

# Sauvons le Climat

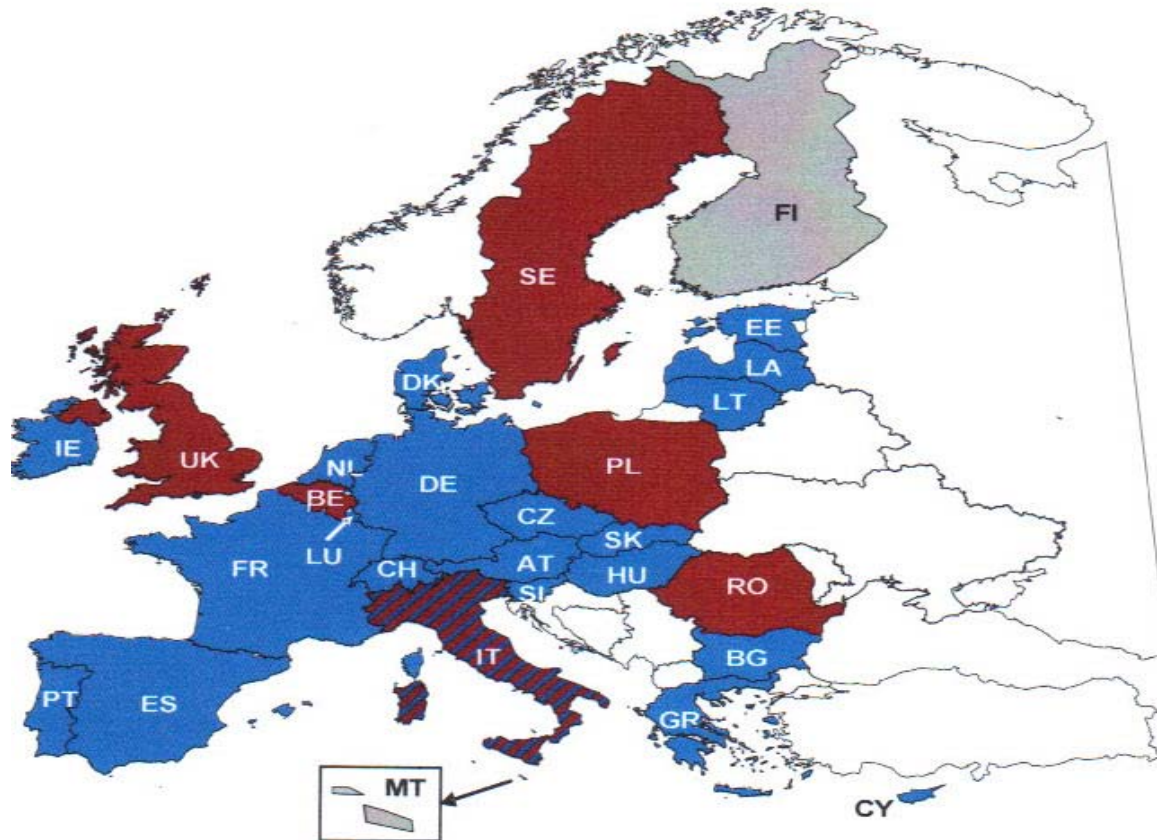
***« Nucléaire et renouvelables:  
compléments ou substituts? »***

Jacques PERCEBOIS  
Professeur Emérite à l'Université de Montpellier  
(CREDEN)

Le Creusot, 24 septembre 2016


# I Le constat

- **1. Le principe: la concurrence par le marché depuis 1996**
- **2. Mais les pouvoirs publics font des exceptions qui engendrent des effets pervers sur le fonctionnement du marché (cas des « feed-in tariffs » pour aider les renouvelables intermittentes)**
- **3. Cela exerce un « effet d'éviction » sur les centrales en base (dont le nucléaire) et fragilise les « opérateurs historiques »**
- **4. Les « transferts financiers » liés à ces aides sont très coûteux (perdants/gagnants)**



 Feed-in tariff

 Quota/ TGC

 Tax incentives/ Investment grants

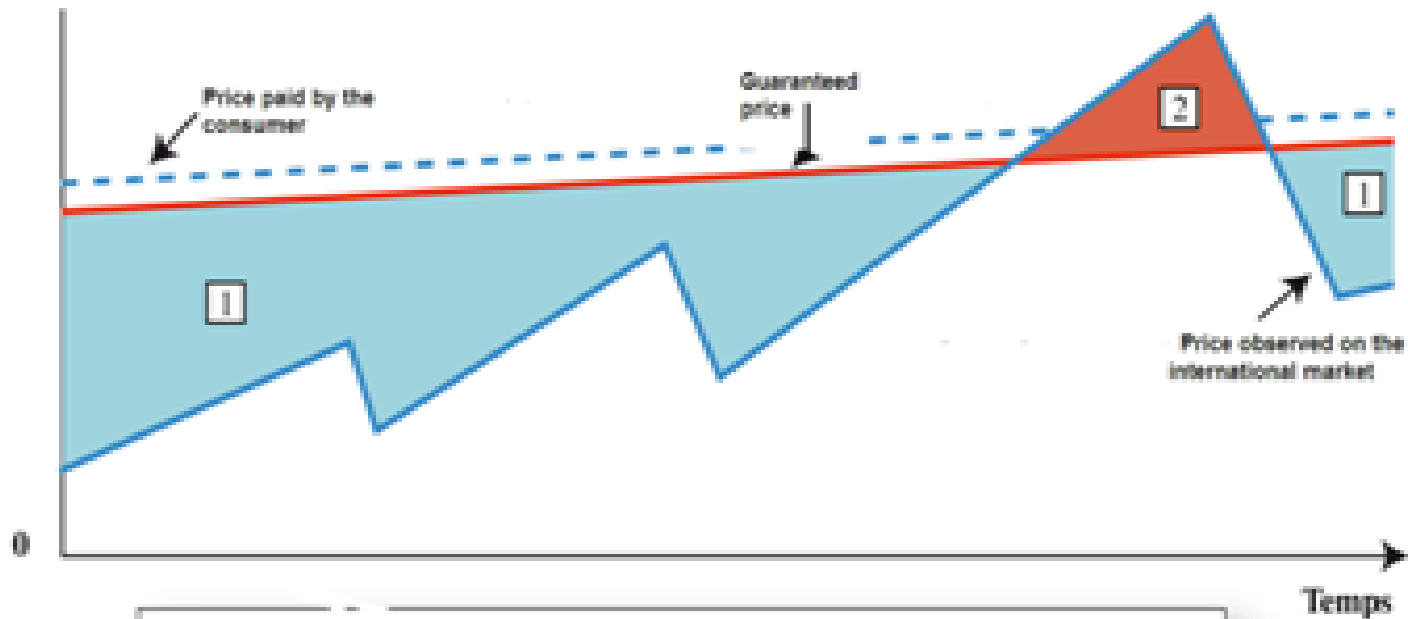
**Currently applied schemes for the support of electricity from RES in the EU-27 countries**

# P.A.C: mécanisme français des prix garantis (source J Percebois)

on a fait avec les ENR la même erreur qu'avec la politique agricole commune

Fig. 1 : Taxes and subsidies with the C.A.P.

Price of agricultural products



- 1 Imports taxes and exports subsidies
- 2 Imports subsidies and exports taxes

## **Distorsions sur le marché du fait des renouvelables financées par des prix de rachat garantis trop rémunérateurs**

- **1 le coût du « back-up » : coût de l'intermittence**
- **2 Le « switching » de la courbe de charge**
- **3 L'existence de « prix négatifs »**

## **Coût du « back-up »: élément à ne pas sous-estimer**

- **1) le coût complet du kWh sortie centrale ne représente que 36% du prix TTC payé par le consommateur domestique: 30% pour les réseaux de transport et distribution et 34% pour les taxes et la CSPE (subventions aux renouvelables et péréquation spatiale des tarifs). Le niveau de la CSPE croît et devrait encore croître**
- **2) il faut prendre en compte le coût du « back-up » pour les renouvelables (non pris en compte ici dans le Rapport « Energies 2050 » ni dans celui de la Cour des Comptes mais mentionné). Le World Energy Outlook de l'AIE (2011) a évalué le coût du « back-up » entre 5 et 25 euros/MWh: coûts de capacité de secours (3 à 5 euros/MWh), coûts d'ajustement pour compenser les fluctuations de réseaux (1 à 7 euros/MWh) et coûts de raccordement et de renforcement du réseau (entre 2 et 13 euros/MWh). Difficile d'estimer ce coût car cela dépend aussi des lieux d'implantation des ENR. Prévoir des centrales à gaz en « back-up »...**

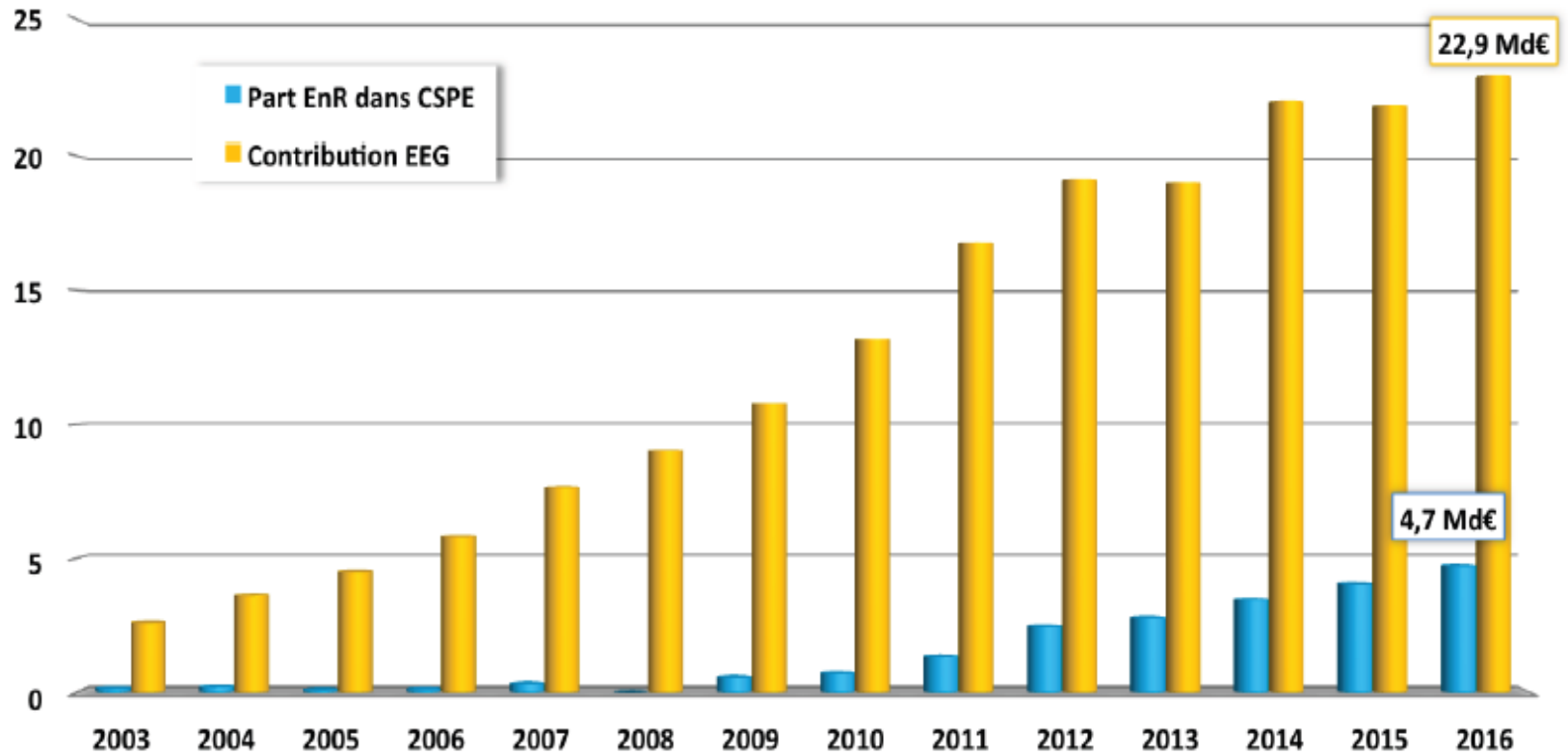
**TABLEAU 5**  
**Soutien aux énergies renouvelables dans l'Union européenne**  
**Aide moyenne en €/MWh produit**

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

### Evolution du coût du soutien aux énergies renouvelables en France et en Allemagne

En Md€



Sources : CRE, BDEW



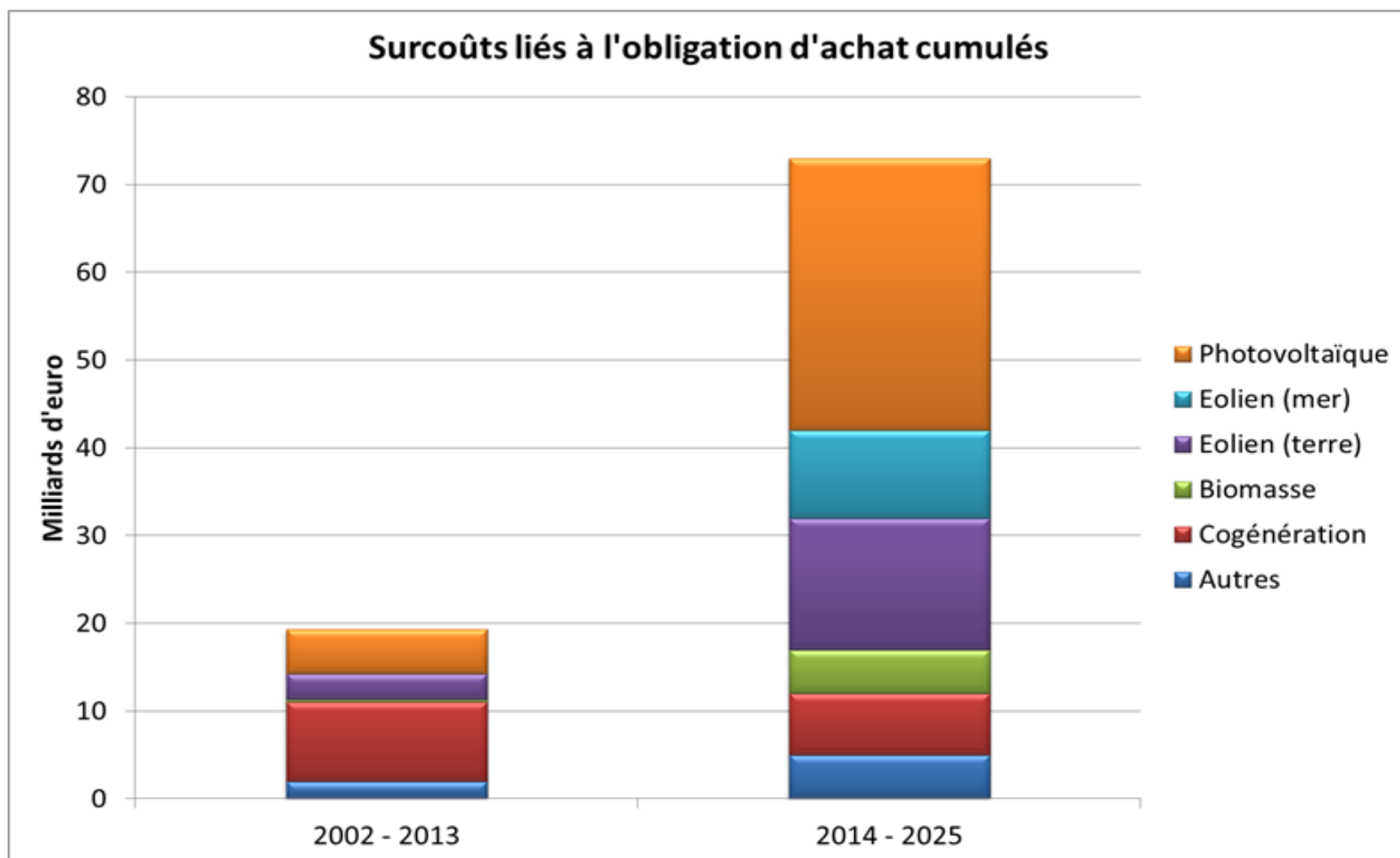


Figure 4 : Evolution des surcoûts liés aux obligations d'achats d'énergie renouvelable entre la période 2002 – 2013 et la période 2014 – 2025 (d'après le rapport de prospective de la CRE, Octobre 2014).

# **Le « switching » dû aux ENR pénalise les centrales à gaz mais aussi le nucléaire à certaines périodes**

**Les centrales à cycles combinés à gaz sont victimes d'un « effet de ciseau »:**

**-un prix de vente en baisse ( ceci est dû à la crise mais aussi en partie aux renouvelables qui ont un prix nul sur le spot car achetées hors marché),**

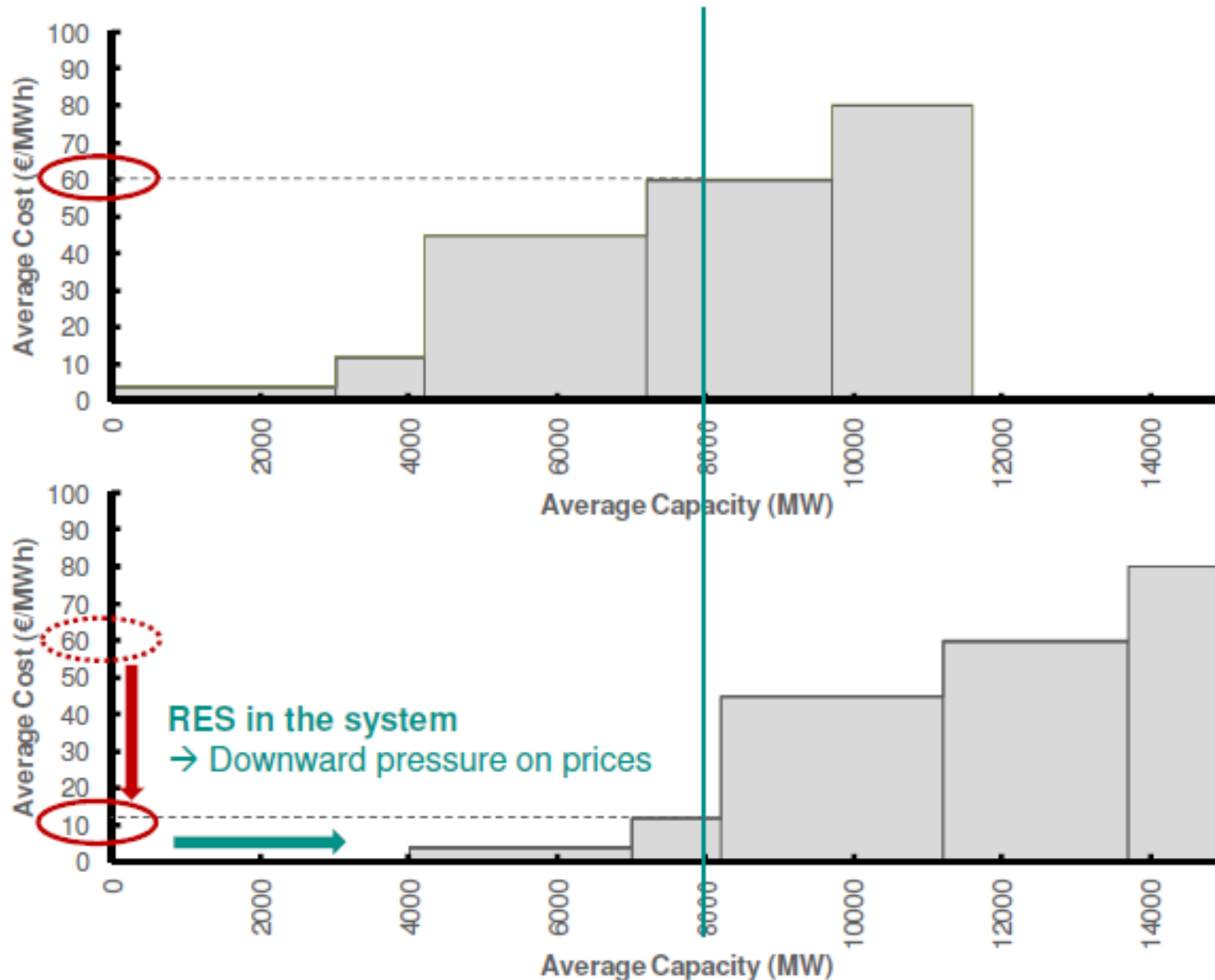
**-et un prix de revient en hausse en raison de l'indexation du prix du gaz sur le prix du pétrole. Certes les prix du pétrole donc du gaz ont baissé depuis deux ans mais le prix du charbon a baissé encore davantage.**

**-De plus elles sont concurrencées par les centrales thermiques au charbon dont le prix baisse du fait des excédents américains de charbon (raison: la pénétration du gaz non conventionnel dans la production d'électricité aux Etats-Unis; les Etats-Unis ont exporté 10 millions de tonnes de charbon en 2006 et 100 millions en 2012). Le tout dans un contexte où le prix de la tonne de CO2 demeure faible en Europe (5 à 7 euros)**

**Aux Etats-Unis le gaz de schiste chasse le charbon qui chasse le gaz conventionnel en Europe. Faut-il dès lors exclure durablement l'option gaz de schiste en Europe?**

# « Switching » dû aux renouvelables (RES) : translation du « merit order »

les renouvelables sont rémunérées hors marché et participent pour 0 aux enchères (source JP Hansen et J Percebois)

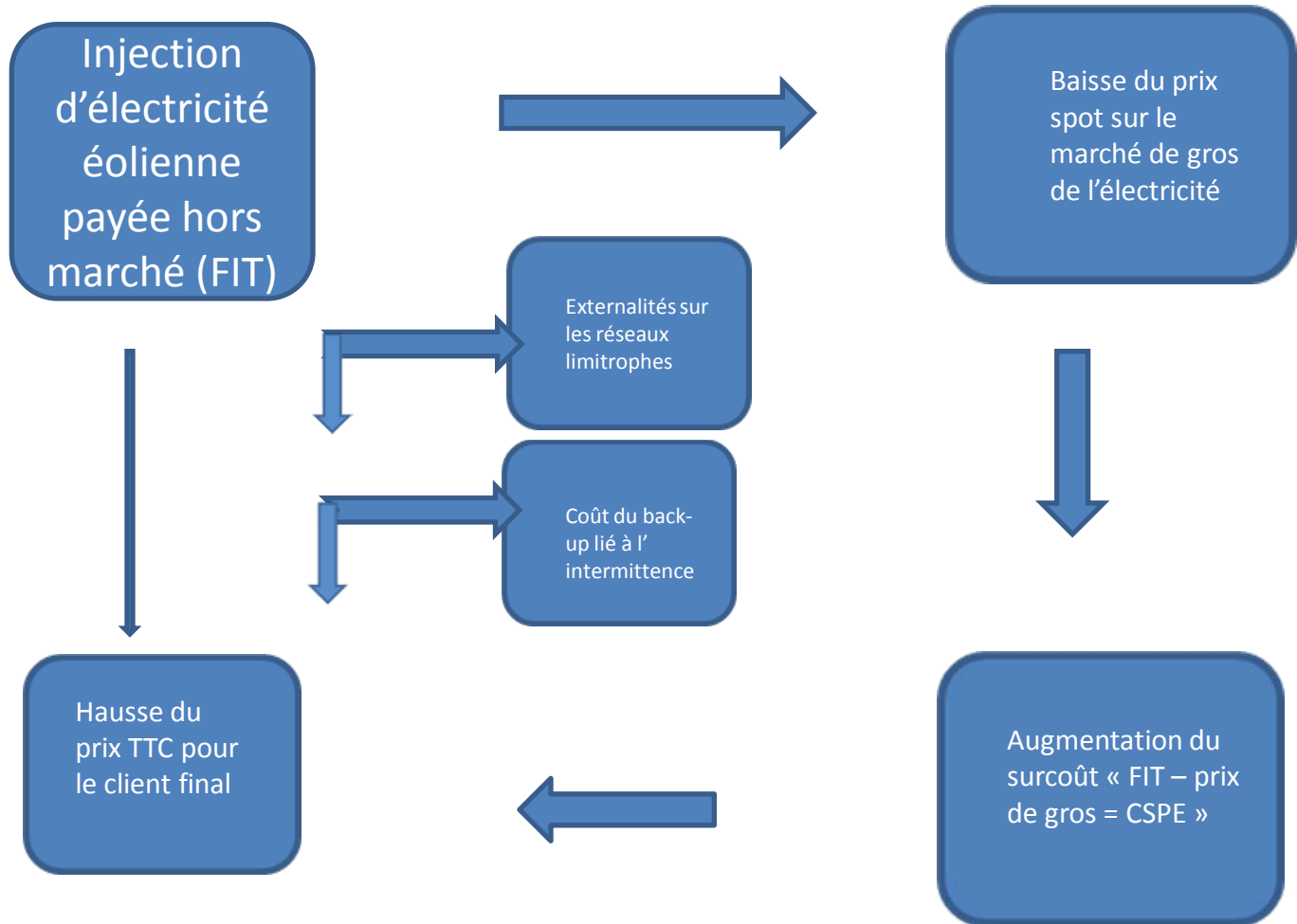


## **Apparition de « prix négatifs » sur le marché spot (day-ahead)**

- **1 Les énergies renouvelables (éolien et solaire) sont de par la loi prioritaires sur les réseaux (via des « feed-in tariffs » rémunérateurs)**
- **2 La logique est d'arrêter certaines centrales thermiques lorsque l'offre est trop forte par rapport à la demande d'électricité**
- **3 Mais un arrêt de quelques heures est coûteux d'où l'option de trouver un « preneur » pour cette électricité en excès...  
quitte à le payer**

**Les effets pervers des énergies renouvelables:** baisse du prix spot sur le marché de gros et hausse du prix TTC payé par le consommateur final

**Le producteur d'électricité éolienne n'est pas sensible au signal-prix du marché** (source J Percebois CREDEN)



## Evolution des prix de gros de l'électricité en France depuis 2005

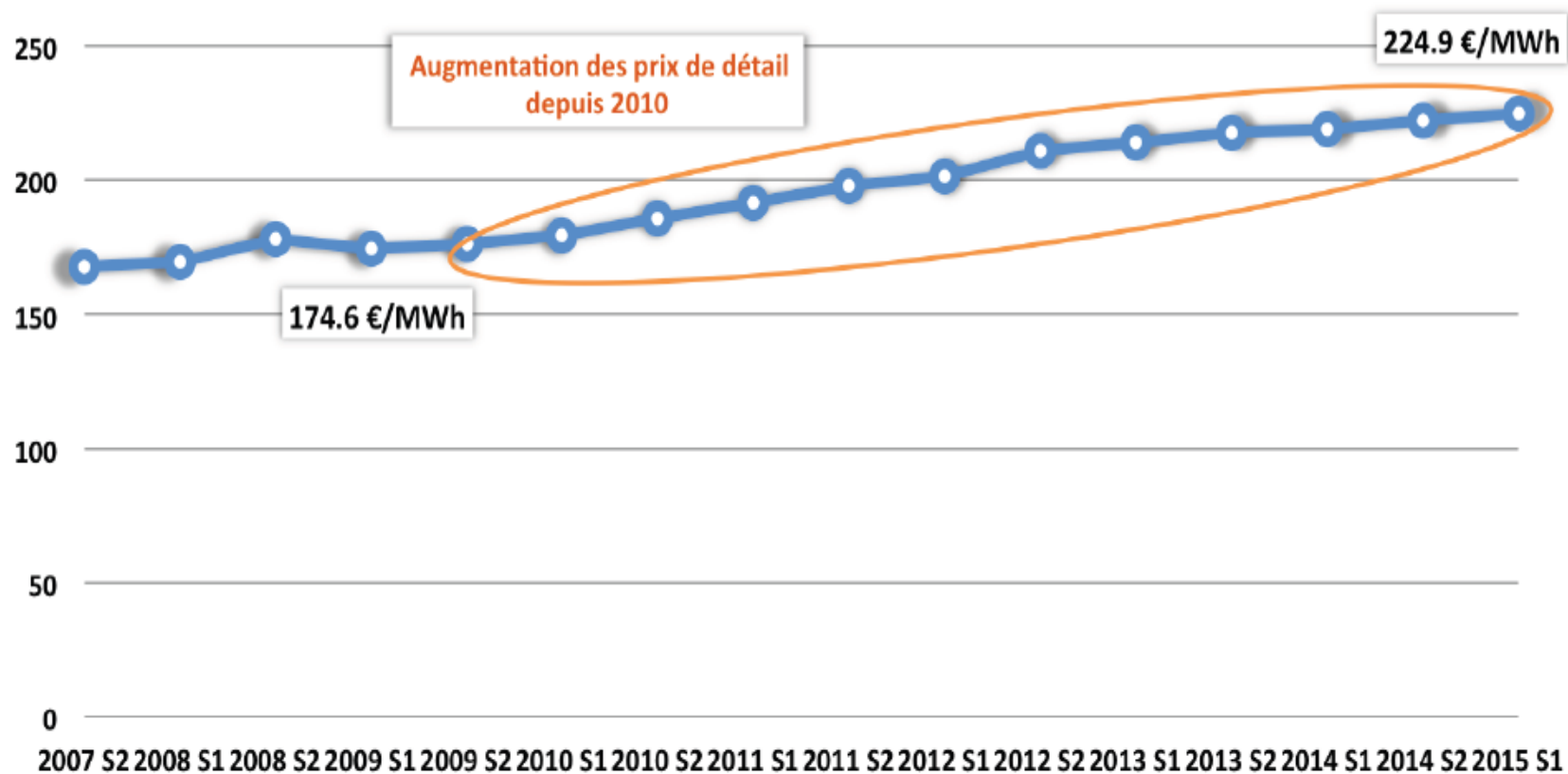
En €/MWh



Source : EEX

## Prix moyen de l'électricité pour consommateurs domestiques dans l'Union Européenne

En €/MWh



Source : Eurostat

# Structure du prix de l'électricité pour un consommateur domestique en France (TRV)

Structure	2006	2016
Part énergie (coût de production et de commercialisation)	43%	36%
Part réseaux (péages ATR transport et distribution)	39%	30%
Part taxes (y compris CSPE)	18%	34%
Total	100%	100%



## Coût complet des ENR pour un producteur d'électricité conventionnelle

- un « effet-prix » : l'injection d'électricité renouvelable fait baisser le prix sur le marché de gros donc la rémunération obtenue par les propriétaires de centrales nucléaires et thermiques classiques ;
- un « effet-volume » : il existe un manque à gagner lié à la baisse de la quantité d'électricité conventionnelle d'électricité par rapport à la quantité d'électricité observée avant l'injection d'électricité renouvelable ; cela traduit un « effet d'éviction » de l'électricité conventionnelle par de l'électricité renouvelable. On objectera que cette substitution correspond à une modification logique du « merit order » puisque le coût variable de l'électricité renouvelable est inférieur au coût variable de l'électricité conventionnelle ; mais sans l'existence de prix garantis cette électricité renouvelable n'aurait pas été injectée sur le réseau puisque le prix d'équilibre du marché ne permet à cette électricité de récupérer ses coûts fixes au cours de l'année.

## Etude J Percebois et S Pommeret (CREDEN) (à paraître dans la Revue de l'Énergie)

.....

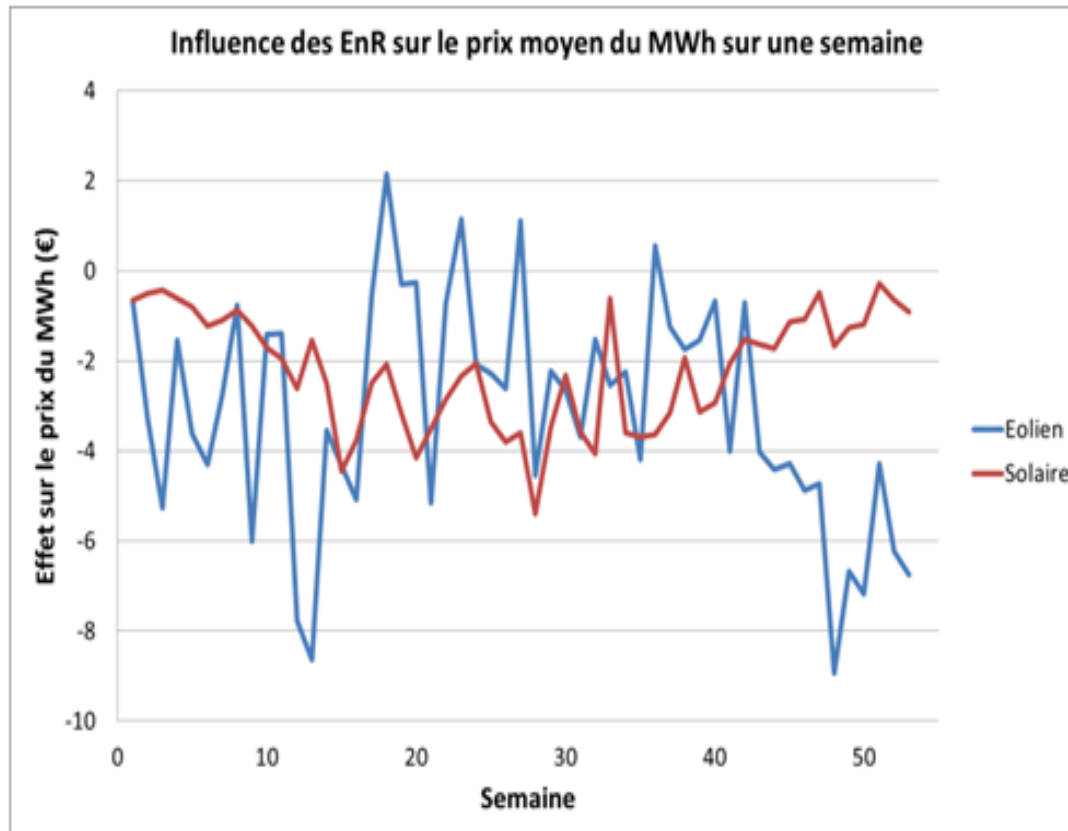
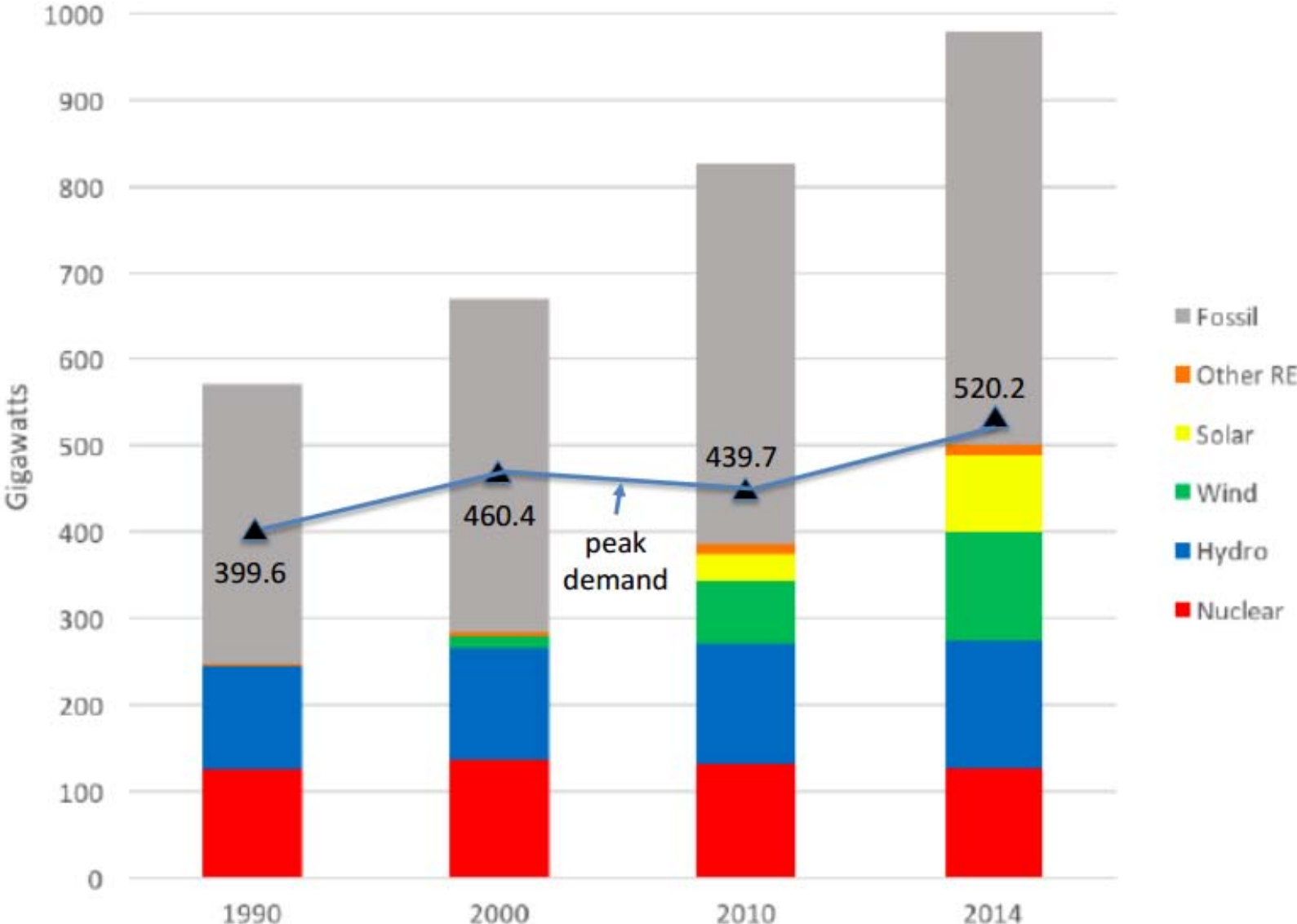
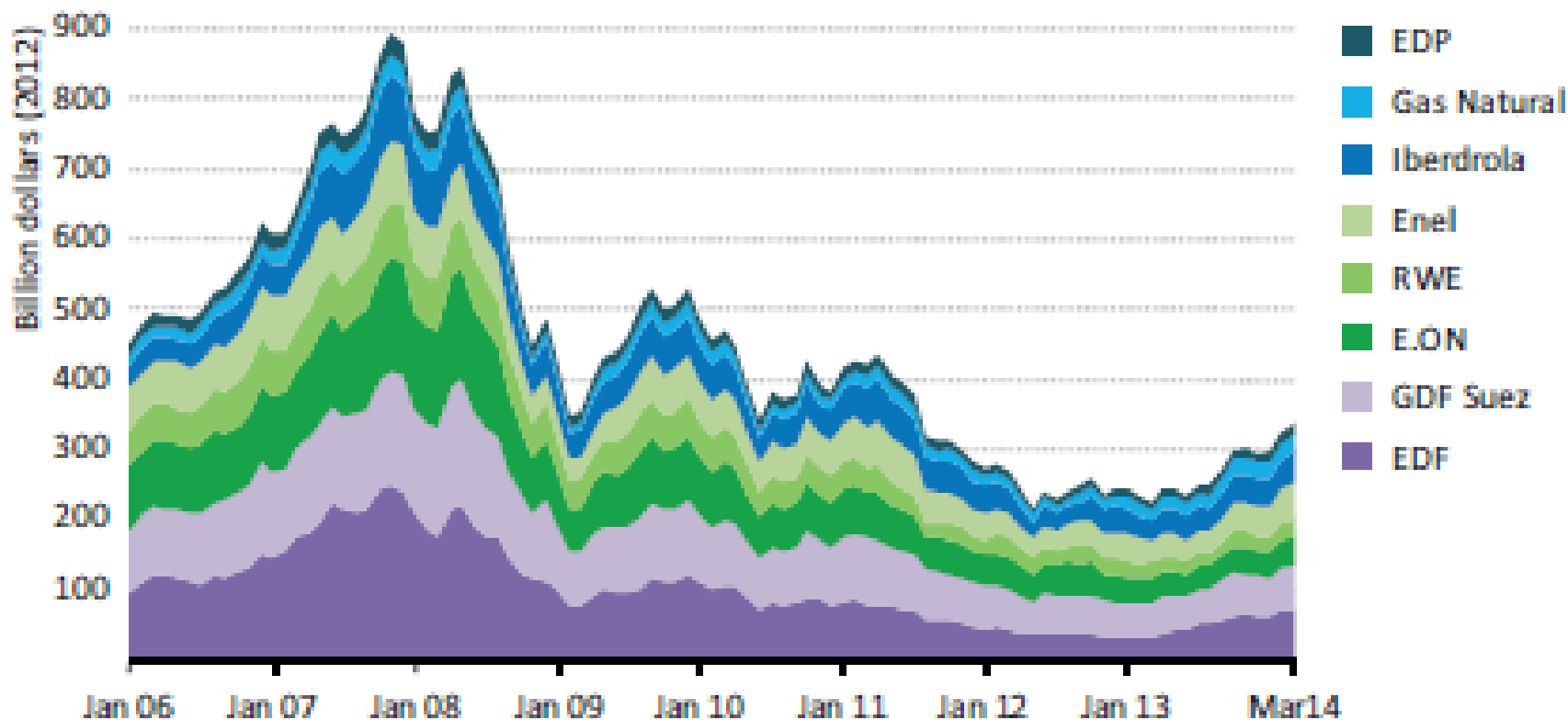


Figure 9 : Influence des EnR sur le prix hebdomadaire moyen du MWh au cours de l'année 2015. La courbe rouge représente l'effet de la production photovoltaïque. La courbe bleue représente l'effet de la production éolienne.

# Installed capacity vs. peak demand (EU)



**Figure 2.15** ▶ Market capitalisation of selected European utilities



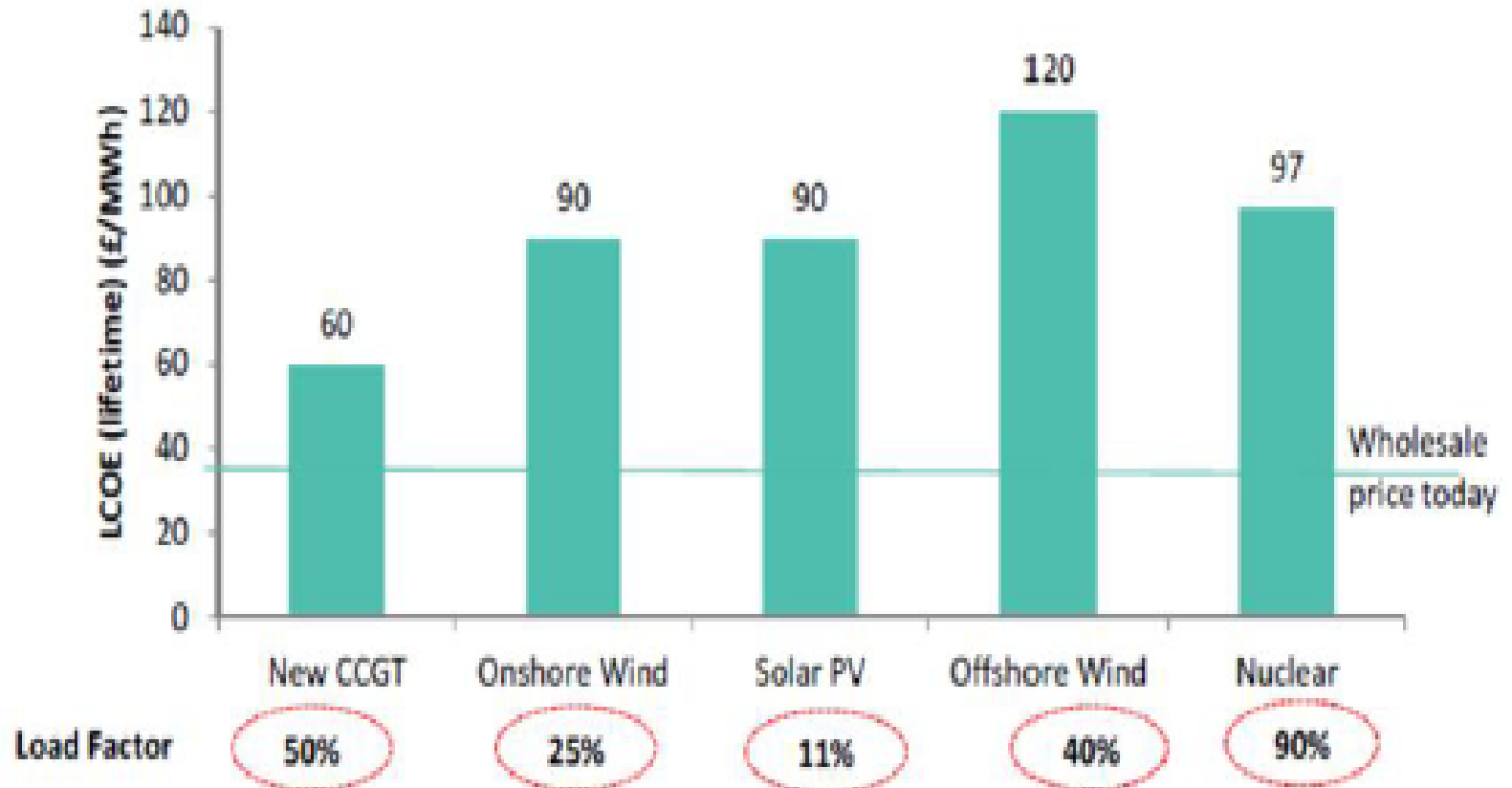
Note: GDF and Suez were distinct companies until June 2008.

Sources: IEA analysis and 2<sup>o</sup> Investing Initiative, based on Bloomberg Professional service.

## II Les solutions

- **1. Mettre fin aux FIT et opter pour des FIP, des CfD (contracts for differences) ou des appels d'offre.**
- **2. Donner une valeur au carbone (taxe sur le CO2 ou marché de quotas); à 35 euros/t CO2 substitution du gaz au charbon; cela favorise aussi le nucléaire, électricité non carbonée**
- **3. Opter pour une programmation à long terme des investissements au niveau de la production (mieux anticiper les besoins pour éviter la surcapacité structurelle de l'offre); de façon transitoire mettre en place un marché de capacité pour mieux rémunérer les coûts fixes.**
- **4. Garantir la rentabilité à LT des investissements à fort coûts fixes (comme le nucléaire) par des mécanismes de type CfD (cf Hinkley Point)**
- **5. Supprimer les aides aux ENR lorsque la parité réseau est atteinte (favoriser l'autoconsommation); imposer le stockage et l'arrêt des injections inutiles. Modifier la structure du TURPE pour tenir compte du coût additionnel lié à la présence des ENR (injection et soutirage)**
- **6. L'U.E. ne doit pas rater la relance du nucléaire observée à l'échelle mondiale.**

## Who will invest in such a future?



Source: DECC, Bernstein analysis. reported in Energy Spectrum 29 Feb 2016

## **Une réforme du système d'aide aux ENR intermittentes est indispensable**

### **5 solutions complémentaires**

- **1/ revoir à la baisse le niveau des prix garantis (FIT pour feed-in tariffs) et interdire l'injection d'ENR lorsque le prix spot devient négatif ou tombe sous un certain seuil**
- **2/ promouvoir un système FIP (feed-in avec premium); le producteur d'ENR vend au prix du marché spot mais reçoit en plus une prime (fixe ou variable) fonction soit de la quantité d'énergie injectée (MWh) soit de la puissance installée (MW); cette prime peut être calculée ex ante ou ex post (ou mécanisme du CfD comme pour les EPR au R.U.)**
- **3/ procéder par enchères; la collectivité publique émet un appel d'offres pour une puissance installée (donc indirectement une quantité de kWh produite) et classe les réponses selon le « merit order » (coûts croissants); elle peut opter pour des enchères dite à prix-limite (paid at the marginal cost) ou des enchères discriminantes (prix offerts; logique paid as bid)... mais en pratique système limité à de gros projets**
- **4/ on peut obliger le producteur d'ENR à consommer lui-même une partie de son électricité avant de l'injecter sur le réseau**
- **5/ on peut obliger le producteur d'électricité à stocker l'électricité excédentaire (batterie, Step, électrolyse de l'eau voire méthanation si on passe de H<sub>2</sub> à CH<sub>4</sub> via du CO<sub>2</sub>). Système « power to gas » avec de l'H<sub>2</sub> injectée dans le réseau de gaz ou utilisée directement (dans des véhicules?)**

## **Le mécanisme du FIP se substitue au mécanisme du FIT en Allemagne**

**Depuis la loi de 2014 le système des prix garantis n'existe plus que pour les installations mises en service avant le 31 juillet 2014 et pour les petites installations (< 500 kW si mise en service avant le 1/1/2016 ou à 100 kW si mise en service après le 1/1/2016)**

**Mécanisme du FIP « prime de marché »: vente directe assortie d'un soutien financier. Les exploitants commercialisent directement leur électricité sur le marché ou mandatent un tiers (« opérateur de vente directe »). Les exploitants reçoivent, en plus des recettes de vente sur le marché, une prime de marché correspondant à la différence entre la « valeur de référence » et la « valeur marchande moyenne » de l'électricité. La prime de marché change tous les mois (elle est qualifiée de « glissante »). L'opérateur de vente directe (intermédiaire) est libre de vendre l'électricité sur le marché spot ou via des ventes de gré à gré (OTC). Si l'opérateur de vente directe est le GRT ou le GRD il a l'obligation de vendre sur le spot. Les opérateurs de vente directe qui vendent de l'électricité provenant de plusieurs exploitants sont qualifiés d'agrégateurs. En général un contrat est conclu entre l'opérateur de vente directe et l'exploitant, qui définit les conditions de rémunération.**

**Les exploitants peuvent opter pour une vente directe sans prime et dans ce cas ils reçoivent une somme correspondant aux tarifs d'utilisation du réseau évités (versée par les gestionnaires de réseaux)**

**Le mécanisme du FIP oblige les producteurs à faire des prévisions concernant la commercialisation de leur électricité.**

**Incitations à arrêter les installations renouvelables quand les prix du marché sont fortement négatifs car le prix négatif peut alors compenser la prime. Si la prime est de 50 euros/MWh alors que le prix du marché est de -50 euros/MWh l'opération est blanche; au-delà l'exploitant perd de l'argent et adonc intérêt à arrêter son installation**



## Mise en œuvre de la réforme des mécanismes de soutien aux ENR dans la loi du 17 août 2015 en France

- **Coexistence de deux mécanismes: « contrat d'achat » (FIT) et « contrat de complément de rémunération » (FIP) financés par la CSPE**
- Dans les deux cas soit logique du « guichet ouvert » auprès de l'acheteur obligé (EDF) soit logique de l'appel d'offres
- Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016 les plus grosses installations (puissance supérieure à 500 kW) de solaire PV, de biomasse ou de géothermie ne peuvent plus bénéficier de FIT et doivent vendre l'électricité sur le marché de gros soit directement soit via des AGREGATEURS (grossistes qui sont des filiales d'EDF, Engie, CNR, Statkraft, Enercoop etc)
- Le complément de rémunération est constitué d'une prime mensuelle destinée à compenser l'écart entre un « tarif d'achat de référence » et un « prix de marché de référence ». Le complément de rémunération est augmenté d'une « prime de gestion » (compenser les coûts de transaction). Le tarif d'achat de référence est fixé par arrêté et est basé sur le coût d'investissement et d'exploitation moyen d'une installation performante et représentative de la filière. Le prix de marché de référence est également fixé par arrêté et correspond à une moyenne des prix « day ahead » observés sur le marché de gros.
- Les revenus obtenus sur le marché de capacité sont déduits du complément de rémunération:

**Avec le mécanisme « complément de rémunération »:  $\text{Revenu total} = \text{revenu issu de la vente des MWh sur le marché de gros} + \text{complément de rémunération (prime proportionnelle à l'énergie produite)} + \text{prime de gestion} - \text{revenus perçus sur le marché de capacité}$**

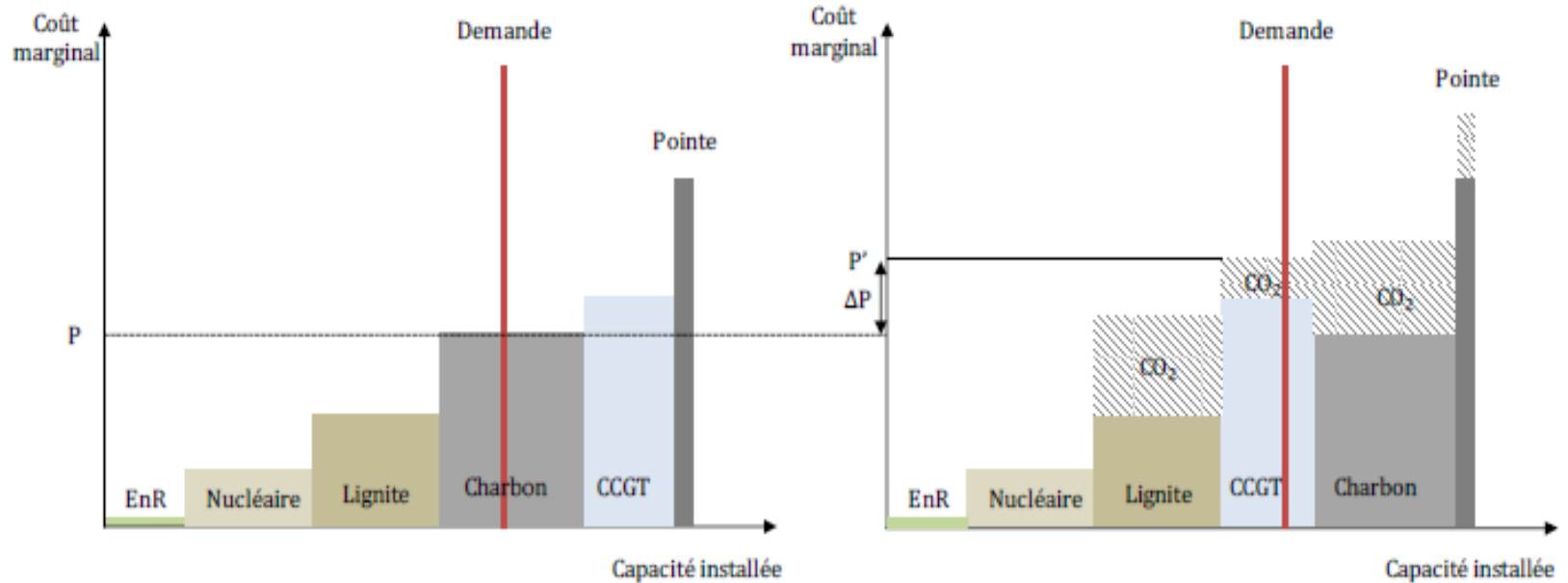
NB cas où la prime est négative : le producteur est redevable de cette somme dans la limite des totaux perçus depuis le début du contrat au titre du complément de rémunération

(le prix de référence de la garantie de capacité est une moyenne arithmétique des prix issus des enchères sur le marché de capacité organisé par EPEX Spot; le nombre normatif de capacités est le produit de la puissance de l'installation par un coefficient défini pour chaque filière et représentatif de la disponibilité moyenne de la filière)

Figure 1 – Prix-plancher du carbone sur le marché de l'électricité : la mécanique économique

Ordre de mérite sans prix-plancher

Ordre de mérite avec prix-plancher



Source : Chaire Economie du Climat

*L'introduction d'un prix-plancher du CO<sub>2</sub> renchérit le coût variable des centrales les plus émettrices. Il peut provoquer un changement de l'ordre dans lequel sont appelées les centrales.*

# 1. Faut-il mettre en place un mécanisme de capacité?

- **1. Pour certains économistes c'est non: le marché « energy only » suffit à condition de ne pas le distordre:**
  - Marché « energy only non capé ». Avec le marché « energy only » les centrales de production sont rémunérées sur la base des MWh vendus mais il faut accepter des prix très élevés aux heures de pointe et une probabilité de défaillance « raisonnable » (cf Texas ou Nouvelle-Zélande); le délestage est un mécanisme de gestion comme les pics de prix...ensuite c'est un problème de partage de risques entre le fournisseur et son client.
  - Marché « energy only capé ». Les pouvoirs publics fixent des prix-plafonds (3000 euros/MWh? Ce fut 1938 euros le 8/2/2012) et veulent une probabilité de défaillance faible (3 heures en moyenne par an en France), ceci pour des raisons « politiques » (coût social); du coup le producteur ne peut pas obtenir de marges suffisantes pour financer les coûts fixes.
- **2. Pour d'autres c'est oui car le marché « energy only » ne permet pas de récupérer les coûts fixes** (en particulier pour les équipements de pointe) en raison notamment de distorsions (cf FIT en faveur des renouvelables financées hors marché et qui font chuter les prix sur le marché day-ahead) d'où la nécessité de rémunérer la puissance via un mécanisme de capacité (régler le problème du « missing money » soulevé par Stoft).

## 2 . Quels sont les principaux mécanismes de capacité?

- **1. Réserve stratégique** (obligation légale pour un fournisseur de disposer de la puissance maximale souscrite par ses clients, effacement compris, en plus des « réserves tournantes » traditionnelles prévues par le GRT)
- **2. Marche de capacité centralisé** (le GRT fixe une cible de capacité et organise des enchères auxquelles participent tous les producteurs d'électricité et tous les opérateurs d'effacement de consommation; le GRT joue le rôle d' un acheteur unique; l'enchère peut porter sur la capacité manquante; au RU la première enchère avait donné près de 20 000 £/MW/an; on récompense la disponibilité de puissance, que la capacité soit appelée ou non à produire de l'électricité ou à réduire la consommation... on peut penser que le coût sera répercuté sur le consommateur mais en contrepartie le prix sur le marché de gros devrait être plus faible et moins volatil? )
- **3. Marché de capacité décentralisé: *système prévu en France***

### 3 . Le marché de capacité décentralisé prévu pour 2017 en France

(arrêté du 23/1/2015 conformément à la loi NOME de 2010)

- Les producteurs d'électricité reçoivent des **certificats de garanties de capacité** en faisant certifier leur capacité via un contrat signé avec le GRT; la capacité doit notamment être disponible aux heures de pointe des jours PP2 (7h-15h et 18h-20h durant 10 à 25 jours PP2 / an entre novembre et mars)
- Les fournisseurs d'électricité ont l'obligation de disposer d'un montant de garanties de capacité suffisant pour faire face à la demande de leurs clients aux heures de pointe , y compris en recourant à des offres d'effacement. On tient compte d'un coefficient de sécurité (de l'ordre de 15%)(10 à 15 jours PP1/ an). Les fournisseurs qui ne sont pas détenteurs de capacité de production suffisantes auront besoin d'en acheter
- Les certificats de capacité détenus par les producteurs peuvent être vendus aux fournisseurs; mais **la garantie de capacité ne donne à son détenteur aucun droit à l'énergie produite par la capacité**: un producteur qui a vendu ses garanties de capacité demeure propriétaire de son énergie produite.
- En cas de non respect des engagements des pénalités sont prévues

- **La nécessité de mettre en place un mécanisme de capacité prouve que le marché de gros ne fonctionne pas bien du fait d'une surcapacité entretenue par des mesures de politique énergétique perverses et une mauvaise anticipation des besoins (c'est un peu une « rustine »)**
- **A choisir le mécanisme français (marché décentralisé) semble le moins mauvais car il responsabilise tous les acteurs**
- **Mais plus fondamentalement il faut maintenant s'interroger sur la pertinence d'une « tarification » fondée sur les coûts marginaux avec la généralisation de centrales à forte proportion de coûts fixes (nucléaire mais aussi et surtout énergies renouvelables); on ne peut plus compter sur les coûts variables pour récupérer les coûts fixes aux heures chargées de l'année. Quelle solution? Tarification de type « Ramsey-Boiteux »? Tarification basée sur la Valeur de Shapley?**

## Favoriser l'autoconsommation?

- Ordonnance du 27 juillet 2016: l'autoprodacteur (qui consomme une partie de sa production) bénéficie d'un droit d'accès au réseau (Enedis)
- On peut concevoir des installations sans injection (le client autoconsomme la totalité de sa production)
- Dans le cas de contrats avec injection les producteurs doivent signer un contrat d'accès au réseau (coûts de raccordement considérés comme trop élevés par les autoproduteurs; il faut un second compteur; avec Linky ce sera plus simple); le tarif sera fixé par la CRE pour les installations de moins de 100kW
- Déjà 1630 contrats avec vente du surplus signés depuis 2015 pour des installations dites « mixtes »
- Le surplus peut être soit revendu soit cédé à titre gratuit; le fournisseur pour la vente du surplus (injection) peut être différent du fournisseur pour l'alimentation complémentaire (soutirage); à défaut d'être vendu le surplus non consommé sera cédé à titre gratuit au GRD. Mais le producteur a intérêt à le vendre...
- Le débat porte sur les coûts de réseau: à certains égards grâce à l'autoproduction on économise des coûts de réseau mais en même temps du fait d'un soutirage possible il faut maintenir et entretenir le réseau et l'autoprodacteur ne paie les coûts fixes (kW) que lorsqu'il soutire (donc en fonction des kWh soutirés)...

# Le stockage, solution à l'intermittence

- **1. Les batteries**
- **2. Les STEPS (stations de pompage)**
- **3. Le « power to gas » (hydrogène ou méthane)**



# Pourquoi faut-il réformer la structure du TURPE ?

- 1. La tarification ATR actuelle ne rémunère pas correctement la puissance (même problème qu'avec le marché « energy only » au niveau de la production)
- 2. La part énergie (euros/MWh) est de l'ordre de 70% en moyenne en Europe pour le secteur résidentiel et de 55% en moyenne pour le secteur non résidentiel (contre 30% et 45% respectivement pour la part puissance du tarif, en euros/MW); en France la part énergie est de 80% pour le secteur résidentiel et de 70% pour le secteur non résidentiel
- 3. Exceptions: Espagne, Pays-Bas où la part puissance est plus élevée (tarification fondée à 100% sur la puissance aux Pays-Bas)
- 4. Cette tarification favorise les clients qui ont une faible utilisation de la puissance souscrite puisqu'ils ne financent le réseau que lors du soutirage (cf résidences secondaires); la question va se poser avec le développement de l'autoproduction du photovoltaïque. Cela génère des subventions croisées entre consommateurs. Tenir compte du foisonnement qui réduit la puissance utile.
- 5. Il faut s'inspirer de la tarification d'accès aux réseaux de gaz (tarification au niveau des capacités réservées sans prise en compte depuis 2005 de la quantité transitée)
- 6. Il faut de plus envoyer un signal-prix de localisation des capacités d'injections de l'électricité (cas des énergies renouvelables qui vont introduire plus d'incertitude sur les injections) et tenir compte des périodes de soutirage pour gérer les congestions (tarification horo-saisonnière). Avec la fin des tarifs jaunes et verts les fournisseurs peuvent faire des offres de marché différenciés dans l'espace comme dans le temps; de plus les producteurs d'ENR peuvent choisir leur lieu d'implantation.
- **Conclusion: vers des tarifs ATR davantage assis sur la puissance, avec déperéquation spatiale et différenciation horo-saisonnière?**

## Vers une réforme du TURPE?

- **Le renforcement des réseaux (T et D) va s'accroître avec le développement des interconnexions transnationales et celui des énergies renouvelables à l'échelle locale; cela va augmenter le volume des coûts fixes à financer.**
- **Le dimensionnement des réseaux se fait en fonction de la puissance (MW) à injecter ou à soutirer alors que la rémunération de ces réseaux via le TURPE se fait largement en fonction de l'énergie soutirée (MWh) et non en fonction de la puissance souscrite**
- **Il faut donc modifier la structure du TURPE et majorer la composante fixe du péage; cela aura une conséquence: la hausse de la partie fixe peut pénaliser l'autoconsommation d'énergie renouvelable (actuellement l'auto-consommateur se comporte un peu comme un « free rider » ou « passager clandestin »)**
- **Introduction possible d'un signal-prix de localisation des capacités d'injection et de soutirage ce qui revient à se rapprocher d'une tarification « nodale » (fin de la péréquation spatiale)? Les fournisseurs vont développer des offres de marché différentes selon les profils de consommation (usages plats ou non) mais aussi selon la localisation spatiale des clients. On doit en tenir compte au niveau des péages d'accès aux réseaux (surtout en distribution?)**

## Réformes au R.U. Un exemple de re-régulation

**Les Anglais ont été les premiers à libéraliser; aujourd'hui ce sont les premiers en Europe à re-réguler!**

Le Livre blanc, présenté au Parlement par le ministre de l'énergie Chris Huhne le 12 juillet 2011, a détaillé les propositions de la consultation lancée en décembre 2010, portant sur quatre mesures principales :

- **L'introduction d'un prix-plancher du carbone.** Annoncé dans le budget de mars 2011, ce prix-plancher sera de 16 £/tCO<sub>2</sub> à partir d'avril 2013, et augmentera linéairement jusqu'à 30 £/tCO<sub>2</sub> en 2020. Cette mesure, très attendue par EDF Energy, a en revanche suscité l'inquiétude des industries électro-intensives, craignant de devoir délocaliser leurs activités. Le chancelier de l'échiquier G. Osborne a annoncé en novembre dernier un paquet de mesures attribuant 250 M£ de compensation à ces industries.
- **Un système de tarifs de rachat avec contrats de long terme** (*Feed-in Tarriff with Contract for Difference, FiT CfD*) pour garantir la compétitivité des projets sobres en carbone. Bénéficiant à toutes les formes d'énergies sobres en carbone, y compris le nucléaire, ces contrats seront dans un premier temps distincts entre électricité de base (nucléaire) et intermittente (éolien principalement).
- **Un plafond d'émissions pour les nouvelles centrales à énergies fossiles**, fixé à 450 gCO<sub>2</sub>/kWh, qui contraindra les centrales au charbon à se doter d'un système de **capture et stockage de carbone** (CSC). Concrètement, cela entraînera un développement des centrales à gaz à cycle combiné et une réduction des centrales à charbon, qui représentent 28% du mix électrique actuel.
- Un nouveau cadre pour la **gestion des capacités** (*Capacity Mechanism*), reposant sur un marché de capacité ou la constitution d'une réserve stratégique.

**Coût moyen de l'électricité d'origine renouvelable en 2014 hors prise en compte des externalités liées à l'intermittence**

Solaire photovoltaïque	142,50 € / MWh
Solaire photovoltaïque industriel (sous tarif de rachat T5)	66 € / MWh
Eolien terrestre (onshore)	82 € / MWh
Eolien en mer (offshore)	180 € / MWh
Hydroélectricité	Entre 15 et 20 € / MWh

**Coût moyen de l'électricité d'origine nucléaire en 2014**

Nucléaire amorti	49,50 € / MWh
Nucléaire EPR de Flamanville	Supérieur à 100 € / MWh
Nucléaire EPR anglais	109 € / MWh*

(\*) : prix négocié entre Edf Energy et le gouvernement britannique en octobre 2013

**Coût moyen de l'électricité produite à partir (hors prise en compte des externalités en matière d'émissions de CO<sub>2</sub>)**

Nouvelles centrales à gaz	Entre 70 et 100 € / MWh
Charbon	60 € / MWh

Source : CRE, Cour des Comptes, EDF, Natixis, Solairedirect

## *Reactors Currently under Construction or Planned*

Region	Under Construction	Planned
Europe	4	19
Russia and FSU	11	30
China	27	56
Rest of East Asia	10	10
West Asia	2	8
South Asia	7	24
South East Asia	--	4
Africa	--	1
North America	5	7
South America	2	--
<b>SUM</b>	<b>68</b>	<b>227</b>

Source: WNA

# Conclusion

- **Nécessité de prendre en compte tous les coûts (intermittence et externalités comme le carbone)**
- **Nécessité d'une vision sur le long terme des choix énergétiques (nouveaux réacteurs nucléaires: Astrid mais aussi réacteurs de faible puissance)**
- **Nécessité d'une vision industrielle des choix énergétiques (poids de la filière nucléaire pour l'industrie française; d'où l'importance de Hinkley Point...)**

**Merci pour votre attention**

**ouvrage**

**Jean-Pierre HANSEN et Jacques PERCEBOIS**

**« Energie: économie et politiques »**

**Préface de Marcel BOITEUX et avant-propos de Jean TIROLE**

**2<sup>ème</sup> édition 2015, Editions de Boeck, 830 pages**

**(Prix de l' Association Française de Science Economique 2011 et Prix de l'Association des Economistes de l'Energie 2011)**