

# La libéralisation de l'électricité en Europe: quels enjeux économiques et industriels?

#### **Jacques PERCEBOIS**

Directeur du CREDEN
Professeur à l'Université de Montpellier I

# Sommaire

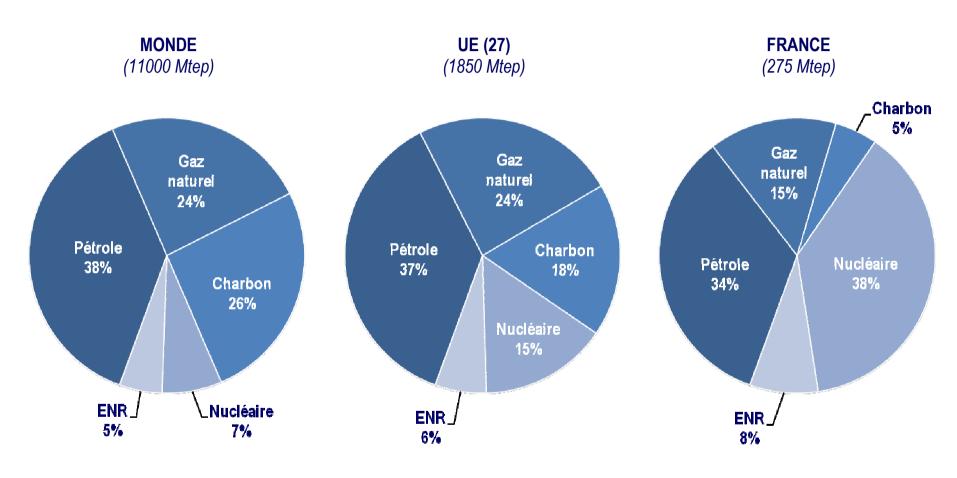
- 1. Le poids du gaz naturel et de l'électricité en Europe (UE)
- 2. Le processus de libéralisation: motifs et modalités
- 3. Marchés « spot », accès des tiers aux réseaux et prix réglementés: complexité et effets pervers
- 4. Les enjeux industriels de la libéralisation

# Sommaire

- 1. Le poids du gaz naturel et de l'électricité en Europe (UE)
- 2. Le processus de libéralisation: motifs et modalités
- 3. Marchés « spot », accès des tiers aux réseaux et prix réglementés: complexité et effets pervers
- 4. Les enjeux industriels de la libéralisation

#### STRUCTURE de la CONSOMMATION d'ÉNERGIE PRIMAIRE

(chiffres 2007, hors bois)



**TAUX DE DÉPENDANCE : 56 %** 

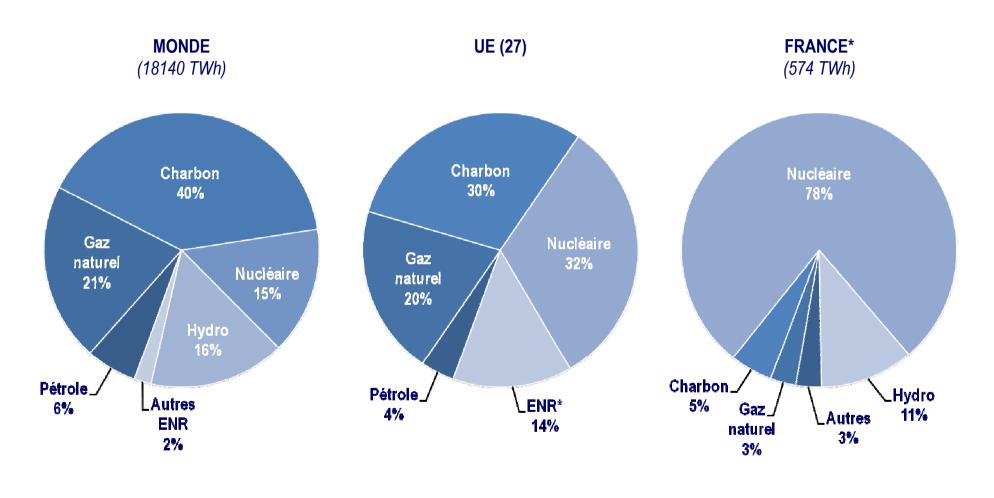
Pétrole : 75 % importéGaz naturel : 60 % importéCharbon : 40 % importé

**TAUX DE DÉPENDANCE : 51 %** 

Pétrole : 99 % importéGaz naturel : 95 % importéCharbon : 100 % importé

#### STRUCTURE de la PRODUCTION d'ÉLECTRICITÉ

(chiffres 2007)



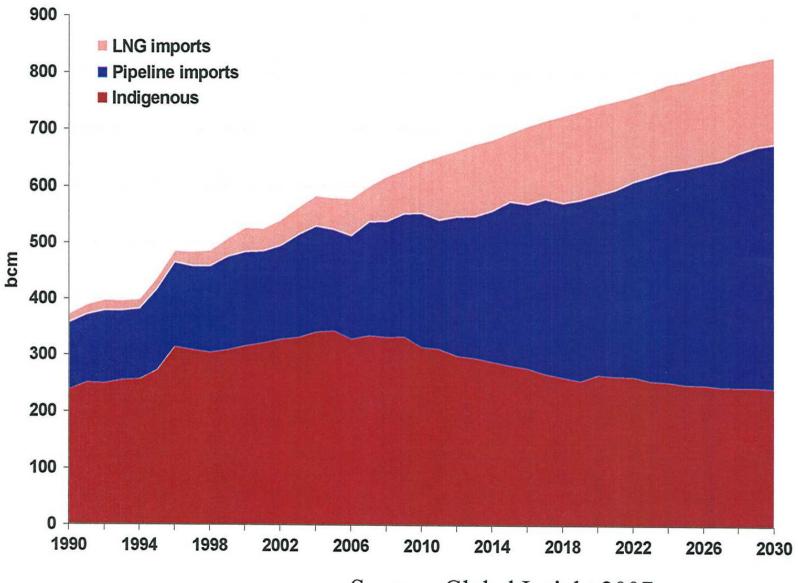
<sup>\*</sup> Y compris l'hydraulique

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

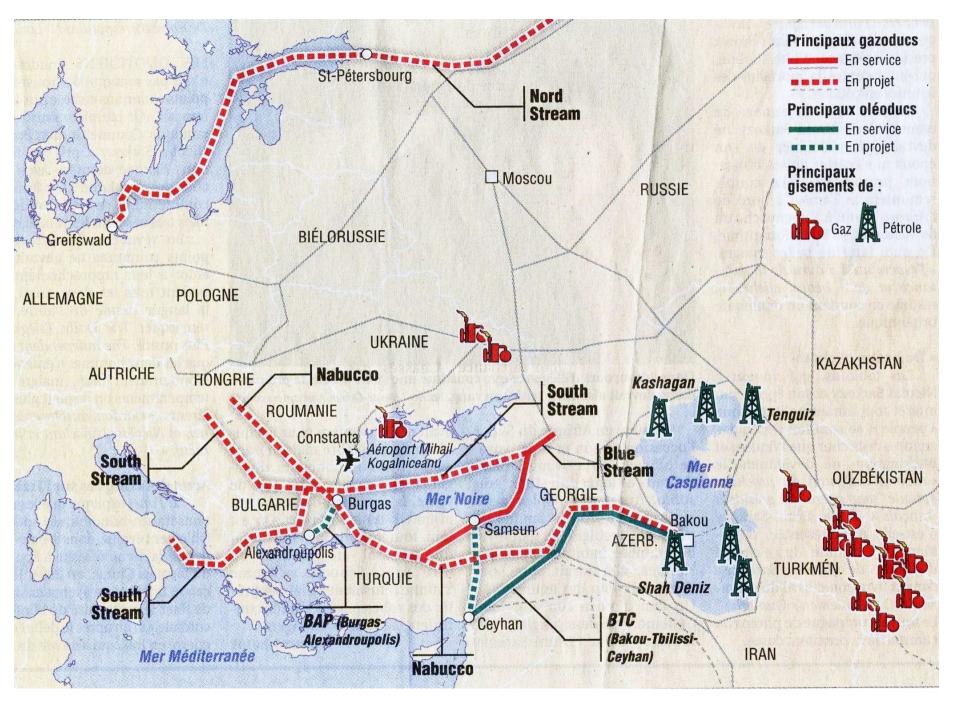
# 2008, une année charnière dans le secteur de l'énergie 2009, une année de crise économique et de baisse de la demande d'énergie

- Pour la première fois la consommation d'énergie primaire des pays Non-OCDE (PED, pays émergents) a dépassé la consommation d'énergie primaire des pays de l'OCDE (certes la demande de pétrole de l'OCDE est plus forte que celle des Non-OCDE, la demande de gaz naturel est sensiblement la même dans les deux zones, en revanche la demande de charbon est nettement plus élevée dans le zone Non-OCDE que dans la zone OCDE, en raison de la Chine et de l'Inde)
- La forte volatilité des prix du pétrole (100 US\$ début 2008, 147 US\$ à mi-2008 et 40 US\$ fin 2008) et la crise économique ont créé de fortes incertitudes sur l'évolution probable de la demande et de l'offre d'énergie à moyen terme
- La demande d'énergie a baissé en 2009 (crise économique); c'est vrai pour le gaz et l'électricité
- Aux USA la production de gaz non conventionnel a dépassé en 2009 celle de gaz conventionnel (d'où la chute des prix du gaz naturel); cela a un impact sur la production d'électricité (la gaz concurrence le charbon et le nucléaire)
- Le partage n'est plus entre énergies traditionnelles (fossiles ou nucléaire) et énergies nouvelles et renouvelables mais entre énergies avec carbone et énergies sans carbone (fossiles d'un côté et nucléaire et ENR de l'autre).
- De plus en plus le prix de l'électricité devra incorporer le cout du carbone (via les quotas de CO2 ou via une taxe carbone, plus connue en France sous le nom de Contribution Climat Energie)

### Approvisionnement de l'Europe par gazoducs et par GNL



Source: Global Insight 2007

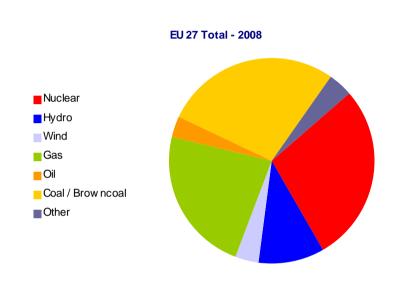


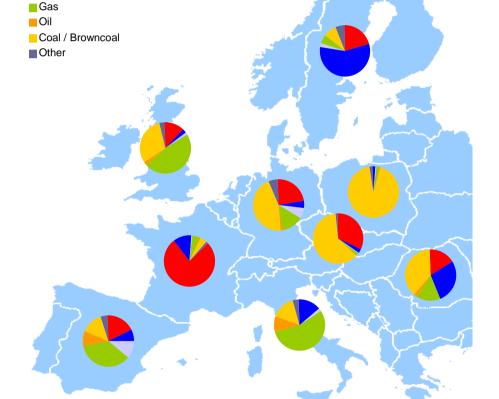
#### CARACTERISTIQUES DE LA FILIERE ELECTRIQUE

- 1) Service public à caractère industriel et commercial (différent d'une simple "commodity" et différent d'un "bien collectif pur"); traditionnellement entreprises publiques en situation de monopole, mais ne pas confondre service public et entreprise publique.
- 2) Industrie de réseau (coûts fixes élevés); une partie de l'activité est un "monopole naturel" (coût de duplication élevé) d'où la distinction entre "secteur régulé" et "secteur non régulé" (ouvert à la concurrence). En termes de coût les activités régulées (transport et distribution ) représentent 50% et le reste est constitué par le coût du kWh et le service de fourniture.
- 3) Le regulateur doit fixer les péages d'accès aux réseaux de transport et distribution mais aussi vérifier que la concurrence fonctionne bien dans le secteur non régulé (pas de stratégies de prédation, de collusion ou de forclusion)
- 4) L'indépendance du régulateur est fondamentale (nomination par le pouvoir politique mais la révocation est impossible); bien délimiter les compétences du régulateur et celles du juge (Conseil de la Concurrence ou Cour Européenne de Justice).

# European electricity production

NuclearHydroWind





–EU27 power production : 3370 TWh

• Nuclear : 28%

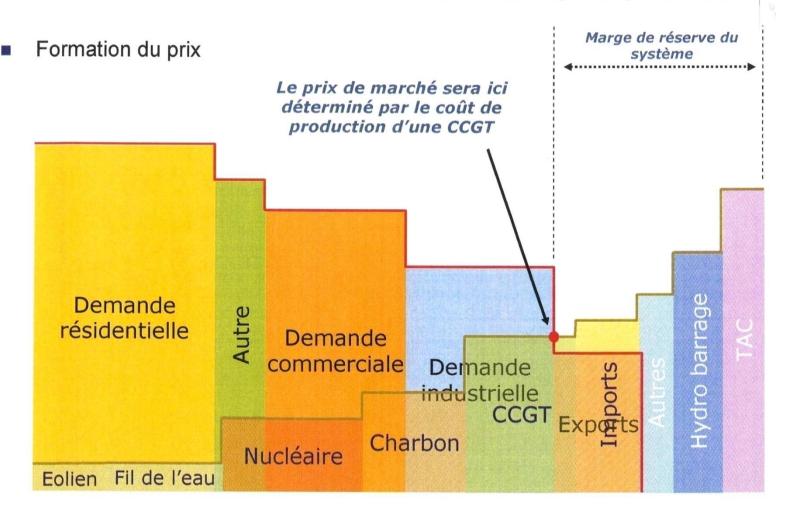
• Coal / Browncoal: 28%

• Gas: 32%

#### Production d'électricité (source: les Cahiers du Global Chance, 2007)

filière	Investissement en euros/kW	Production/an kWh (pour 1 kW installé)	coût en centimes d'euro/kWh	Émissions de GES (g equiv CO2/kWh)
Photovoltaïque (isolé)	7000-12000	1000-1200	40-100	
Éolien on-shore	1000	2000-2500	4 - 8	5 -20
Éolien off- shore	1200-1500	2500-3000	4 - 8	6 -30
Petite hydraulique	1200-4000	3000-8000	1 -10	
Centrale à charbon (LFC)	1200-1400	8000	4.2- 5.6	800 - 1000
Centrale nucléaire (3ème génération)	1300-1600	7500	4 - 6	10 -100

#### Les fondamentaux – Confrontation Offre / Demande



#### Comment faire face à la pointe électrique ?

- I. Accroissement des moyens de pointe pour éviter la « défaillance » (hydraulique de barrage, TAC, importations sur le spot...); en pointe ce sont souvent des équipements thermiques qui sont appelés d'où un impact négatif sur l'environnement. Le problème c'est celui de l'insuffisante rémunération de ces moyens de pointe et des incitations à investir (« missing money problem » cad « revenus manquants »).
- II. Différenciation horo-saisonnière des tarifs (prix plus élevés en pointe pour inciter les consommateurs à moins consommer ou à déplacer leur consommation). Le problème c'est celui de la sensibilité de la demande au prix. Faible élasticité de la demande car usages captifs (de plus problèmes d'équité pour les consommateurs à revenu modeste ; quid de la péréquation?)
- III. Constitution d'un portefeuille de clients effaçables ou interruptibles (cf tarif EJP d'EDF); le consommateur peut aussi être incité à vendre l'électricité économisée sur le spot

Question: la gestion de la pointe est-elle un « service public » ou faut-il s'en remettre au marché? Comment s'assurer qu'en pointe il n'y a pas de rétention de capacité? Aux heures de pointe le prix spot peut atteindre des niveaux élevés proches du « coût marginal de défaillance » (fonction parabolique de la « profondeur de la défaillance »)

#### Les compteurs « intelligents »peuvent-ils aider à cette gestion?

- 1 Expériences étrangères intéressantes en Suède, Italie: 28 millions de compteurs installés par ENEL (2 milliards d'euros récupérés en 4 ans); projet-pilote en France (EDF à Lyon et Tours en 2010)
- 2 Ces compteurs (« smart meters ») permettent de gérer les équipements en temps réel: économies d'énergie et impact favorable sur les émissions de CO2
- 3 Ces compteurs permettent de transmettre et de recevoir des données à distance ce qui permet aux fournisseurs d'électricité de mieux adapter leurs offres à la demande des clients (nécessité d'un protocole)
- 4 Le marché des « smart grids » (« réseaux intelligents ») est un marché considérable à l'échelle mondiale (65 milliards de dollars à l'horizon 2013 selon Lux Research)
- 5 Dans les régions considérées comme des péninsules électriques (cf PACA ou Bretagne) ces systèmes permettent de mieux gérer l'équilibre Offre-Demande en gérant de façon centralisée les effacements

# Sommaire

- 1. Le poids du gaz naturel et de l'électricité en Europe (UE)
- 2. Le processus de libéralisation: motifs et modalités
- 3. Marchés « spot », accès des tiers aux réseaux et prix réglementés: complexité et effets pervers
- 4. Les enjeux industriels de la libéralisation

#### LA LIBERALISATION DES INDUSTRIES DU GAZ ET DE L'ELECTRICITE: UN PROCESSUS PROGRESSIF

- Mouvement de nationalisation après la Seconde Guerre Mondiale: création d'entreprises publiques intégrées.
- Rappel: avant la Seconde Guerre Mondiale il existait la plupart du temps un grand nombre d'entreprises privées concessionnaires de service public (1500 en France)
- Signature du Traité de Rome en 1957 et libéralisation progressive des échanges (Europe des 6, des 9, des 15 puis des 27); les industries du gaz et de l'électricité ne seront toutefois concernées qu'à la fin des années 1980
- Rapport Jacques DELORS sur le « coût de la non-Europe »: supprimer les obstacles juridiques aux échanges, notamment les monopoles d'importation
- Principe: ne laisser subsister comme monopoles que les « monopoles naturels » c'est-à-dire les réseaux de transport et distribution considérés comme des « essential facilities » (infrastructures essentielles)
- Ne pas oublier que les situations de départ sont très contrastées: notamment la structure de la production d'électricité, variable selon les pays européens. Les prix de l'électricité sont au départ très différents d'un pays à l'autre, en fonction des choix faits en amont (nucléaire ou thermique?)

#### **CONSTAT**

Il n'existe <u>pas de « politique énergétique commune »</u>

<u>mais une politique</u> de la concurrence appliquée à l'énergie

<u>et un socle</u> minimal de préoccupations communes

à tous les Etats-membres <u>reposant sur 3 piliers</u>

<u>Sécurité</u>

<u>Compétitivité</u>

<u>Durabilité</u>

#### Principe

Ouverture à la concurrence des industries de réseau en dissociant les activités régulées (monopoles naturels) et les activités non régulées (production, commercialisation)

#### ■ <u>Fondement juridique</u> Article 90 du Traité de Rome (1957)

« Les entreprises chargées de la gestion de services d'intérêt général sont soumises aux règles du présent traité, notamment aux règles de concurrence, dans les limites ou l'application des ces règles ne fait pas échec à l'accomplissement en droit ou en fait de la mission particulière qui leur a été impartie. La Commission veille à l'application des dispositions du présent article et adresse les directives appropriées aux Etats membres »

#### L'ouverture se fait par étapes depuis 1986

Via des directives européennes (3 paquets) : éligibilité des consommateurs, séparation comptable puis juridique puis patrimoniale des activités de transport-distribution

#### LES ATTENTES DE BRUXELLES AVEC LA LIBERALISATION DU GAZ ET DE L'ELECTRICITE

- Transposer l'expérience faite avec les télécommunications mais le contexte est différent: l'ouverture à la concurrence s'est faite dans un contexte de fort progrès technique dans le cas du téléphone (mobile); avec le mobile le monopole naturel a quasiment disparu. Seule subsiste la « boucle locale » à l'époque et chaque opérateur peut financer son réseau (SFR, Bouygues, Orange). Dans le cas du gaz et de l'électricité ce n'est pas le cas (les réseaux demeurent des « infrastructures essentielles »)
- L'ouverture à la concurrence a été impulsée dans un contexte de surcapacité électrique et de bas prix du pétrole (20 \$ en 2000) mais elle s'est ensuite réalisée dans un contexte de capacités saturées et de prix élevés du pétrole et du gaz (à partir de 2004). Le progrès technique a par ailleurs permis de réduire le coût unitaire du kWh produit avec des équipements de dimension modeste (centrales à gaz) ce qui, en limitant les économies d'échelle, remettait en cause la concentration des opérateurs et permettait à de petits producteurs d'être compétitifs.
- Ce que l'on attend de cette ouverture à la concurrence c'est une convergence des prix de l'électricité en Europe; mais il y a des congestions au niveau des interconnexions électriques et cette convergence implique qu'à terme la structure du parc de production de l'électricité converge également (chaque opérateur choisissant le moyen de production le moins coûteux). Or l'optimisation des parcs électriques se fait dans certains pays sous une contrainte politique forte: le refus du nucléaire qui est la moyen le moins coûteux. Peut-on dès lors faire converger les prix en aval si en amont les parcs sont très différents?
- Ce que Bruxelles attend de cette libéralisation c'est aussi un processus de restructurations industrielles qui permettront des alliances stratégiques entre opérateurs issus de pays différents (facteur d'homogénéisation des conditions de vente) et cela conduira à l'émergence de « champions européens » performants (refuser en revanche les champions nationaux)

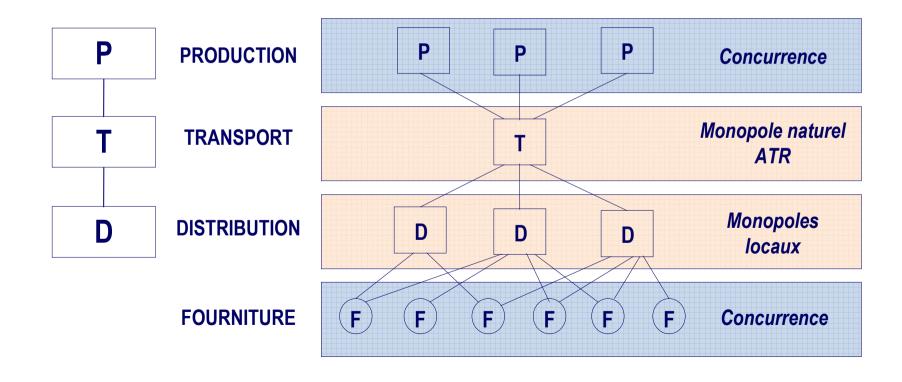
#### Le PROCESSUS de LIBÉRALISATION des INDUSTRIES de RÉSEAUX

#### SCHÉMA CLASSIQUE

entreprise publique intégrée

#### SCHÉMA DÉRÉGULÉ et DÉ-INTÉGRÉ

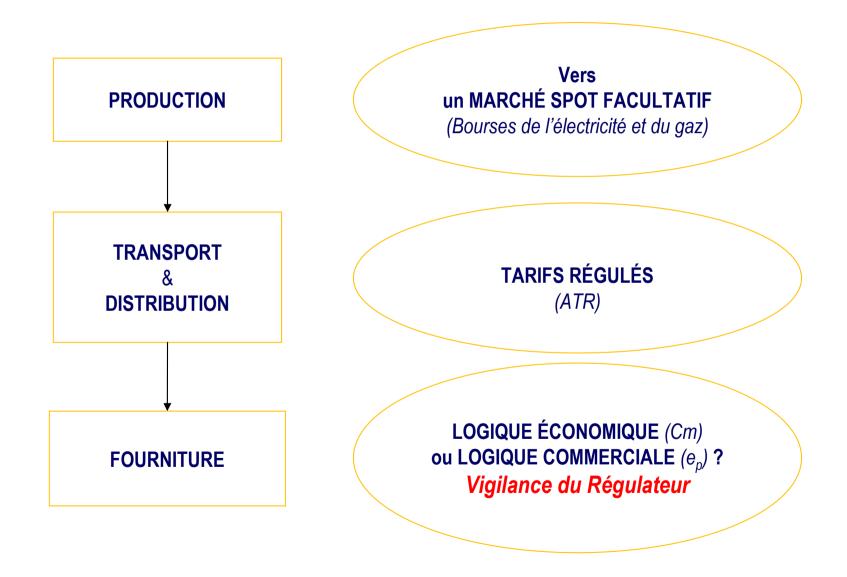
souvent avec privatisation



### 4 ÉTAPES NÉCESSAIRES pour une OUVERTURE RÉUSSIE



#### La FIXATION des PRIX



#### Libéralisation progressive

- 1996: 1ère directive électricité
- 1998: 1ère directive gaz
- 2003: 2ème « paquet énergie » (marché intérieur du gaz et de l'électricité)
- 2009: 3ème « paquet énergie » (marché intérieur du gaz et de l'électricité et « paquet climat »)

#### **EXIGENCES DE LA 3<sup>ème</sup> DIRECTIVE EUROPEENNE**

1 – Imposer la séparation patrimoniale des activités de réseaux (ownership unbundling) ou, à défaut, mise en place d'un système ISO (Independent System Operator) ou à la limite (pression franco-allemande) 3ème voie avec l'ITO (Independent Transmission Operator) mais avec de fortes contraintes dans ce cas (80 exigences visant à garantir l'indépendance de l'exploitant du réseau)

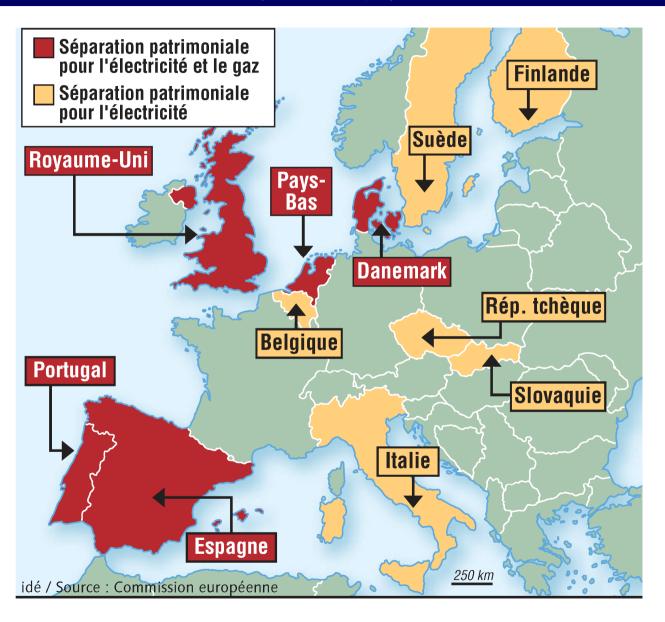
(Autriche, Bulgarie, France, Allemagne, Grèce, Luxembourg, Lettonie, République Slovaque, )

#### Les réponses faites à Bruxelles ou ailleurs:

- ... à terme ce sont les opérateurs qui ouvriront le capital de leurs réseaux? Ne vaut-il pas mieux détenir 30% d'un réseau européen plutôt que 100% d'un seul réseau français lorsqu'on est un opérateur européen?
- ....à terme mettre en place des « EPR » (Etablissements Publics Régionaux prévus par la loi de 1946? Les collectivités locales ne sont pas disposées à se séparer de leurs réseaux, une activité rentable)
- 2 Mettre en place une régulation européenne
  - ACER (Agence de coopération des régulateurs de l'énergie) (ERGEG)(siège en Slovénie)
- 3 Accélérer l'harmonisation des règles d'accès aux réseaux de transport à l'échelle européenne avec, à terme, création de « transporteurs européens régionalisés » (cf ETSO)

#### SÉPARATION de PROPRIÉTÉ des RÉSEAUX de TRANSPORT en EUROPE

(électricité et gaz)





# Sommaire

- 1. Le poids du gaz naturel et de l'électricité en Europe (UE)
- 2. Le processus de libéralisation: motifs et modalités
- 3. Marchés « spot », accès des tiers aux réseaux et prix réglementés: complexité et effets pervers
- 4. Les enjeux industriels de la libéralisation

# Marchés de l'électricité en Europe

 European power markets are still mainly national, even if there is a trend towards 'market coupling' and power exchange mergers

#### -Main power exchanges

• Norpool: 1993 - 2000

OMEL: 1998APX: 1999EEX: 2000

• OTE : 2001

• Opcom : 2001

PowerNext : 2001Borzen : 2002

• EXAA : 2002

• GME : 2004

• BelPex : 2006

• OMIP : 2006

IDEX (Borsa Italiana): 2008

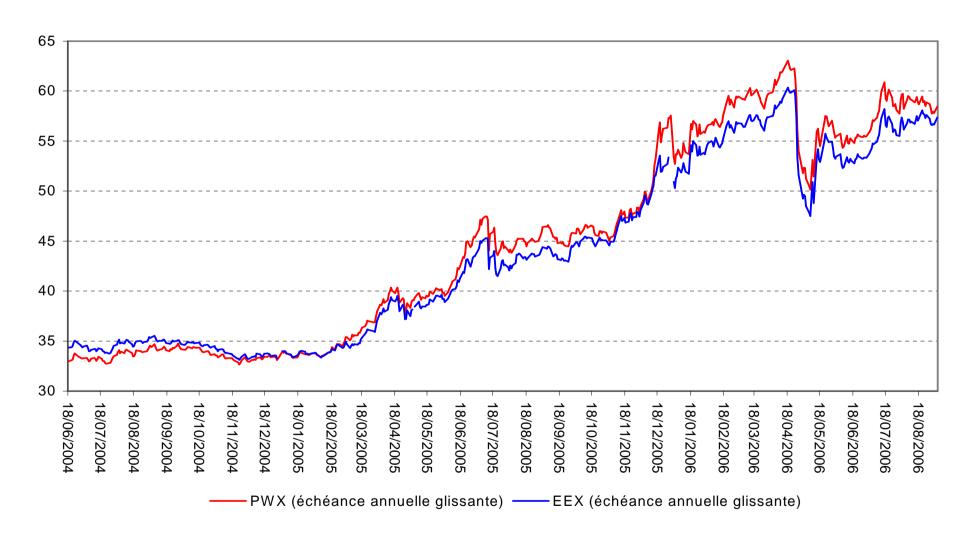
EPEX: 2009

-German market, due to its central position and its relatively high liquidity, is the trend setter of most of other markets within Europe



Main power exchanges - Source Gaselys - 2008

### CORRÉLATION entre le PRIX SPOT ALLEMAND et le PRIX SPOT FRANÇAIS



Source: Powernext ou Rapport CAE Chevalier & Percebois

#### Quelques constats sur le fonctionnement des marchés de gros

I La volatilité des prix de l'électricité est bien supérieure à celles des autres produits énergétiques (pétrole, gaz, charbon, etc)

Il Des soupçons d'exercice de « pouvoir de marché » existent souvent en période de pointe (retraits de capacité?)

III Le prix spot de l'électricité est de plus en plus dépendant du prix du CO2 observé sur le marché du carbone

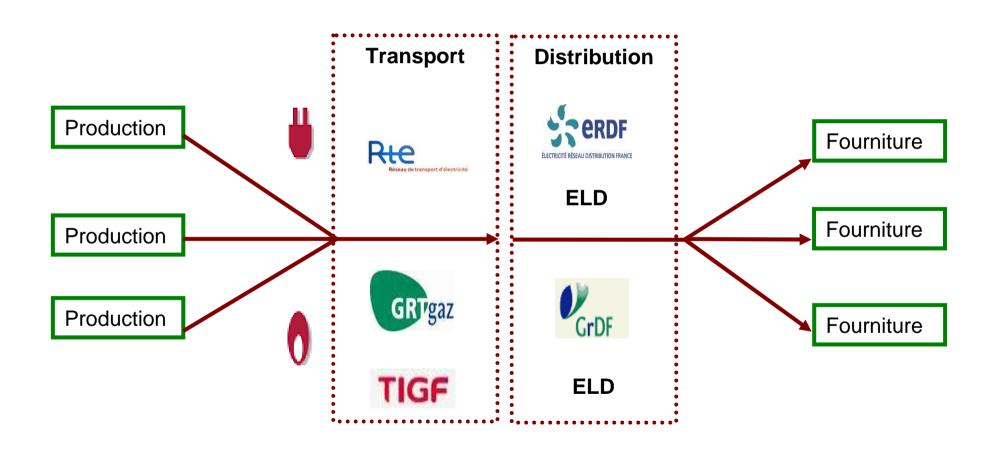
IV L'incitation à investir aux heures de pointe est un défi permanent (prix insuffisants pour les producteurs; d'où le problème du « coût de défaillance »)

V L'interconnexion des bourses européennes est parfois limitée par les congestions aux frontières (mais ce n'est plus le cas entre la France, l'Allemagne, le Benelux)

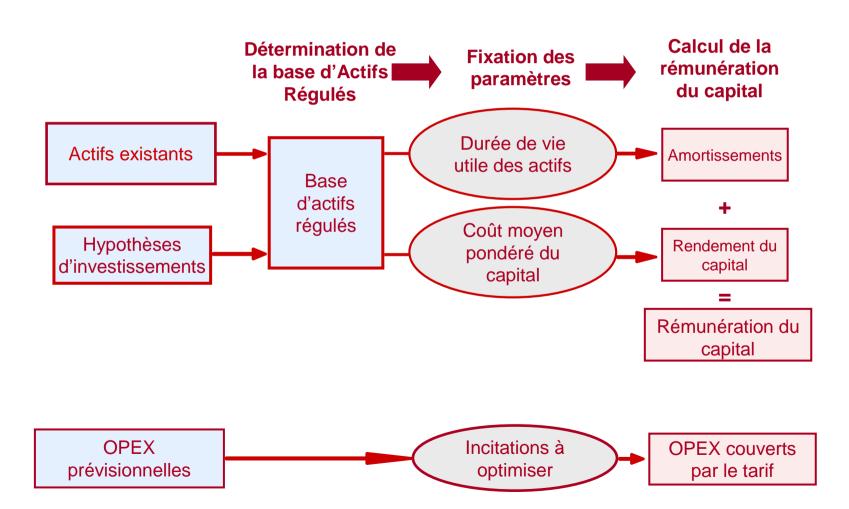
## PRIX de l'ÉLECTRICITÉ en FRANCE et en EUROPE

PRIX sur le MARCHÉ SPOT (Powernext)	PRIX pour le CLIENT DOMESTIQUE (tarif réglementé)	PRIX pour le CLIENT INDUSTRIEL
1 - Prix day-ahead 65 à 70 €/MWh en juillet 2008 40 à 50 euros/MWh en mars 2010 2 - Prix échéance 2011 60 à 70 €/MWh 3 - Pics en période de canicule ou de grand froid Exemples de prix day-ahead : ■1000 €/MWh le 11 août 2003 ■ 609 €/MWh le 29 novembre 2005 ■1000 €/MWh le 26 juillet 2006 ■1235 €/MWh le 29 octobre 2007 ■2500 €/MWh le 12 novembre 2007 ■1762 €/MWh le 15 novembre 2007 ■3000 euros le MWh le 19/10/2009	<ul> <li>1 – Structure du prix TTC</li> <li>•40% coût énergie</li> <li>•40% péages d'accès aux réseaux de transport-distribution</li> <li>•20% taxes (CSPE, taxes locales, TVA)</li> <li>2 – Fortes disparités au sein de l'UE surtout pour les prix TTC, moins vrai pour les prix HT</li> <li>•France, RU et Espagne au-dessous de la moyenne européenne</li> <li>•Allemagne et Italie au-dessus de la moyenne européenne</li> </ul>	<ul> <li>1 – Fortes disparités suivant la puissance souscrite</li> <li>Péages variables selon que l'accès fait au réseau de transport ou au réseau de distribution</li> <li>2 – A puissance souscrite donnée des disparités subsistent</li> <li>Mais relative convergence des tarifs « au prix de marché »</li> <li>3 – France au-dessous de la moyenne européenne,</li> <li>Allemagne et surtout Italie au-dessus</li> </ul>

# La régulation des activités de transport et de distribution: principes fondamentaux



#### Les péages ATR (Third Party Access)



#### **CONSTAT**

#### Pourquoi des prix réglementés?

- -raisons sociales (idée de service public et existence de tarifs dits de première nécessité)
- -raisons liées à la compétitivité des internationale des entreprises (cas des électrointensifs)

Ces prix subsistent dans 15 pays de l'UE sur 27......

#### Pourquoi remettre en cause ces prix réglementés ?

- -prix de prédation si les coûts complets ne sont pas couverts (cas du tarif bleu?)
- -risque de discrimination dans le cadre de la concurrence européenne (cas du tarif jaune et du tarif vert)
- -risques de subventions croisées entre catégories de consommateurs
- -aides d'Etat si les entreprises qui fournissent l'électricité sont publiques
- -des prix trop bas n'incitent pas à investir dans la production d'électricité, aux heures de pointe en particulier, et pénalisent les investissements de maitrise de l'énergie

## CONTRATS d'ÉLECTRICITÉ (et de GAZ) en FRANCE

(situation au 31 mars 2010)

	Clients Résidentiels		Clients Non Résidentiels	
	Électricité	Gaz	Électricité	Gaz
Nombre total de sites	30,0 millions	10,8 millions	4,861 millions	680 000
dont sites en offre de marché (dont TARTAM)	1 520 000 ()	1 169 000	746 000 (3800)	250 000
dont sites alimentés par un fournisseur alternatif	1 505 000	655 000	370 000	116 000
Consommation totale des sites	141 TWh	139 TWh	299 TWh	363 TWh
dont consommation des sites en offre de marché (dont TARTAM)	7,1 TWh ()	14,0 TWh	139TWh (74 TWh)*	240 TWh
dont consommation des sites alimentés par un fournisseur alternatif (% marché)	7,0 TWh <i>(4</i> ,9 %)	6,5 TWh (4,7%)	40 TWh (13,3%)	90 TWh (24,7%)

<sup>\*</sup> Soit 52% de la consommation des sites professionnels ayant opté pour un prix de marché

Source: Chiffres CRE

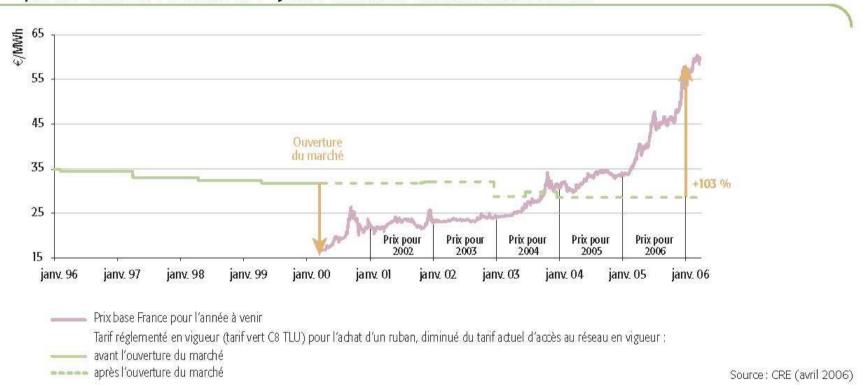
# Le cœur du problème:

Les « effets pervers » pour les « bons élèves »....

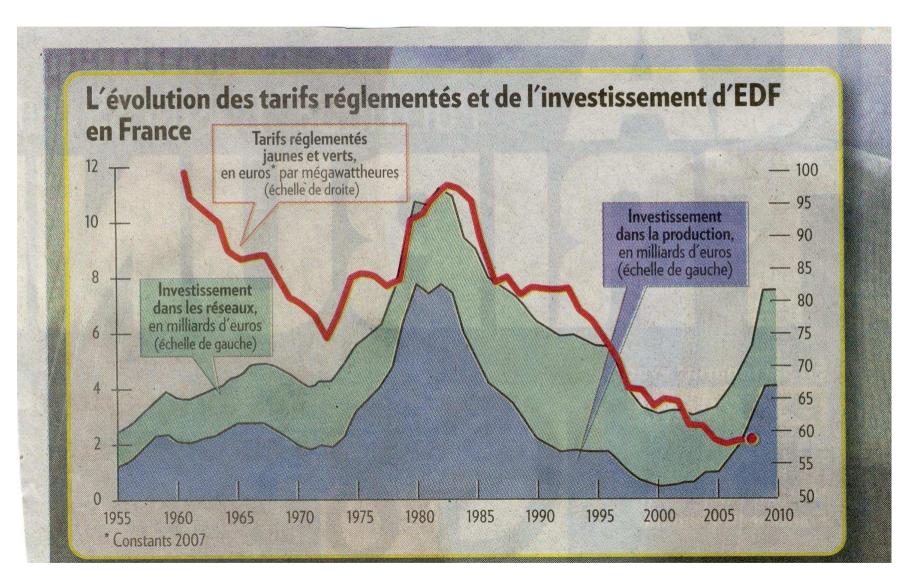
Les tarifs réglementés de l'électricité (fixés par le Gouvernement)
restent calés sur les coûts de production du parc français, donc à 90% sur
le coût de l'hydraulique et du nucléaire (et ils sont parfois inférieurs aux
coûts complets de ces équipements, dans un contexte où il faut de
nouveau investir dans les réseaux et dans la production)

 Alors que les prix en offre de marché payés par les clients qui ont fait jouer l'éligibilité sont corrélés aux prix observés sur le marché de gros de l'électricité (marché commun à la France, l'Allemagne, le Benelux du fait d'interconnexions non saturées en général) lesquels sont une grande partie du temps calés sur le coût de production, sensiblement plus élevé, des centrales thermiques fonctionnant au gaz ou au charbon (souvent des centrales allemandes)

> Figure 44: Grand site industriel-type au tarif vert,
prix hors taxes en € courants au 1º janvier 2006, hors acheminement, hors CSPE



Tarifs réglementés en France



#### Rente nucléaire?

- Il y a rente nucléaire si et seulement si le prix de vente moyen du kWh nucléaire est supérieur au coût complet de production de ce kWh (taux de rentabilité du capital investi inclus)
- Le fait de vendre le kWh nucléaire à un prix supérieur à son coût de production (coûts variables seulement) aux heures de pointe ne constitue pas une rente indue car c'est à ce moment-là qu'EDF récupère une partie des coûts fixes des centrales nucléaires. Aux heures les plus creuses le prix de vente du kWh nucléaire couvre les coûts variables c'est-à-dire les coûts de fonctionnement mais pas les coûts fixes; c'est la logique de la « tarification au coût marginal »
- Cette rente nucléaire lorsqu'elle existe ne résulte pas d'un « pouvoir de marché » d'EDF mais correspond à une « rente de rareté ». C'est parce que les autres pays européens (notamment l'Allemagne) n'ont pas assez investi dans le nucléaire que l'on est obligé de faire appel à des centrales thermiques une grande partie du temps; comme les marchés sont interconnectés ce sont ces centrales thermiques (souvent une centrale allemande au charbon) qui « font le prix » sur le marché de gros de l'électricité. Si le marché français fonctionnait en autarcie le nucléaire ferait le prix 50% du temps; du fait des interconnexions européennes et de l'insuffisance du nucléaire sur la « plaque européenne » il ne fait le prix que 20 à 25% du temps.
- Il faudrait aujourd'hui examiner aussi la « rente photovoltaïque »....



## **Quelles solutions pour favoriser la concurrence?**

- I. Investir dans du nucléaire PWR ne se justifie pas à grande échelle en France aujourd'hui (l'EPR reste un prototype et son coût est de l'ordre de 55 euros le MWh)
- II. Si on veut éviter de démanteler EDF il faut permettre aux entrants d'accéder au nucléaire historique qui peut être considéré comme une « essential facility » (idée de « sunk benefits » par opposition aux « sunk costs » i.e. profits et coûts liés à des obligations antérieures à la libéralisation)
- III. Les concurrents d'EDF ne peuvent pas rivaliser avec EDF car ne peuvent pas produire de l'électricité à un coût proche du nucléaire historique
- IV. 3 solutions sont possibles:
- A)Taxer le nucléaire historique (prélever la rente nucléaire) et utiliser ces recettes fiscales soit pour financer des infrastructures (réseaux de distribution) soit pour créer une sorte de CSPE négative (on redistribue la rente nucléaire au consommateur final)
- B)Permettre aux entrants d'accéder au nucléaire historique sur la base d'un « prix régulé amont » (on partage la rente)
- C) Instaurer un « acheteur unique » pour l'électricité nucléaire (projet du Ministre Belge de l'Energie)
- NB Le rapport Champsaur retient les 2 premières solutions et recommande plutôt la seconde

#### PROPOSITIONS DE LA COMMISSION CHAMPSAUR

- 1 Maintenir des prix réglementés pour le secteur domestique et les petites entreprises (moins de 10 salariés et moins de 50 M euros?); c'est euro-compatible à condition que ces tarifs réglementés soient alignés sur les coûts...Permettre de passer des tarifs réglementés aux prix de marché de façon réversible
- 2 Supprimer les tarifs réglementés pour le secteur industriel (y compris le Tartam) mais instaurer des prix réglementés pour les entrants au niveau du nucléaire historique d'EDF (prix réglementés en amont mais pas en aval); ensuite la concurrence doit jouer entre EDF et ses concurrents; ceci de façon transitoire...(10 ans?)
- 3 Les prix réglementés d'accès au nucléaire historique doivent correspondre à des coûts économiques (et non comptables) et doivent tenir compte du coût de prolongement de la durée de vie des centrales nucléaires (coûts de jouvence); ces prix doivent en tendance rejoindre le coût en développement du nucléaire en France (EPR)

- « ce que l'on dit sur le projet de loi NOME passé devant le Conseil d'Etat et adopté au Conseil des Ministres du 14 avril 2010 (discuté au Parlement fin mai 2010 avec entrée en vigueur en janvier 2011?) »
- (il s'agit d'une analyse personnelle et provisoire d'une version du projet de loi)

- 1) les tarifs réglementés subsistent pour les clients résidentiels et non résidentiels jusqu'à 36 kVA
- 2) l'accès régulé au nucléaire d'EDF ne devrait pas dépasser 100 TWh/an (+les pertes sur les réseaux pour RTE et GRDF de l'ordre de 20 TWh?)
- 3) seuls sont concernés les fournisseurs situés sur le territoire national
- 4) on déduit de l'accès au nucléaire historique les volumes d'électricité de base dont le fournisseur dispose déjà sur le territoire national (cf CNR pour GDF-SUEZ)
- 5) le prix régulé d'accès doit refléter les coûts économiques et il est fixé par le Ministre de l'Energie et par le Ministre de l'Economie sur proposition de la CRE (3 mois après l'avis la décision est acquise si les Ministres ne disent rien); on parle 40 à 42 euros le MWH (à cela s'ajoute le coût des péages sur les réseaux)
- 6) la période transitoire pourrait aller jusqu'au 31 décembre 2025 mais avant le 31/12/2015 puis tous les 5 ans le Gouvernement présentera un rapport au Parlement pour faire le point et modifier éventuellement le système

# Sommaire

- 1. Le poids du gaz naturel et de l'électricité en Europe (UE)
- 2. Le processus de libéralisation: motifs et modalités
- 3. Marchés « spot », accès des tiers aux réseaux et prix réglementés: complexité et effets pervers
- 4. Les enjeux industriels de la libéralisation

#### **DEUX CONCEPTIONS de la CONCURRENCE**

## 1 - CONCEPTION STRUCTURALISTE: ÉCOLE DE HARVARD

- Dilution du pouvoir de marché des opérateurs (on fixe des parts de marché maximales)
- Rétrocession de capacités pour les opérateurs dominants (éviter les positions dominantes)
- Eviter la concentration surtout la concentration verticale

#### 2 – CONCEPTION INDUSTRIELLE : ÉCOLE DE CHICAGO

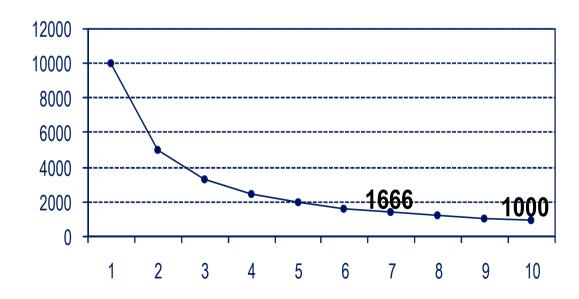
- La concentration peut avoir des effets bénéfiques (baisses de coûts, élimination des opérateurs inefficaces)
- Rendre les marchés « contestables » c'est-à-dire supprimer les barrières à l'entrée (favoriser l'arrivée des « entrants » qui évinceront les opérateurs peu efficaces)
- Lutter contre l'abus de position dominante (stratégies de collusion, prédation, forclusion)

## **CONCENTRATION INDEX**

- CR1, CR3, CR5: market shares of the biggest firms on the market (1, 3, 5)

■ Herfindhal-Hirschmann index: 
$$HHI = \sum_{i=1}^{n} (P_i)^2$$

# HHI in the case of symmetrical firms



# HHI for Power capacity installed and natural gas imports (2007) (fair competition or diversification if HHI < 2000)

countries	HHI	HHI
	Power capacity	natural gas
	installed	imports**
U.K.	529	5968
GERMANY	1509	3578
SPAIN	3082	3480
ITALY	5018	3180
BELGIUM	7396	3578
FRANCE	7757	1766

<sup>\*\*</sup>For Hungary HHI is 6922 et for Bulgaria it is 10 000

#### L'OBSESSION de la CONCURRENCE

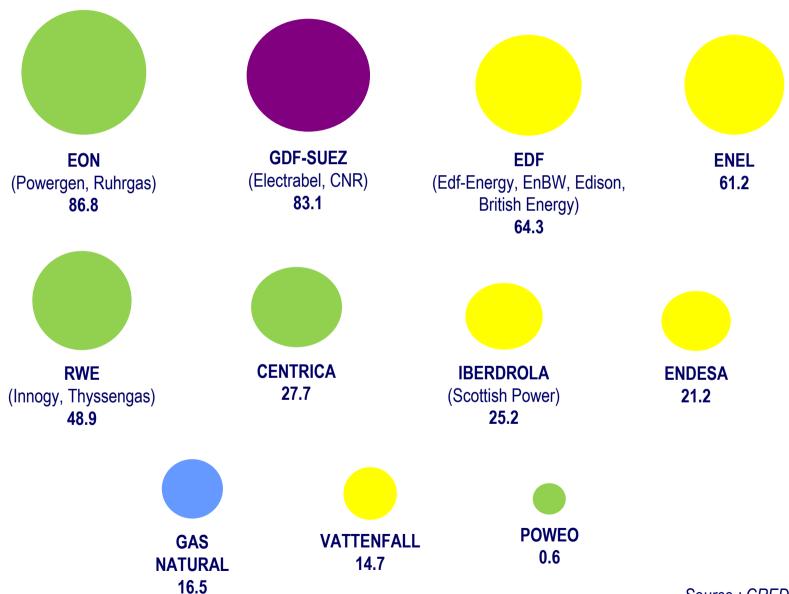
L'obsession du juge européen c'est l'ABUS de position dominante et la discrimination

Il y a en pratique 3 formes d'abus de position dominante:

- 1) la collusion: les divers opérateurs s'entendent pour fixer des prix communs
- 2) la prédation: les opérateurs vendent à perte (sur certains segments du marché du moins) pour empêcher l'entrée de concurrents
- 3) la forclusion: l'opérateur historique profite de ce qu'il maîtrise un réseau indispensable pour tous (une « essential facility » ou « infrastructure essentielle ») pour gêner l'entrée de concurrents soit en saturant le réseau soit en fixant des tarifs plus élevés que les coûts qu'il supporte (faire passer pour des coûts de réseaux des coûts qui relèvent de l'activité commerciale)

## **TURNOVER of ELECTRICITY and GAS COMPANIES in EUROPE**

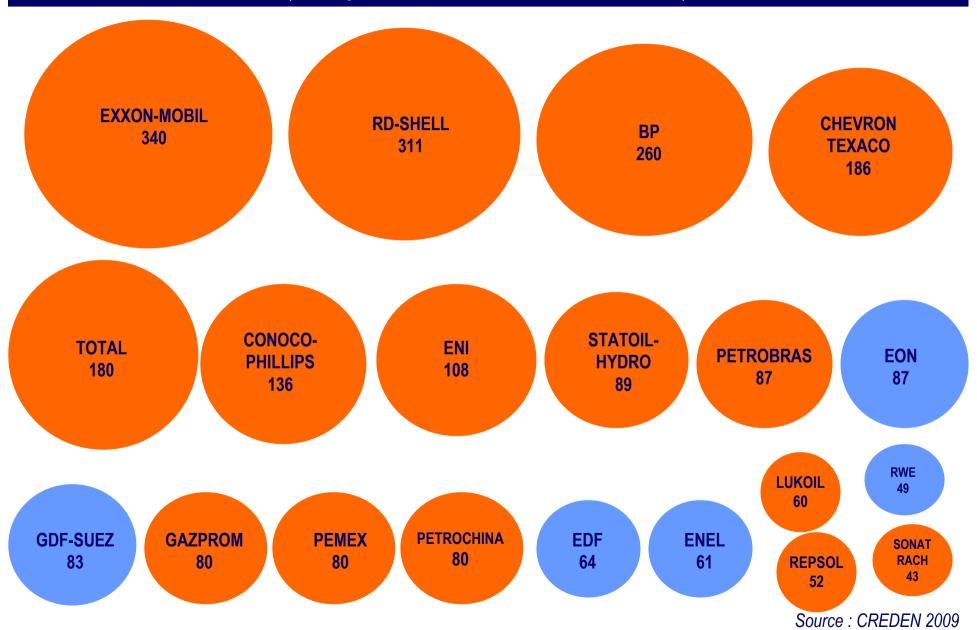
(2008 figures in billion euros)



Source: CREDEN 2009

# **TURNOVER of OIL, ELECTRICITY and GAS COMPANIES**

(2008 figures in billion euros with 1 EUR = 1.3 USD)



#### **CONCLUSION: NOUVEAUX RISQUES**

1 – Risque institutionnel (chaque Directive prépare la suivante!), y compris législatif (cf Loi NOME)

Solutions : prudence dans les choix et forte préférence pour le court terme

2 – Risque de défaillance sur les réseaux par manque d'investissement dans la production ou le transport

Solutions : intervention du régulateur, appels d'offres de l'Etat

3 – Risque de perte de parts de marché du fait de l'éligibilité des consommateurs Solutions : compétitivité, fidélisation des clients (bundle gaz-électricité)

4 – Risque financier lié à la volatilité des prix sur les marchés spot

Solutions : couverture via des produits financiers dérivés (forwards, futures, options)

5 – Risque industriel lié à des OPA inamicales (mais opportunités?)

Solutions : stratégies d'alliance, fusions-acquisitions; fusion EDF-Véolia? Ou EDF-Gas Natural?

# En guise de conclusion

- 1 Il est trop tôt pour faire un bilan; le contexte a changé entre le début du processus de libéralisation (surcapacité, bas prix du pétrole) et aujourd'hui (il faut investir dans la production et dans les réseaux et le prix du pétrole est élevé); c'est un processus « irréversible »...?
- 2 Le marché envoie les bonnes incitations mais il génère aussi des «effets pervers » (« pouvoir de marché », sous-investissement de la part des opérateurs)
- 3 La clef du système c'est une bonne régulation (le marché ce n'est pas l'anarchie); l'Etat a encore son mot à dire....
- 4 Ne pas sous-estimer les enjeux industriels de la libéralisation (vers des champions européens? Risque d'oligopole? Le régulateur veille, pourvu qu'il ne s'endorme pas!)