

Le marché international du gaz naturel et l'ouverture à la concurrence

Jacques PERCEBOIS
CREDEN (LASER)
Université Montpellier I

Sommaire

- I. Les échanges internationaux
- II. Les enjeux institutionnels
- III. Les stratégies d'acteurs

I. Les échanges internationaux

Bilan énergétique (commercial) en 2003

(Mtep et %)

Sources	Monde	France
Charbon	26%	5%
Pétrole	40%	36%
Gaz naturel	24%	14%
Nucléaire	7%	38%
Autres	3%	7%
Total (en %)	100%	100%
Total (en Mtep)	10100	275

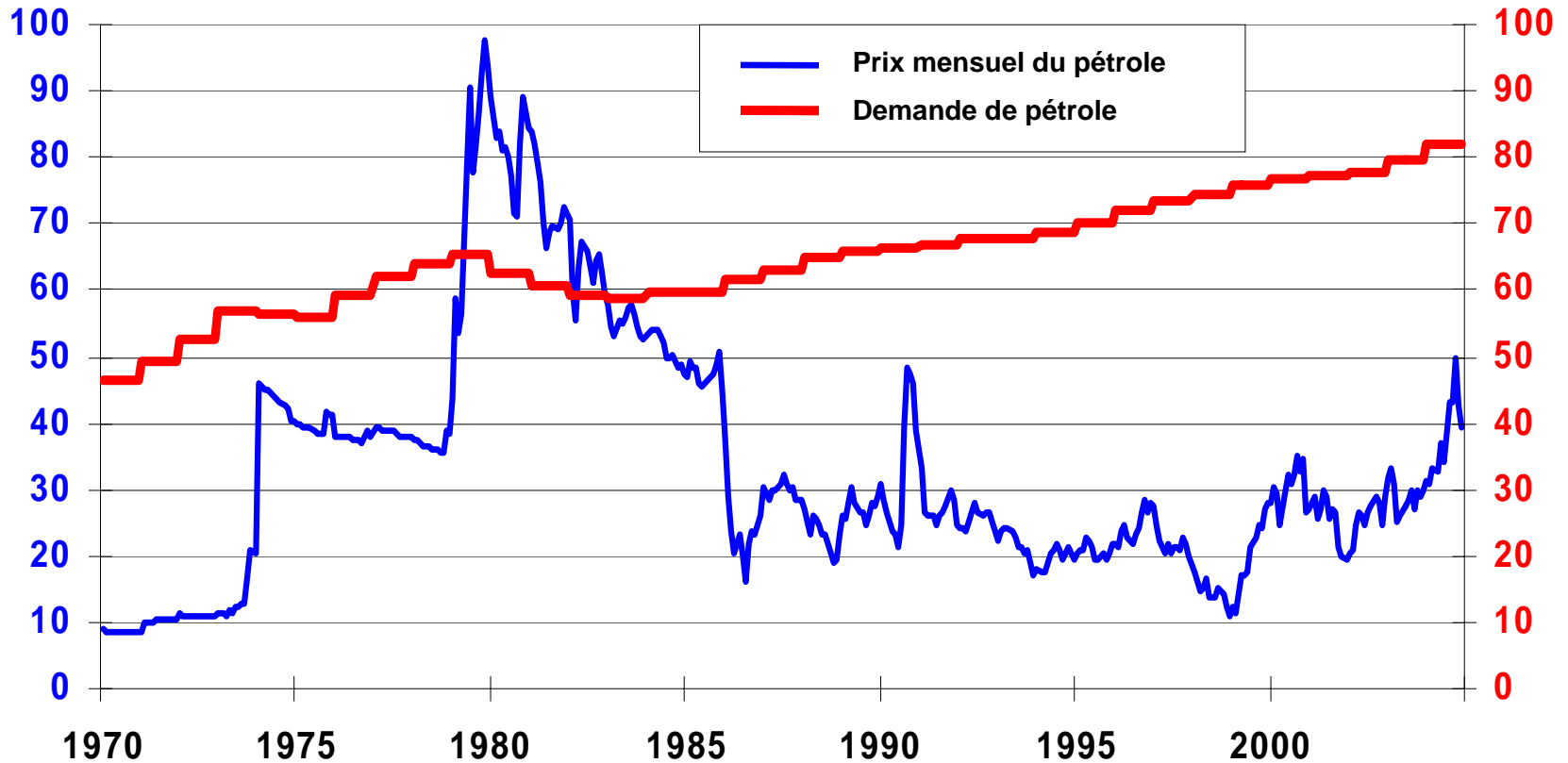
BILAN ÉNERGÉTIQUE DE LA France (en %)

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

Pétrole : un prix volatile, une demande en progression

Prix du pétrole (Brent)
\$/b (\$2004)

Demande de pétrole
Mb/j



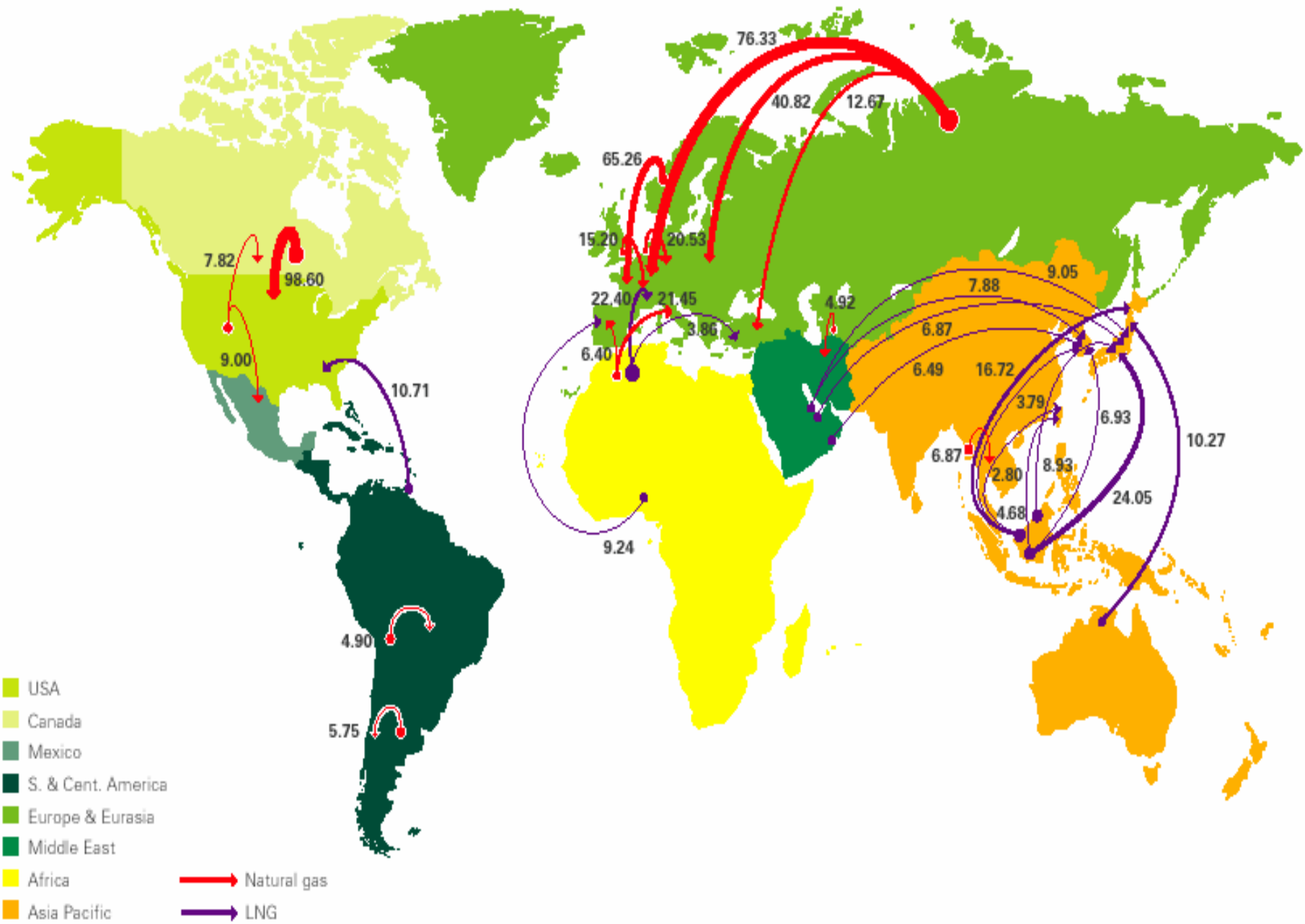
L'élasticité prix de la demande de pétrole est faible

Source: AIE



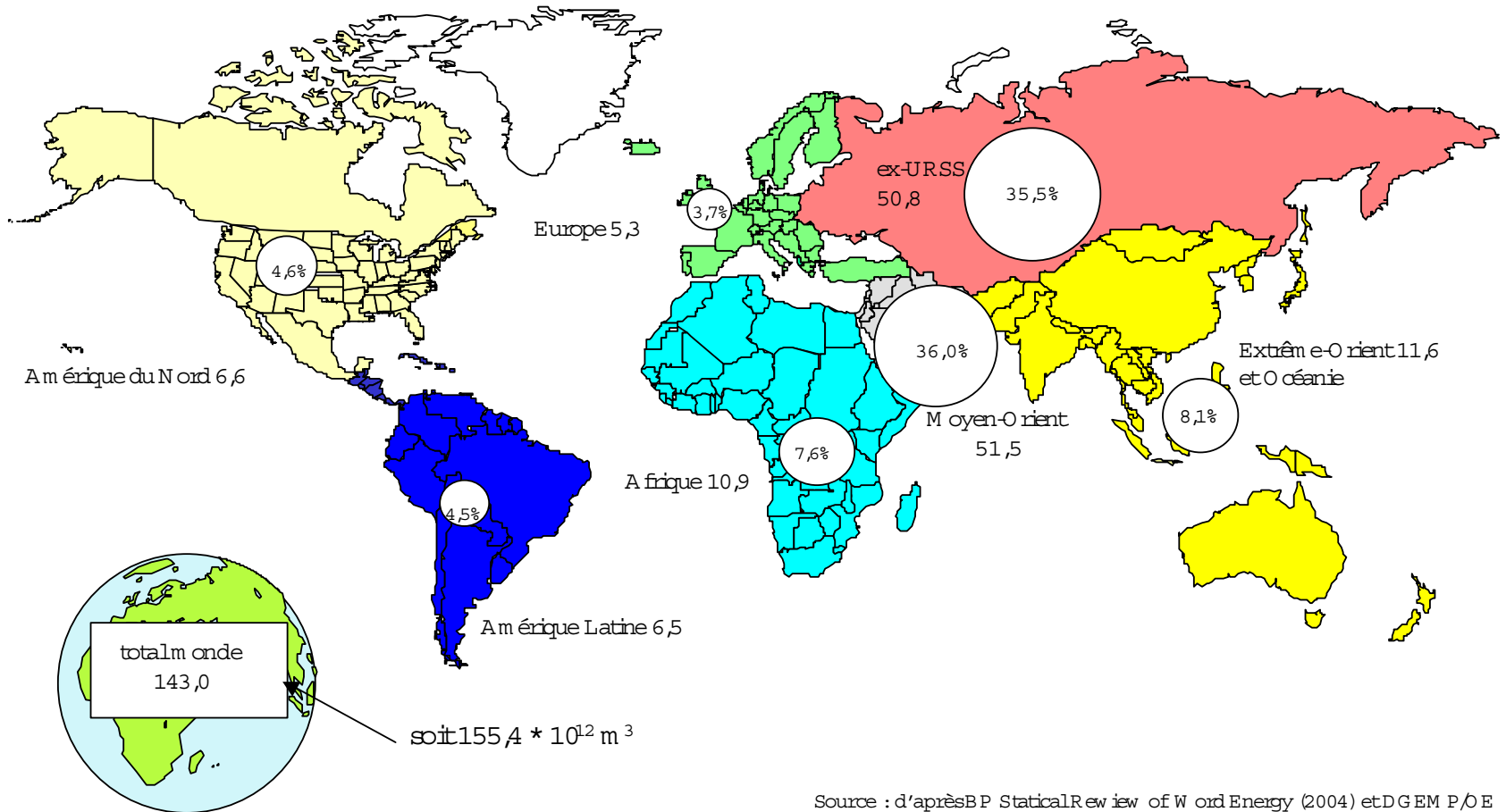
Major trade movements

Trade flows worldwide (billion cubic metres)



Réserves mondiales prouvées de gaz naturel (1^{er} janvier 2003)

Unité : Miliard de tep



Quelques chiffres clefs pour le gaz naturel

(données 2003)

Réserves (180000 Gm ³)			Production (24% consommation mondiale d'énergie)			Exportations (23% production de gaz naturel)			Importations (23% production de gaz naturel)		
1	Russie	29%	1	Russie	23%	1	Russie	22%	1	Etats-Unis	17%
2	Iran	15,2%	2	Etats-Unis	21,6%	2	Canada	12%	2	Allemagne	13%
3	Qatar	14,7%	3	Canada	7,1%	3	Norvège	11%	3	Japon	12%
4	Arabie Saoudite	3,8%	4	Royaume-Uni	4,5%	4	Algérie	10%	4	Ukraine	10%
5	Etats-Unis	3%	5	Algérie	3,6%	5	Pays-Bas	7%	5	Italie	8%
6	Algérie	2,5%	6	Pays-Bas	3%	6	Indonésie	6%	6	France	7%
7	Indonésie	2,5%	7	Indonésie	2,8%	7	Malaisie	3%	7	Corée du Sud	3%
8	Canada	1%	8	Iran	2,5%	8	Australie	2%	8	Biélorussie	3%
9	Royaume-Uni	0,8%	9	Ouzbékistan	2,2%	9	Turkménistan	1,5%	9	Belgique	2,5%
10	Pays-Bas	0,7%	10	Arabie Saoudite	2,2%	10	Qatar	1,5%	10	Espagne	2,5%
	Autres	26,8%		Autres	27,5%		Autres	24%		Autres	22%
TOTAL		100%	TOTAL		100%	TOTAL		100%	TOTAL		100%

SPECIFICITES DU GAZ NATUREL

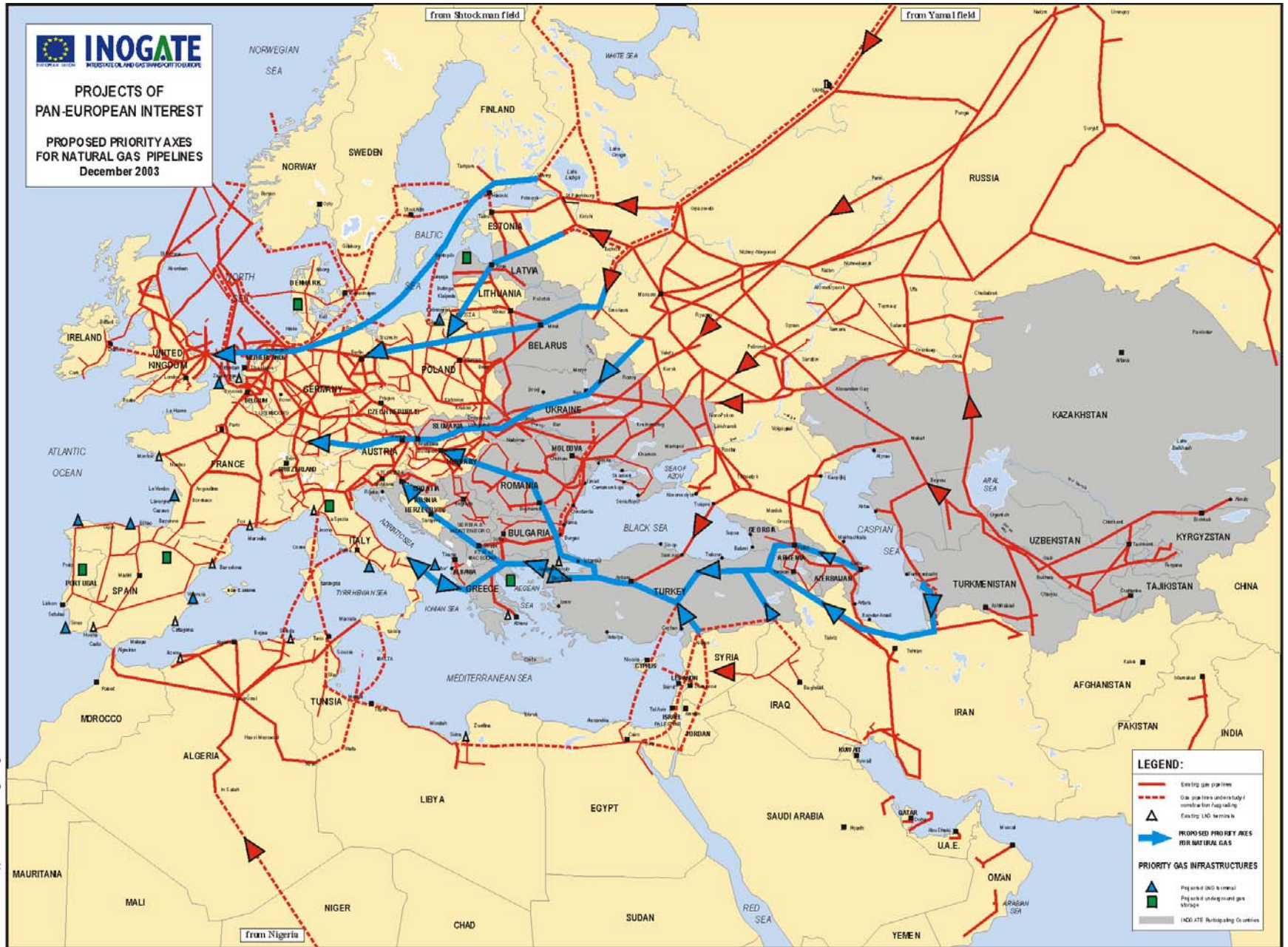
- LE GAZ NATUREL N'A QUASIMENT PAS D'USAGES CAPTIFS
- LE GAZ NATUREL SE STOCKE
- LE GAZ NATUREL EST RELATIVEMENT COUTEUX À TRANSPORTER
- LE GAZ NATUREL EST SOUVENT IMPORTÉ (95% EN FRANCE EN 2003, PLUS DE 50% DANS L'UNION EUROPÉENNE)
- LE RESEAU DE GAZ NATUREL EST GÉNÉRALEMENT MOINS MAILLÉ QUE LE RÉSEAU D'ELECTRICITÉ

SPECIFICITES DU GAZ NATUREL

- TOUS LES CONSOMMATEURS NE SONT PAS RACCORDÉS AU RÉSEAU DE GAZ
(Notion de « service public atténué »)
- LA PRODUCTION DE GAZ NATUREL EST DEPUIS LONGTEMPS OUVERTE À LA CONCURRENCE
(Sociétés pétrolières internationales ou sociétés publiques en Russie ou en Algérie; Oligopole gazier)
- L'AMONT DE LA CHAÎNE GAZIÈRE ÉCHAPPE LARGEMENT À L'EMPRISE DU DROIT EUROPÉEN (Mais pas aux règles de l'OMC)
- LE GAZ EST IMPORTÉ DANS LE CADRE DE CONTRATS À LONG TERME (20 ANS) AVEC DES CLAUSES TAKE OR PAY (NETBACK) ET DES CLAUSES DE DESTINATION (En voie de disparition)
- LE MARCHÉ SPOT DU GAZ EST PEU DÉVELOPPÉ EN EUROPE (HUBS)



**PROJECTS OF
PAN-EUROPEAN INTEREST**
**PROPOSED PRIORITY AXES
FOR NATURAL GAS PIPELINES**
December 2003





Part des contrats à long terme et de la production européenne (hors Norvège) dans la satisfaction de la demande européenne de gaz (UE 15)

(en Gm³ et en %)

	2003	2010	2015	2020
Demande européenne de gaz	424	520	560	582
Production européenne de gaz	220 (52%)	204 (39%)	177 (32%)	142 (24%)
Gaz importé par contrat à long terme	204 (48%)	265 (51%)	264 (47%)	279 (48%)
Demande supplémentaire estimée	--	52	118	162
"Déficit" à combler en %	--	10%	21%	28%
Part du gaz dans la consommation d'énergie primaire en %	23%	25%	27%	28%

Source : CREDEN (C. CLASTRES) via données AIE et CE

Les compagnies productrices de gaz naturel

Rang	Compagnie	Pays	Production en Gm ³ en 2003
1	<i>GAZPROM</i>	Russie	540,2
2	<i>EXXON-MOBIL</i>	Etats-Unis	104,4
3	<i>RD SHELL</i>	Angleterre / Pays-Bas	91,5
4	<i>BP</i>	Angleterre	89
5	<i>SONATRACH</i>	Algérie	83,4
6	<i>NIOC</i>	Iran	79
7	<i>SAUDI ARAMCO</i>	Arabie Saoudite	60,3
8	<i>TOTAL</i>	France	49

Investissements énergétiques cumulés par source d'énergie sur la période 2001-2030

(Mds US\$2000 et %)

Sources d'énergie	Dans les pays de l'OCDE		Dans les pays hors OCDE pour les marchés de l'OCDE		Dans les pays hors OCDE pour les marchés hors OCDE		Total	
	Mds \$	%	Mds \$	%	Mds \$	%	Mds \$	%
Charbon	147	37	31	8	220	55	398	100
Pétrole	892	29	1001	32	1203	39	3096	100
Gaz	1523	48	646	21	976	31	3145	100
Electricité	4036	41	0	0	5806	59	9841	100
Total	6598	40	1678	10	8205	50	16481	100

Source : AIE, citée par C. MANDIL in *Constructif*, nov. 2004, p 16.

II. Les enjeux institutionnels

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

QUELQUES REPÈRES HISTORIQUES

- ⌘ Loi de nationalisation votée le 8 avril 1946 par 490 voix « pour » et 61 « contre » (mais: faut-il nationaliser le gaz? Quid des EPR?)
- ⌘ Décrets de transfert le 21 mai 1946 : « sont nationalisés la production, le transport, la distribution , l'importation et l'exportation de gaz combustible » (615 exploitations sur 724 car petit secteur privé maintenu pour une production inférieure à 6 millions de mètres cubes par an et maintien de 47 régies ou SEM)
- ⌘ Au départ GDF sous l'influence d'EDF. La convention du 16 mai 1946 précise que « Gaz de France confie à Electricité de France l'organisation et la direction des services destinés à assurer la prise en charge et la gestion des entreprises de production et de distribution de gaz nationalisées ». Ce n'est que le 30 juin 1949 qu'une convention séparera officiellement EDF et GDF (confirmation par une convention du 15 décembre 1951 donnant à GDF la pleine jouissance de ses actifs.
- ⌘ Le 14 juillet 1939 un important gisement de gaz naturel est découvert à Saint-Marcet dans les Pyrénées. Un établissement public est créé, la Régie Autonome des Pétroles (RAP) qui se charge du transport et de la commercialisation de ce gaz. Une filiale est créée en 1945 avec la SNPA: la SNGSO (Société Nationale des Gaz du Sud-Ouest). Elle se charge du transport et de la commercialisation du gaz .

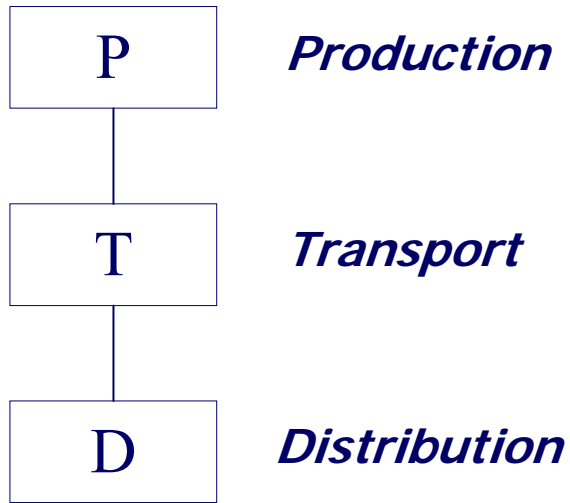
QUELQUES REPÈRES HISTORIQUES (SUITE)

- ⌘ Le gaz naturel avait été sorti du champ de la nationalisation par l'article 8 de la loi du 8 avril 1946 au niveau de la production. La question était alors: quel sort réserver au réseau de transport de la RAP? (Toulouse-Bordeaux). En principe le transport est un monopole de GDF qui demande au Ministre que l'ensemble des installations de transport de gaz naturel lui soit transféré. Problème résolu en 1949 par l'Amendement ARMENGAUD qui retire à GDF le monopole du transport de gaz naturel
- ⌘ ...
- ⌘ Mais le transport de gaz naturel doit être assuré par une entreprise nationale ou un établissement public dans lequel l'Etat est majoritaire... D'où une nouvelle rédaction de la loi: le 2 août 1949: « Sont exclus de la nationalisation la production et le transport de gaz naturel jusqu'au compteur de l'usine de distribution; le transport de gaz naturel ne peut être assuré que par un établissement public ou une société nationale dans laquelle la majorité du capital est détenue par l'Etat ou des établissements publics »
- ⌘ Fin 1951 (le 18 décembre) découverte du gisement de Lacq par la SNPA ; débat sur la commercialisation de ce gaz (Paris ou Bordeaux?). Le choix est fait d'envoyer le gaz sur Paris; création de la Compagnie Française du Méthane (CeFeM)
- ⌘ En 1956 le tournant commercial en faveur du gaz naturel importé est pris (contrats internationaux: Pays-Bas, Algérie, Russie, Norvège)

Ce qui s'est passé de 1999 à 2004

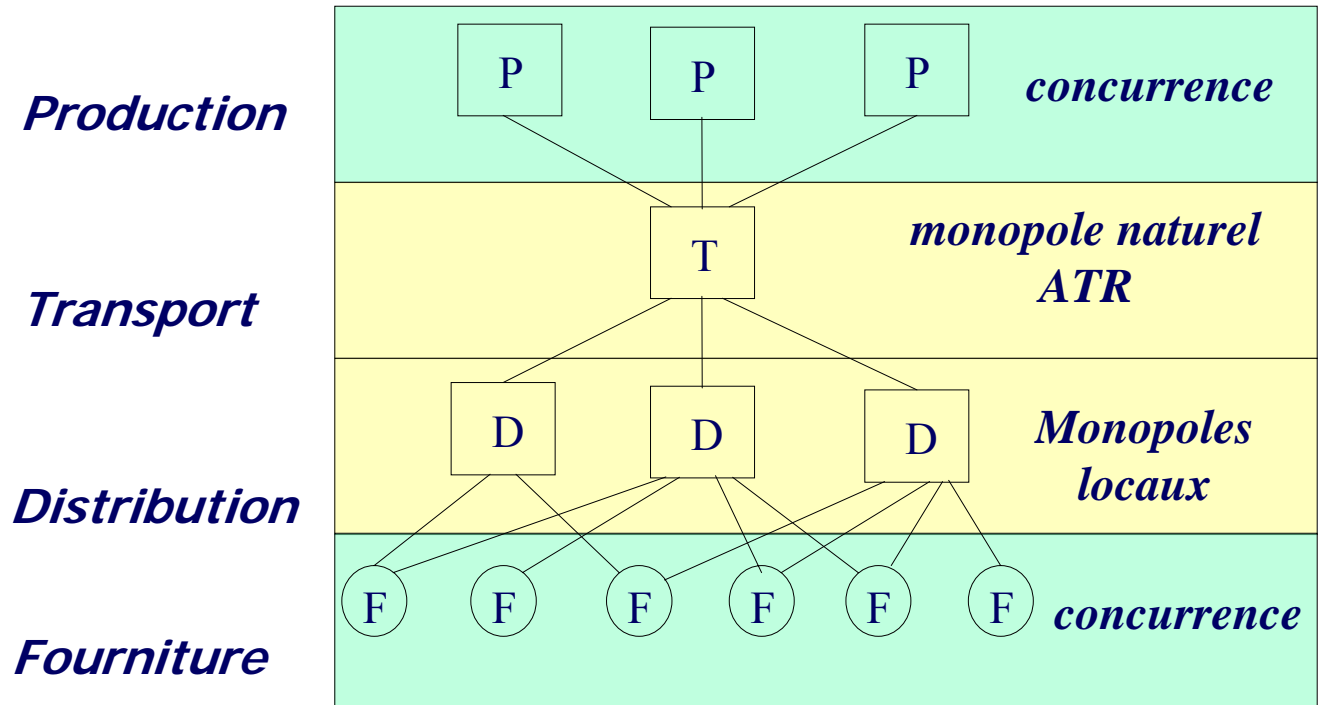
SCHEMA CLASSIQUE

Entreprise publique
intégrée



SCHEMA DEREGULE ET DE-INTEGRE

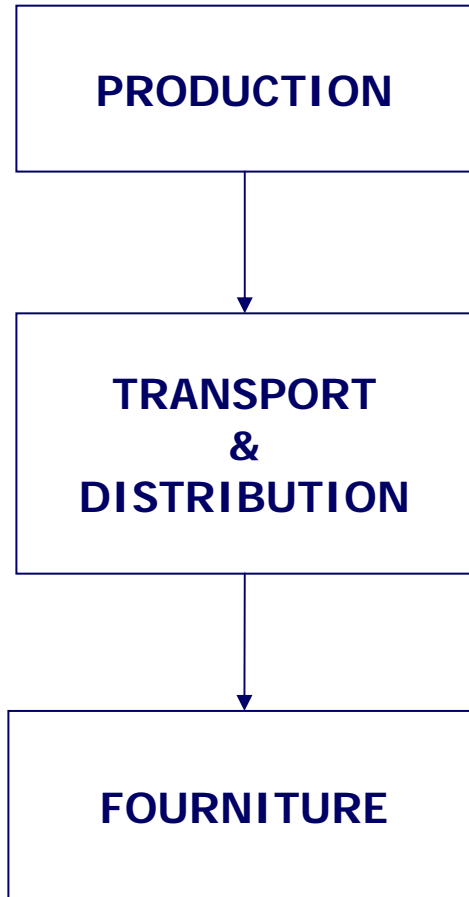
souvent avec privatisation



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

La fixation des prix



**VERS UN MARCHÉ SPOT
FACULTATIF
[Bourses de l'électricité et
du gaz]**

**TARIFS REGULÉS
[ATR]**

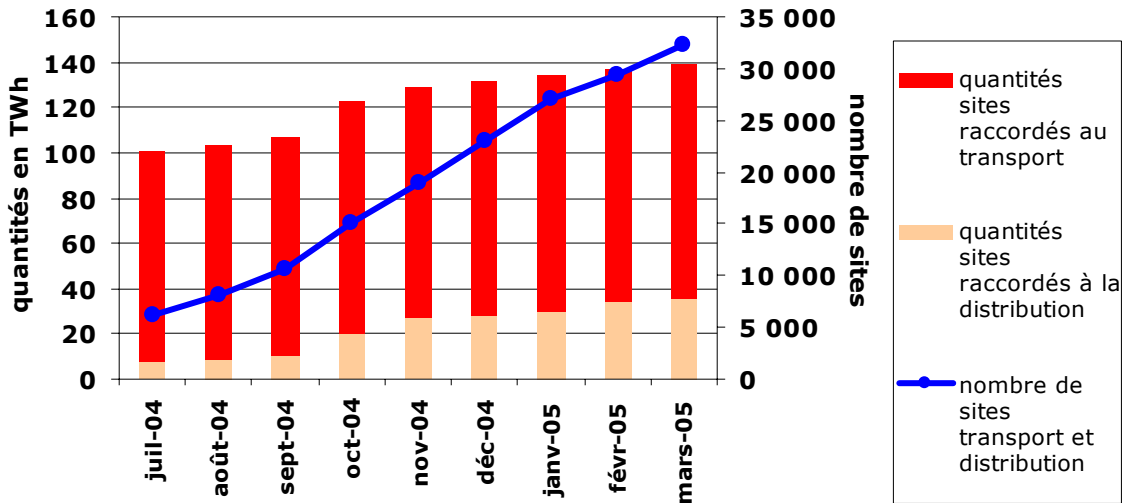
**LOGIQUE ECONOMIQUE
[Cm]
OU LOGIQUE
COMMERCIALE [e_p] ?
*Vigilance du Régulateur***

SITES	30 JUIN 2004	1 ^{ER} JUILLET 2004	1 ^{ER} JANVIER 2005	1 ^{ER} AVRIL 2005
Nombre de sites éligibles	1200 (170 TWh)	530000 (350 TWh)	530000 (350 TWh)	640000 (380 TWh)
Sites ayant exercé leur éligibilité	221 (88 TWh)	3155 (94 TWh)	23140 (132 TWh)	32350 (139 TWh)
Sites ayant changé de fournisseur (au sein de ceux qui ont fait jouer l'éligibilité)	30 (26 TWh)	33 (23 TWh)	116 (34 TWh)	242 (37 TWh)
Part de marché des fournisseurs autres que l'OH sur l'ensemble des sites <u>ayant exercé</u> leur éligibilité	30%	25%	26%	26%
Part de marché des fournisseurs autres que l'OH sur l'ensemble des <u>sites éligibles</u>	--	7%	15%	15%
Sites ayant exercé leur éligibilité et repris par l'OH	21 (15 TWh)	22 (19 TWh)	24 (19 TWh)	24 (19 TWh)
Sites ayant été donnés à TOTAL par CFM lors de la restructuration CFM/GSO	--	--	120 (20 TWh)	120 (20 TWh)

Bilan de l'éligibilité

Source : CRE (2005)

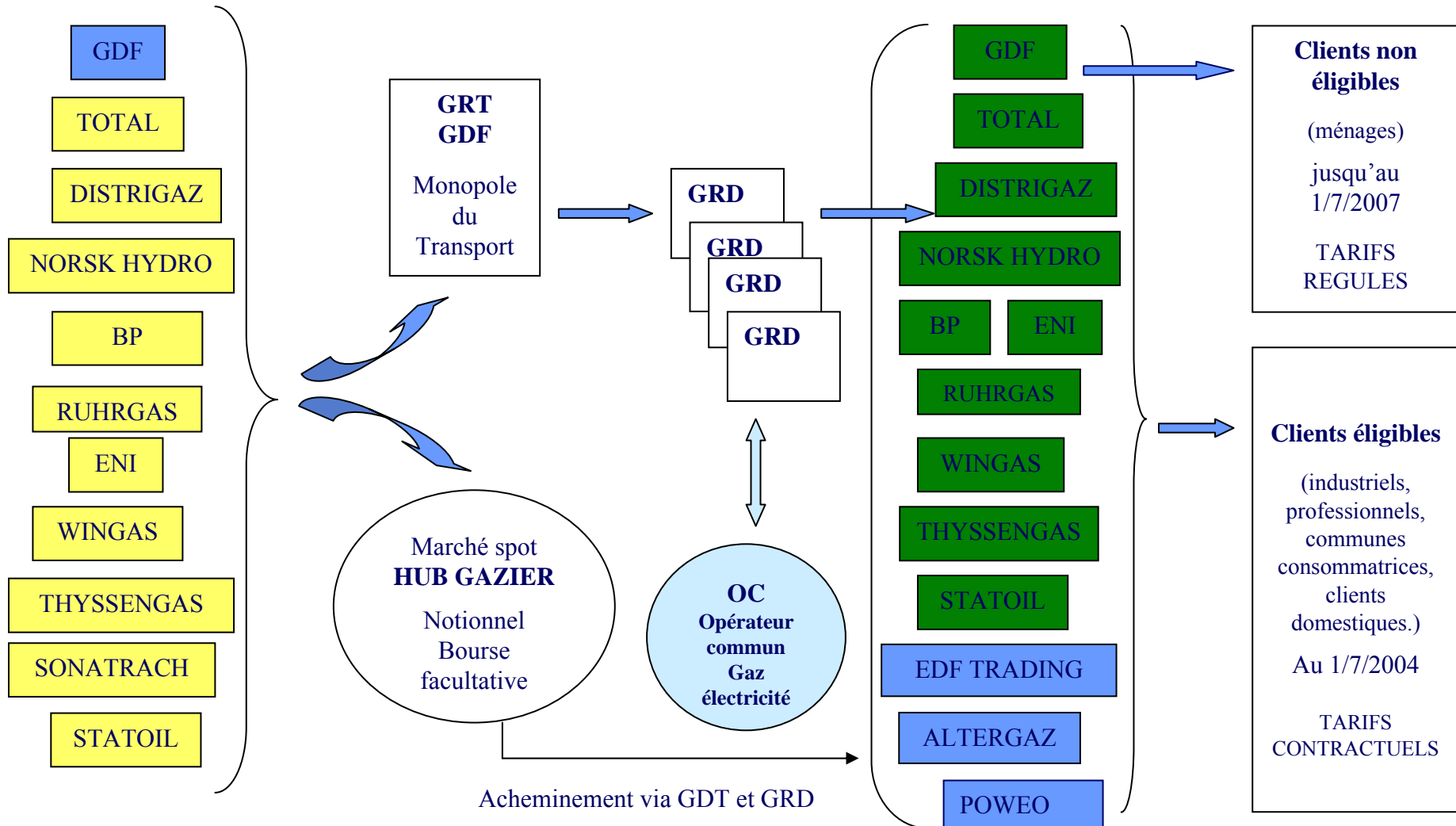
Evolution de la situation des sites ayant exercé leur éligibilité



Sources : GRT, GRD – Analyse : CRE

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.



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°1

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)

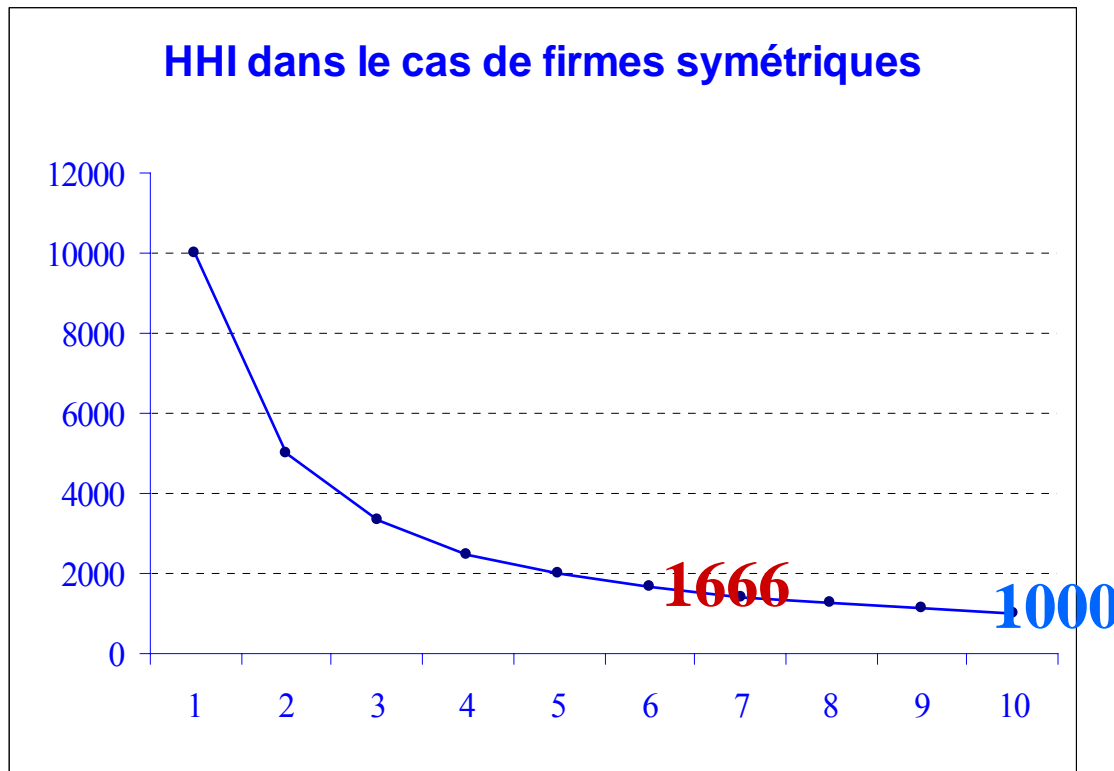
- La concentration peut avoir des effets bénéfiques (baisses de coûts, élimination des opérateurs inefficaces)
- Rendre les marchés « contestables » c'est-à-dire supprimer les barrières à l'entrée (favoriser l'arrivée des « entrants » qui évinceront les opérateurs peu efficaces)
- Lutter contre l'abus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

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



DEBAT N°2

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 COÛTS 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?

EXEMPLES DE GAS RELEASE

- **ANGLETERRE**
POUR BRITISH GAS

- **ALLEMAGNE**
POUR RUHRGAS SUITE À LA FUSION EON-RUHRGAS

- **AUTRICHE**
SUITE À LA CREATION DE EONGAS (OMV)

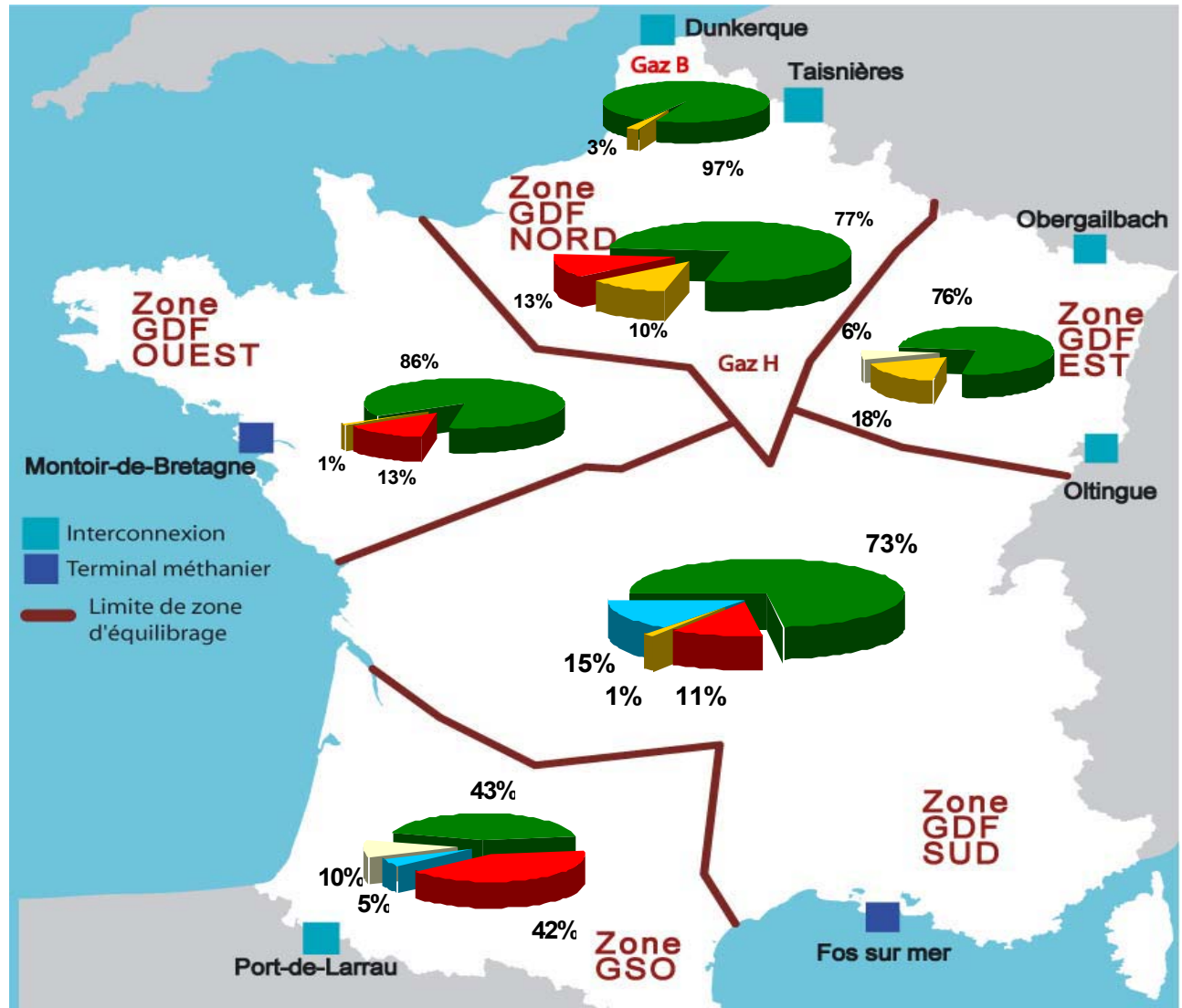
- **ITALIE**
POUR ENI

- **ESPAGNE**
POUR GAS NATURAL

- **FRANCE**
 - MISE EN ŒUVRE D'UN PROGRAMME DE GAS RELEASE DANS LA MOITIÉ SUD DE LA FRANCE AU 1er JANVIER 2005 (DÉCISION CRE)
 - SUR 3 ANS POUR GDF ET GSO-TOTAL SUR LA BASE DE 15 TWH PAR AN VIA DES ENCHÈRES OU DE GRÉ À GRÉ

**Au 1er janvier 2005 : parts des fournisseurs
(en % de la consommation éligible de la zone)**

- Gaz de France
- Tegaz (Total)
- Gas release
- DNN
- Autres



DEBAT N° 3

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°4

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

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

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

Les « hubs » gaziers Européens

- Les marchés du gaz ne sont pas aussi développés que ceux de l'électricité en Europe (TOP).
- Les Principaux Hubs existants:
 - NBP/Bacton, 09/2002 80 acteurs sur le hub.
 - Zeebrugge, 09/2002 52 acteurs.
 - Emden/Bunde, 09/2002 10 acteurs.
 - Baumgarten (nombre d'acteurs non disponible).
- Produits de couverture:
 - Zeebrugge, faible développement, lien à Bacton par l'Interconnector,
 - Londres IPE, 1997
 - Attente d'un développement fort sur autres *hubs*.


Principaux hubs gaziers européens

Hubs	Type de hubs et date de création	Pays opérateur du hub	Sources d'approvisionnement	Débouchés	Volumes annuels échangés (et nombre d'intervenants)
National Balancing Point (NBP)	Hub virtuel 1996	Royaume-Uni	Mer du Nord Norvège GNL	Marché anglais et Europe via l'Interconnector	675 Gm ³ /an soit 20% du physique (≈ 50)
Zeebrugge	Hub Physique 1996	Belgique	Norvège Interconnector GNL (Algérie, Nigéria)	Allemagne France, Italie Royaume-Uni	67 Gm ³ /an (≈ 58)
Title Transfert Facility (TTF)	Hub virtuel 2003	Pays-Bas	Pays-Bas	Pays-Bas	25 Gm ³ /an (≈ 23)
Emden / Bunde	Hub physique 2001	Allemagne / Pays-Bas	Norvège, Pays-Bas Russie Mer du Nord	Allemagne France Suisse	5 Gm ³ /an (≈ 12)
Baumgarten	Hub physique	Autriche	Russie	Allemagne Italie Suisse	nd
Punto di Scambio Virtuale (PSV)	Hub virtuel 2003	Italie	Russie (via l'Autriche)	Italie	nd

RISQUE DE COMPORTEMENT OPPORTUNISTE DU GRT

(GESTIONNAIRE DU RÉSEAU DE TRANSPORT DE L'ELECTRICITE)
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).**

DÉBAT N°5

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

2 QUESTIONS FONDAMENTALES

- ⌘ QUESTION 1 : Les opérateurs gaziers seront-ils incités à investir dans de nouvelles infrastructures alors même qu'ils ne sont plus assurés d'écouler tout le gaz importé ?
 - ⊞ Devenir des contrats à long terme, outil de sécurité des approvisionnements ?
 - ⊞ Plus grande flexibilité avec indexation sur les prix spot (moyennes mobiles) lorsque les marchés spot seront matures ?
 - ⊞ Devenir de la logique « net-back » des prix FOB ? Vers une négociation des prix CIF ?

- ⌘ QUESTION 2 : Comment inciter les opérateurs historiques signataires de contrats à long terme à bien négocier le couple « prix-quantité » s'ils restent soumis à la menace d'un gas release de la part des autorités de régulation ?
 - ⊞ Stratégie de « raising rival's cost » de la part des OH ?
 - ⊞ Le gas release fragilise la sécurité d'approvisionnement si le gaz rétrocedé est acquis par des entreprises étrangères ?
 - ⊞ La sécurité d'approvisionnement doit-elle être considérée comme une « mission de service public » (appels d'offre avec garantie de rentabilité sur investissement ?)

Les nouveaux risques

1. Risque de rupture des approvisionnements
 - ☒ Solutions : diversification des sources, stockage, sécurité militaire
2. Risque de défaillance sur les réseaux par manque d'investissement dans la production ou dans 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 (forward, futures, options)
5. Risque industriel lié à des OPA inamicales
 - ☒ Solutions : stratégies d'alliance, fusions-acquisitions

DEBAT N°6

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

- FIDELISER LES CLIENTS VIA UNE OFFRE CONJOINTE
- BENEFCIER 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.)

III. Les stratégies d'acteurs

STRATEGIES DES CONCURRENTS DE 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 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 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 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 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)

Les stratégies possibles de réponse pour les opérateurs gaziers

(sociétés gazières européennes importatrices et distributrices de gaz naturel OH)

1. Une stratégie de partenariat avec les sociétés pétrolières

(« intégration verticale vers l'amont »)

⌘ Acquérir des actifs dans l'exploration-production

☒ cf. GDF en Mer du Nord avec TOTAL et STATOIL

⌘ Participation dans le capital des exportateurs de gaz

☒ cf. EON-RUHRGAS avec 6,5% de GAZPROM

⌘ Joint-ventures dans le transport international du gaz

☒ cf. gazoduc *Yamal-Europe n°2*, cf. gazoduc de la Baltique

☒ cf. gazoduc *Bluestream* et projet NABUCCO

☒ cf. gazoduc *Medgaz* entre l'Algérie et l'Espagne

⌘ Plusieurs sociétés « adossées » à des pétro gaziers

☒ cf. SNAM avec ENI, GAS NATURAL avec REPSOL, GSO avec TOTAL

2. Une stratégie de partenariat avec les sociétés d'électricité

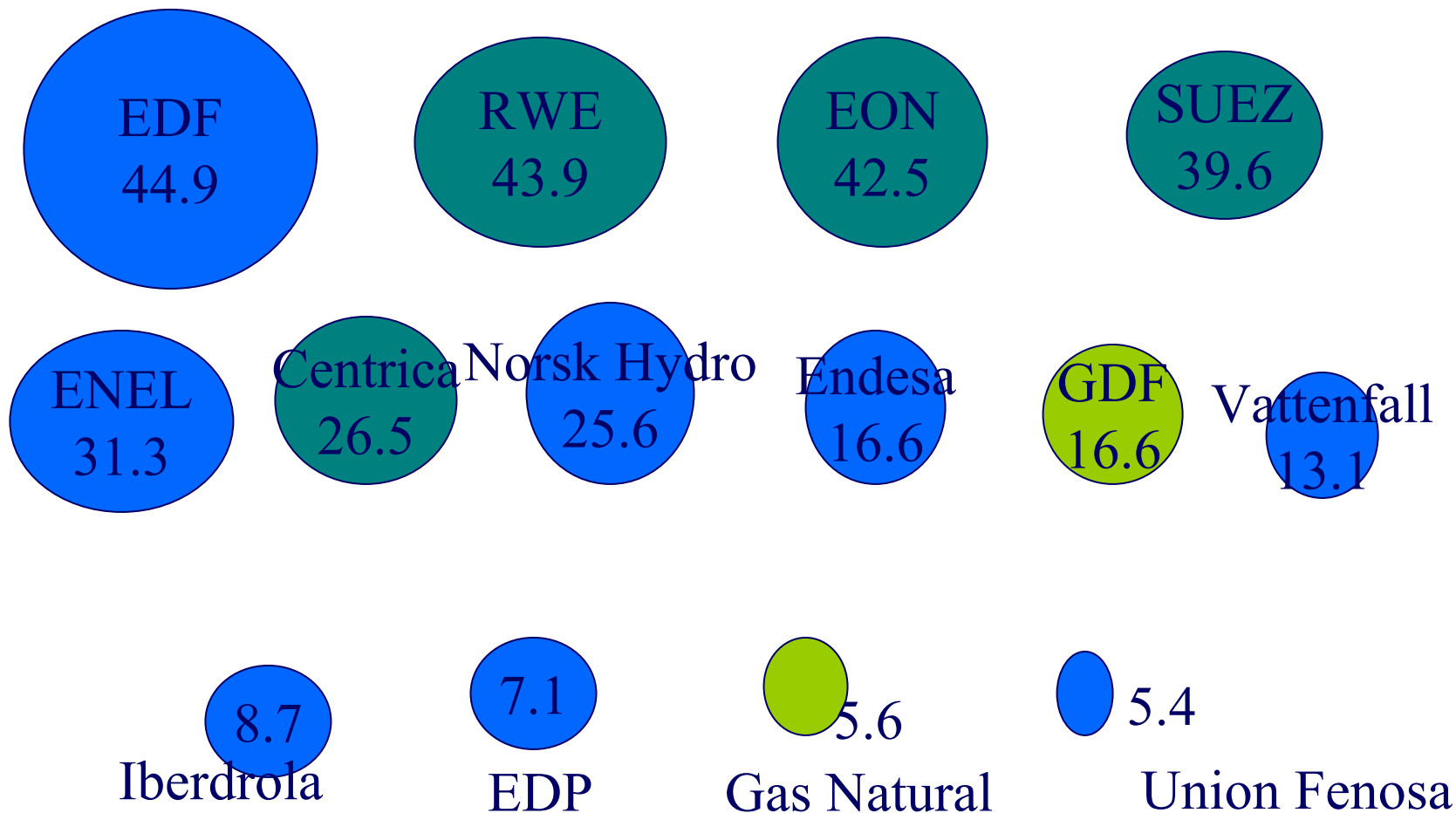
(« intégration verticale vers l'aval »)

- ☒ Recherche d'un débouché « sécurisé » (cogénération, cf. GDF à Dunkerque et Carthagène)
- ☒ Recherche d'une offre duale gaz-électricité au niveau de la fourniture
- ☒ Rapprochements et fusions-acquisitions souvent à l'initiative des sociétés d'électricité (cf. EON-RUHRGAS, RWE-THYSSENGAS, ELECTRABEL-DISTRIGAZ-FLUXYS, EDISON-CAMUZZI, EDP-GAS de Portugal)

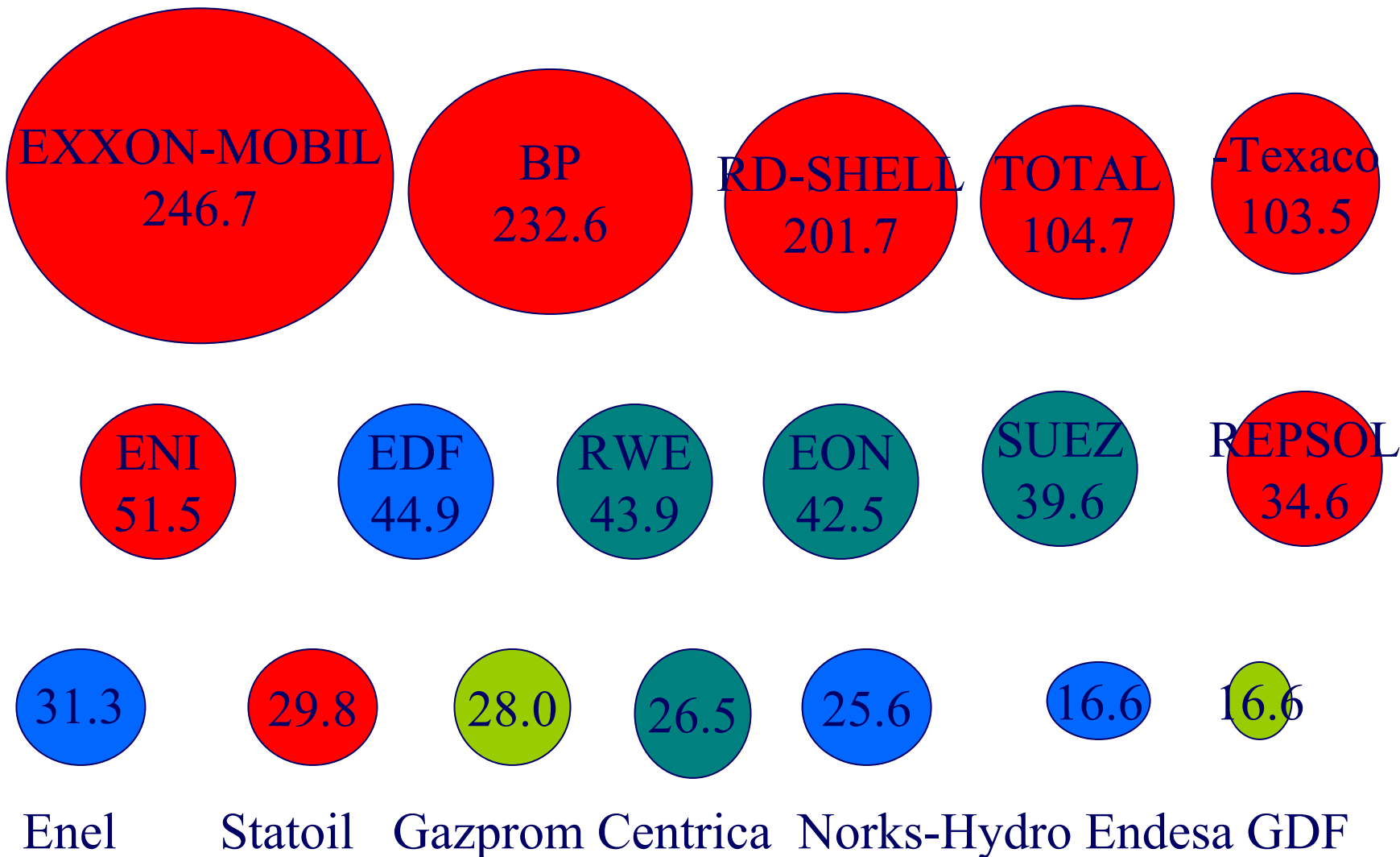
3. Une stratégie de diversification-intégration horizontale

- ☒ Diversification géographique des approvisionnements (Russie, Norvège, Algérie, Egypte, Nigéria, Qatar, Trinidad...)
- ☒ Sécurisation des approvisionnements grâce à une politique active de stockages souterrains (25% de la consommation de gaz en France)
- ☒ Prise de contrôle de transporteurs et distributeurs étrangers de gaz (cf. pour GDF : EDAG et DEGAZ, SPP, ZRUG, DISTRIGAZ SUD...)
- ☒ Stratégie de « cavalier seul » avec risque d'OPA (« grossir pour éviter d'être mangé »)

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

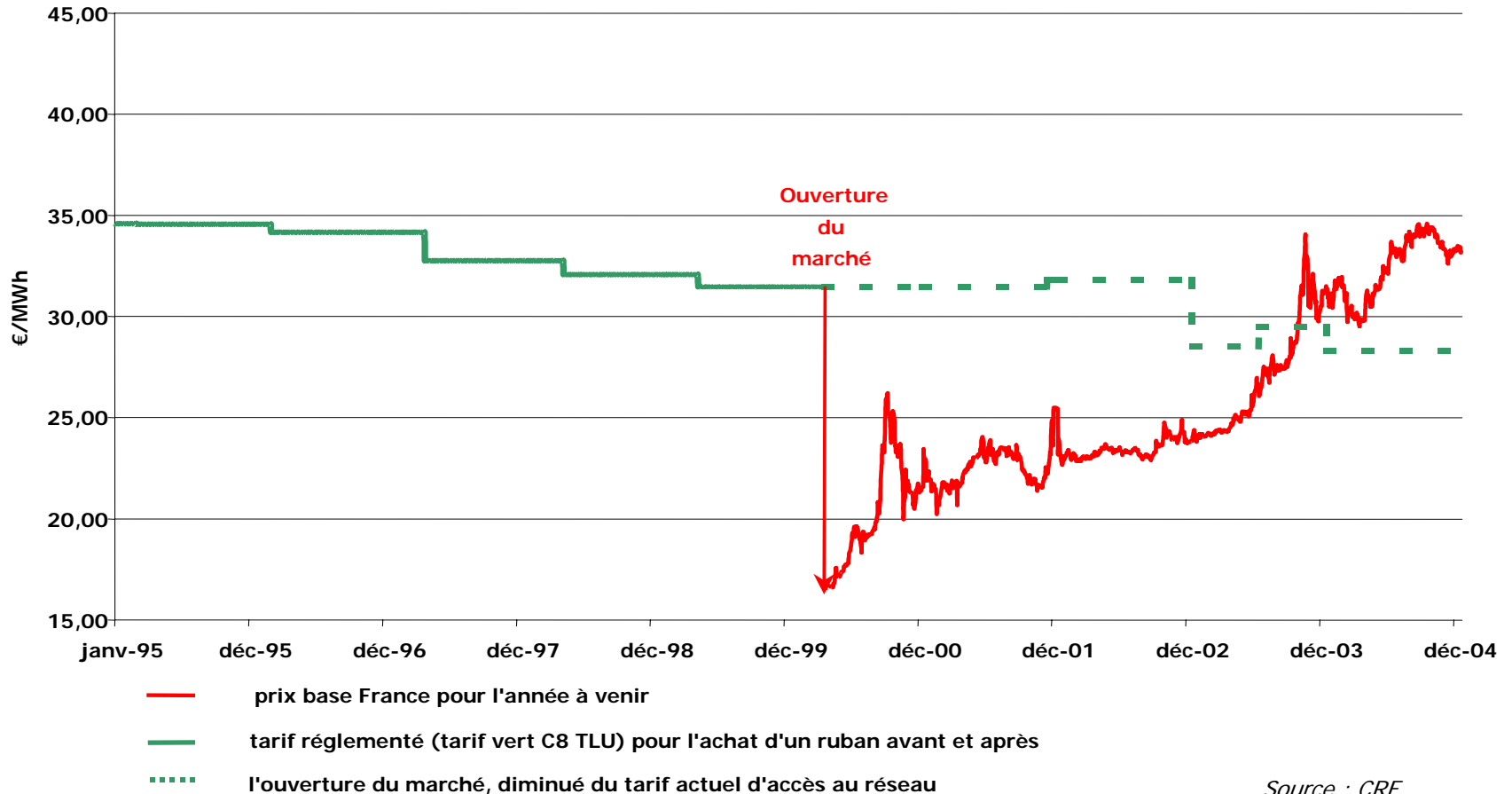


Chiffres d'affaires en 2003 (milliards d'euros)



Coexistence prix de marché/ tarifs réglementés : cas d'un grand site industriel-type ayant exercé son éligibilité à l'ouverture du marché

Évolution des prix et des tarifs réglementés de fourniture d'électricité
 Prix hors taxes, **en € courants**, hors acheminement, hors CSPE



Source : CRE

Conclusion I – Vers quels arbitrages dans le choix des investissements ?

1. Arbitrage entre privilégier les activités régulées (peu risquées) et les activités « dérégulées » (plus risquées mais souvent plus rentables)
2. Arbitrage entre investir dans l'exploration gazière, une participation dans le capital d'une société exportatrice et diversifier ses sources d'approvisionnement géographiquement
3. Arbitrage entre investir dans les gazoducs et investir dans les terminaux méthaniers (priorité au GNL?)
4. Arbitrage entre développer les stockages et s'approvisionner aux hubs et sur les marchés spot pour équilibrer l'offre et la demande (forte volatilité)
5. Arbitrage entre investir dans des actifs physiques nouveaux (production, transport, distribution) et acheter un concurrent par OPA « amicale » ou « inamicale » (actifs financiers)

Quels arbitrages dans le choix des investissements ? (suite)

6. Arbitrage entre une stratégie « offensive » visant à acquérir le leadership sur un marché et une stratégie « défensive » visant à se positionner sur des « niches abritées » (spécialisation par segments de marché)
7. Arbitrage entre une stratégie d'indépendance et une stratégie de « follower » en acceptant la « protection » d'un pétrolier ou d'un électricien
8. Arbitrage entre une stratégie de « coopération » avec ses concurrents sur certains segments de la chaîne (cf. transport international ou production) mais en évitant le risque de « collusion » (condamnée par le droit) et une stratégie de « free riding » (garder son indépendance décisionnelle), minoritaire aujourd'hui en Europe.

CONCLUSION II – VERS UN PREMIER BILAN DE L'OUVERTURE A LA CONCURRENCE

VERTUS	CRITIQUES
<ol style="list-style-type: none"> 1) Baisse des prix pour les clients éligibles (à CT du moins) 2) Gains de productivité grâce à l'aiguillon de la concurrence 3) Efforts de communication des opérateurs à l'égard de leurs clients 4) Restructurations industrielles favorables à l'émergence d'opérateurs européens plus efficaces grâce aux F&A 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. 	<ol style="list-style-type: none"> 1) Risques de subventions croisées (au détriment des clients non-éligibles) 2) Licenciements massifs après les restructurations (et privatisations) 3) Opacité de certaines conditions tarifaires et risques de capture du régulateur 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) La volatilité des prix spot constitue-t-elle un obstacle aux décisions optimales d'investissement pour le long terme ?