité de fourniture d'électricité (sécurité d'approvisionnement) s'est dégradée avec l'arrivée massive du renouvelable intermittent sur le réseau : 16% des responsables interrogés ont subi au moins une coupure brève durant les 12 derniers mois avant l'interview (d'une durée inférieure à 3 minutes), ayant perturbé sérieusement l'activité dans un cas sur deux (IFRI, « Le coût des énergies renouvelables », Michel Cruciani, septembre 2014)

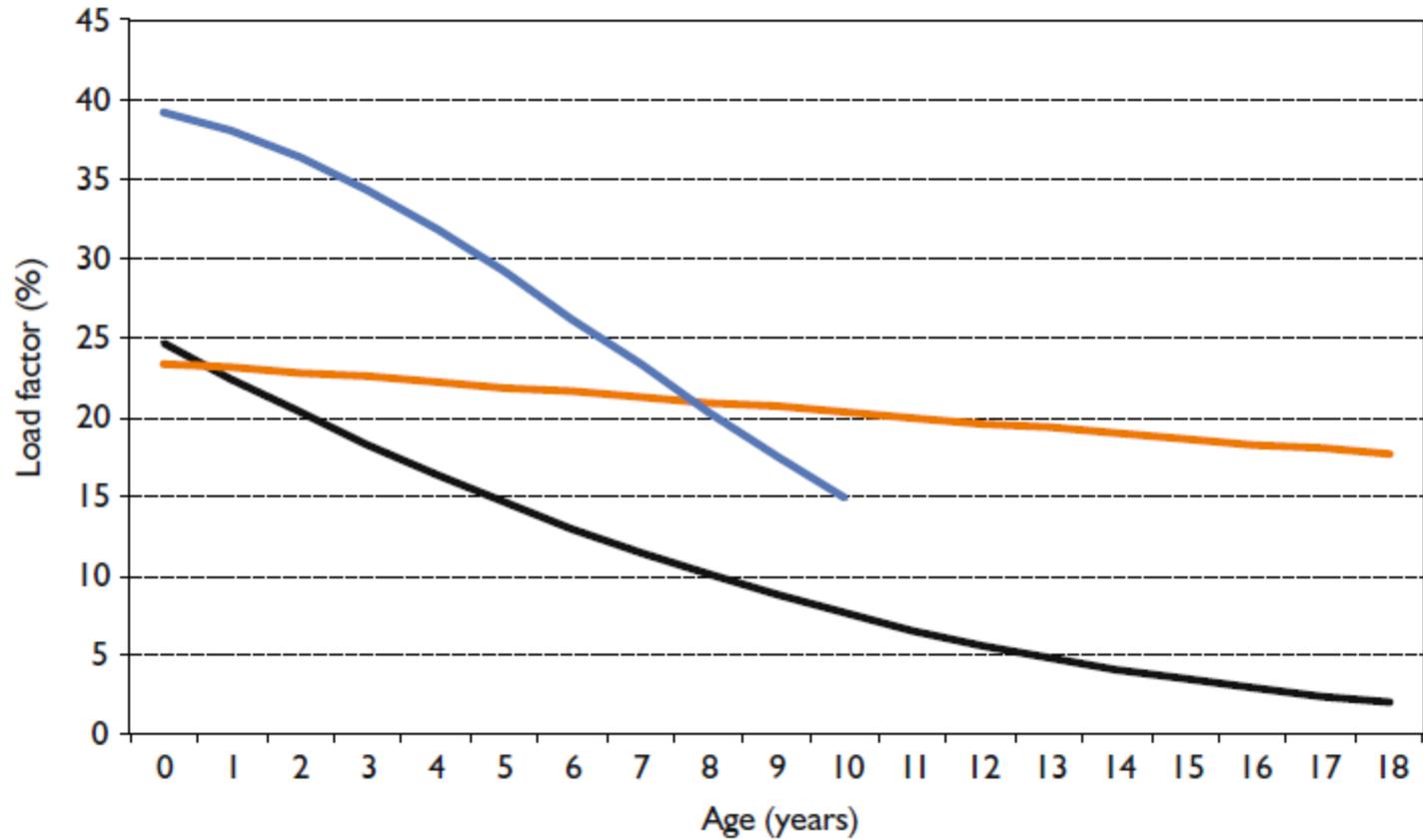
- Les économies d'énergie, en ce compris l'amélioration des rendements énergétiques, et le pilotage raisonnable de l'offre et de la demande d'électricité ne suffisent pas à assurer la sécurité d'approvisionnement dans le scénario qui nous occupe, sauf là où de grandes capacités d'énergie hydraulique sont disponibles pour compenser l'intermittence.
- L'effet de foisonnement ne peut pallier de manière satisfaisante cette situation.

## ● La compétitivité

Une énergie bon marché est un paramètre majeur de la compétitivité.

- **Or, les Etats membres de l'UE où la pénétration de l'éolien et/ou du photovoltaïque est élevée et/ou qui ont amorcé la sortie du nucléaire, connaissent tous les prix de l'électricité les plus élevés pour le consommateur final**(ce qui détériore, bien entendu, la compétitivité de leur industrie et le pouvoir d'achat des ménages) sans avoir réussi à développer une industrie du renouvelable robuste. La situation dans ces pays n'est pas susceptible de beaucoup s'améliorer vu que les sites les plus favorables pour le déploiement des énergies renouvelables intermittentes sont largement exploités ce qui affecte le potentiel de réduction future des coûts.
- D'autre part, une étude du professeur Gordon Hughes (School of Economics, University of Edinburgh) montre que la durée de vie des éoliennes est inférieure aux prévisions et que le facteur de charge des parcs éoliens diminuent substantiellement dans le temps.
- En outre, l'augmentation de la pénétration du renouvelable essentiellement intermittent entraîne des investissements toujours plus importants tant dans les réseaux de transport d'électricité que dans le stockage de celle-ci.

## Performance degradation due to age



— UK onshore — DK onshore — DK offshore

Gordon Hughes, « performance of wind farms in the UK and Denmark »,  
Renewable Energy Foundation, 2012

**Soutien aux énergies renouvelables dans l'Union européenne**  
**Aide moyenne en €/MWh produit**

<i>Année 2011</i>	<i>Éolien</i>	<i>Photovoltaïque</i>	<i>Hydroélectricité</i>	<i>Biomasse</i>	<i>Déchets</i>
Allemagne	87	402	48	160	20
Autriche	22	264	1	81	98
Belgique	95	407	45	97	-
Finlande	12	-	4	7	4
France	33	477	13	55	41
Hongrie	111	-	72	113	109
Italie	69	367	70	120	
Pays-Bas	68	386	104	75	41
Rep. Tchèque	107	484	57	56	113
Roumanie	65	79	60	64	
Espagne	41	357	39	75	31
Royaume Uni	72	290	65	58	63

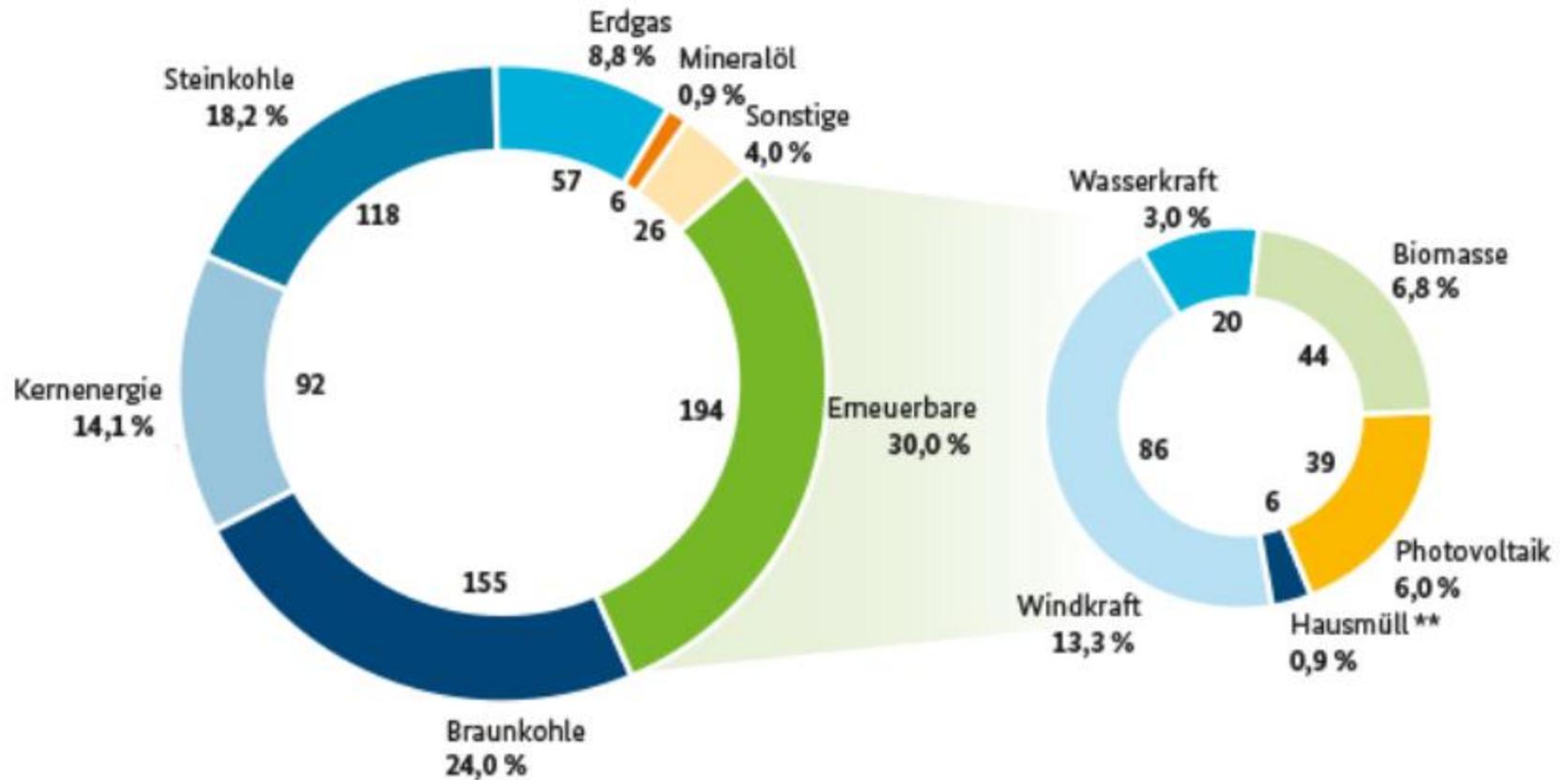
Source : Council of European Energy Regulators, Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes in Europe, 19 February 2013, page 22

## Installations produisant de l'électricité : Coût de production moyen actualisé

	<b>LCOE en €/MWh</b>	
	<i>Minimum</i>	<i>Maximum</i>
<b>Procédés éprouvés</b>		
Éolien terrestre	30	121
Éolien en mer	75	276
Photovoltaïque	59	467
Hydroélectricité	13	236
Solaire à concentration	79	369
Géothermie	22	208
<b>Procédés expérimentaux</b>		
Énergie des courants marins	158	790
Énergie des vagues	204	797
<b>Bioénergies</b>		
Incinération	38	151
Gaz de décharge	30	68
Déchets municipaux	60	158
Biogaz	26	143
<b>Énergies conventionnelles</b>		
Charbon	26	130
Gaz naturel	35	111
Nucléaire	69	111

L'expérience allemande est particulièrement intéressante à analyser. Les conséquences de la loi EEG (Erneuerbare Energien Gesetz), mise en vigueur en 2000, dans le cadre de l'Energiewende (tournant ou transformation énergétique), préjudiciables à la compétitivité de l'industrie allemande et au pouvoir d'achat des ménages (les charges sur ceux-ci ont quasi doublé entre 2006 et 2014 pour atteindre 24 milliards d'euros), a contraint le gouvernement à la réformer en profondeur.

Toutefois, cette réforme pourrait ne pas être suffisante, En effet, une publication de l'Institut IDW (Institut der Wirtschaftsprüfer) signalait, début 2013, une chute d'environ 28% de l'investissement en Allemagne de la part des industries énergivores entre 2008 et 2010.



\*vorläufige Zahlen, \*\* regenerativer Anteil; Quelle: AG Energiebilanzen, Stand: Dezember 2015 (PDF: 306 KB)

Source: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

**Soutien aux énergies renouvelables en Allemagne et en France**  
**Surcoût par MWh injecté pour les consommateurs assujettis**

<i>Année 2012<sup>5</sup></i>	<i>Allemagne</i>		<i>France</i>	
	<i>Soutien en €/MWh</i>	<i>Volumes aidés en TWh</i>	<i>Soutien en €/MWh</i>	<i>Volumes aidés en TWh</i>
<b>Éolien terrestre</b>	49	44,6	34	14,8
<b>Éolien en mer</b>	138	0,7	-	-
<b>Photovoltaïque</b>	246	27,0	343	4,5
<b>Hydroélectricité</b>	30	-	9	7,5
<b>Incinération</b>	126	37,8	37	2,2
<b>Biogaz</b>			-	-
<b>Gaz de décharge</b>	20	5,9	33	1,3
<b>Déchets municipaux</b>			7	2,2

**Sources** : Commission de régulation de l'énergie et BDEW<sup>III</sup> - Voir détail à la note correspondante en fin de document.

- **L'empreinte carbone**

**Les Etats membres de l'UE qui sont à la pointe de la production d'électricité renouvelable, sont les plus grands émetteurs de GES par habitant en Europe, (agence européenne de l'environnement, valeurs 2011) :**

Danemark	: 10 t CO <sub>2</sub>
Allemagne	: 11 t CO <sub>2</sub>
Irlande	: 12 t CO <sub>2</sub>

L'Allemagne présente le niveau le plus élevé d'émissions en termes absolus, soit 760 millions de tonnes en 2013. Cette situation est largement due à la compensation de l'intermittence de l'éolien et du photovoltaïque par des centrales au lignite et au charbon (grandes émettrices de GES).

Le prix de ce dernier est particulièrement intéressant vu la disponibilité de grands volumes en raison de son remplacement, aux Etats-Unis, par du gaz de schiste bon marché.

Toutefois, la forte opposition environnementale, la priorité donnée au renouvelable, la crise économique et la diminution de la demande d'électricité et la réforme du système ETS, rendent les investissements dans de nouvelles centrales au charbon peu attractifs en Allemagne.

## *Captage et stockage de CO<sub>2</sub>*

Durant la période de transition énergétique, les centrales thermiques doivent, pour être conformes aux objectifs européens de décarbonisation, capturer et stocker le CO<sub>2</sub> (technologie CSC).

Les Etats membres n'ont pas réussi, jusqu'à présent, à intégrer la technologie CSC dans leur législation nationale. Même si la Commission européenne supporte toujours cette technologie, elle n'envisage un rôle important pour elle qu'après 2030 !

En Chine, par contre, une grande unité pilote est opérationnelle près de Shanghai et d'autres sont en construction. Aux Etats-Unis et au Canada, des projets CSC à échelle industrielle sont en construction pour des centrales au charbon et au gaz.

Il y a différents procédés pour séquestrer le CO<sub>2</sub>, entre autres, le stockage :

- dans des gisements épuisés de gaz ou de pétrole voire de charbon ;
- en mer, par injection à grande profondeur donnant lieu à sa dissolution ou par consommation par les phytoplanctons;
- biologique ou minéral avec formation de carbonates ou de silicates de magnésium, par exemple.

## ● Le système ETS

Il s'agit d'un système de plafonnement et d'échange (cap and trade) qui fixe la quantité totale de GES, exprimée en tonnes de CO<sub>2</sub>, qui peut être émise par les usines, les centrales électriques etc, durant une période déterminée.

Dans le cadre de l'enveloppe ainsi fixée, les entreprises concernées reçoivent ou achètent des quotas d'émission (carbon allowances) qu'elles peuvent négocier entre elles.

Elles peuvent également acheter des quantités limitées de crédits internationaux liés à des projets n'émettant pas de CO<sub>2</sub>.

Ces entreprises doivent remettre, annuellement, suffisamment de quotas pour couvrir toutes leurs émissions de GES, sous peine de lourdes amendes si elles ne s'exécutent pas.

Celles qui émettent des quantités de GES supérieures à leurs quotas doivent donc en acheter sur le marché auprès de celles qui en ont de trop.

.

Pour que ce système soit efficace, il faut que le prix de la tonne de CO<sub>2</sub> soit suffisamment élevé pour inciter ceux qui émettent des GES, d'en réduire la quantité et donc d'investir dans des technologies bas carbone.

Le système actuel s'est avéré un échec en raison d'une surabondance de quotas distribués (plus de 2 milliards de permis de polluer) et de la crise économique.

Pour remédier à cette situation, une réforme du Système Européen de Quotas d'Emissions de CO<sub>2</sub> (SEQE), a été proposée sous la présidence lettone du Conseil européen. Elle a été adoptée, en première lecture, par le parlement européen le 8 juillet 2015. Elle vise à réduire le surplus de crédits carbone disponibles pour les échanges de manière à soutenir les prix des droits d'émissions qui s'étaient écrasés à quelques euros.

Pour ce faire, une partie des quotas SEQE serait retirée du marché et placée dans une réserve de stabilité (market stability reserve-MSR) si le surplus dépasse un certain seuil. Les quotas non attribués à la fin de la phase d'échange actuelle (2020) seraient également placés dans la réserve moyennant une révision de la directive SEQE.

La Commission européenne propose que 57% des certificats sur un total de 15,5 milliards disponibles, soient vendus aux enchères durant la période 2021-2030 tandis que les 43% restants seront distribués gratuitement, soit environ 6,3 milliards de certificats. Il va sans dire que l'industrie européenne énergivore rejette la notion de quota fixe de certificats gratuits.

Le système ETS (Emission Trading System) est considéré, par la Commission européenne, comme indispensable pour atteindre les objectifs de la politique bas carbone quoique la preuve de son efficacité ne soit pas établie. S'il n'était pas réformé, l'ambition et l'intégrité environnementale de l'accord de Paris en décembre 2015, seraient ébranlées, selon la Commission.

Le problème est que le système ETS n'en reste pas moins un instrument financier et qu'il doit être correctement contrôlé pour éviter dérives et abus. Pour son bon fonctionnement, il doit inspirer la confiance et recueillir un consensus parmi les Etats membres.

Les fraudes dont est victime le système ETS, ne sont pas faites pour rétablir la confiance.

## Alternative à l'électricité 100% renouvelable

**Quel que soit le mix de production électrique (100% renouvelable sans nucléaire ou autre), les économies d'énergie via des réductions de consommation et/ou d'augmentations de rendements ainsi que des offres et demandes d'électricité flexibles, devraient être la première priorité.**

C'est, en effet, la manière la plus efficace socialement, techniquement et économiquement de réduire la facture d'électricité, la pollution et les émissions de CO<sub>2</sub>.

## *Quelques caractéristiques du système électrique bas carbone européen*

- La priorité d'accès aux réseaux réservée à l'électricité renouvelable (largement intermittente) ;
- la tendance à la réduction de la part du nucléaire dans le mix électrique (alors qu'il n'émet pas de GES) ;
- les subventions accordées à la génération d'électricité renouvelable par différentes voies et, entre autres, par le système ETS, qui ne sont consenties :
  - ni aux centrales au gaz, essentielles pour compenser l'intermittence du renouvelable ;
  - ni au nucléaire n'émettant pas plus de GES que le renouvelable intermittent.

**Pour valoriser les ressources énergétiques de manière efficace, il faudrait les exploiter en fonction de leurs caractéristiques propres et des besoins de bon fonctionnement du système électrique.**

- Les centrales au gaz constituent un bon exemple à cet égard.  
Elles sont, en effet, indispensables pour assurer la sécurité d’approvisionnement électrique en raison de l’intermittence de la production renouvelable.  
D’autre part, leur facteur de charge est considérablement réduit, et partant leur rentabilité, du fait de la priorité d’accès au réseau dont bénéficie ce même renouvelable.  
Il serait donc logique de leur accorder une rémunération de capacité valorisant leur disponibilité pour pallier les défauts de production de l’éolien et du photovoltaïque.
- Dans le même ordre d’idées, le renouvelable variable devrait contribuer, par un « fee » de raccordement, au financement de la restructuration du réseau électrique dont il est en grande partie responsable

- Sur base de coûts médians attendus pour des centrales mis en service en 2020, le nucléaire apparaît comme une technologie adéquate pour assurer la fourniture de base puisque son LCOE, correspondant à ce régime de fonctionnement, est inférieur à celui de l'électricité renouvelable intermittente (« Projected costs of generating electricity », International Energy Agency (IEA) et Nuclear Energy Agency (NEA), 2015 edition).

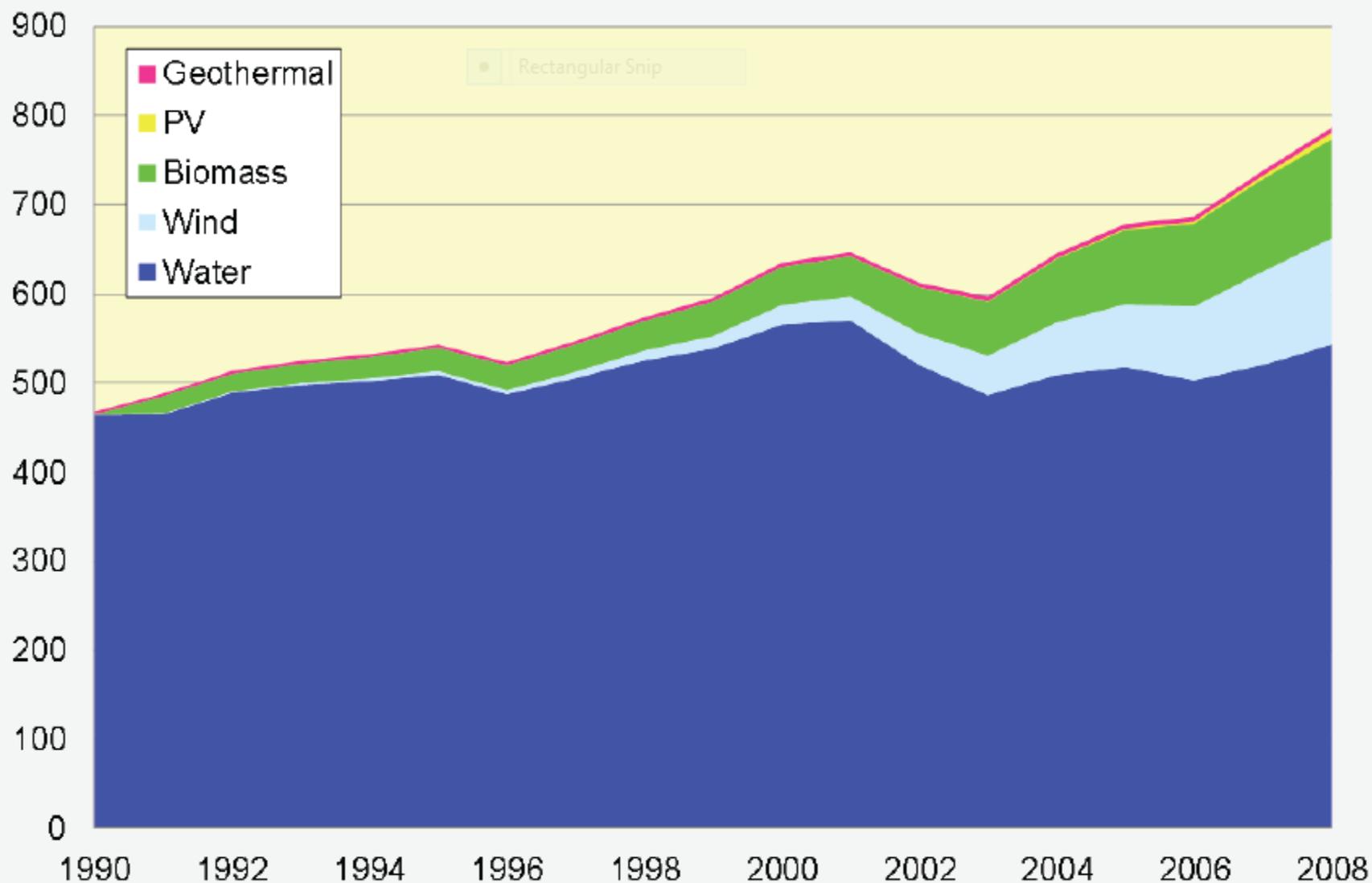
**Rappelons que la production d'électricité nucléaire n'émet pas plus de gaz à effet de serre (GES) que l'éolien « onshore » ou que le photovoltaïque et moins que l'éolien « offshore ».**

**Il n'y a donc pas de raison d'exclure le nucléaire du mix énergétique, pas plus aujourd'hui qu'en 2050, bien au contraire, il faudrait en augmenter sa part dans le mix électrique.**

- En ce qui concerne les centrales au charbon, la conformité aux objectifs de l'UE, dans le cadre de sa politique climatique, implique une capture et un stockage de CO<sub>2</sub> (CSC). Toutefois, la mise en œuvre de cette technologie est loin d'être généralisée en raison, entre autres, de son coût élevé. Si elle ne s'avérait pas exploitable pour une raison ou une autre, il faudrait, selon le schéma bas carbone, arrêter progressivement les centrales au charbon.

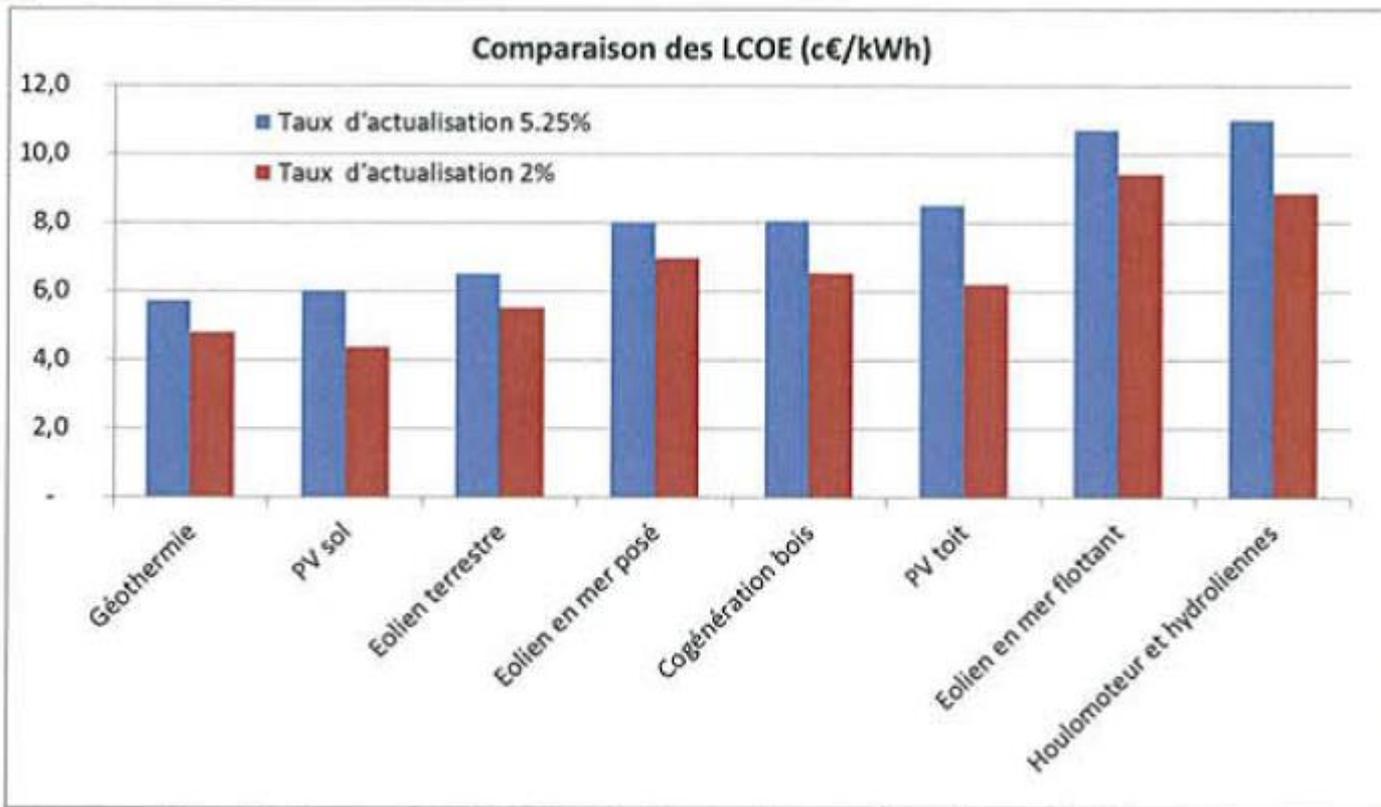
Cette mesure ne devrait pas s'appliquer aux centrales au gaz vu leur importance dans l'équilibrage du système électrique et leurs émissions de GES nettement plus faibles.

## Power Generation from Renewables in EU27+ in TWh



### Development of renewables in EU27+ in TWh

Source: EUREL, « Electrical power vision 2040 for Europe, Feb 2013



Comparaison des LCOE calculés avec des taux d'actualisation de 2% et 5.25%

Source: ADEME, « Vers un mix électrique 100% renouvelable en 2050, 2015

# Conclusions

- Les Etats membres de l'Union européenne qui ont décidé de reformater leur système électrique dans le cadre de la politique bas carbone, se sont focalisés sur la production d'électricité renouvelable (principalement intermittente) sans avoir intégré, au préalable, dans leur projet:
  - la restructuration du transport d'électricité et le « stockage » de celle-ci ;
  - le développement des liaisons transfrontalières.
- Le déplacement des centrales conventionnelles , par de la production renouvelable, essentiellement intermittente, conduit à:
  - l'installation d'un très grand nombre d'éoliennes donc à l'occupation de très grandes surfaces, la puissance installée de substitution étant largement plus élevée que celle des centrales conventionnelles remplacées pour la même énergie électrique générée;
  - ainsi qu'à une très grande surface de panneaux photovoltaïques.

- Cette forte pénétration de renouvelable intermittent, dont la production est variable et dispersée géographiquement, rend nécessaire, dans le cas d'une électricité 100% renouvelable, entre autres:
  - une importante augmentation de capacité/adaptation des réseaux électriques de transmission et de distribution « domestiques » et de liaisons transfrontalières pour un coût dépassant 1,5 trillion d'euros;
  - le stockage d'électricité dont la puissance s'élève à environ 20% de la puissance totale installée.

- Le reformatage du système électrique implique:
  - des investissements lourds qui pèsent sur le prix de l'électricité et donc sur la compétitivité et sur le pouvoir d'achat des ménages;
  - des capacités financières pour les réaliser;
  - la prise en compte de l'opposition de plus en plus prégnante des populations à l'installation de lignes H.T. ainsi qu'à de grands parcs éoliens (surtout au nord de l'UE) et photovoltaïques (principalement au sud de l'UE).

**Il faut donc s'interroger sur la pertinence d'une production d'électricité 100% renouvelable d'ici à 2050.**

**La question se pose donc de savoir comment atteindre l'adéquation entre un système électrique reformaté en fonction de la politique bas carbone et les critères de sécurité d'approvisionnement et de compétitivité.**

**Vu que l'électricité n'intervient qu'à hauteur de 17% de la demande globale finale d'énergie contre 44% pour la chaleur (AIE), les premières priorités devraient porter sur:**

- la recherche d'économies d'énergie (chaleur) dans les secteurs du bâtiment et de l'industrie plutôt que de continuer à investir massivement dans la production accélérée d'électricité renouvelable intermittente et à la subventionner au détriment des consommateurs et de l'économie, sans réussir à créer une industrie robuste pas plus qu'à une création nette d'emplois significative (voir le Renewable Energy Index RENIXX world) ;
- la flexibilité de l'offre et de la demande, sans toutefois aller jusqu'à des contraintes de consommation affectant le bien-être raisonnable des populations.

Le Renewable Energy Index est un indicateur global de performance des 30 plus grandes sociétés de l'industrie de l'énergie renouvelable (dont 12 en Chine, 10 en Europe et 7 aux EU). Il inclut des équipementiers et des producteurs d'électricité.

- Ensuite, pour réduire les lourds investissements induits par une pénétration excessive de renouvelable intermittent, assurer la compétitivité , la sécurité d’approvisionnement électrique en diminuant sa dépendance des conditions météorologiques et apaiser les oppositions sociales, **un mix électrique, incluant des centrales nucléaires et au gaz, apparaît bien plus réaliste, en 2050, qu’un système électrique 100% renouvelable.**

*D'où une proposition d'un système électrique alternatif articulé sur:*

- le déploiement du renouvelable non intermittent et un plafonnement du renouvelable intermittent à un niveau qui permet d'éviter les lourds investissements dans le transport et le stockage d'électricité;
- le nucléaire assurant l'énergie électrique de base:
  - . dans un premier temps, en prolongeant la durée de vie des centrales existantes jusqu'à 60 ans moyennant les investissements de mise à niveau nécessaires;
  - . ensuite, en remplaçant progressivement des unités au bout de leur durée de vie prolongée, par des centrales de 3<sup>ème</sup> génération et, dans 2 à 3 décennies, par celles de 4<sup>ème</sup> génération (régénérant leur combustible et « brûlant » une grande partie des déchets hautement

- et un recours aux centrales au gaz, dont la technologie est bien maîtrisée et performante, et dont les coûts de production sont relativement bas (pour autant que le marché ne soit pas biaisé), pour compenser l'intermittence du renouvelable éolien et photovoltaïque.

Ces centrales thermiques seraient remplacées par du renouvelable non intermittent, en temps voulu, pour autant que des progrès technologiques en permettent une exploitation économiquement et socialement acceptable.