

Le gaz de schiste « perturbateur » du marché de l'électricité?

Jacques PERCEBOIS

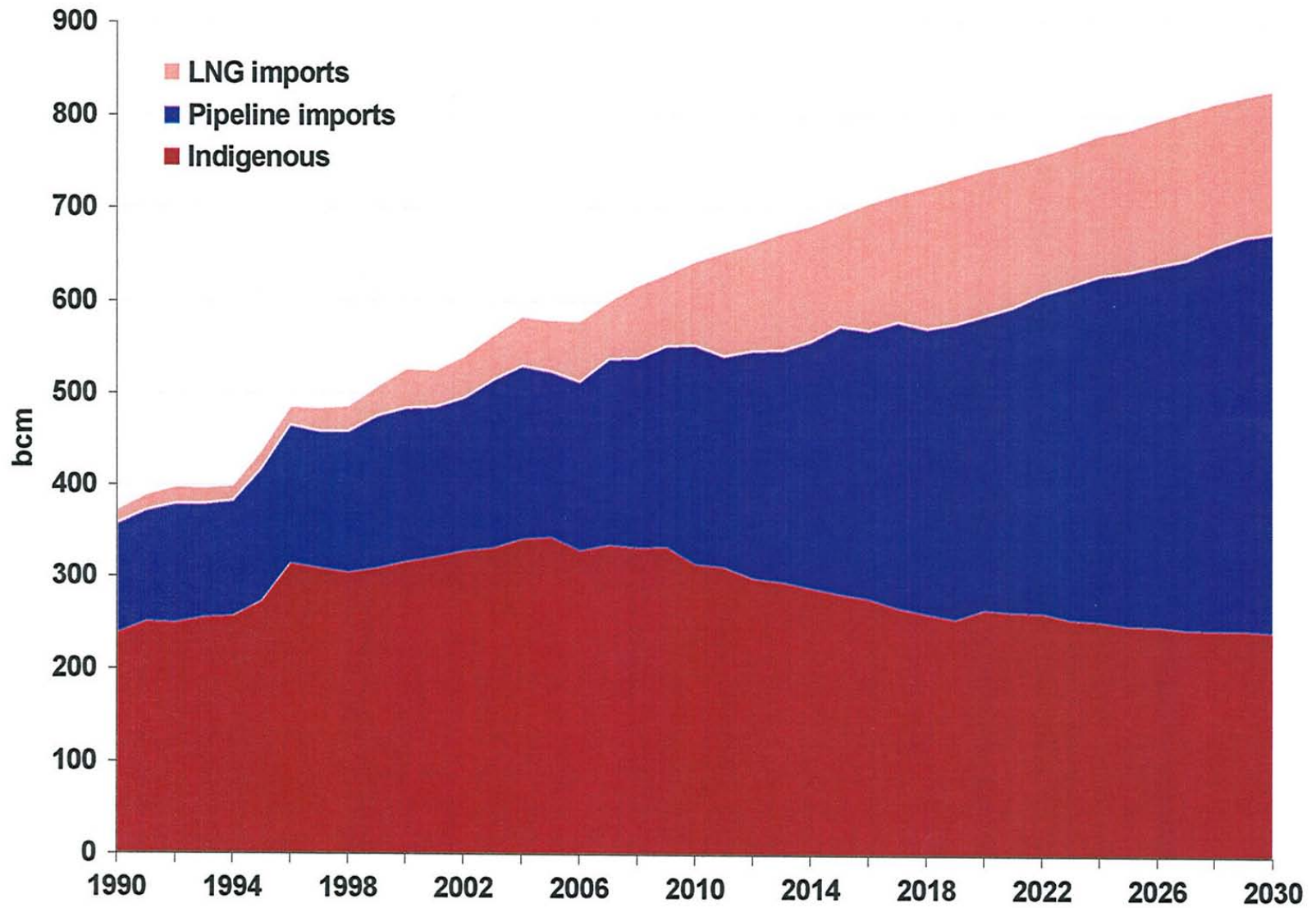
Directeur du CREDEN

Professeur à l'Université de Montpellier I

Le gaz naturel dans l'Union Européenne

- 1. Le gaz représente 24% de la consommation d'énergie primaire dans l'U.E. mais seulement 15% en France
- 2. Environ 60% du gaz consommé dans l'U.E. est importé mais c'est 98% en France
- 4. La Russie représente 50% des importations de gaz de l'U.E. mais seulement 18% des importations françaises (notre principal fournisseur est la Norvège)
- 5. Le gaz est importé dans le cadre de contrats à long terme (20 à 25 ans) avec des clauses « Take or Pay » et des clauses d'indexation sur le prix du brut ou celui des produits pétroliers (néanmoins introduction d'une indexation partielle sur le prix spot du gaz, plus bas; cette indexation partielle est de l'ordre de 30% du prix dans le cas des contrats avec la Russie)

Approvisionnement de l'Europe par gazoducs et par GNL

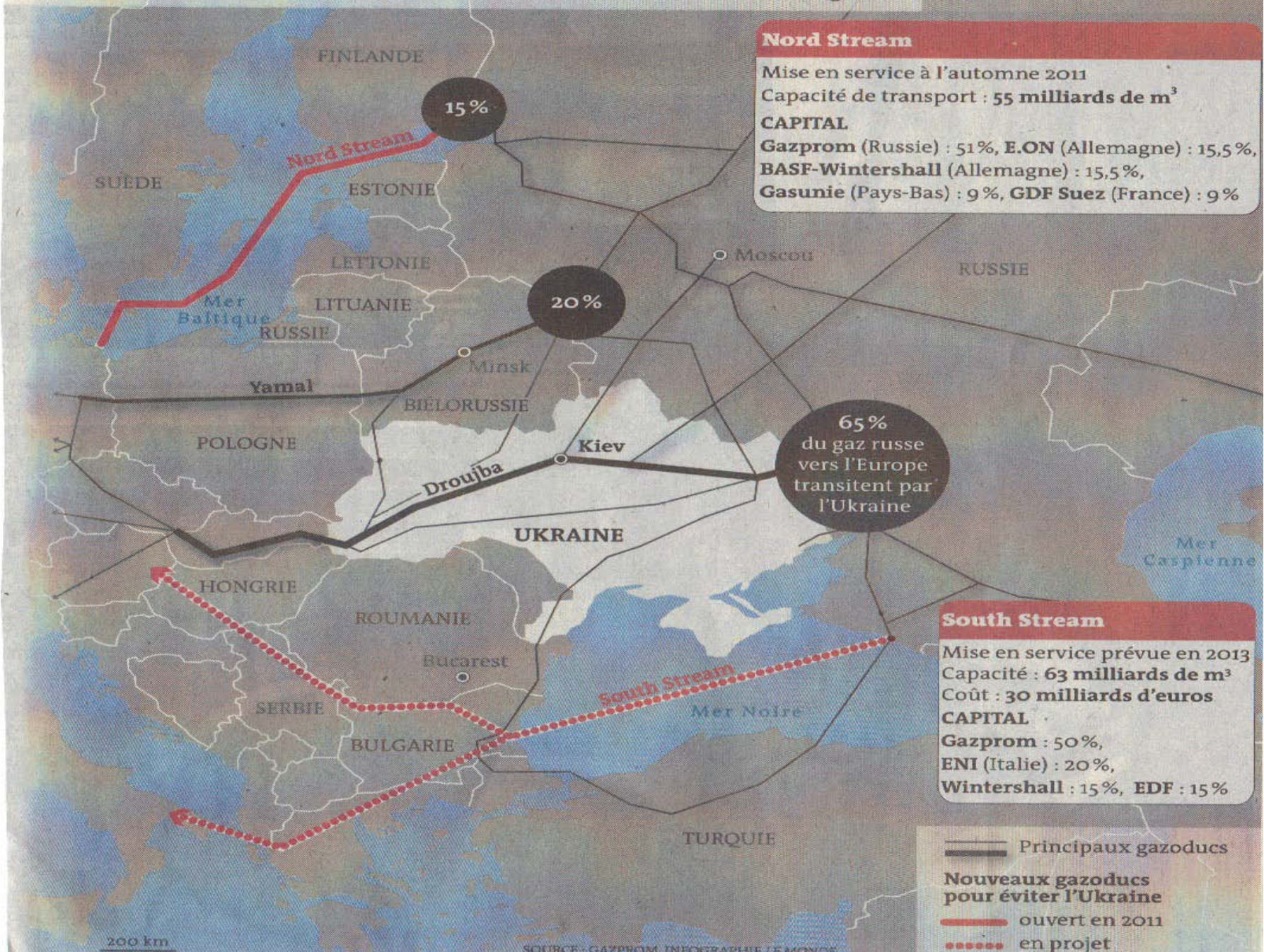


Source : Global Insight 2007

Exportateurs et importateurs de gaz naturel (chiffres 2010) (24% de la production mondiale)

Exportateurs nets	Part des exportations mondiales (%)	Importateurs nets	Part des importations mondiales (%)
Russie	22 %	Japon	13 %
Norvège	14 %	Allemagne	11 %
Canada	10 %	Etats-Unis	10 %
Qatar	9 %	Italie	9 %
Algérie	8 %	France	6 %
Indonésie	5 %	Ukraine	5 %
Pays-Bas	4 %	Turquie	5 %
Turkménistan	4 %	Espagne	4 %
Malaisie	3 %	Corée du Sud	4 %
Trinité/Tobago	3 %	Royaume-Uni	4 %
Autres	18 %	Autres	29 %
TOTAL	100 % (736 Mds m3)	TOTAL	100 % (749 y compris Var Stocks)

.... pris en tenaille par les projets russes de contournement de gaz



Nord Stream
 Mise en service à l'automne 2011
 Capacité de transport : 55 milliards de m³
CAPITAL
 Gazprom (Russie) : 51%, E.ON (Allemagne) : 15,5%,
 BASF-Wintershall (Allemagne) : 15,5%,
 Gasunie (Pays-Bas) : 9%, GDF Suez (France) : 9%

65%
 du gaz russe
 vers l'Europe
 transite par
 l'Ukraine

South Stream
 Mise en service prévue en 2013
 Capacité : 63 milliards de m³
 Coût : 30 milliards d'euros
CAPITAL
 Gazprom : 50%,
 ENI (Italie) : 20%,
 Wintershall : 15%, EDF : 15%

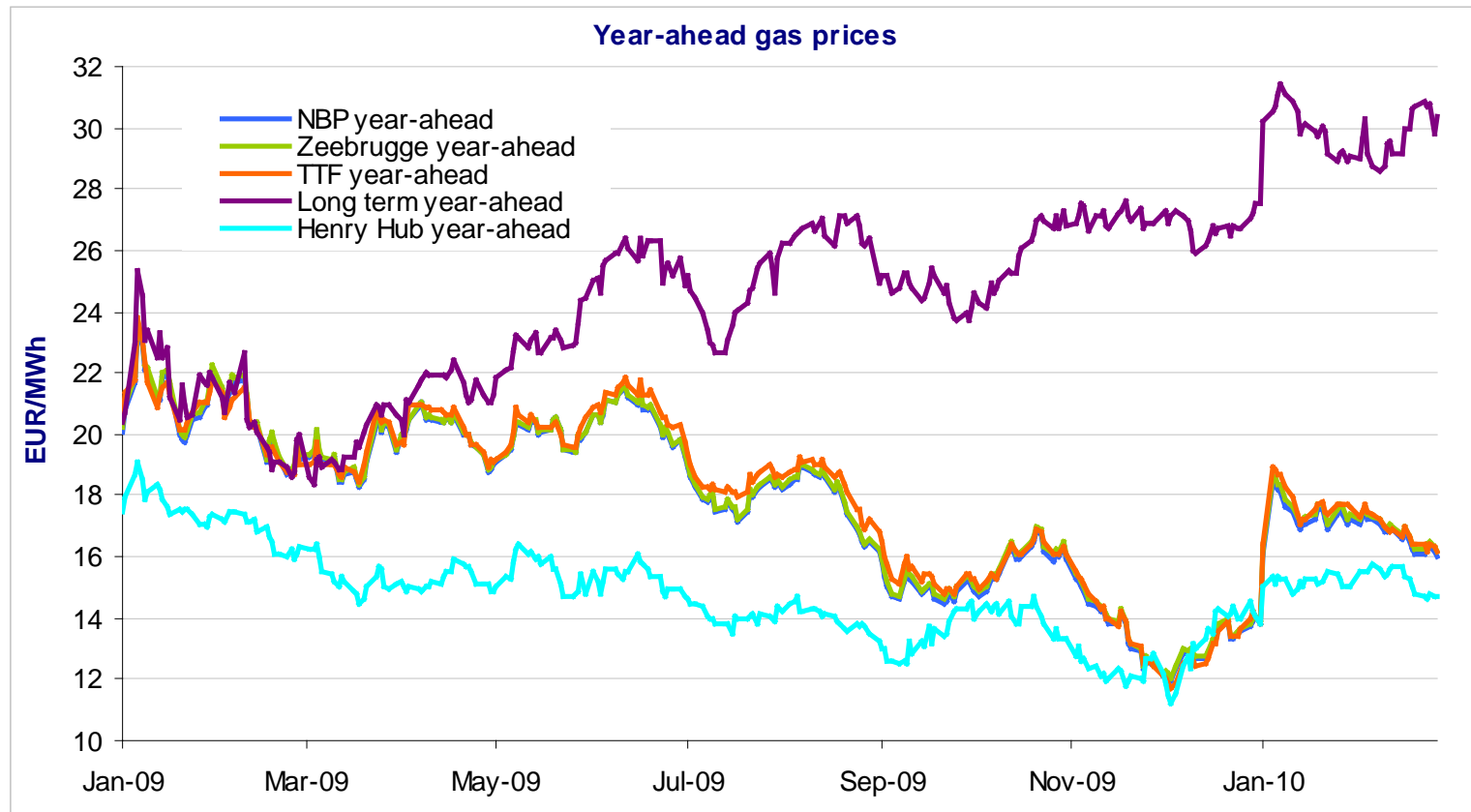
— Principaux gazoducs
Nouveaux gazoducs pour éviter l'Ukraine
 — ouvert en 2011
 en projet

200 km

SOURCE : GAZPROM, INFOGRAPHIE LE MONDE

PRIX YEAR-AHEAD en EUROPE

Important décrochage entre prix de marché et prix de long terme indexé sur le pétrole à partir du mois d'avril.



Source: Argus, Platts, Nymex & Gaselys

Le DÉBAT sur le MAINTIEN de l'INDEXATION du PRIX du GAZ sur le PRIX du PÉTROLE dans les CONTRATS

CONTRE le MAINTIEN

- 1 – L'indexation favorise le renchérissement des 2 énergies (gaz et pétrole) et empêche le développement du marché spot :
 - Le ratio R/P est plus élevé pour le gaz que pour le pétrole
Il n'y a aucune raison de lier le prix du gaz à l'épuisement plus rapide du brut
 - Le prix du pétrole est plus sensible aux aléas géopolitiques que le prix du gaz
 - Les raisons historiques qui ont justifié l'indexation ont disparu (le fuel n'est plus « directeur »)
- 2 – L'indexation empêche le prix du gaz d'être fixé par les « fondamentaux » du marché du gaz
- 3 – L'indexation sur le continent européen empêche les arbitrages avec le marché anglais et avec le marché nord-américain

Le DÉBAT sur le MAINTIEN de l'INDEXATION du PRIX du GAZ sur le PRIX du PÉTROLE dans les CONTRATS

POUR le MAINTIEN

1 – L'indexation du prix du gaz sur le prix du brut ou des produits pétroliers (fuel lourd et F.O.D.)
a une origine historique

Les exportateurs de gaz sont exportateurs de pétrole, le fuel était le principal substitut du gaz

2 – Grâce à cette indexation, le risque « prix » est à la charge du vendeur
et non pas de l'acheteur qui a la garantie que son gaz restera compétitif sur le marché final

En revanche, l'importateur prend le risque « volume »
(il doit écouler la quantité prévue au contrat)

3 – L'indexation se fait avec un décalage temporel (1 ou plusieurs trimestres)
et avec lissage ce qui atténue la volatilité des prix

4 – Sans indexation, les prix du gaz seraient beaucoup plus volatils sur le marché spot

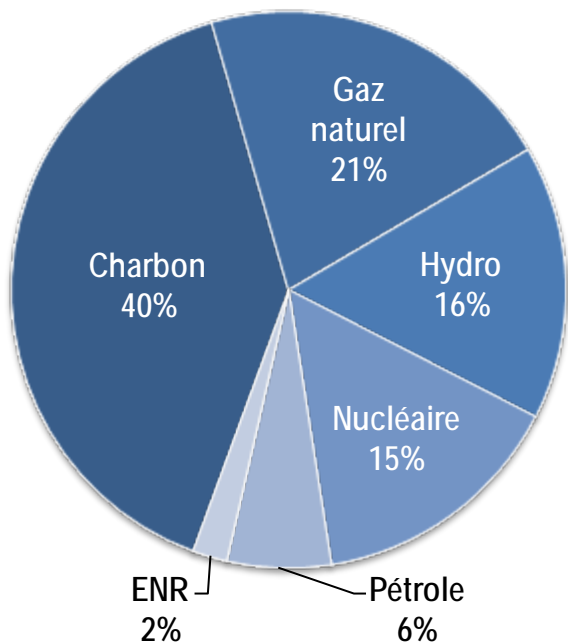
5 – On peut utiliser une indexation partielle sur le prix spot du gaz
lorsque le marché spot est suffisamment liquide

(cf. Royaume-Uni où l'indexation se fait à 40 % sur le prix spot contre 5 % dans le reste de l'UE)

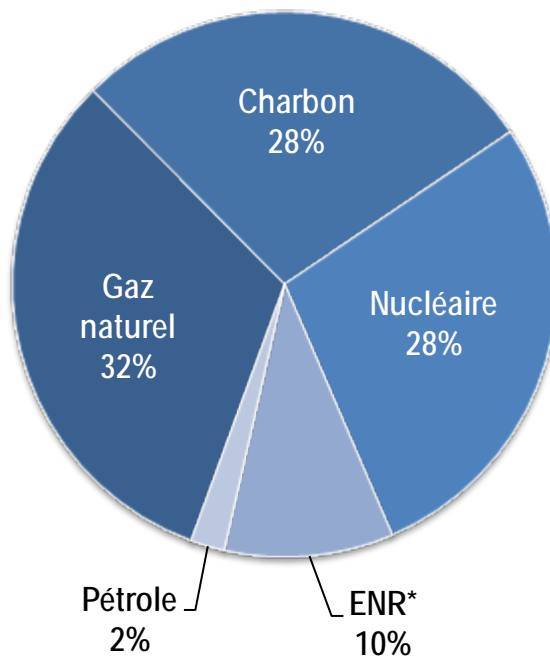
STRUCTURE de la PRODUCTION d'ÉLECTRICITÉ

(chiffres 2010)

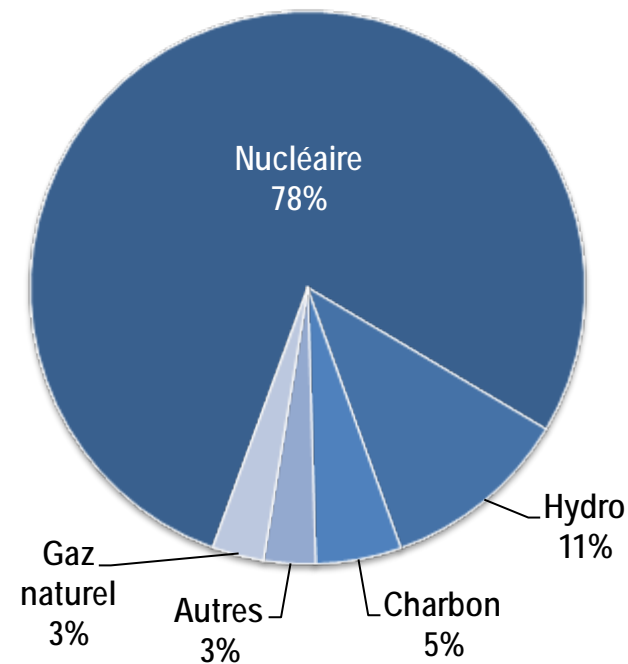
MONDE
(19 771 TWh)



UE 27
(3 370 TWh)



France**
(574 TWh)

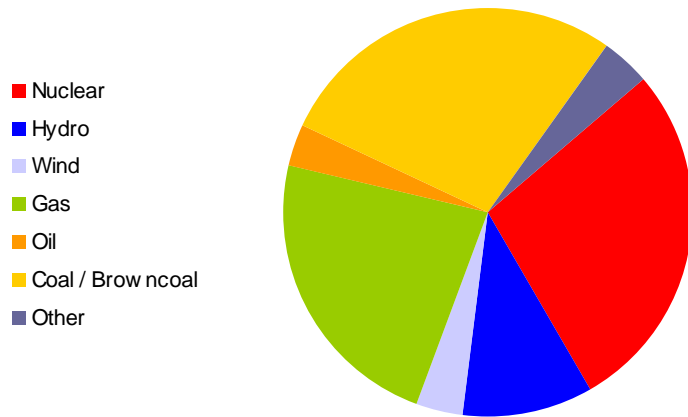


* Y compris l'hydraulique

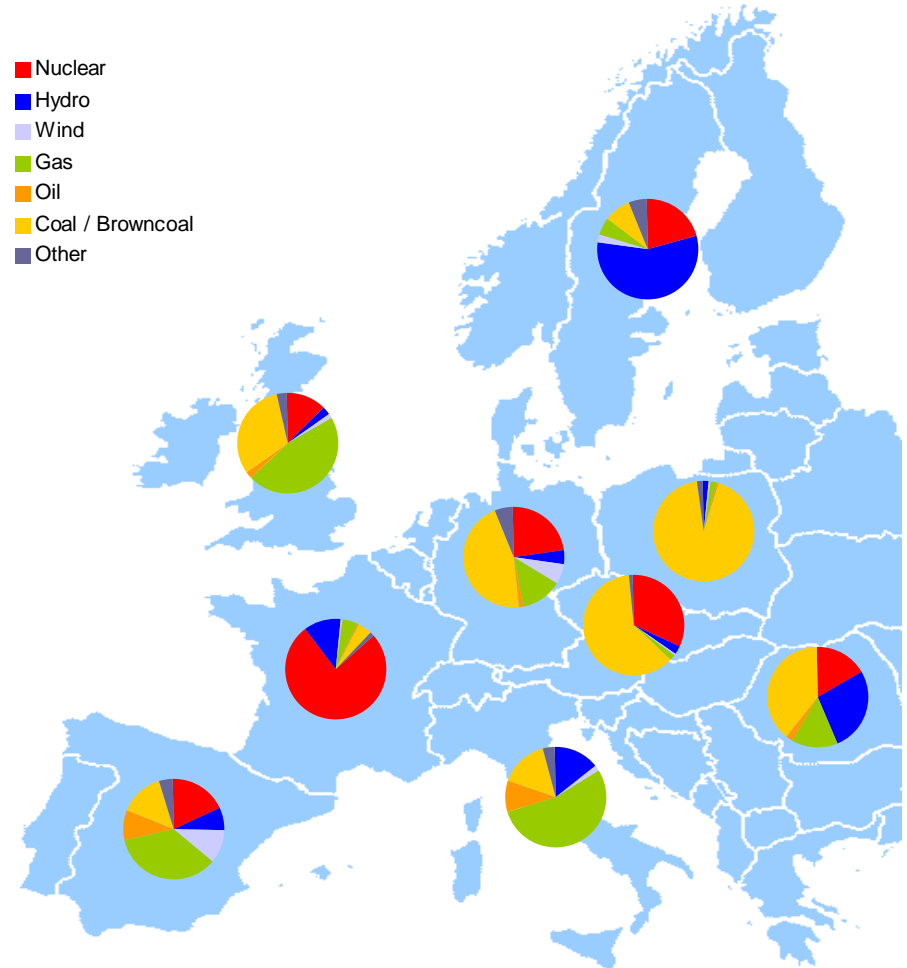
** EDF assure 90 % de la production suivie de la CNR et d'ENDESA.

EUROPEAN ELECTRICITY PRODUCTION

EU 27 Total - 2008



EU27 power production : 3370 TWh
 – Nuclear : 28%
 – Coal / Brown coal : 28%
 – Gas : 32%



Source : Gaselys & CERA (2008)

Un « trouble-fête »: le gaz non conventionnel

1) Trois formes: gaz de schistes (shale gas), gaz issu du charbon (grisou ou coal bed methane), gaz « compact » (tight gas) (plus de 50% de la production de gaz aux USA actuellement)

2) Deux facteurs explicatifs (progrès technique)

- * forage horizontal

- * fracturation hydraulique

3) Inconvénients: fort impact sur l'environnement (eau + produits chimiques)

« Le gaz de schiste: spécificités »

- 1 Les hydrocarbures sont liquides entre 2000 et 3000 mètres de profondeur (« fenêtre à huile ») et deviennent gazeux à partir de 3000 mètres de profondeur (« fenêtre à gaz »)
- 2. En raison de la faible perméabilité de la roche-mère une partie des hydrocarbures n'est pas extraite (shale oil et shale gas)
- 3. La France disposerait de 5000 milliards de mètres cubes de gaz non conventionnel mais il s'agit d'estimations
- 4. La solution? Au pays de Descartes procéder rationnellement:
 - Faire des forages d'exploration pour confirmer ce chiffre
 - Estimer le coût d'accès à ce gaz de schiste (sans doute plus élevé que le coût aux USA)
 - Exploiter ce gaz avec une technologie respectueuse de l'environnement (la loi française du 30 juin 2011 votée par 176 voix contre 151 interdit le recours à la fracturation hydraulique)
- 5. Utiliser la « menace crédible » de l'exploitation des ressources françaises dans la négociation des contrats de gaz avec nos fournisseurs

LE GAZ DE SCHISTE AUX ETATS-UNIS

- 1. Le prix du gaz est très bas (< 3\$/MBTU contre plus de 10\$ en moyenne en Europe et 17\$ en Asie). Cela tient à l'existence du gaz non conventionnel qui est devenu un « produit fatal » de la production de pétrole (y compris de pétrole non conventionnel)
- 2. Du coup le gaz se substitue au charbon pour la production d'électricité
- 3. En conséquence l'excédent de charbon est exporté ce qui fait baisser le prix du charbon sur le marché international (marché Atlantique en particulier)
- 4. Certains pensent que les Etats-Unis pourraient devenir exportateurs de GNL (mais cela suppose de construire des installations de liquéfaction et de nouveaux méthaniers)
- 5. Les bas prix de l'énergie aux Etats-Unis (gaz, pétrole voire électricité) constituent un atout important pour attirer les industries grosses consommatrices d'énergie d'où une certaine relocalisation des industries de base

IMPACT DU PRIX DU GAZ SUR L'ÉLECTRICITÉ EN EUROPE (1/2)

- 1. Le prix du gaz reste élevé car le gaz importé dans le cadre de contrats à long terme est indexé sur le prix du pétrole qui reste lui aussi élevé : 12\$/MBTU (1MBTU = 27,8 m³). C'est vrai aussi sur le marché anglais (le RU importe aujourd'hui plus de gaz qu'il n'en produit; le prix NBP est de 9,2\$/MBTU soit 24 euros/MWh en avril 2012). La priorité est aujourd'hui à la renégociation des clauses d'indexation...
- 2. Le prix du charbon-vapeur a baissé à cause des exportations américaines, russes et colombiennes
- 3. Le prix de l'électricité sur le marché spot est bas (45 euros/MWh en base et 50 euros/MWh en pointe en avril 2012) pour deux raisons principales (surcapacité)
 - La crise économique (baisse de la demande)
 - La forte production d'électricité éolienne (subventionnée) en Allemagne et en Espagne.

IMPACT DU PRIX DU GAZ SUR L'ÉLECTRICITÉ EN EUROPE (2/2)

4. Les centrales à cycles combinés à gaz sont victimes d'un « effet de ciseau »: un prix de vente en baisse et un prix de revient en hausse. Elles sont parfois devenues déficitaires, en base du moins comme en Allemagne et surtout en Espagne

- Les CCCG ne produisent que lorsque le vent tombe et que le soleil disparaît. En Espagne le facteur de charge est passé de 66% en 2004 à 23% en 2011; or ces CCCG ne sont rentables que si ce facteur dépasse 57% (soit > 5000 heures par an)
- Platts estime que le coût de production de l'électricité en Angleterre est de l'ordre de 30 à 32 euros/MWh avec une centrale à charbon (+ un prix très bas du CO₂) contre 42 à 45 euros/MWh pour une centrale à gaz. D'où un très fort « switching » vers le charbon au détriment du gaz (baisse de 32% de la demande de gaz pour la génération électrique début 2012 comparé à début 2011) (source Focus Gaz 27 avril 2012)

5. Ainsi aux États-Unis c'est le bas prix du gaz qui pénalise la relance du nucléaire et compromet même la compétitivité des centrales à charbon alors qu'en Europe c'est le prix élevé du gaz couplé à un prix du charbon en baisse qui compromet la compétitivité des centrales à gaz. Le nucléaire amorti reste compétitif... On assiste à une relance de la construction de centrales à charbon en Europe (Allemagne) dans un contexte où le prix du CO₂ est faible et les préoccupations environnementales en baisse! Mais ce qui est vrai à court terme le restera-t-il à long terme?