

SPF & SCF
Débat sur l'énergie

Coûts directs et coûts cachés dans l'électricité

Jacques PERCEBOIS

Professeur Emérite à l'Université de Montpellier (CREDEN)

Coreponsable du Pôle « Transitions Energétiques » à la Chaire Economie du Climat
(Université Paris Dauphine)

Paris, ENS, 19 janvier 2019

Sommaire

- **1. Le coût du MWh à la sortie de la centrale (LCOE ou coût moyen actualisé) n'est qu'un élément du coût de l'électricité. Tenir compte des coûts de réseaux, des taxes, et de divers coûts « cachés »**
- **2. Le coût des subventions (FIT pour feed-in tariffs ou FIT pour feed-in premiums; prix d'achat garantis qui génèrent des taxes)**
- **3. Le coût du stockage du fait de l'intermittence des renouvelables**
- **4. Le « coût d'éviction » lié aux effets pervers provoqués par l'injection à coût nul des EnR subventionnées hors marché (chute des prix de gros avec apparition de « prix négatifs » et de « coûts échoués » pour les centrales classiques dites « pilotables »)**
- **5. Les coûts environnementaux (coût du carbone émis à travers une approche ACV pour « analyse du cycle de vie »)**
- **6. Le « coût d'opportunité » lié au fait que les aides en faveur des EnR se font au détriment des autres secteurs (transport et habitat)**

Nucléaire (72,3%)

Hydraulique (12,0%)

Gaz (6,6%)

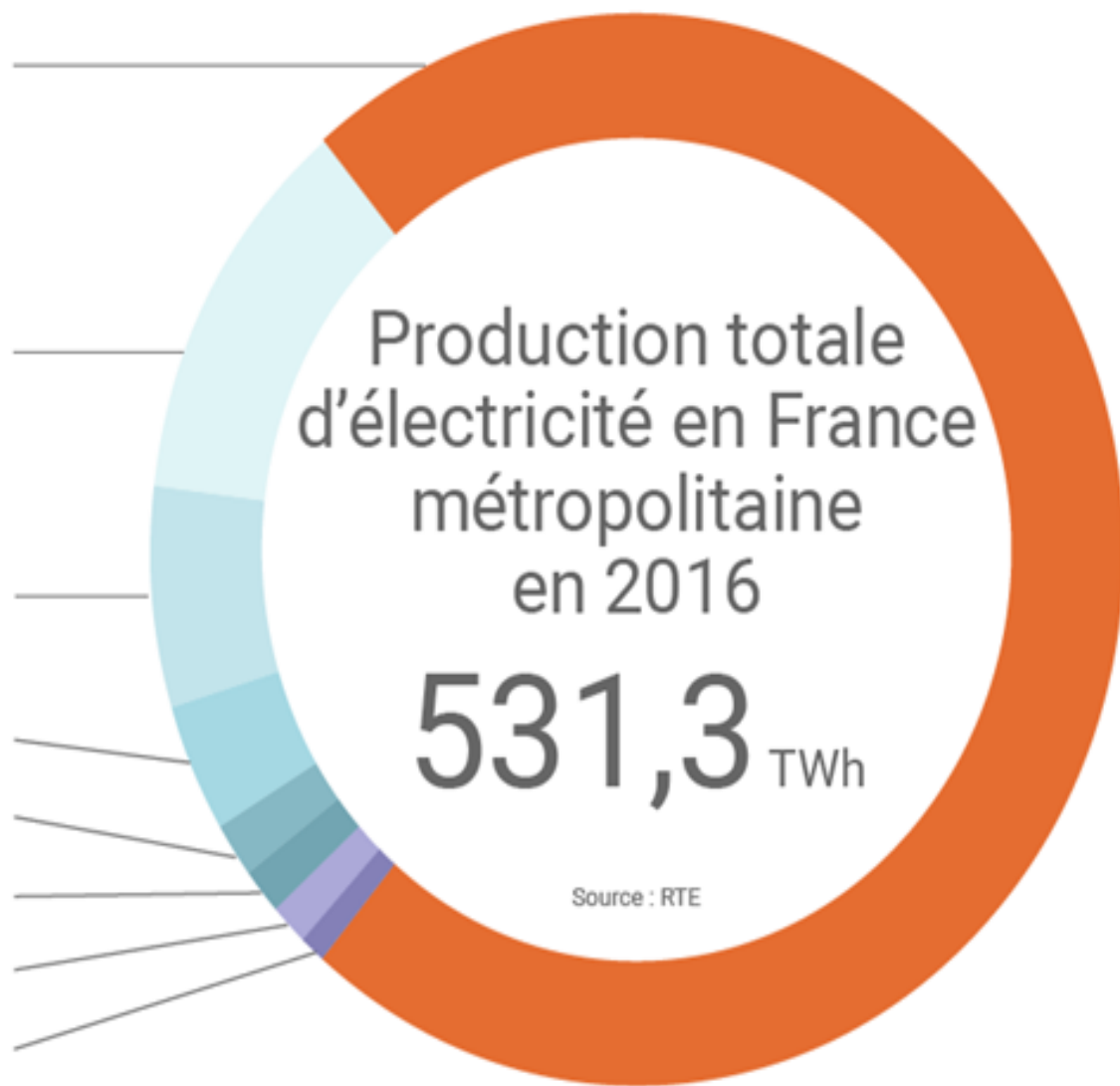
Éolien (3,9%)

Solaire (1,6%)

Bioénergies (1,6%)

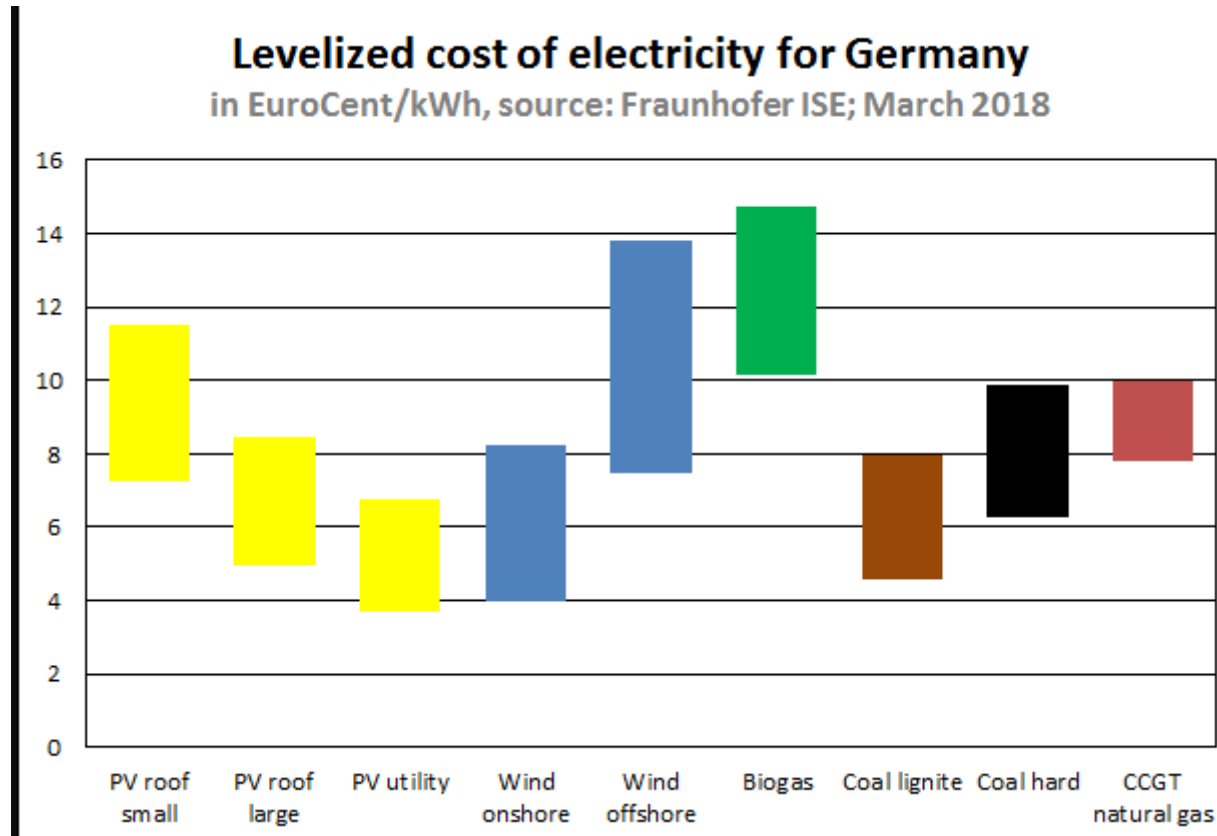
Charbon (1,4%)

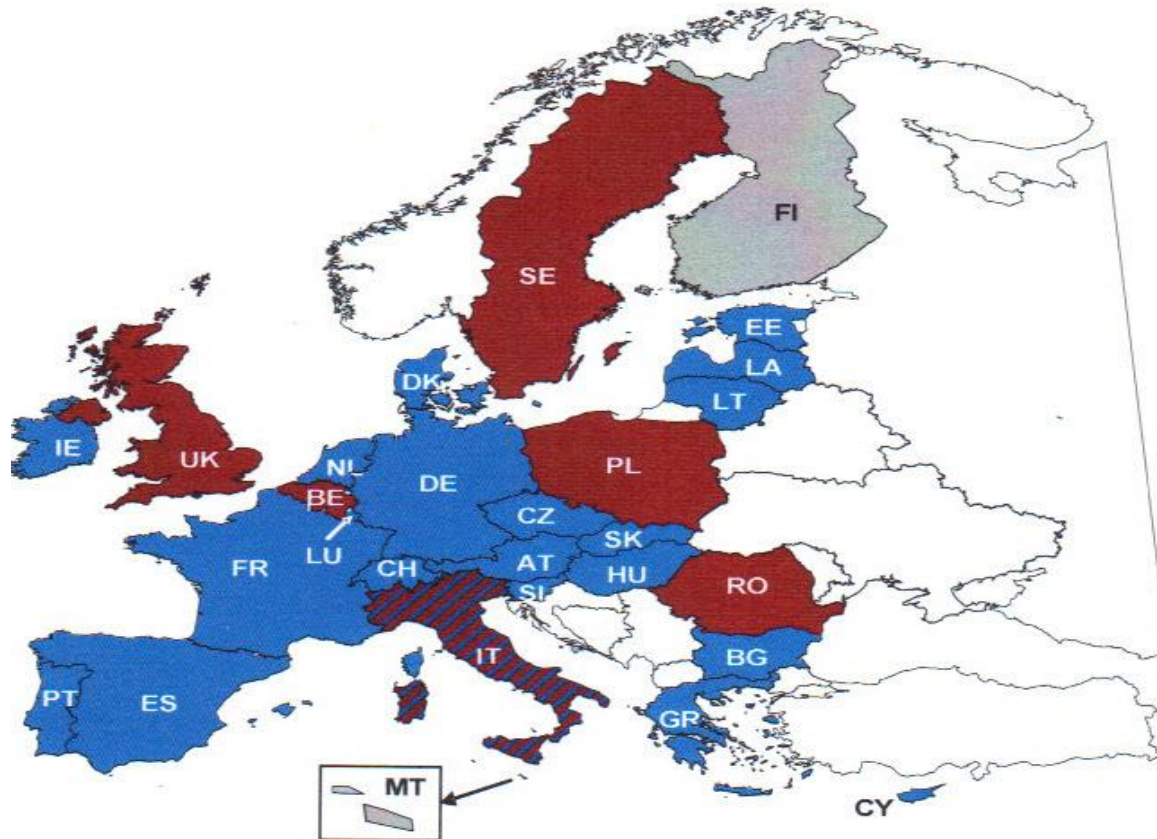
Fioul (0,6%)



Coût moyen actualisé du kWh en Allemagne en 2018

pm: coût du kWh nucléaire en France : 5 à 6 c pour les centrales en fonctionnement selon la Cour des Comptes, 9 à 10 c pour l'EPR de Flamanville; coût cash du nucléaire amorti: 3,3 c





- Feed-in tariff
- Quota / TGC
- Tax incentives / Investment grants

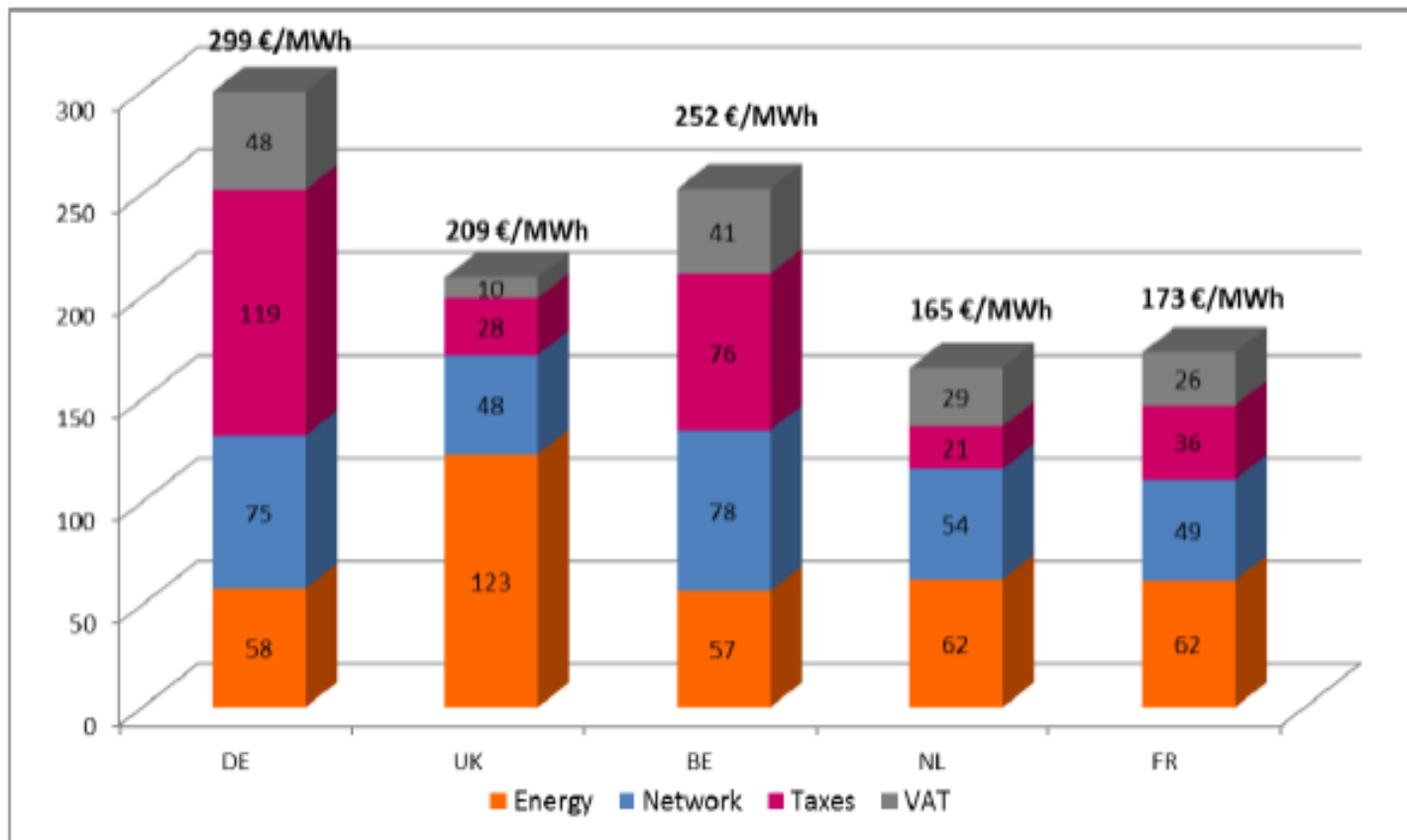
Currently applied schemes for the support of electricity from RES in the EU-27 countries

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

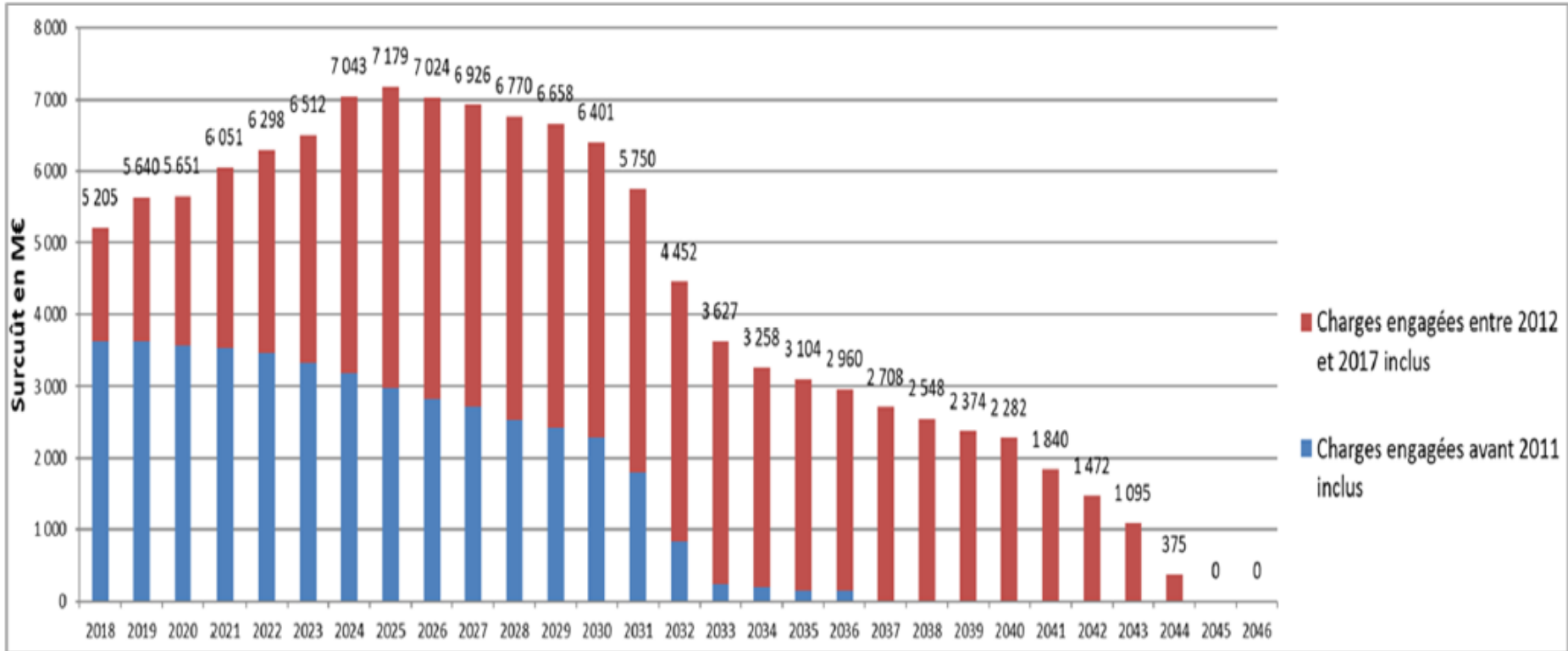
| Structure | 2006 | 2017 |
|---|------|------|
| Part énergie (coût de production et de commercialisation) | 43% | 36% |
| Part réseaux (péages ATR transport et distribution) | 39% | 30% |
| Part taxes (y compris CSPE) | 18% | 34% |
| Total | 100% | 100% |

Prix de l'électricité TTC pour les ménages en Europe (source CREG, mai 2015)

Electricity prices for « reference » household (3.5 MWh/year) are very different between countries not only due to the Energy component, but mainly because of « regulated components »



Charges engagées par les contrats signés avant 2017 pour les EnR (FIT): 121 milliards d'euros (valeur 2018)
charges de 5 à 6 milliards d'euros par an avec un pic à 7 milliards en 2024



Source : CRE¹⁰³

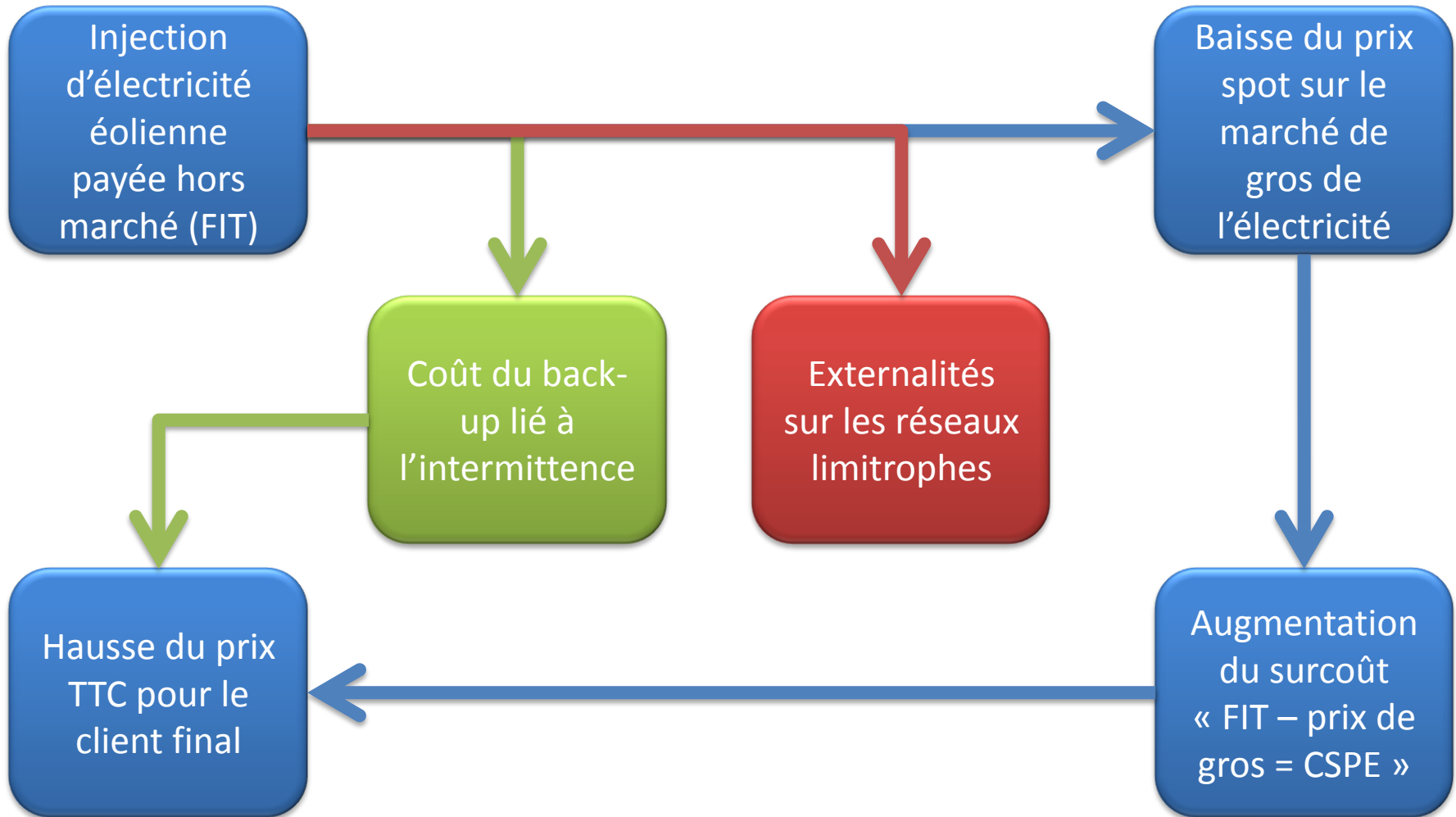
Etude de Jacques Percebois & Stanislas Pommeret sur le coût du stockage des EnR

Scénario 50% de nucléaire dans le mix électrique (chiffres 2015)

Article paru dans the Energy Journal, 2018, n°3

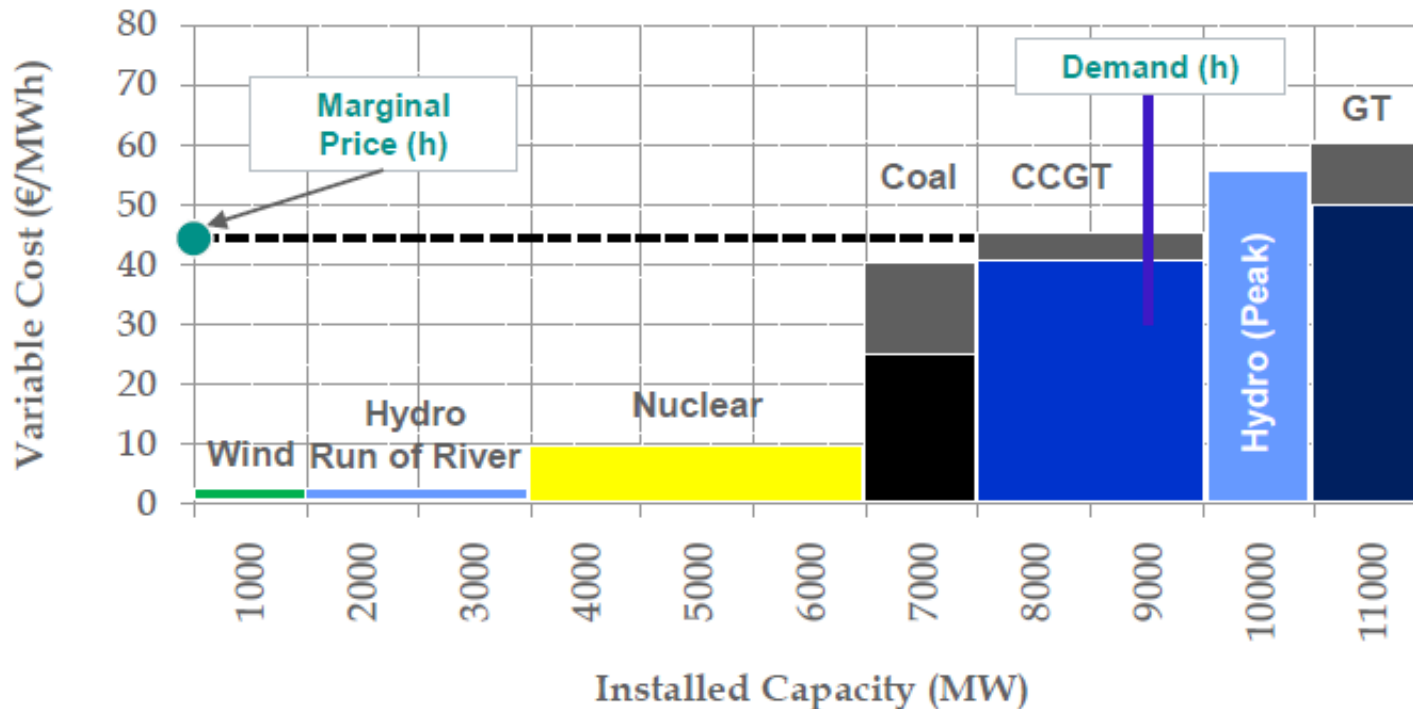
- Dans toutes nos simulations, nous avons remplacé 148,5 TWh d'énergie nucléaire par 148,5 TWh d'EnR par rapport à 2015. Rappel: consommation totale d'électricité 480 TWh
- Dans toutes nos simulations, la production totale d'EnR est de 176,7 TWh se décomposant en 28,2 TWh, volume constaté en 2015, et 148,5 TWh venant en substitution des 148,5 TWh d'énergie nucléaire.
- Dans toutes nos simulations, le coût moyen de production des EnR est de 60 €/MWh alors que le coût moyen de production des centrales nucléaires est de 75 €/MWh.
- Les surcoûts calculés pour le stockage sous forme de « power-to-gas » varient entre 6,3 à 31,6 G€ soit entre 35,7 et 178,8 €/MWh_{EnR}. (3,6 à 17,8 centimes par kWh)
- De fait le prix de revient des renouvelables, stockage compris, varie entre 108,3 (soit 60 + 48,3) et 251,4 (soit 60 + 191,4) euros par MWh selon les scénarios soit entre 10,8 et 25,1 centimes par kWh.

Les effets paradoxaux des énergies renouvelables (source CREDEN)



La formation des prix de gros de l'électricité (marché)

- A chaque instant, le prix correspond au coût marginal de fonctionnement de la centrale marginale – hors période d'extrême pointe (« coût de défaillance »)
- A l'équilibre, en moyenne sur l'année, le prix couvre le coût complet des moyens de production.



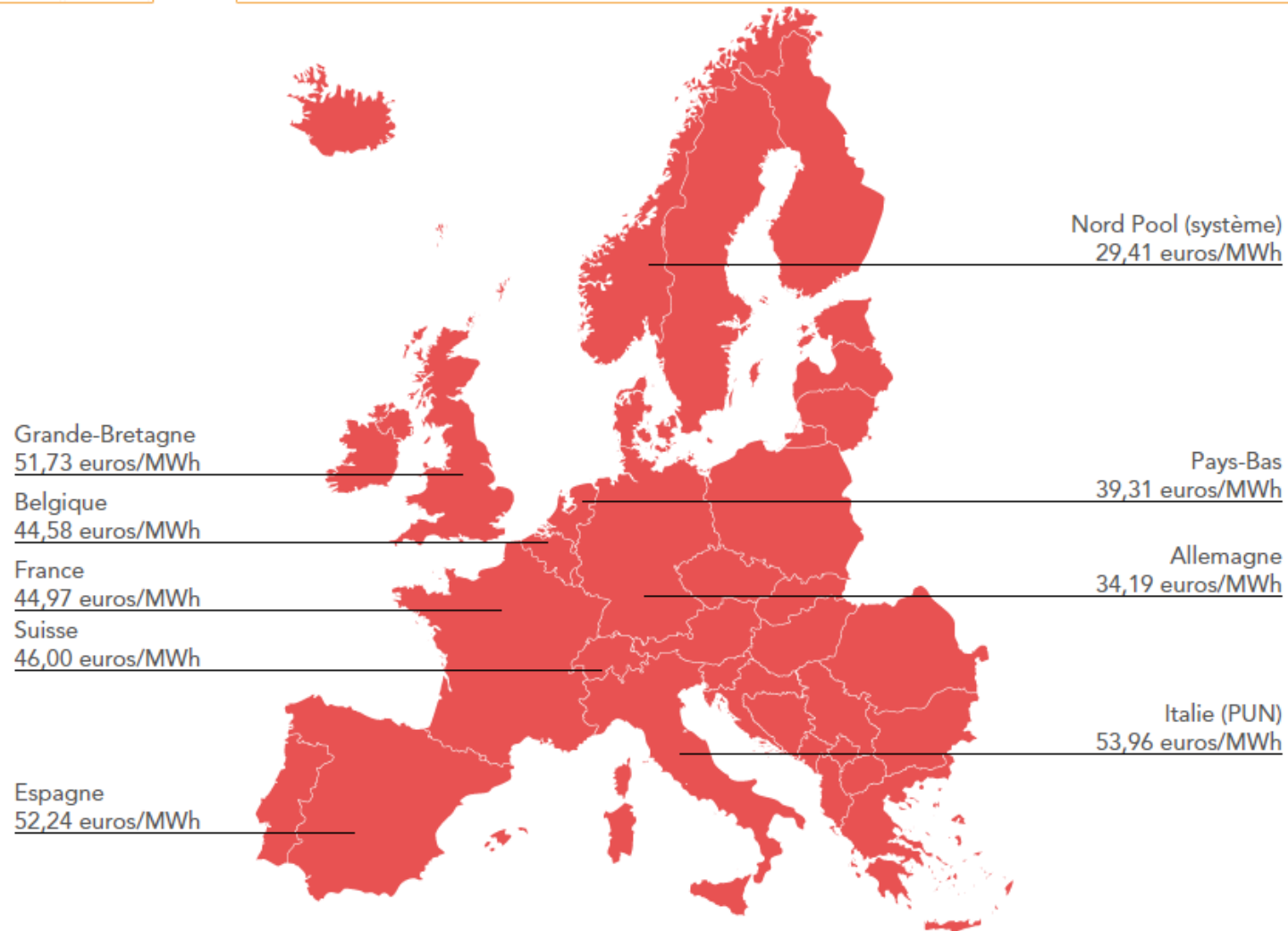
Source : CEEME, GDF Suez

Prix spot de l'électricité en 2017

2015

2016

2017



européennes de l'électricité (pour l'Italie: Prezzo Unico Nazionale ou PUN)

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

En €/MWh



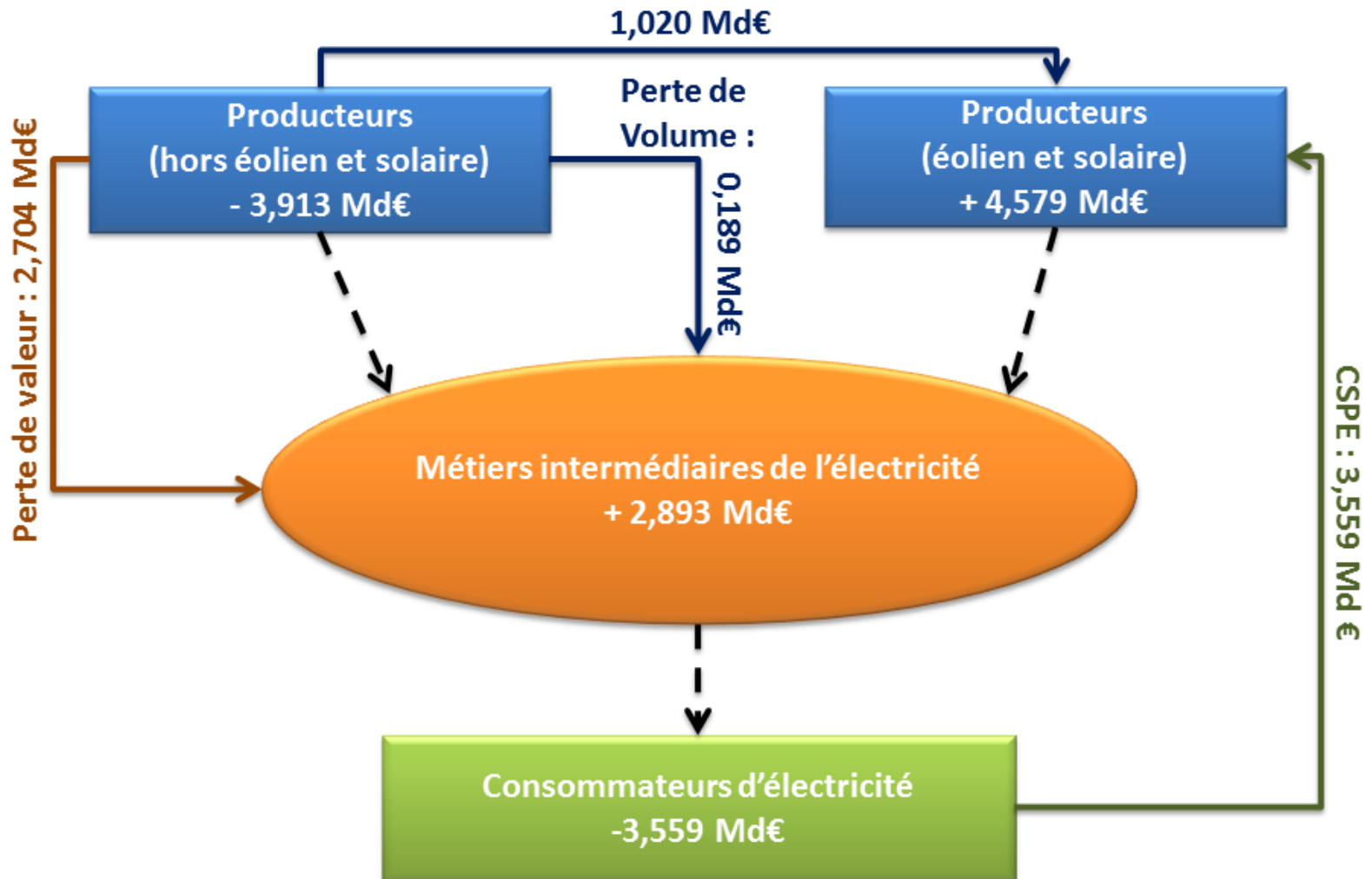
Instabilité des prix liée à la crise

Baisse des prix de gros depuis 2011

Source : EEX

Coûts directs et indirects liés à l'injection d'EnR financées hors marché

source: article Percebois-Pommeret (Revue de l'Energie et Energy Journal)



Limites d'une comparaison des LCOE

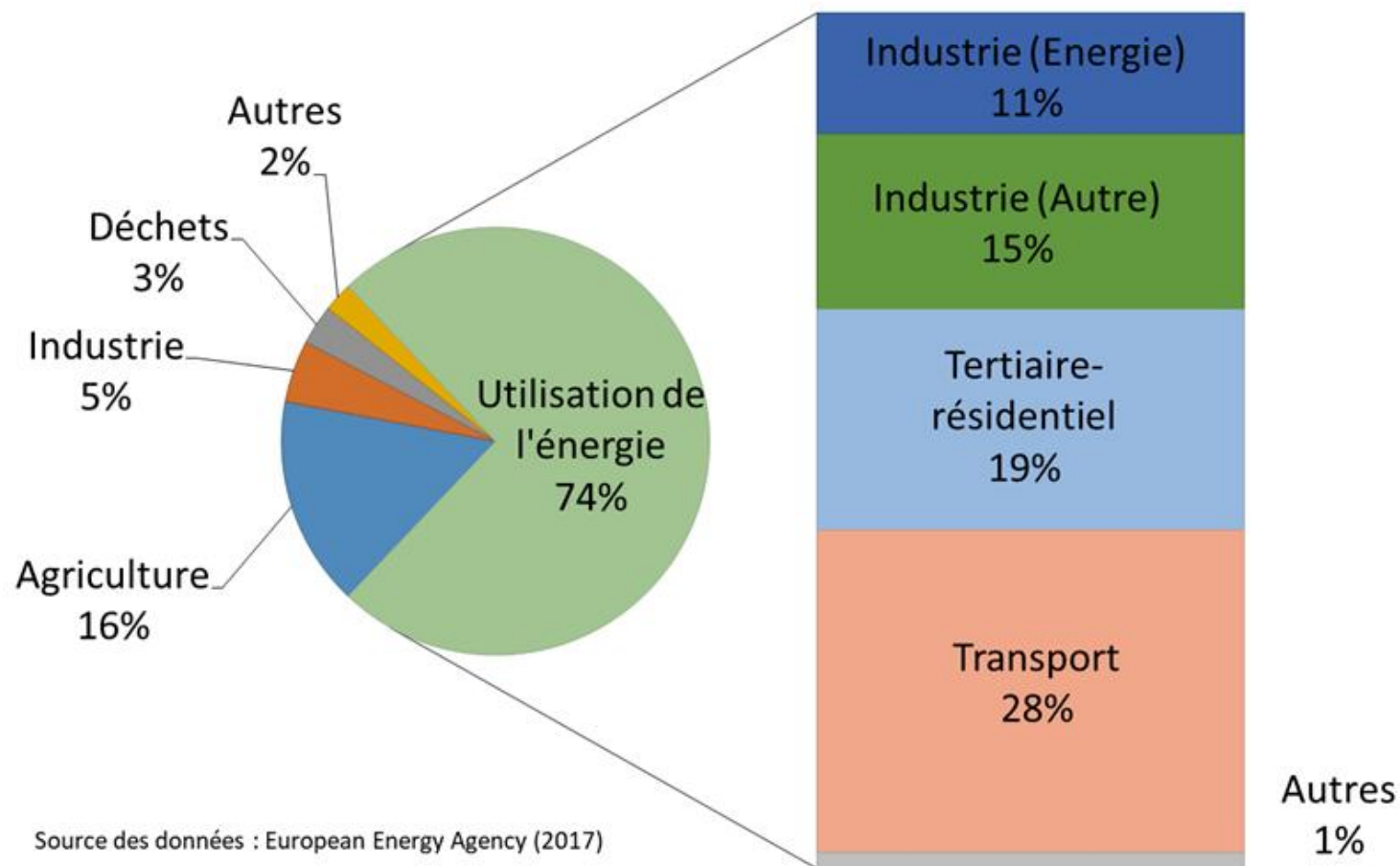
1. Tant que l'on ne saura pas stocker l'électricité à grande échelle dans des conditions économiques, ce sont les centrales « pilotables » qui devront assurer l'équilibre instantané entre l'offre et la demande d'électricité .
2. Les centrales intermittentes « non pilotables » conduisent à accroître le coût de production des centrales « pilotables » si elles les effacent lorsque le coût marginal de ces centrales « pilotables » est faible (ce qui n'est pas justifié) puisque cela réduit le facteur de charge des centrales.
3. Règle: *l'effacement des centrales « pilotables » par des centrales « non pilotables » est économiquement justifié si le **coût moyen (et non pas le coût marginal)** de production du kWh des centrales « non pilotables » est inférieur au **coût marginal** du kWh produit par les centrales pilotables effacées.*
4. *En d'autres termes le coût fixe par kWh « non pilotable » doit être plus faible que le coût variable (coût en combustible + taxe carbone) du kWh « pilotable ». Rappelons que le coût marginal des centrales « non pilotables » est en général nul.*
5. *L'éviction des centrales pilotables en dehors de ce cas provoque des « coûts échoués » (stranded costs), ce qui signifie que les opérateurs ne peuvent pas récupérer leurs coûts fixes*
6. Cette substitution est possible avec les centrales utilisant des combustibles fossiles (surtout si on l'intègre le « coût carbone ») mais elle est peu probable avec des centrales nucléaires dont le coût marginal est faible: 5 à 7 euros/MWh

Prix de la tonne de CO2 sur le marché ETS (en euros)



Market data delayed minimum of 15 minutes

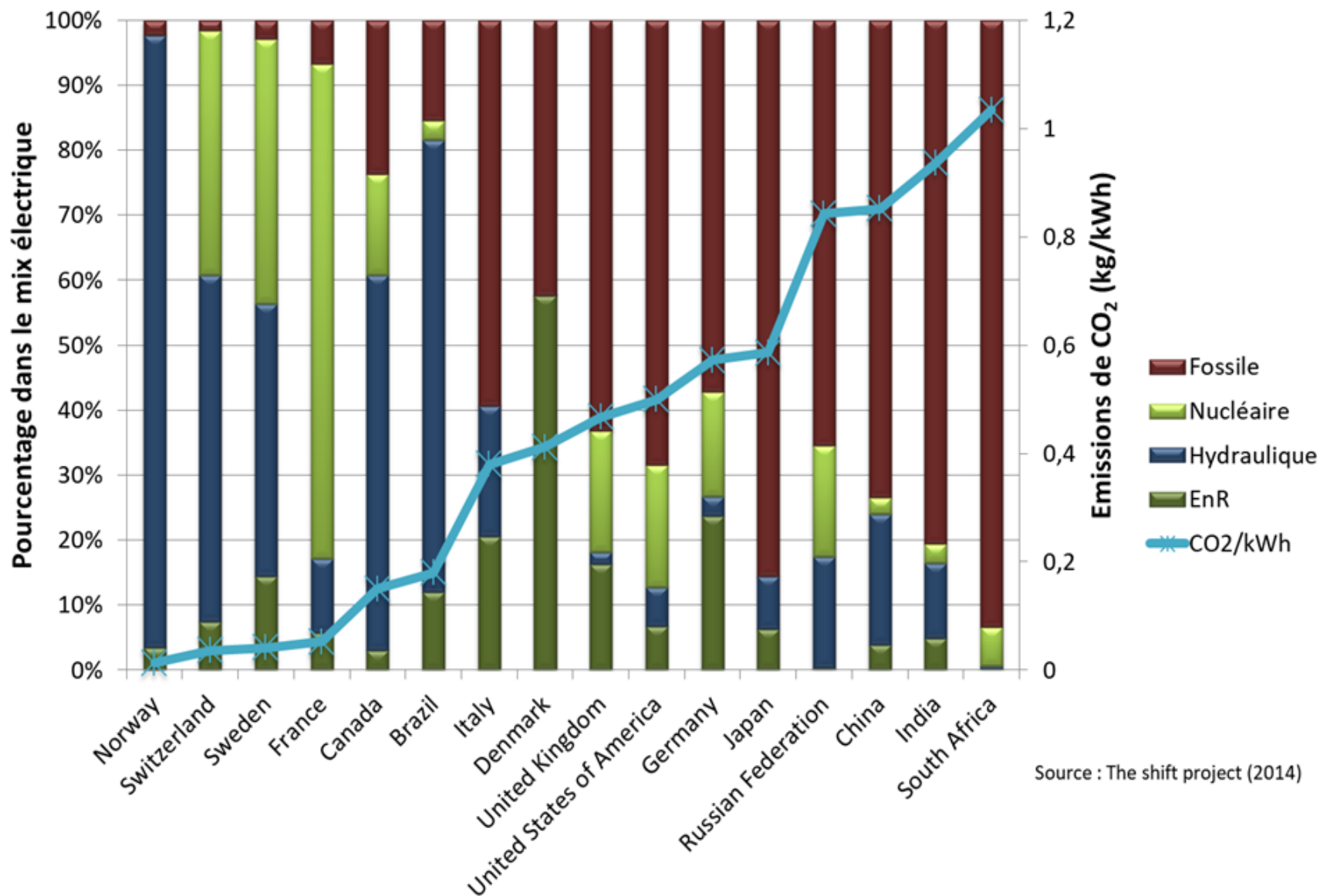
Emissions de gaz à effet de serre de la France par secteur



Source des données : European Energy Agency (2017)

Emissions de CO2 par kWh pour divers mix électriques dans le monde

source: article Percebois Pommeret



Source : The shift project (2014)

Conclusion

- **1. La comparaison des coûts de production des divers équipements doit tenir compte de la disponibilité des centrales (ne pas comparer les coûts marginaux mais le coût moyen d'une centrale « non pilotable » au coût marginal d'une centrale « pilotable »)**
- **2. Prendre en compte tous les coûts « du berceau à la tombe »**
- **3. Donner un prix aux « externalités »: dégradation de l'environnement, risques sanitaires, dépendance à l'égard des métaux stratégiques et terres rares, destruction d'emplois...Recourir à une approche ACV (analyse du cycle de vie; cas panneaux solaires importés de Chine)**
- **4. Tenir compte des enjeux technologiques et industriels (l'Europe est peu présente dans la filière PV, elle risque de ne plus l'être dans la filière des batteries, nécessité de maintenir une compétence dans la filière nucléaire... face à la Chine!)**