

La dérégulation électrique (et gazière) en Europe: Etat des lieux

Jacques PERCEBOIS
CREDEN (LASER)
Université Montpellier I

Plan de la présentation

- Organisation des services publics dans un contexte d'ouverture à la concurrence
- Débat n°1 : la nature du régulateur
- Débat n°2 : la conception de la concurrence
- Débat n°3 : la régulation asymétrique
- Débat n°4 : la sécurité d'approvisionnement
- Débat n°5 : la tarification de l'ATR
- Débat n°6 : la volatilité et les comportements stratégiques sur le spot
- Débat n°7 : le développement des investissements de capacité
- Débat n°8 : le bundle « gaz - électricité »

Services publics à caractère industriel et commercial (SPIC)

- « Biens de première nécessité »
 - défaillance du marché pour un accès de tous
- Biens distribués à travers un « réseau »
 - infrastructure lourde; idée de « monopole naturel »
- Recours traditionnel à la « concession de service public »
 - Autorité concédante : la commune ou l'Etat
 - Entreprise privée ou publique concessionnaire de service public.
 - Cas des EPIC soumis au principe de spécialité
 - Exceptionnellement : système de la régie communale

PRINCIPALES ÉTAPES DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE FRANÇAISE

- ⌘ **I LA PÉRIODE DE RECONSTRUCTION (1946-1958)**
- ⌘ Priorité à l'énergie nationale (charbon et hydraulique)
- ⌘ Principal instrument: un secteur public en situation de monopole (CEA, CDF, EDF, GDF, RAP)

- ⌘ **II LA PÉRIODE D'OUVERTURE SUR L'INTERNATIONAL (1958-1973)**
- ⌘ Traité de Rome (1957); vers un « marché commun »...
- ⌘ Minimisation du coût d'approvisionnement énergétique grâce au pétrole importé

- ⌘ **III LA PÉRIODE DE SÉCURISATION DES APPROVISIONNEMENTS SUITE AUX CHOCS PÉTROLIERS (1973-1995)**
- ⌘ Utilisation rationnelle de l'énergie
- ⌘ Développement d'une énergie nationale: le nucléaire
- ⌘ Diversification des sources d'énergies importées: pétrole et gaz naturel

- ⌘ **IV LA PÉRIODE D'OUVERTURE À LA CONCURRENCE DES MONOPOLES (après 1995...)**
- ⌘ - Mieux intégrer les entreprises européennes dans la compétition mondiale (Rapport J DELORS)
- ⌘ - Contestabilité des monopoles publics (bureaucratie)
- ⌘ - Recherche d'une meilleure efficacité via les mécanismes du marché

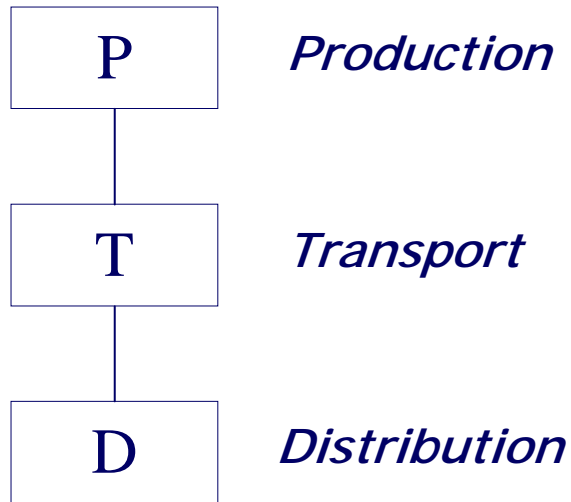
BILAN ÉNERGÉTIQUE DE LA France (en %)

sources	1960	1973	1990	2003
charbon	54.5	15.6	8.3	4.7
pétrole	31.6	67.3	38.7	35.5
gaz naturel	3.4	7.2	11.3	14.5
nucléaire	-	2.2	34.0	38.3
hydraulique	10.5	5.4	5.5	4.8
enr	-	2.3	2.2	2.2
TOTAL (%)	100	100	100	100
TOTAL (Mtep)	85	180	230	275
Taux indépendance (%)	62.1	24.4	48.7	49.1

Ce qui s'est passé de 1999 à 2003

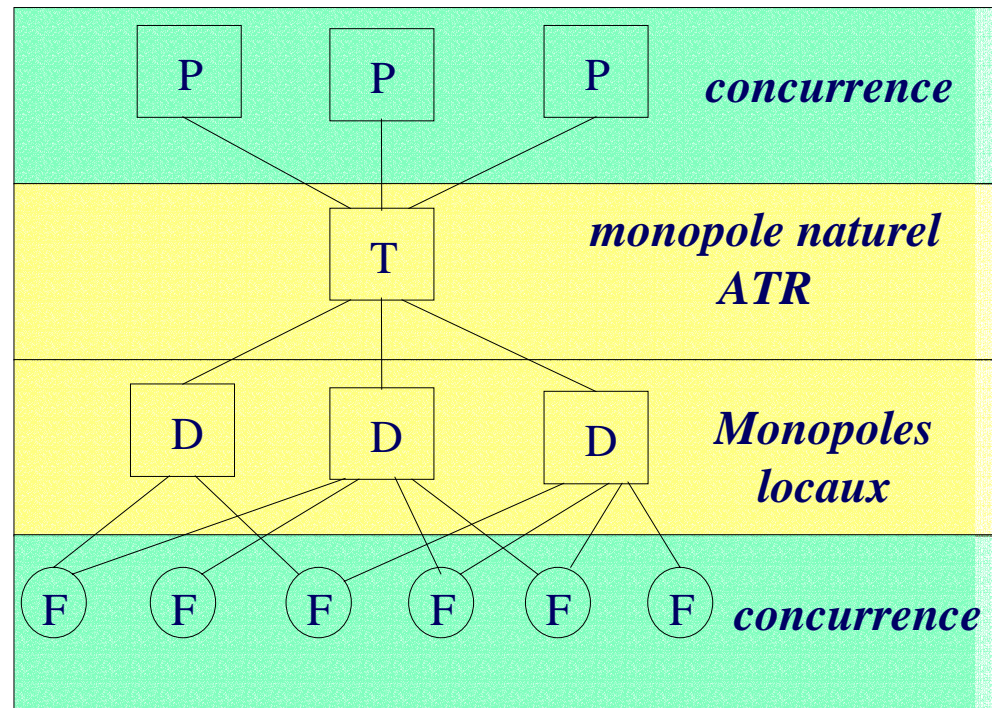
SCHEMA CLASSIQUE

Entreprise publique
intégrée



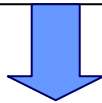
SCHEMA DEREGULE ET DE-INTEGRE

souvent avec privatisation



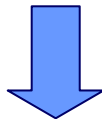
article 90 du traité de Rome 1957 :

“ les entreprises chargées de la gestion des services d'intérêt économique général sont soumises aux règles de la concurrence ”



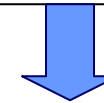
directive électricité

Février 1997



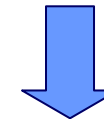
transposition dans les droits nationaux avant Février 1999

Loi française Février 2000



directive gaz

Août 1998



transposition dans les droits nationaux avant Août 2000

Loi française Janvier 2003

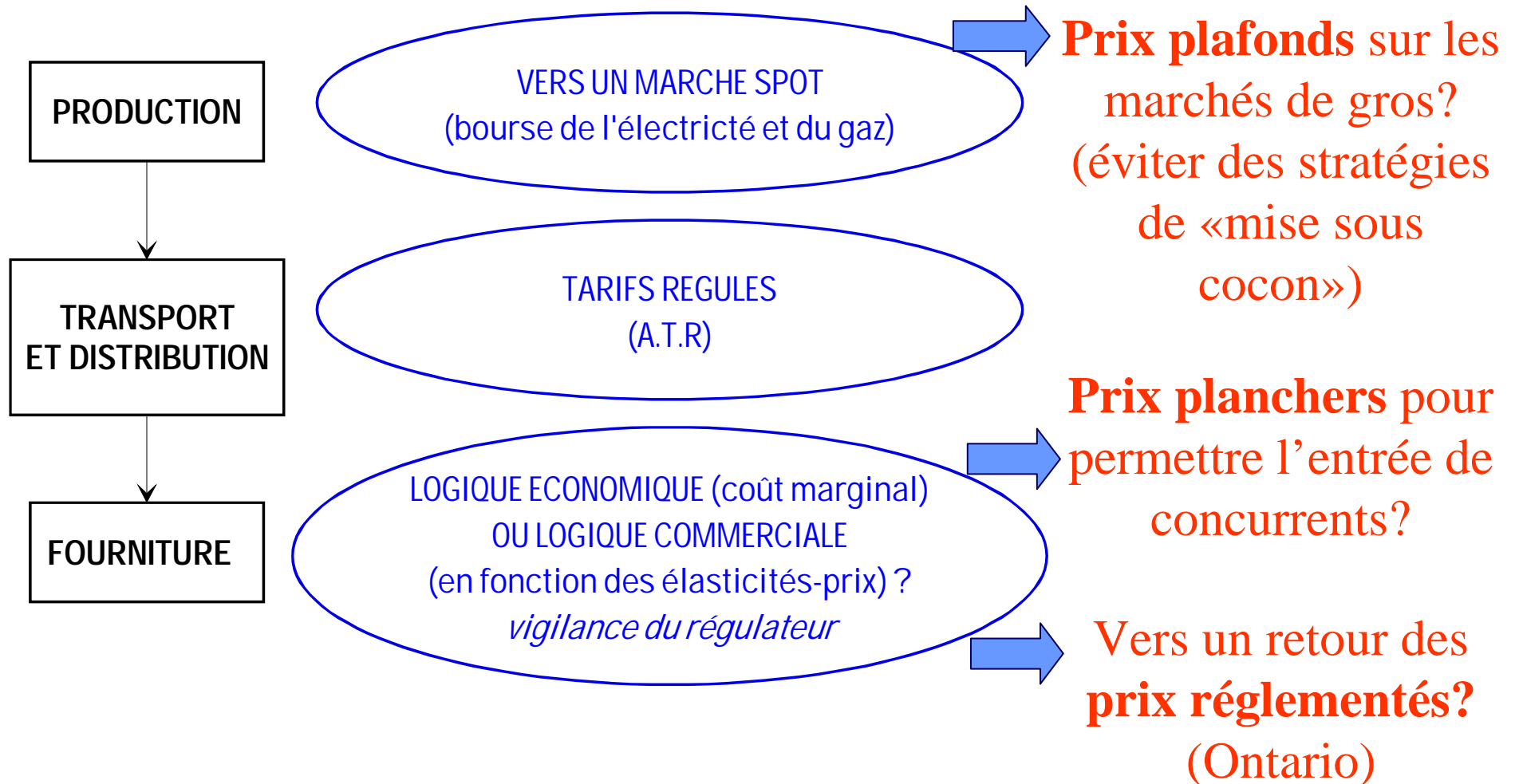
4 étapes nécessaires pour une ouverture réussie

- **Accès aux consommateurs**
 - Extension de l'éligibilité des consommateurs
 - **Accès aux gazoducs et aux lignes à haute tension**
 - Mise en place d'un ATR efficace c.a.d transparent et non-discriminatoire
 - **Accès au gaz et aux centrales**
 - Mise à disposition de l'entrant de « free gas » et de capacités de production électrique
 - **Accès à la flexibilité**
 - Développement de marchés *spot*, de contrats de court terme, de *hubs* gaziers
- Directive**
- A**
l'appréciation
de chaque état
- Laissé à**
l'action du
marché

Loi du 22 /7/2004 (JO du 11/8/2004)

- ⌘ 1) Changement de statut (EPIC transformé en SA mais soumis à des missions de service public)
- ⌘ 2) Abandon du principe de spécialité (EDF peut proposer du gaz et GDF de l'électricité)
- ⌘ 3) Maintien du statut des agents
- ⌘ 4) Réforme du financement des retraites (soulte de 7 milliards d'euros pour EDF?)
- ⌘ 5) Filialisation des activités de transport (qui reste public)

FIXATION DES PRIX



PROBLEMES

LA COHERENCE DES 3 SYSTEMES ?

QUID DE LA PEREQUATION ?

OUVERTURE À LA CONCURRENCE AU 1er JUILLET 2004 - Electricité

PAYS	Taux légal en %	Marché éligible en TWh
Allemagne	100%	490
Royaume - Uni	100%	335
France	68%	295
Italie	78%	233
Espagne	100%	205
Suède	100%	135
Pays - Bas	100%	105
Finlande	100%	77
Belgique	84%	63
Autriche	100%	55
Portugal	100%	40
Danemark	100%	33
Grèce	62%	31
Irlande	65%	14
Luxembourg	87%	5

Source CRE (2004)

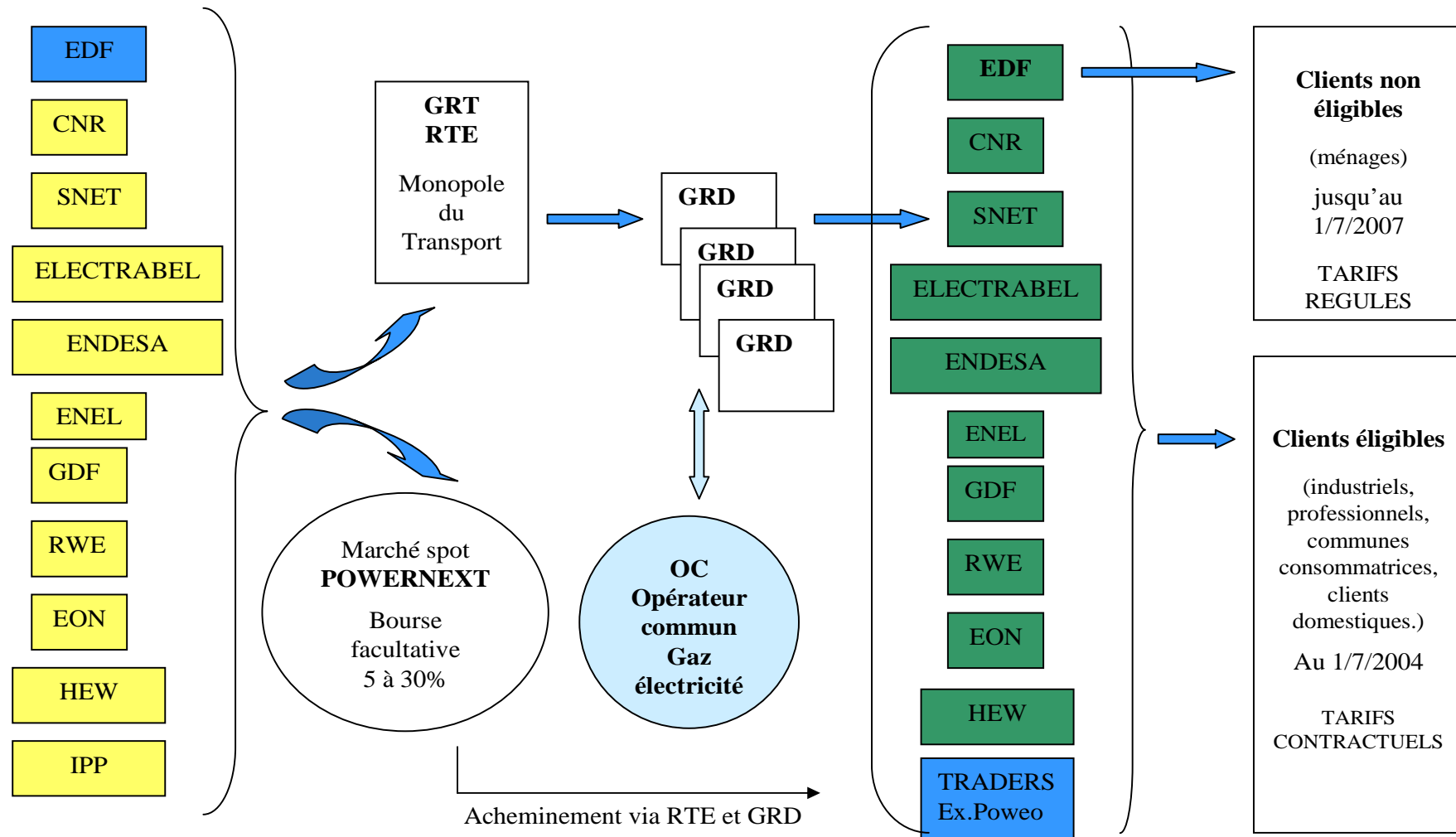
Source : CRE, rapport 2004.

OUVERTURE À LA CONCURRENCE AU 1er JUILLET 2004 - Gaz

Pays	Taux légal	Marché éligible (Gm3)
Royaume-Uni	100%	92
Allemagne	100%	88
Italie	100%	74
Pays-Bas	100%	42
France	70%	32
Espagne	100%	25
Belgique	90%	15
Autriche	100%	8
Danemark	100%	5
Hongrie	41%	5
Irlande	82%	4
Pologne	34%	4
Lituanie	81%	2
Slovaquie	33%	2
Estonie	80%	1
Luxembourg	72%	1
Slovénie	50%	1
Suède	51%	1
Lettonie	0%	0

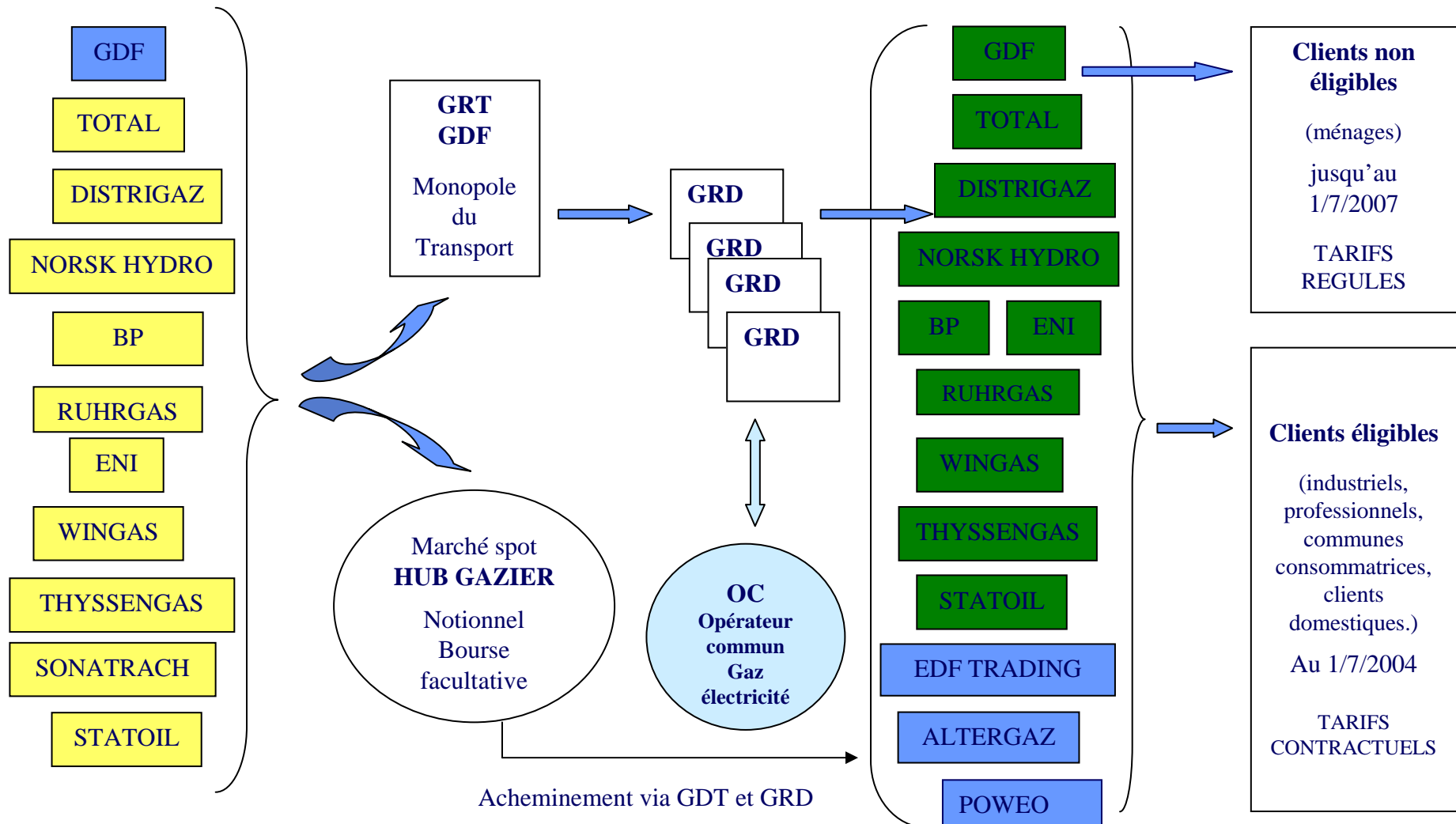
Source : CRE, rapport 2004.

Acteurs et organisation du marché électrique



Acteurs et organisation du marché gazier

Au 1/7/2004 52 sites industriels ont changé de fournisseur (41 TWh soit 25% du volume ouvert à la concurrence et 8% des ventes totales de Gaz de France.



Le financement des MSP (Rapport CRE, 2004)

Charges 2002: 1,46 Milliards d'euros

Charges 2004 : 1,735 Milliards d'euros (+19%)

**72% : Obligation d'achat (tarif d'achat réglementé
pour l'éolien = 83,8 euros/MWh)**

2002 : 3 euros/MWh

2003: 3,3 euros/MWh

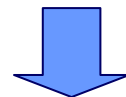
Horizon 2006 : entre 4,3 et 6,2 euros/MWh

(en moyenne : 5% de la facture d'un particulier et 10% d'un éligible)

Le mode de financement (loi du 3 janvier 2003)

- ⌘ Le Fonds du Service Public de la Production d'Electricité est remplacé par la Contribution au Service de l'électricité (CSPE)
- ⌘ Ce sont les clients qui paient directement au prorata de leur consommation
- ⌘ Pour ne pas pénaliser les gros industriels «*électro-intensifs*»:

contribution plafonnée à 500 000 euros



Subventions croisées : 0,55 euros/MWh
3,3 euros/MWh → 3,85 euros/MWh

DEBAT N°1

NATURE DU "REGULATEUR" ?

(PLUSIEURS ORGANISATIONS REGROUPÉES SOUS CE VOCABLE)

- **AUTORITE BIENVEILLANTE**
 - CONTRAINTE NI PAR DES DIFFICULTÉS DE COLLECTE DE L'INFORMATION NI PAR DES CAPACITÉS LIMITÉES DE CALCUL
 - ET QUI EST GUIDÉE PAR LE SEUL SOUCI DU BIEN-ÊTRE COLLECTIF ?

- **"ORGANISATION" SOUCIEUSE DE SON POUVOIR,**
 - SOUMISE A DES TENSIONS INTERNES,
 - A DES ASYMETRIES D'INFORMATION
 - ET À DES RISQUES DE "CAPTURE" AU SENS DE STIGLER
 - ET QUI RECHERCHE DES COMPROMIS ACCEPTABLES ?
 - *DANS CE CAS PROBLEMES DE CREDIBILITE.*

- **DANS TOUS LES CAS LE « REGULATEUR » DOIT TENIR COMPTE :**
 - DES COMPORTEMENTS OPPORTUNISTES DES REGULES

DEBAT N°2

DEUX CONCEPTIONS DE LA CONCURRENCE

I – Conception structuraliste (Ecole de Harvard)

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

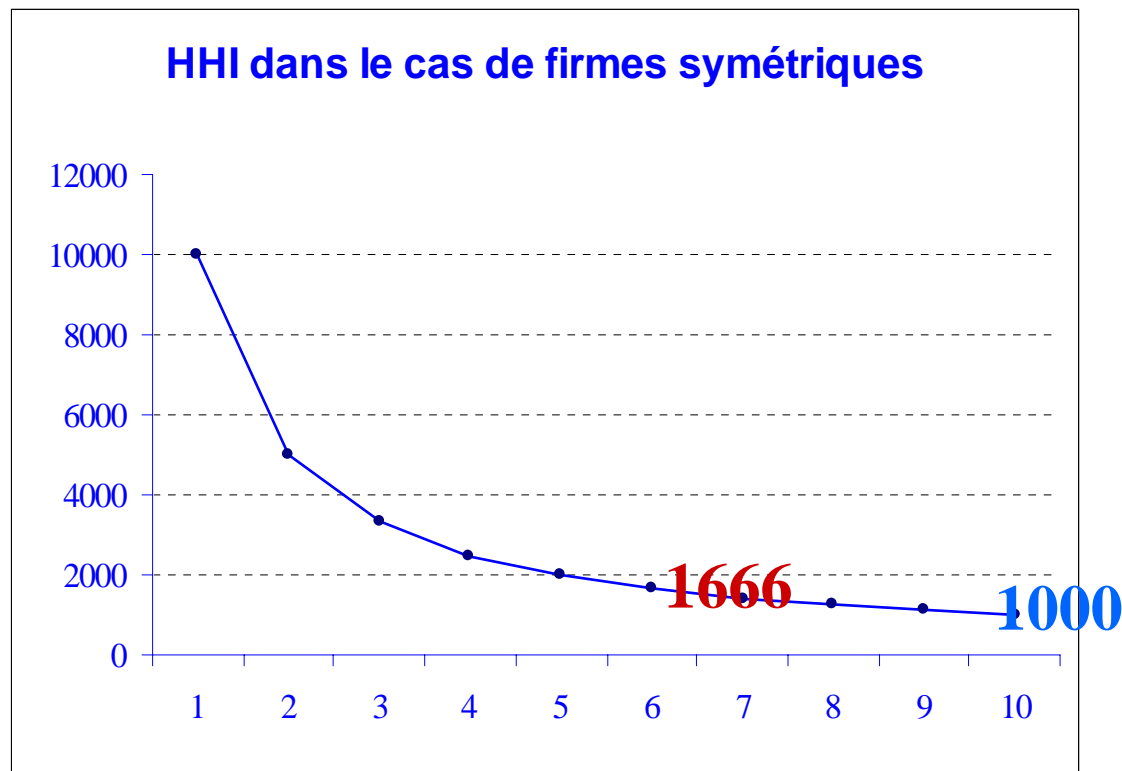
II – Conception industrielle (Ecole de Chicago)

- 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)

Les indices de concentration

- CR1, CR3, CR5: part de marché des plus grandes entreprises présentes sur le marché (1, 3, 5)
- Indice d'Herfindhal-Hirschmann:

$$HHI = \sum_{i=1}^n (P_i)^2$$



Ratio Concentration, CR	HHI
Pouvoir de marché si CR1 > 33 % CR3 > 50 % CR5 > 66 %	<i>Non concentré</i> HHI < 1 000 <i>Modérément concentré</i> 1 000 < HHI < 1 800 <i>Fortement concentré</i> HHI > 1 800

INDICES HHI (capacités installées 2002)

Royaume-Uni (<i>British Energy 15%, Innogy 10%, Powergen 10%, Scottish Power 6%, London Electricity 6%, autres 53%</i>)	529
Allemagne (<i>RWE 28%, EON 22%, Vattenfall 15%, EnBW 4%, autres 31%</i>)	1509
Espagne (<i>Endesa 44%, Iberdrola 31%, Union Fenosa 12%, Electra de Viesgo 5%, Hidrocantabrico 4%, autres 4%</i>)	3082
Italie (<i>Enel 65%, Edison 8%, autres 27%</i>)	5018
Belgique (<i>Electrabel 86%, autres 14%</i>)	7396
France (<i>EDF 88%, CNR 3%, SNET 2%, autres 7%</i>)	7757

FAUT-IL METTRE EN ŒUVRE UNE RÉGULATION ASYMÉTRIQUE?

- LES CONTRATS À LONG TERME PEUVENT ÊTRE ASSIMILÉS À DES BARRIÈRES À L'ENTRÉE (AGHION ET BOLTON 1987)
- FAVORISER L'ACCÈS À LA RESSOURCE POUR LES NOUVEAUX ENTRANTS EN OBLIGEANT L'OPÉRATEUR HISTORIQUE (OH) À RÉTROCÉDER UNE PARTIE DU GAZ IMPORTÉ
- RÉTROCESSION VIA UN SYSTÈME D'ENCHÈRES (AVEC UN PRIX DE RÉSERVE MINIMUM FIXÉ SOUVENT À 95% DU COUT D'IMPORTATION; MAIS NÉCESSITÉ POUR LE RÉGULATEUR D'AVOIR UNE BONNE INFORMATION SUR LES COUTS D'IMPORTATION)
- LES ENTRANTS QUI ONT ACCÈS À UN GAZ PLUS CHER QUE L'OH DOIVENT GAGNER EN EFFICACITÉ SUR UN AUTRE SEGMENT DE LA CHAÎNE GAZIÈRE
- ÉVITER L'ENTRÉE D'OPÉRATEURS INEFFICACES; ÉVITER LES STRATÉGIES DE *CREAM-SKIMMING* ET DE *REVERSE CHERRY-PICKING*
- QUEL TYPE DE CONCURRENCE VONT SE LIVRER L'OH ET LES ENTRANTS? CONCURRENCE DE TYPE COURNOT, DE TYPE BERTRAND NON CONTRAINT OU DE TYPE BERTRAND CONTRAINT (CE QUI REVIENT À DU COURNOT)? (CF HASKEL ET MARTIN 1994)
- LA RÉGULATION ASYMÉTRIQUE DOIT-ELLE ÊTRE PERMANENTE OU TRANSITOIRE?

DEBAT N° 4

COMMENT ASSURER LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT DE L'UNION EUROPÉENNE?

- DEVENIR DES CONTRATS TAKE OR PAY? (Assouplissement des clauses, plus de flexibilité)
- DEVENIR DE LA LOGIQUE NET-BACK DANS LA FIXATION DES PRIX FOB?
- LES MARCHÉS SPOT SUFFIRONT-ILS À GARANTIR LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT?
- COMMENT SE PROTÉGER CONTRE LA VOLATILITÉ DES PRIX SUR LES MARCHÉS SPOT? QUELS PRODUITS DÉRIVÉS (Forwards ou Futures)?
- QUEL ARBITRAGE OPTIMAL ENTRE LE SPOT ET LE STOCKAGE?

DEBAT N°5

COMMENT FIXER LES TARIFS ATR

(Péages d'accès aux réseaux de transport et de distribution du gaz)

NATURE DES TARIFS

- Tarification de point à point (ou à la distance)
 - Impossible pour l'électricité!
 - Ne favorise pas l'entrée des concurrents sur le marché du gaz (situation française)

- Tarification « entrée-sortie » ou « nodale » en fonction des flux injectés et soutirés (*Grande Bretagne ou Irlande*)
 - Représentative du coût de réservation associé au transport du gaz entre deux nœuds

- Tarification uniforme dite « timbre-poste » (ou double timbre-poste)
 - Adoption pour l'électricité
 - Cas particulier d'une tarification entrée-sortie dans laquelle le terme d'injection est le même en chacun des points-sources et le terme de soutirage identique en chaque point de prélèvement

Nécessité d'une tarification identique dans les pays membres de l'UE

Le niveau des tarifs d'accès en Europe

	Compagnies de transport	Compagnies de distribution	Moyenne tension (€/MWh)	Basse tension (€/MWh)
Autriche	3	155	20	65
Belgique	1	33	15	
Danemark	2	77	15	25
Finlande	1	100	15	35
France	1	172	15	50
Allemagne	4	880	25	55
Grèce	1	1	15	
Irlande	1	1	10	40
Italie	1	219	10	
Luxembourg	-	15	20	
Pays-Bas	1	18	10	35
Portugal	1	3	15	
Espagne	1	297	15	45
Suède	1	248	10	40
Royaume-Uni	4	15	Non dét.	40

TARIFS D'ACCES AU RESEAU GAZIER

➤ Avant Janvier 2003

- Tarification à la distance
- 2002 Tarification pondérée distance contractuelle (2/3) /réelle (1/3)

➤ Après Janvier 2003

- Tarification entrée/sortie: diminue l'effet distance, favorise l'émergence de hubs
- Système par zones (Nord, Sud, Est, Ouest)
- Terme applicable à la capacité souscrite en entrée (en EUR/an par MWh/jour, de 67 à 92 EUR)
- Terme applicable à la capacité souscrite en sortie (en EUR/an par MWh/jour, de 208 à 392 EUR)
- Terme applicable à la quantité transitée en sortie (dépendant du point de sortie)
- Terme de capacité de liaison entre zones

$T =$



NOUVELLE FORMULE ATR

$$T = p_1 C_e + p_2 C_s + p_3 L + p_4 Q$$

C_e Capacité journalière maximale réservée au point d'entrée (en MWh/j)

C_s Capacité journalière maximale réservée au point de sortie (en MWh/j)

L Capacité journalière maximale réservée dans l'interzone (en MWh/j)

Q Quantité annuelle de gaz naturel transportée dans le réseau (en MWh/an)

P_1 péage en euros par an au niveau de l'entrée

P_2 péage en euros par an au niveau de la sortie


P_3 péage en euros par an dans l'interzone

P_4 péage en euros pour transporter 1MWh de gaz dans le réseau

RISQUE DE COMPORTEMENT OPPORTUNISTE DU GRT

CAS D'UNE TARIFICATION NODALE

(A.T.R.)

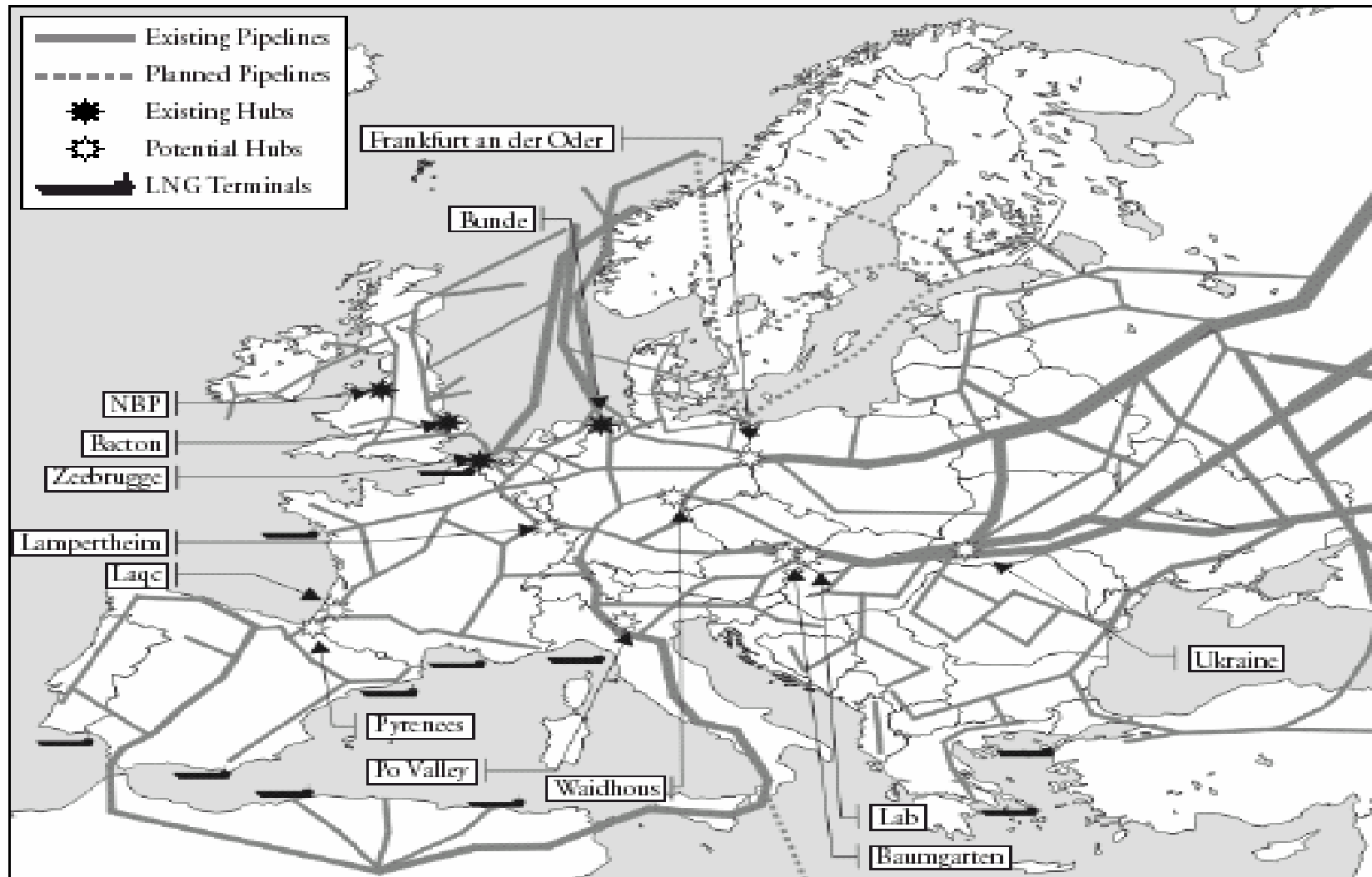
- GESTION CENTRALISEE DU RESEAU (CF. HOGAN 1992)
- LE GRT DETERMINE LES PRIX NODAUX ET EN DEDUIT LES COÛTS DE TRANSPORT MAIS IL PEUT "MANIPULER" LES PRIX NODAUX
- GESTION DECENTRALISEE PROPOSEE PAR CHAO ET PECK (1996 ET 2000)
- LES AUTEURS PROPOSENT D'ALLOUER AUX OPERATEURS DES DROITS PHYSIQUES DE TRANSPORT A DES CONDITIONS FIXEES EX ANTE. IL S'AGIT DE DROITS ECHANGEABLES SUR UN MARCHE.
- POUR LIMITER LES COÛTS DE TRANSACTION ON PEUT SE LIMITER À DES LIGNES "CLEFS" DE TRANSPORT (FLOWGATES) (PROBLEME : COMMENT LES CHOISIR ?)
- CERTES RISQUES DE COMPORTEMENTS STRATEGIQUES DE LA PART DE CERTAINS OPERATEURS ( LOGIQUE "USE IT OR LOSE IT" ; UN DROIT NON UTILISE REVIENT AU GRT).

DEBAT N° 6

VOLATILITÉ ET COMPORTEMENTS STRATÉGIQUES SUR LE SPOT

- Forte volatilité sur les marchés spots
- Possibilité de couverture grâce aux produits financiers (forwards et futures)
- Risque de comportement stratégique (retrait de capacité de la part des producteurs)

Les « hubs » existants et potentiels



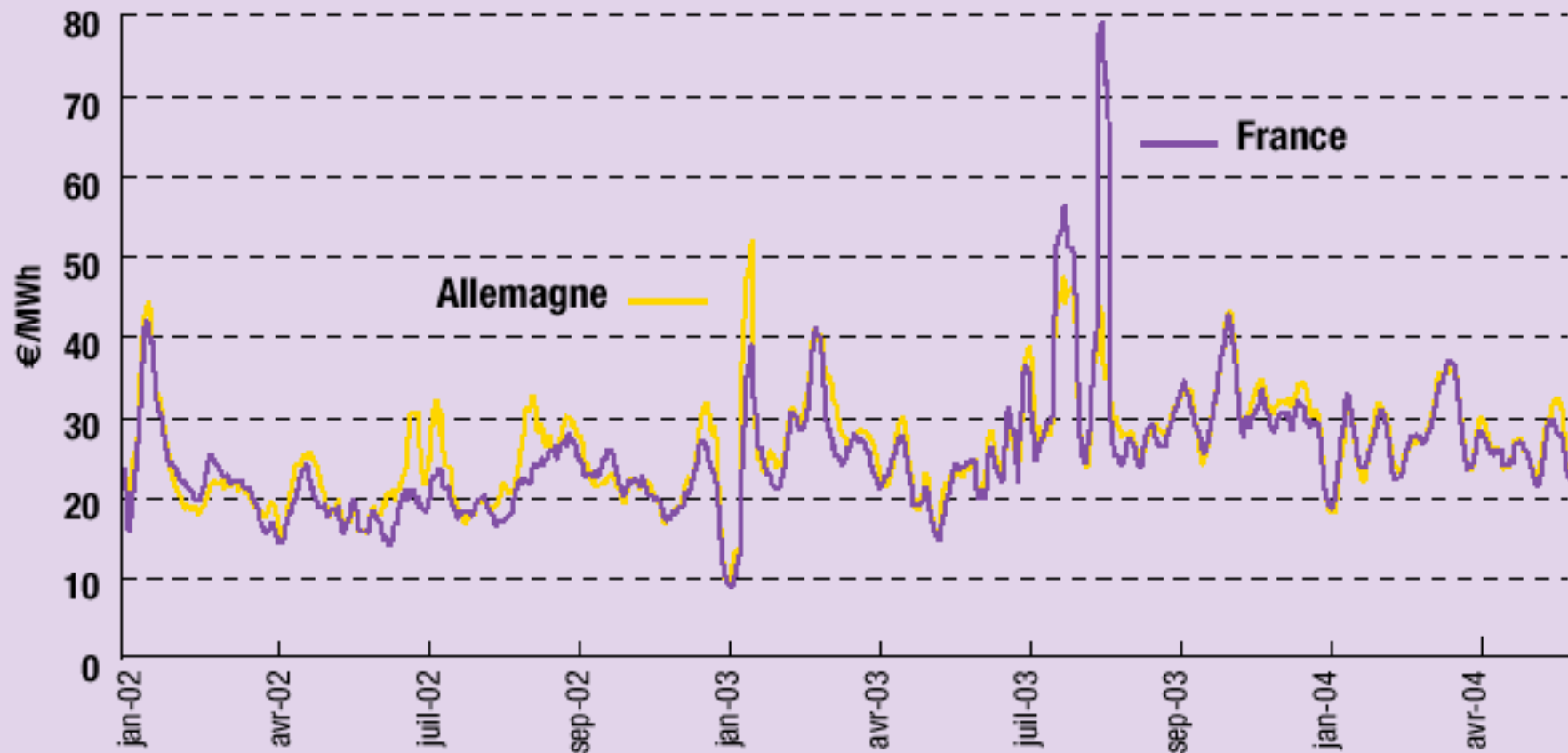
Les Hubs européens

Hubs	Date de création (Type de hub)	Pays (Opérateur du hub)	Sources d'approvisionnement	Débouchés	Nombre d'intervenants	Volumes échangés	Services proposés	Possibilité de couverture
National Balancing Point (NBP)	1996 (hub virtuel)	Royaume-Uni (Transco)	Mer du Nord, Norvège, GNL	Marché anglais, Europe via l'Interconnector	Plus de 50	675 Gm ³ /an (20% du physique sont échangés sur cette place)	On-the-day Commodity Market (2/3 des échanges), Futures et swaps, équilibrage toutes les 6 heures, transfert de titres de propriété, parking	Oui (futures de l'IPE entre autre)
Zeebrugge	Fin 1998 (hub physique)	Belgique (Huberator)	Norvège, Interconnector, GNL (Nigeria, Algérie)	Allemagne, Italie, France, Grande-Bretagne	58 (au 02/02/04) dont 41 actifs	67 Gm ³ en 2002	Transfert de titres de propriété, allocation des capacités, back-up ¹³	Non (2006?)
Title Transfer Facility (TTF)	Janvier 2003 (hub virtuel)	Pays-Bas (Gastransport-services, GTS)	Champs hollandais, Emden/bunde	Pays-Bas	23 (en octobre 2003)	De 0 à 68 Mm ³ par jour	Transfert de titres de propriété (possibilité d'échange avec Emden), équilibrage	Non
Emden/Bunde/ODE	Janvier 2001 (hub physique)	Allemagne/Pays-Bas (Eurohub)	Norvège, Pays-Bas, Russie, Mer du nord	France, Suisse, Allemagne	Une 12 ^{ème} dont 8 régulièrement actifs	5 Gm ³ en 2002, peu en 2003	Réservation de capacités de transport, Equilibrage entrée/sortie du réseau, back-up	Non
Baumgarten	nd (hub physique)	Autriche (Central European Gas Hub Gmbh, CEGH Gmbh)	Russie	Allemagne, Italie, Suisse, Europe de l'Ouest	nd	nd	Possibilités de stockages, possibilité de trading (en développement), transfert de titres de propriété	Non
Punto di Scambio Virtuale (PSV)	Novembre 2003 (hub virtuel)	Italie (Snam Rete Gas)	Russie via l'Autriche	Italie	nd	nd	Swaps de gaz entre producteurs	Non

Source : Cédric CLASTRES, CREDEN, MONDER 2004.

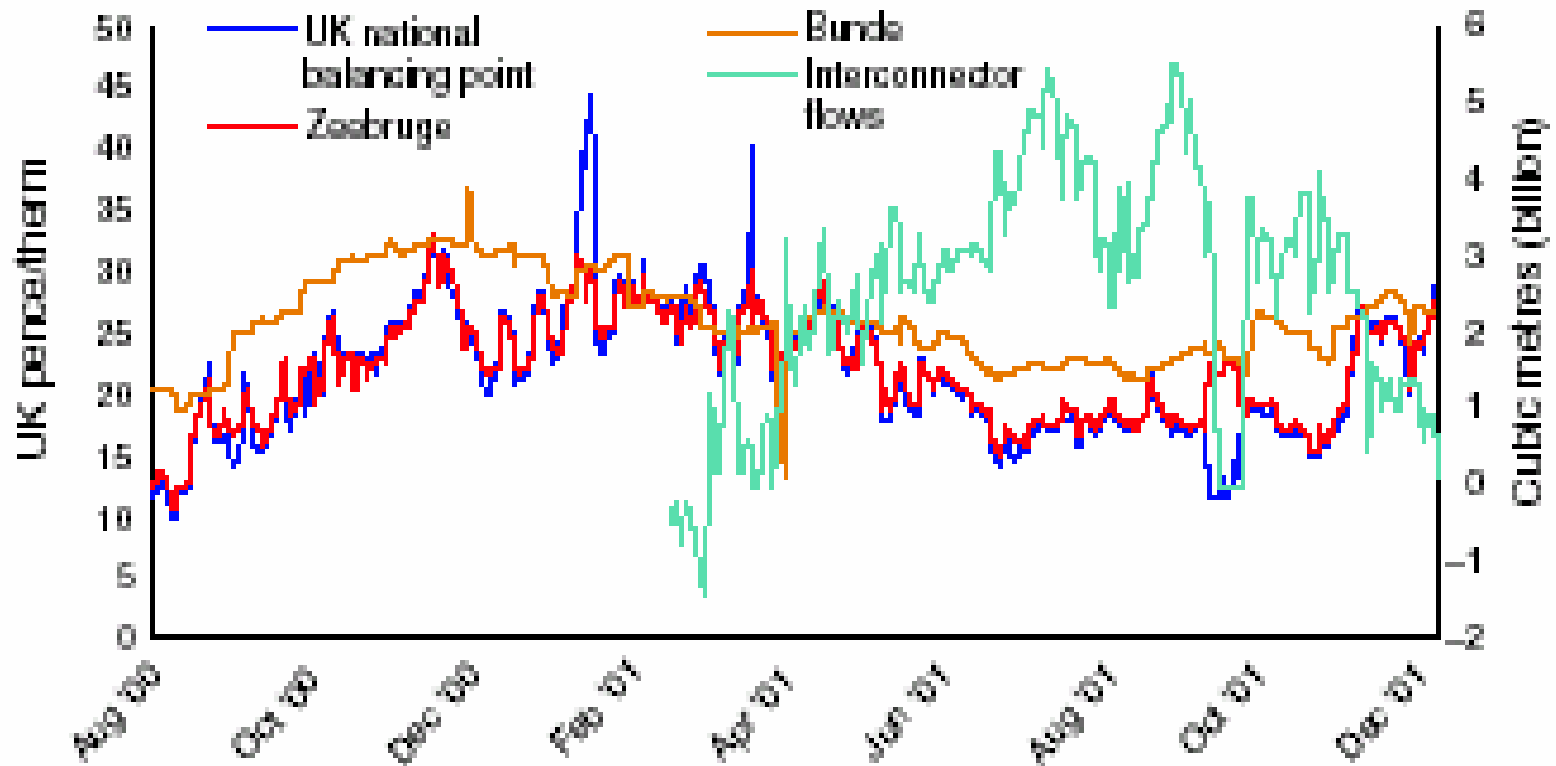
Prix spot de l'électricité

Évolution des prix spot en France et en Allemagne



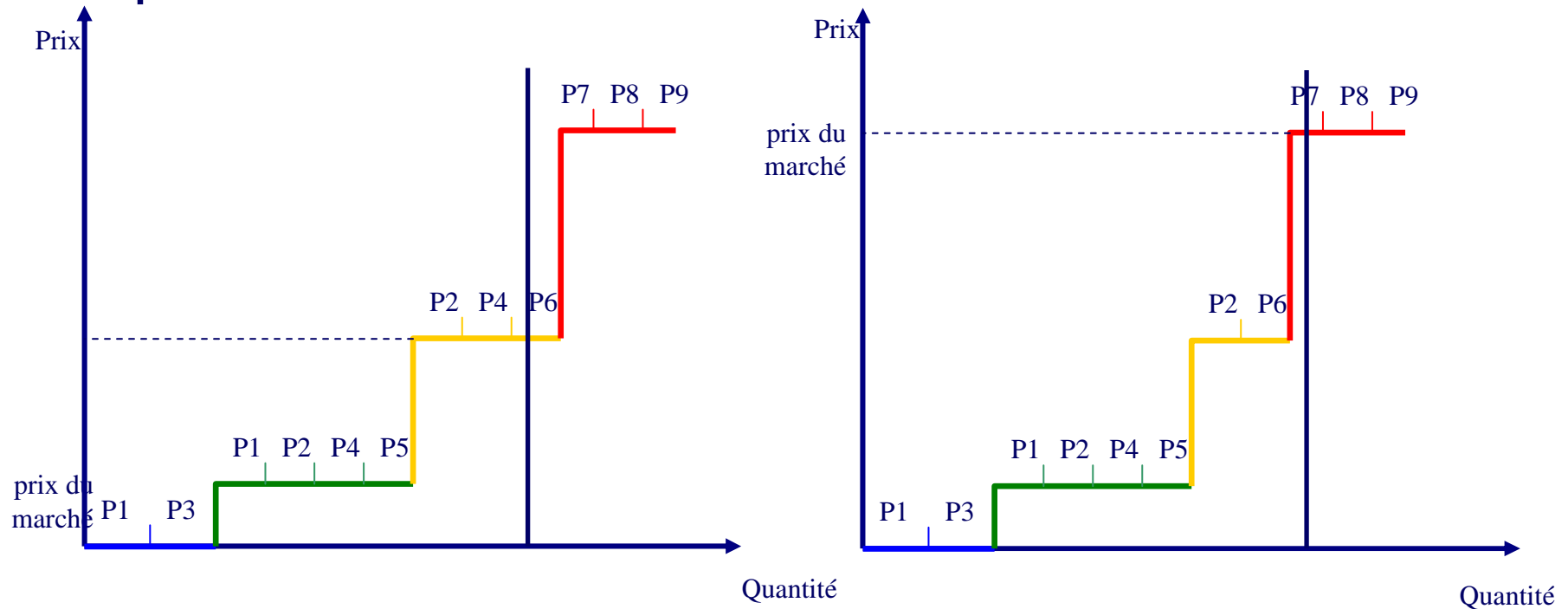
Source : Powernext (France) et EEX (Allemagne)

Prix sur les « hubs » Européens



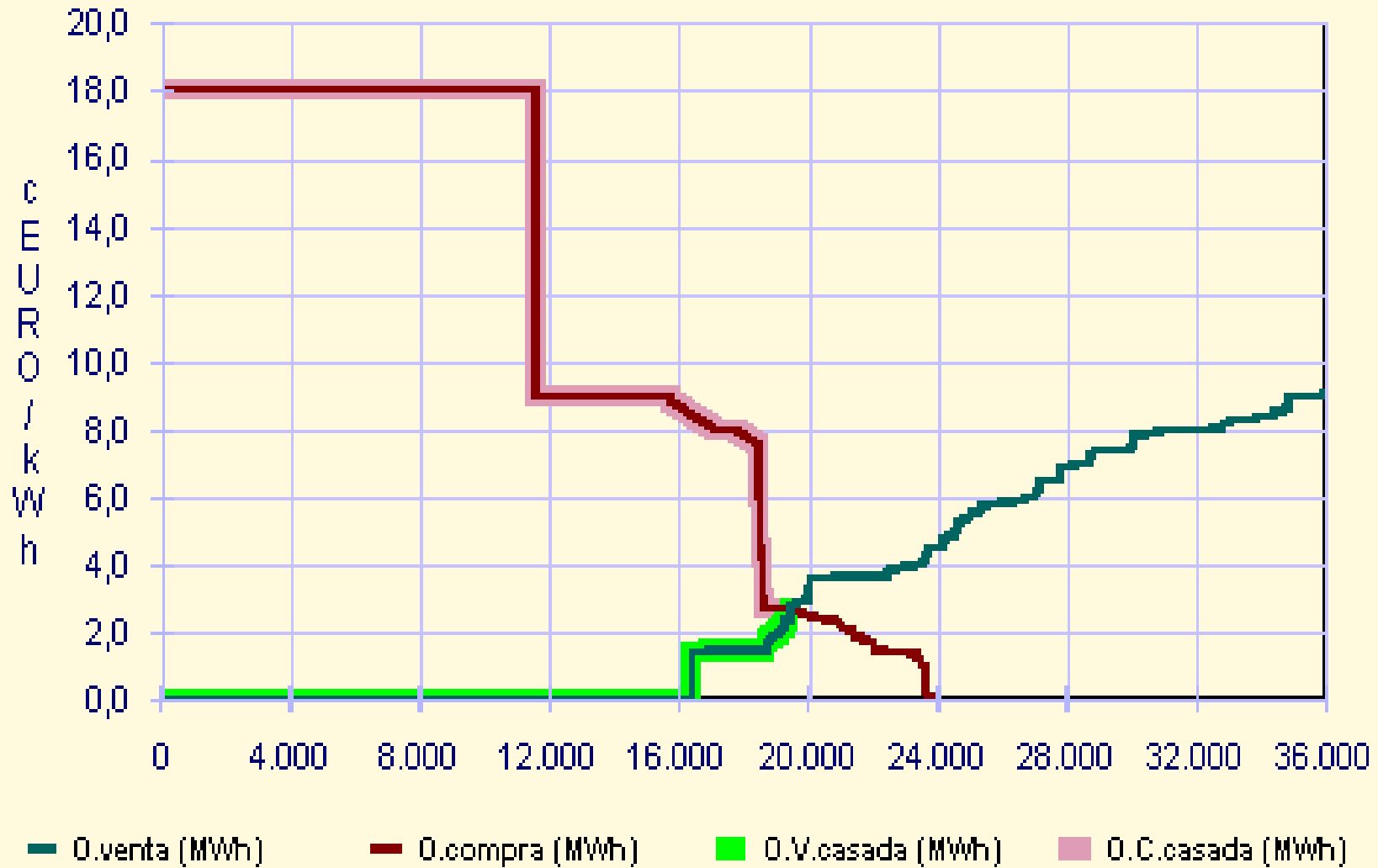
Source: PH Energy Risk

⌘ Retrait d'une partie de la capacité de production

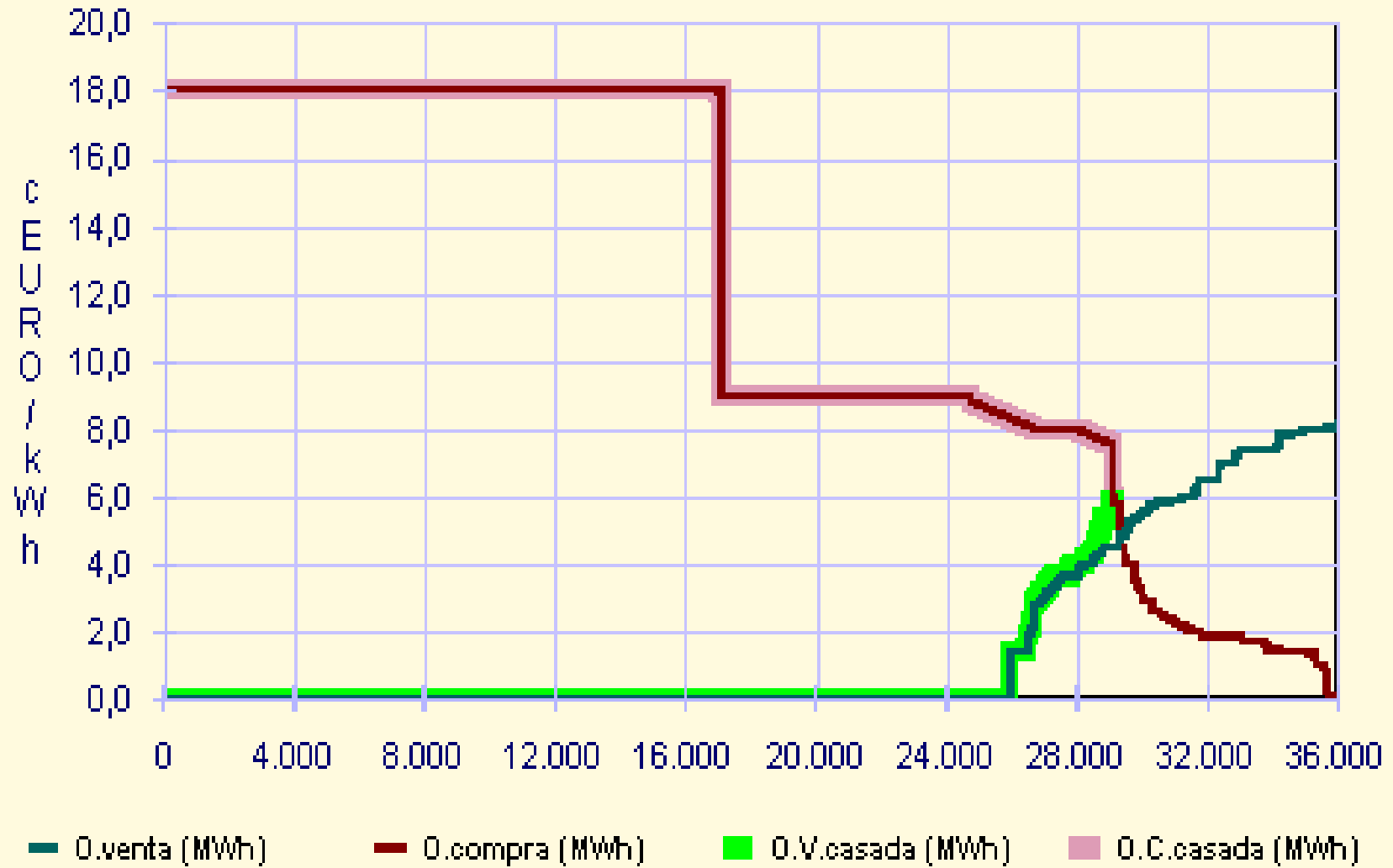


- Demande en électricité
- Pn Offre du producteur n
- Base hydraulique
- Base nucléaire
- Unités de pointe performantes
- Unités de pointe coûteuses

Mercado diario - Hora 4 - 22/11/2004 (* Escala)



Mercado diario - Hora 20 - 22/11/2004 (* Escala)



DÉBAT N°7

COMMENT S'ASSURER QUE LES INVESTISSEMENTS DE CAPACITÉS SERONT RÉALISÉS?

- INSUFFISANCE DES CAPACITÉS DE TRANSPORT ET DES CAPACITÉS D'IMPORTATION AUX TERMINAUX MÉTHANIERS
- EN CAS DE CONGESTION QUELLE STRATÉGIE ADOPTER?
 - LOGIQUE DU PREMIER ARRIVÉ, PREMIER SERVI?
 - LOGIQUE DU PRORATA?
 - LOGIQUE DES ENCHÈRES?
- RISQUES DE STRATÉGIES DE FORCLUSION (RAISING RIVAL COSTS) NOTAMMENT DE LA PART DE L'OH

PROGRAMMATION DES INVESTISSEMENTS DE CAPACITE

- L'INTÉRÊT DES OPÉRATEURS EST D'ÊTRE EN SOUS-CAPACITE (PLUTÔT QU'EN SURCAPACITE) DANS UN SYSTEME CONCURRENTIEL
- L'ETAT PEUT LANCER DES APPELS D'OFFRE (RÉGULATEUR CHARGE D'ATTIRER SON ATTENTION)
- RISQUES DE COMPORTEMENTS STRATEGIQUES AU NIVEAU DES REPONSES (SELON LE TYPE D'ENCHERES)
- PROBLEME : QUELLE GARANTIE DONNER AU PRODUCTEUR RETENU (GARANTIE D'UNE "BONNE" UTILISATION DE LA CAPACITÉ CONSTRuite) ?

Incitation à investir

- ✚ Appels d'offre avec garanties
 1. L'électricité produite par un opérateur privé bénéficie d'une priorité sur le réseau durant une période contractuelle en partie du moins (70%)
 2. Le prix d'achat est indexé sur un panier de prix spot avec un prix plancher (parfois un prix plafond)
 3. Incitations fiscales d'accompagnement

Remarque: vérifier que ces dispositions sont compatibles avec le droit européen de la concurrence (tender européen)

DEBAT N°8

FAUT-IL ADOPTER UNE STRATEGIE DE « BUNDLE » GAZ - ELECTRICITE POUR LES FOURNISSEURS DE GAZ?

- FIDELISER LES CLIENTS VIA UNE OFFRE CONJOINTE
- BENEFICIER D'ECONOMIES D'ENVERGURE ET D'ECONOMIES D'ECHELLE
- VALORISER LES RESSOURCES EN GAZ VIA LA PRODUCTION D'ELECTRICITE
 - Quelle stratégie optimale adopter? Arbitrage entre la concurrence gaz-gaz et la concurrence gaz-électricité (cela dépend des marchés pertinents)
 - Faut-il chercher l'intégration verticale et/ou la diversification horizontale?
 - ➡ Avantage de l'IV : la rente est localisée tantôt dans l'amont; tantôt dans l'aval de la chaîne; tantôt dans les activités régulées (transport-distribution)
 - ➡ Mais risque de « comportements opportunistes » (Forclusion, Collusion, rétention de capacités, surstockage ...etc.)

STRATEGIES DES CONCURRENTS DE EDF et GDF

I - COMPAGNIES PÉTROLIÈRES MULTINATIONALES

- La production gazière européenne est concentrée entre les mains d'un petit nombre de sociétés (en 2003 la production cumulée des 5 premières sociétés gazières européennes a représenté 54% du total de la production de l'Europe des 15 : EXXON-MOBIL, SHELL, ENI, BP et TOTAL)
- Les compagnies pétrolières se désengagent de leur participation dans le capital des sociétés historiques de transport et commercialisation pour assurer elles-mêmes la commercialisation de leur production; ces parts sont rachetées par des électriciens
- **Ex:** BP, Exxon, Shell ont vendu leurs parts dans Ruhrgas, Thyssengas, BEB et cherchent à sortir de Gasunie
- **QUESTION:** faut-il favoriser les fusions-acquisitions en aval pour limiter le pouvoir de marché des acteurs présents dans l'amont de la chaîne?

STRATEGIES DES CONCURRENTS DE EDF et GDF

II - COMPAGNIES NATIONALES DES PAYS EXPORTATEURS DE GAZ

- Ces compagnies cherchent à renforcer les liens qu'elles ont avec les « Opérateurs Historiques » (partenariats divers)
- **GAZPROM** : avec ENI gazoduc « Blue Stream » Russie-Turquie; projet de gazoduc sous-marin Russie-Allemagne avec Fortum; projet de nouveau gazoduc Russie-Europe avec Ruhrgas, Wintershall, GDF et Snam (via Biélorussie et Pologne)
- **SONATRACH** : projets de participation dans le gazoduc Medgaz Algérie-Espagne avec Cepsa et dans le gazoduc Algérie-Italie via la Sardaigne avec Enel; projets de production d'électricité en Espagne avec Cepsa et de terminal méthanier en Angleterre avec BP
- **STATOIL** : cherche à commercialiser directement son gaz en Europe; prises de participation de GDF dans des gisements en mer du nord (20% dans Njord et 12% dans Snohvit)

STRATEGIES DES CONCURRENTS DE EDF et GDF

III - COMPAGNIES D'ÉLECTRICITÉ

1) Allemagne

- EON a racheté en 2003 la totalité de RUHRGAS à BP, EXXON et SHELL (50% au total); EON rachète HEINGAS, un distributeur allemand et via RUHRGAS accroît sa participation dans GAZPROM (6%); acquisition de DISTRIGAZ Nord (distributeur de gaz) en Roumanie en 2004 et via POWERGEN acquisition de TXU en 2002 (producteur de gaz au RU)
- RWE prend le contrôle à 100% de THYSSENGAS en 2003 et acquiert le réseau de transport tchèque TRANSGAS et 8 compagnies régionales tchèques de distribution en 2002

2) Belgique

- SUEZ (TRACTEBEL) acquiert les parts de SHELL dans DISTRIGAZ et FLUXYS (commercialisation et transport du gaz belge) mais contestation du régulateur (position dominante)

STRATEGIES DES CONCURRENTS DE EDF et GDF

III - COMPAGNIES D'ÉLECTRICITÉ

3) Espagne

- ENDESA acquiert des sociétés de distribution de gaz aux Pays-Bas et au Portugal en 2000; importation de GNL du Nigéria et du Qatar à compter de 2005-2006 (1 Gm3 par an chaque fois)
- IBERDROLA acquiert une partie des actifs de GAS de PORTUGAL dans la distribution de gaz
- UNION FENOSA prendra une participation dans le terminal méthanier de Ferrol (20%) en Espagne et acquiert 60% de la société de distribution de gaz CONECTA en Uruguay

4) France

- EDF Trading acquiert du gaz à STATOIL livré à Zeebrugge à compter de 2005 (1 Gm3 par an)

STRATEGIES DES CONCURRENTS DE EDF et GDF

III - COMPAGNIES D'ÉLECTRICITÉ

5) Italie

- EDISON (EDF) acquiert une participation dans le terminal GNL de Rovigo (avec EXXON) , prévoit de construire une centrale à gaz à Turin et prend des participations dans plusieurs sociétés italiennes de distribution de gaz; joint venture avec TOTAL dans l'exploitation de gaz en mer du nord
- ENEL détient 40% du deuxième distributeur italien de gaz (CAMUZZI) , a racheté 2 sociétés de distribution de gaz en 2004 et construit une centrale à gaz à Spezia

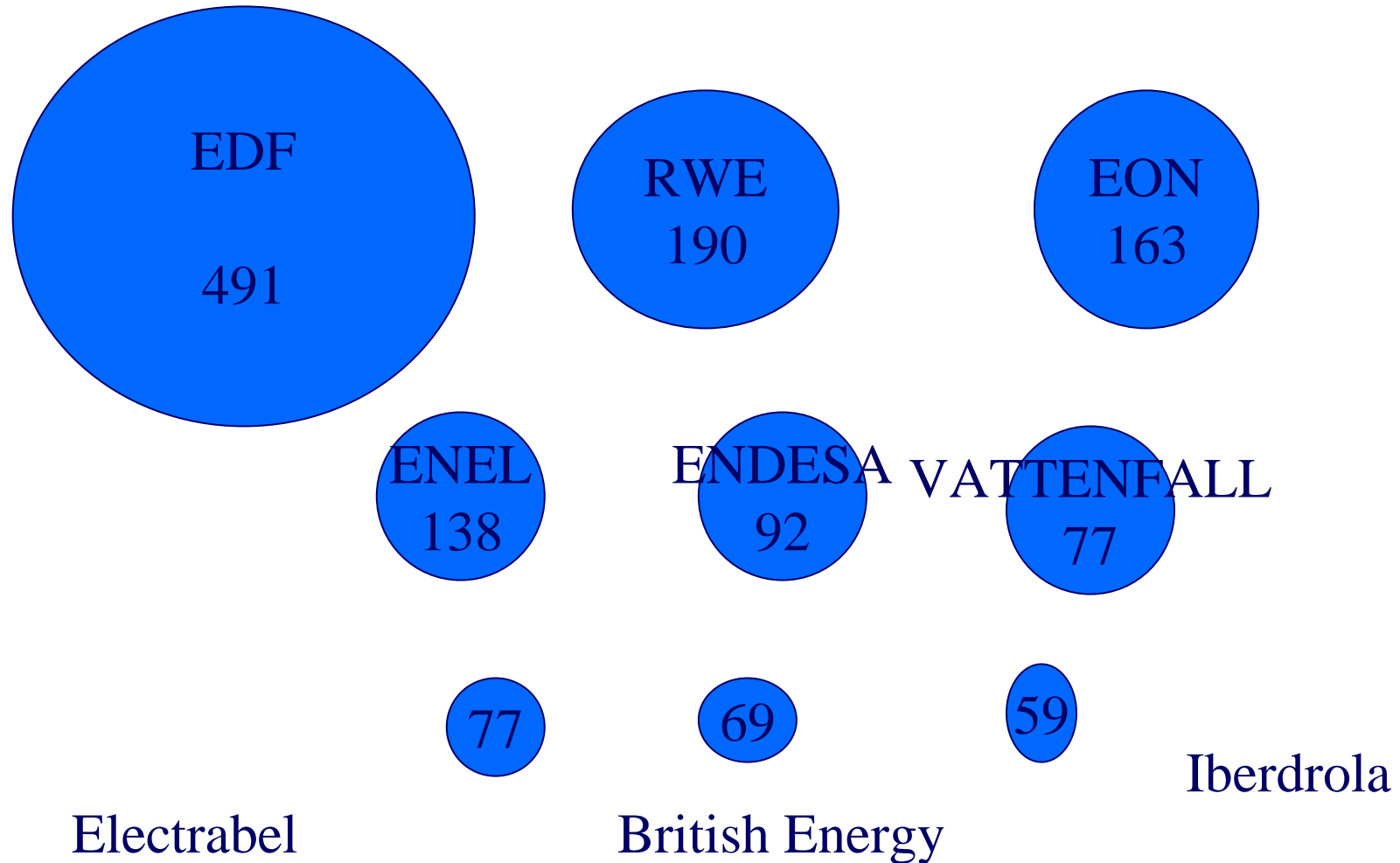
6) Portugal

- Le gouvernement organise la fusion d'ELECTRICIDADE de PORTUGAL et de GAS de PORTUGAL et celle des deux GRT (TRANSGAS et REN)

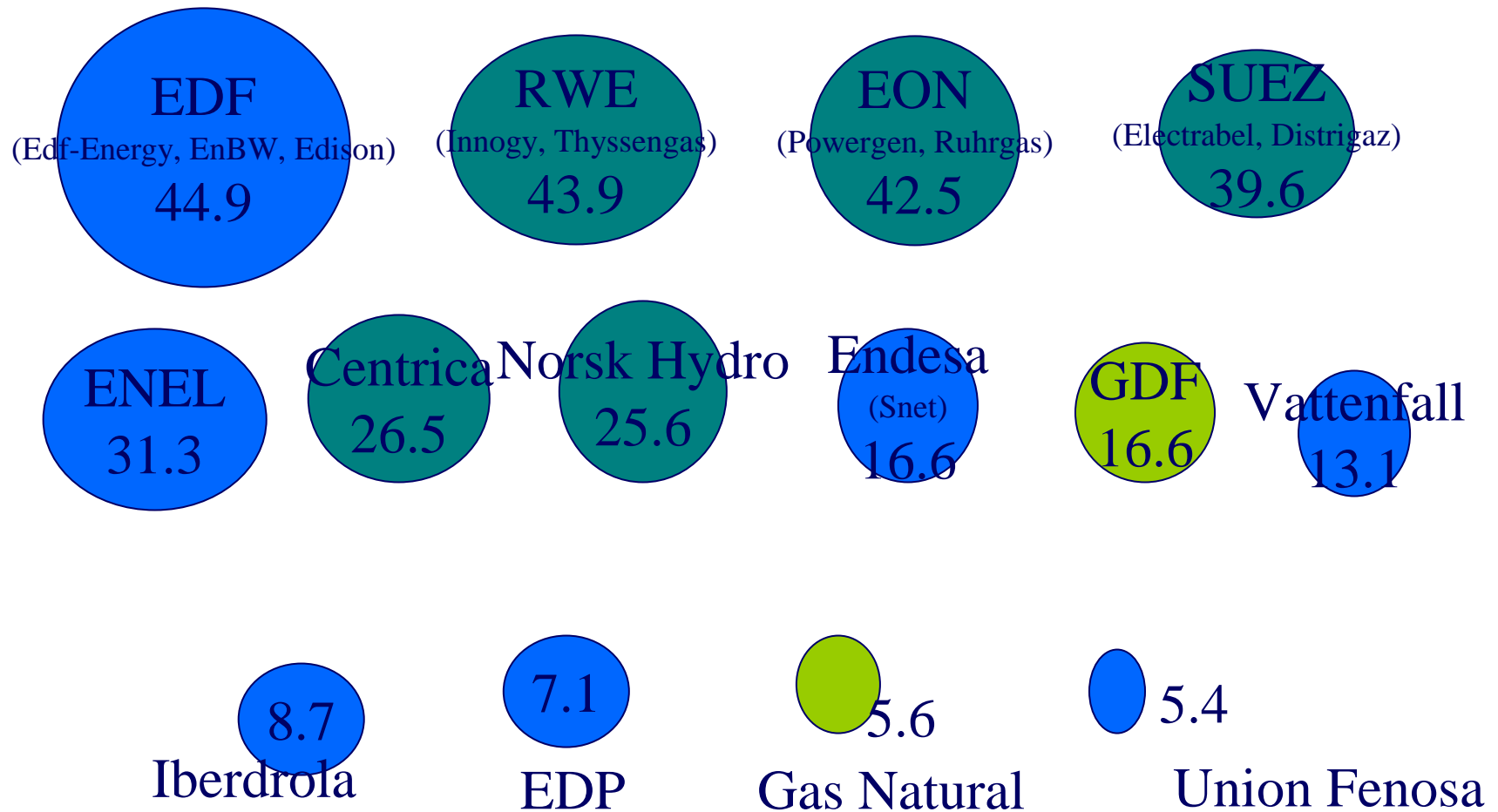
7) Royaume-Uni

- Scission en 2000 de BRITISH GAS et de TRANSCO (devenu LATTICE) puis fusion de LATTICE et de NATIONAL GRID (GRT électricité) en 2002; les principaux concurrents de CENTRICA sont INNOGY (ex NATIONAL POWER racheté par RWE) , EON-UK (ex POWERGEN) et EDF ENERGY (ex LONDON ELECTRICITY)

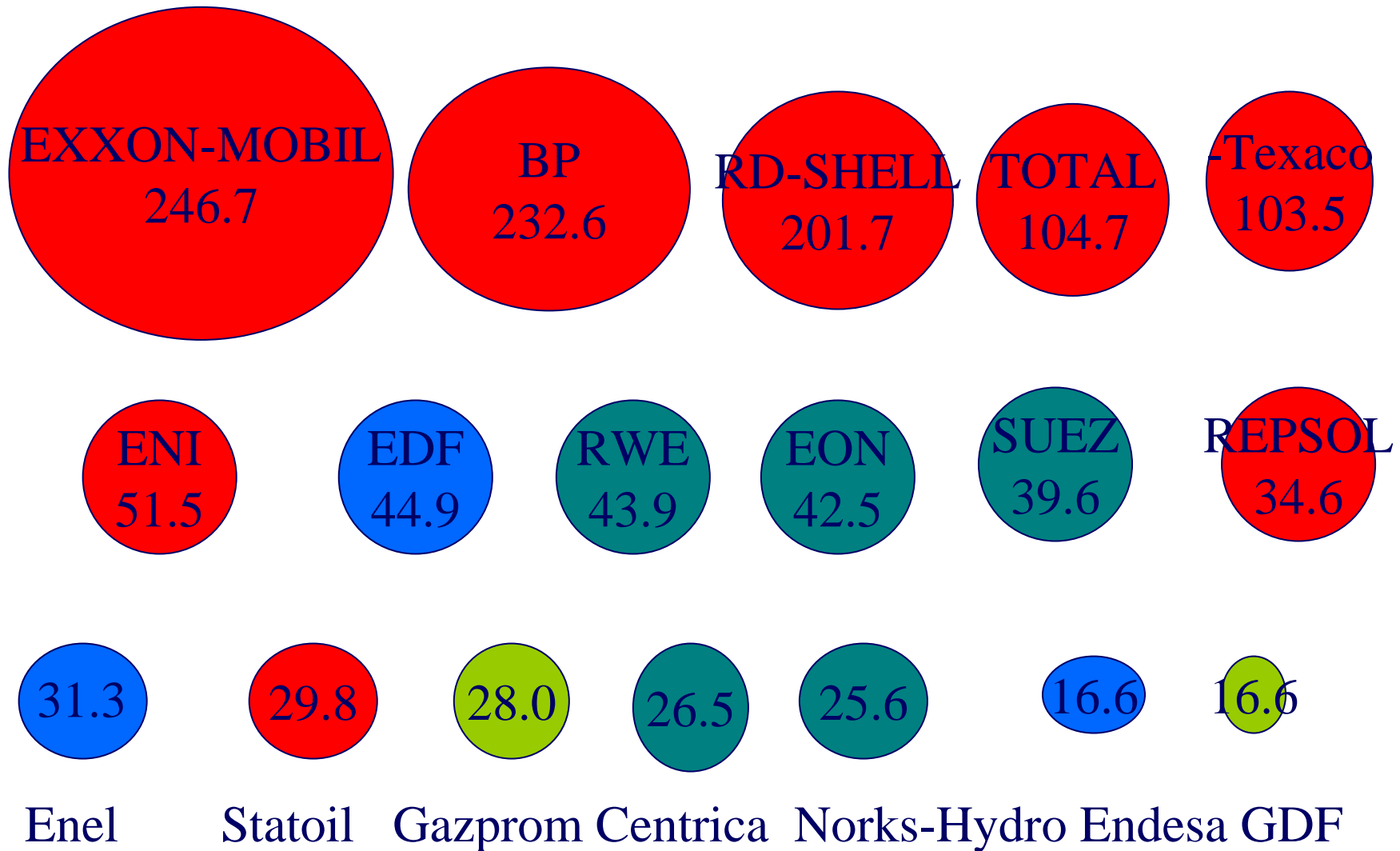
PRODUCTION DE TWH en 2003



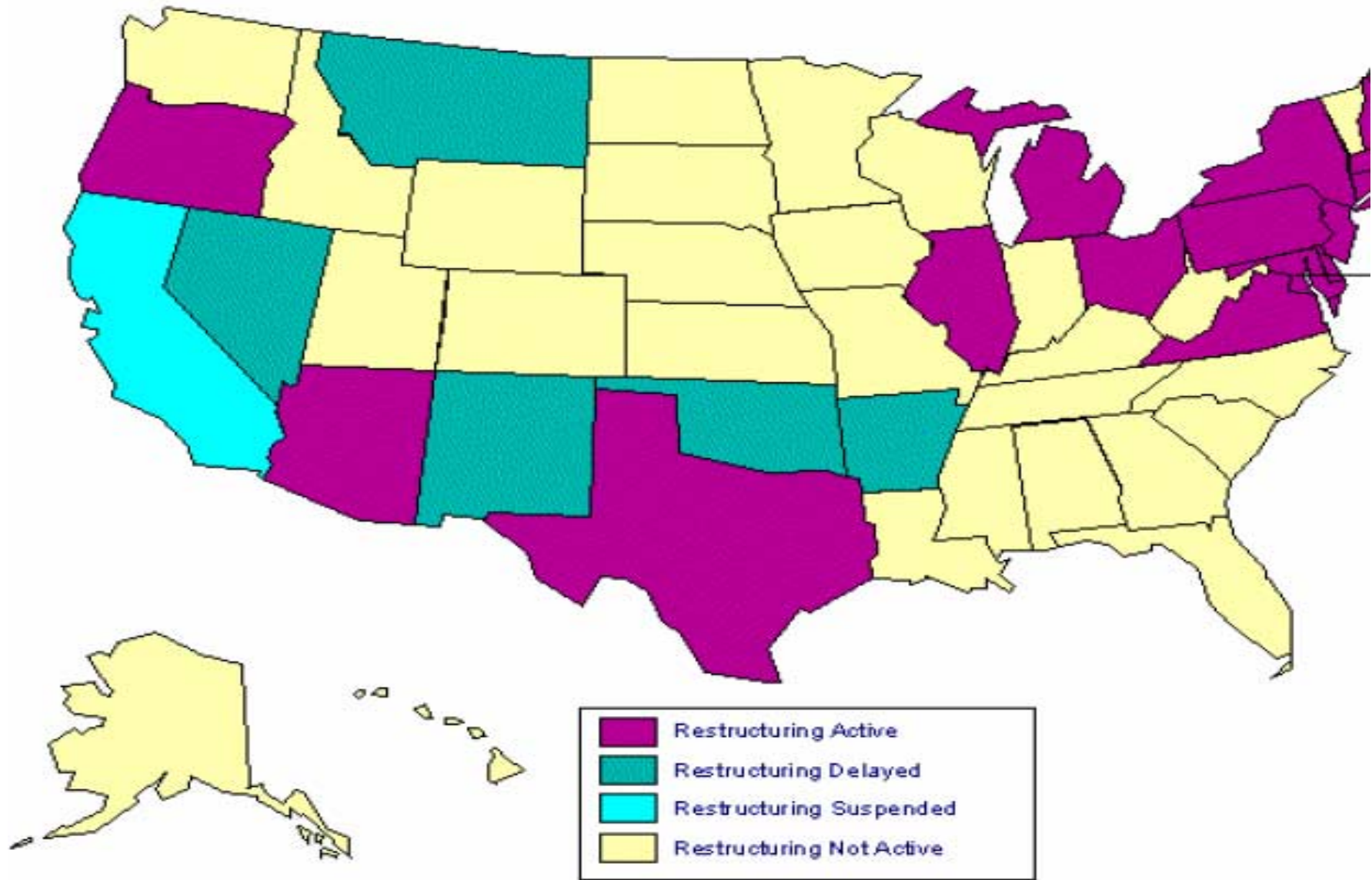
CHIFFRES D'AFFAIRES EN 2003 (MILLIARDS D'EUROS)



Chiffres d'affaires en 2003 (milliards d'euros)



CREDEN



CONCLUSION

VERS UN PREMIER BILAN DE L'OUVERTURE A LA CONCURRENCE

VERTUS	CRITIQUES
1) Baisse des prix pour les clients éligibles (à CT du moins)	1) Risques de subventions croisées (au détriment des clients non-éligibles)
2) Gains de productivité grâce à l'aiguillon de la concurrence	2) Licenciements massifs après les restructurations (et privatisations)
3) Efforts de communication des opérateurs à l'égard de leurs clients	3) Opacité de certaines conditions tarifaires et risques de capture du régulateur
4) Restructurations industrielles favorables à l'émergence d'opérateurs européens plus efficaces grâce aux F&A	4) À terme les F&A ne risquent-elle pas de conduire à des comportements de monopole? (pouvoir de marché sur les marchés spot)
5) Les prix de marché constituent un bon signal pour les opérateurs (en intégrant aussi les externalités via les marchés de droits à polluer). Les prix sont alignés sur les coûts totaux.	5) La volatilité des prix spot constitue-t-elle un obstacle aux décisions optimales d'investissement pour le long terme ?