



HAL
open science

Le gas release comme facteur d'incitation à la concurrence dans l'industrie gazière européenne

Cédric Clastres

► **To cite this version:**

Cédric Clastres. Le gas release comme facteur d'incitation à la concurrence dans l'industrie gazière européenne. Economies et finances. Université Montpellier I, 2005. Français. NNT : . tel-00470409

HAL Id: tel-00470409

<https://theses.hal.science/tel-00470409v1>

Submitted on 6 Apr 2010

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

UNIVERSITE MONTPELLIER I
FACULTE DES SCIENCES ECONOMIQUES
Ecole Doctorale « ECONOMIE GESTION »
Equipe d'accueil : **CREDEN – LASER**

**LE *GAS RELEASE* COMME FACTEUR D'INCITATION A LA
CONCURRENCE DANS L'INDUSTRIE GAZIERE EUROPEENNE**

Thèse présentée pour obtenir le grade
DOCTEUR DE L'UNIVERSITE MONTPELLIER I
Soutenue le 14 octobre 2005

Formation Doctorale :

POLITIQUES ECONOMIQUES ET ECONOMIE INDUSTRIELLE
Groupe des Disciplines Sciences Economiques du CNU
Section 05

Par

Cédric CLASTRES

Jury :

- **Madame Claire ANCELIN, Délégation à la Régulation et à l'Economie, Gaz de France**
- **Monsieur Edmond BARANES, Professeur à l'Université Montpellier I**
- **Monsieur Claude CRAMPES, Professeur à l'Université Toulouse I (Rapporteur)**
- **Monsieur Jacques PERCEBOIS, Professeur à l'Université Montpellier I (Directeur de thèse)**
- **Monsieur Yves SMEERS, Professeur à l'Université Catholique de Louvain (Rapporteur)**

« La Faculté n'entend donner aucune approbation ni improbation aux opinions émises dans cette thèse ; ces opinions doivent être considérées comme propres à leur auteur »

*à Elodie,
à mes parents,
à mes amis...*

REMERCIEMENTS

Je tiens en premier lieu à remercier Monsieur le Professeur Jacques PERCEBOIS pour son encadrement, ses conseils et commentaires durant mes recherches et pour m'avoir fait bénéficier de bonnes conditions de travail au sein du CREDEN.

Je remercie également Messieurs les Professeurs Claude CRAMPES et Yves SMEERS pour leurs commentaires et l'attention qu'ils prêtent à mon travail de recherche en acceptant d'en être les rapporteurs.

Toute ma gratitude va pareillement à Madame Claire ANCELIN et à Monsieur le Professeur Edmond BARANES pour avoir accepté de participer à ce jury de soutenance.

Je remercie également le groupe Gaz de France qui, par le biais d'une convention CIFRE, m'a permis de réaliser mes recherches dans les meilleures conditions.

Mes remerciements les plus sincères à Laurent DAVID, avec lequel j'ai collaboré durant ces quatre années, pour son aide, son soutien et son encadrement au sein de Gaz de France.

J'exprime toute ma reconnaissance à Cécile, Jean-Christophe et François, Maîtres de Conférences, ainsi qu'à Vincent, Laurent et Thomas pour leur attention, leur disponibilité, leurs conseils et leur soutien durant ces quatre années de recherche.

Je ne saurais oublier d'assurer de toute ma gratitude Cécile GREGOIRE, ainsi que tous ceux qui, à son exemple, m'ont fait bénéficier de leur expérience, de leur assistance ou témoigné leurs encouragements.

Enfin, j'assume de toute mon affection Elodie, mes parents et mes amis qui m'ont épaulé et encouragé durant la réalisation de ce travail de recherche.

Table des matières

Liste des abréviations et notations mathématiques utilisées	11
Liste des abréviations	11
Liste des notations mathématiques □	13
Introduction Générale	17
Caractéristiques du marché gazier et problématique □	17
Présentation de la méthodologie utilisée	23
Présentation des principales conclusions et du plan □	27
I La problématique de l’offre et les expériences de régulation asymétrique sur le marché européen du gaz naturel	33
1 L’offre de gaz naturel en Europe	35
1.1 Introduction	35
1.2 La dépendance européenne en énergie et les mesures institutionnelles	40
1.2.1 La dépendance énergétique globale de l’Union Européenne	40
1.2.2 La sécurité d’approvisionnement de l’Europe en gaz naturel : une préoccupation croissante	42
1.2.2.1 La directive 2003/55/CE du 26 juin 2003	46
1.2.2.2 La directive 2004/67/CE sur la sécurité d’approvisionnement	51
1.3 Les caractéristiques du marché gazier en matière d’approvisionnements	54
1.3.1 Les contrats de long terme dans les approvisionnements gaziers européens	54
1.3.2 Le recours aux contrats de court terme et aux marchés <i>spot</i> (<i>hubs</i> gaziers)	62

TABLE DES MATIÈRES

1.3.3	Le développement des hubs européens, instruments favorables aux échanges et aux marchés de court terme	73
1.3.3.1	Le <i>hub</i> anglais : The National Balancing Point (NBP) . . .	73
1.3.3.2	Le <i>hub</i> de Zeebrugge	74
1.3.3.3	Le <i>hub</i> de Baumgarten	75
1.3.3.4	Le <i>hub</i> de Emden/Bunde	76
1.3.3.5	Le <i>hub</i> hollandais : The Title Transfer Facility (TTF) . . .	77
1.3.4	Les facteurs développant la concurrence "gaz-gaz"	79
1.3.4.1	Les possibilités du marché	79
1.3.4.1.1	Les liquidités gazières européennes	79
1.3.4.1.2	Les livraisons <i>spot</i> de Gaz Naturel Liquéfié (GNL)	79
1.3.4.2	L' <i>Interconnector</i>	81
1.3.5	Contrats de long terme ou marchés <i>spot</i> : des moyens d'approvisionnement complémentaires plutôt que substitués	86
1.3.6	Conclusion	89
1.4	Les comportements des acteurs gaziers	91
1.4.1	Les pays producteurs extérieurs à l'Union Européenne	91
1.4.1.1	Leurs caractéristiques	91
1.4.1.2	La non prise en compte de leurs intérêts dans la directive	91
1.4.1.3	Les différents types de comportements observés ou probables	93
1.4.1.3.1	Harmonisation des politiques	93
1.4.1.3.2	Renforcement des liens avec leurs acheteurs historiques ou intervention sur le marché aval	93
1.4.1.3.3	Développer le GNL et augmenter les voies d'acheminement	94
1.4.1.4	Les producteurs peuvent s'imposer comme interlocuteurs de la Commission européenne	95
1.4.1.5	Présentation des principaux fournisseurs de l'Union Européenne	95
1.4.2	Les pétrogaziers	97
1.4.3	Les transporteurs-distributeurs européens	99
1.5	Conclusion du Chapitre 1	101

2	Les expériences de <i>gas release</i> en Europe	105
2.1	Introduction	105
2.2	Les mesures de régulation asymétrique pour augmenter le degré de concurrence	111
2.2.1	L'expérience britannique	111
2.2.1.1	Les raisons du choix d'un <i>gas release</i> de la part du régulateur	113
2.2.1.1.1	Les premiers essais de la libéralisation	113
2.2.1.1.2	Le choix de la régulation asymétrique par le régulateur (Rapport de l'OFT de 1991)	114
2.2.1.2	Le processus de sélection des candidats	118
2.2.1.3	L'attribution des quantités et la détermination du prix	119
2.2.1.4	Les résultats et interprétations	120
2.2.2	L'expérience espagnole	123
2.2.2.1	Les raisons du choix d'un <i>gas release</i> de la part du régulateur	124
2.2.2.1.1	La difficulté de diversifier les sources d'approvisionnement	124
2.2.2.1.2	La prédominance de GAS NATURAL et de ses filiales	125
2.2.2.1.3	Le risque des subventions croisées	125
2.2.2.1.4	Le monopole d'importation	126
2.2.2.1.5	L'adoption d'une mesure de <i>gas release</i>	126
2.2.2.2	Le processus de sélection des candidats	128
2.2.2.3	L'attribution des quantités et la détermination du prix	129
2.2.2.4	Les résultats et interprétations	130
2.2.3	L'expérience italienne	134
2.2.3.1	Les raisons du choix d'une régulation asymétrique de la part du régulateur	135
2.2.3.2	Le processus de sélection des candidats	136
2.2.3.3	L'attribution des quantités et la détermination du prix	138
2.2.3.4	Les résultats et interprétations	139
2.2.4	L'expérience française	142
2.2.4.1	Les raisons du choix d'un <i>gas release</i> de la part du régulateur	145
2.2.4.2	Le processus de sélection des candidats	147
2.2.4.3	L'attribution des quantités et la détermination du prix	149
2.2.4.3.1	L'allocation des quantités rétrocedées	149

2.2.4.3.2	La détermination des prix de rétrocession	151
2.2.4.4	Les résultats et interprétations	153
2.3	Les mesures de Régulation Asymétrique suite à l'apparition d'un opérateur dominant	156
2.3.1	L'expérience allemande	156
2.3.1.1	Les raisons du choix d'un <i>gas release</i> par le régulateur	157
2.3.1.2	Le processus de sélection des candidats	158
2.3.1.3	L'attribution des quantités et la détermination du prix	159
2.3.1.4	Les résultats et interprétations	163
2.3.2	L'expérience autrichienne	166
2.3.2.1	Les raisons d'un tel choix de la part du régulateur	168
2.3.2.1.1	La naissance d'ECONGAS	168
2.3.2.1.2	L'origine de ce programme	169
2.3.2.2	Le processus de sélection des candidats	171
2.3.2.2.1	Le déroulement du programme de <i>gas release</i>	171
2.3.2.2.2	L'inscription au programme	171
2.3.2.3	L'attribution des quantités et la détermination du prix	172
2.3.2.3.1	Le sous-jacent de l'enchère	172
2.3.2.3.2	Le système d'enchère	172
2.3.2.3.3	La clause d'arrêt du processus	173
2.3.2.4	Les résultats et interprétations	175
2.4	Bilan et conclusion du Chapitre 2	179
II	Les régulations asymétriques et la théorie économique	189
3	La régulation asymétrique et la littérature économique	191
3.1	Introduction	191
3.2	Le traitement de la Régulation Asymétrique dans la littérature économique	196
3.2.1	Définition d'une Régulation Asymétrique	197
3.2.2	Les courants de pensée de la Régulation Asymétrique	197
3.2.2.1	Les partisans de la Régulation Asymétrique	198
3.2.2.2	Les critiques de la RA	198
3.2.3	Les incitations à l'application d'une Régulation Asymétrique	199
3.2.4	La nature du régulateur	199

3.2.5	L'accès aux <i>inputs</i> et les contrats de long terme	200
3.2.6	Les missions de service public et la part de marché imposée	202
3.2.7	La Régulation Asymétrique et la baisse de l'efficacité productive	204
3.2.8	La Régulation Asymétrique et l'asymétrie de coût	207
3.2.9	La Régulation Asymétrique et l'incitation à investir et innover	210
3.2.10	Commentaires et Conclusions	212
3.3	Le <i>gas release</i> au travers d'une concurrence de type oligopolistique avec contraintes de capacités	215
3.3.1	Le marché du gaz : un marché oligopolistique	215
3.3.2	La contrainte sur les parts de marché : Le modèle de BRETON et ZACCOUR [2001]	217
3.3.3	Le <i>gas release</i> et les contraintes de capacités	219
3.3.3.1	Concurrence à la BERTRAND et contraintes de capacités	221
3.3.3.1.1	Les schémas de rationnement	222
3.3.3.1.2	La prépondérance d'équilibres en stratégies mixtes	224
3.3.3.2	Les contraintes de capacités : une stratégie volontaire	233
3.3.3.3	Les risques de collusion	238
3.3.3.3.1	Collusion et capacités de production	238
3.3.3.3.2	Le modèle de COMPTE, JENNY et REY (2002)	244
3.3.3.3.2.1	Le modèle	245
3.3.3.3.2.2	Commentaire	247
3.3.3.3.2.3	Cas d'une augmentation des capacités de production d'une entreprise	249
3.3.3.3.2.4	Effet d'une variation de la demande	249
3.3.3.3.2.5	Le transfert de capacités	250
3.3.3.3.2.6	Résultats complémentaires	250
3.3.3.3.2.7	Impact des fusions sur la collusion tacite	251
3.3.4	Commentaires et conclusions : le <i>gas release</i> , les contraintes de ca- pacités et les risques de collusion	253
3.4	Conclusion du Chapitre 3	259
4	Comportement stratégique et obligation de fourniture d'un bien essen- tiel : le cas d'un monopole (Opérateur Historique) soumis à un <i>Gas</i>	

Release	263
4.1 Introduction	263
4.2 Présentation de la modélisation	268
4.2.1 Situation observée et choix du cadre général de concurrence oligopolistique	268
4.2.2 Les hypothèses du modèle	270
4.2.3 Le déroulement du jeu	272
4.3 La maximisation du bien-être ou le développement d'une concurrence de type COURNOT	275
4.3.1 Une solution optimale pour la collectivité : la maximisation du bien-être	275
4.3.2 Le régulateur désire développer une concurrence de type COURNOT	276
4.3.3 Une concurrence COURNOT sans contrainte d'approvisionnement . .	277
4.4 Le régulateur impose à l'opérateur historique un <i>gas release</i>	280
4.4.1 Le déroulement du jeu avec la mesure de <i>gas release</i>	283
4.4.2 Recherchons les stratégies d'équilibre des deux opérateurs	283
4.4.2.1 Présentation des différentes situations du jeu	283
4.4.2.2 Les différentes stratégies disponibles pour les opérateurs .	285
4.5 Les incitations à l'efficacité lors de l'introduction d'une mesure de <i>gas release</i>	294
4.5.1 Les incitations a priori à l'efficacité	296
4.5.1.1 Crédibilité de la menace	296
4.5.1.2 Rente liée à la fixation du prix de vente de gaz	296
4.5.1.3 Mesure temporaire ou permanente	297
4.5.2 Présentation de notre problématique	298
4.5.3 Valeurs seuils, choix d'équilibre et profits de l'opérateur historique .	304
4.5.3.1 Les valeurs seuils des coûts permettant le passage d'un équilibre à un autre	304
4.5.3.2 Le choix d'un équilibre parmi la multiplicité	305
4.5.3.3 Les profits de l'opérateur historique	306
4.5.4 Les incitations de l'opérateur historique	308
4.5.4.1 Les incitations globales	309
4.5.4.2 Les incitations locales	311
4.5.4.3 Les incitations à l'efficacité	313
4.5.5 Le prix de rétrocession est fixé à un niveau supérieur aux coûts . .	315

4.5.6	Conclusion sur les incitations à une plus ou moins grande efficacité	316
4.5.6.1	Les incitations à augmenter les coûts d’approvisionnement	316
4.5.6.2	La temporalité de la mesure	318
4.6	Impact du <i>gas release</i> sur les consommateurs et le bien-être	320
4.6.1	L’impact du <i>gas release</i> sur les consommateurs	320
4.6.2	L’impact sur le bien-être et l’action du régulateur	327
4.6.2.1	Le <i>gas release</i> et l’impact sur le bien-être	327
4.6.2.2	L’action du régulateur	328
4.6.3	Conclusion de l’effet du <i>gas release</i> sur les consommateurs et le bien-être	331
4.7	Conclusion du Chapitre 4	334
	Conclusion générale	339
	Bibliographie	347
	Annexes	361
	Annexes au Chapitre 1 □	361
	Annexe 1.1 : Données sources des Figure 1.2 et Figure 1.4 (en Mtep)	361
	Annexe 1.2 : Carte du réseau gazier européen □	362
	Annexes au Chapitre 2 □	363
	Annexe 2.1 : Article 37 du traité de Rome □	363
	Annexes au Chapitre 4 □	364
	Annexe 4.1 : Démonstration du Benchmark □	364
	Annexe 4.2 : La situation de Cournot non contraint	368
	Annexe 4.3 : Schémas des équilibres □ □ □	369
	Annexe 4.4 : Calcul des stratégies du jeu avec <i>gas release</i> □	371
	Annexe 4.5 : Preuve de la remarque	377
	Annexe 4.6 : Preuve de la positivité des profits du concurrent □ □ □	380
	Profit du concurrent de la zone Ia	380
	Profit du concurrent de la zone Ib	380
	Profit du concurrent de la zone II	380
	Profit du concurrent de la zone III □	381
	Annexe 4.7 : Preuve de la non-existence d’équilibre en coin lorsque seule la contrainte de GR est active □	382

TABLE DES MATIÈRES

Annexe 4.8 : Schémas des régionallements et équations frontières . . .	383
Annexe 4.9 : Le surplus des consommateurs	384
Annexe 4.10 : Les valeurs minimales et maximales des profits	387
Lorsque les deux contraintes sont actives	387
Lorsque seule la contrainte de GR est active	387
Lorsque seule la contrainte de marché est active	387
Lorsque les deux contraintes sont libres	388
Annexe 4.11 : Démonstration des différentes incitations	390
Etude des incitations dans la première région	390
Premier cas : $\Phi(\alpha, K_o) \leq 0$	391
Deuxième cas : $\Phi(\alpha, K_o) > 0$	392
Etude des incitations dans la deuxième région	395
Premier cas : $\Phi(\alpha, K_o) \leq 0$	397
Second cas : $\Phi(\alpha, K_o) > 0$	399
Etude des incitations dans la troisième région	404
Annexe 4.12 : Etude des profits de l'Opérateur Historique	407
Annexe 4.13 : La maximisation du bien-être par le régulateur	408
Annexe 4.14 : Extension des incitations lorsque le prix tient compte d'une prime	411
Les valeurs seuils	411
Les maxima et minima des profits	411
Effets sur les incitations	412

Liste des abréviations et notations mathématiques utilisées

Liste des abréviations

ATR : Accès des Tiers aux Réseaux.

ATS : Accès des Tiers aux Stockages.

BP : BRITISH PETROLEUM.

BG : BRITISH GAS.

CEGH : *Central European Gas Hub* ; opérateur du *hub* de Baumgarten qui est l'organisateur des rétrocessions de gaz autrichiennes.

CNE : *Comision Nacional de Energia* ; régulateur espagnol des marchés électrique et gazier.

CRE : Commission de Régulation de l'Énergie ; régulateur français des marchés électrique et gazier.

CR_n : Critère de mesure des concentrations pour un marché donné qui additionne les parts de marchés des n entreprises ayant les parts de marché les plus élevées. Le chiffre obtenu est comparé à une échelle de valeurs qui permet de conclure sur le degré de concentration du marché considéré.

GNL : Gas Naturel Liquéfié.

GR : *Gas Release* ; mesure de rétrocession de gaz par un opérateur à ses concurrents.

GSO : GAZ DU SUD-OUEST ; gestionnaire du réseau de transport du Sud-Ouest de la France, rebaptisé TIGF (TOTAL INFRASTRUCTURES GAZ FRANCE).

GtS : GASTRANSPORT SERVICES ; opérateur du *hub* hollandais TTF et filiale GASUNIE.

HHI : HERFINDAHL-HIRSCHMAN *Index* ou Indice d'HERFINDAHL-HIRSCHMAN ; indice de mesure des concentrations pour un marché donné qui additionne les parts de marchés

au carré des n entreprises ayant les parts de marché les plus élevées. Le chiffre obtenu est comparé à une échelle de valeurs qui permet de conclure sur le degré de concentration du marché considéré.

IPE : *International Petroleum Exchange*.

MINER : Ministère de l'Industrie et de l'Energie espagnol.

NBP : *National Balancing Point* ; hub virtuel anglais où les quantités injectées et soutirées de gaz sont en équilibre.

NTS : *National Transmission System* ; réseau de transport national (en général haute pression).

NYMEX : *New-York Mercantile Exchange*.

OFGAS : *Office of Gas Supply* ; ancien régulateur anglais du marché gazier devenu l'OFGEM depuis sa fusion avec l'OFFER (régulateur anglais du marché électrique) en décembre 2000.

OFGEM : *Office of Gas and Electricity Markets* ; régulateur anglais des marchés du gaz et de l'électricité depuis décembre 2000.

OFT : *Office of Fair Trading* ; enquêteur gouvernemental sur les marchés et la concurrence qui s'y exerce.

OH : Opérateur Historique.

PEG : Point d'Echange Gaz ; ce sont des hubs virtuels français au sein de chaque zone d'équilibrage où les opérateurs peuvent s'échanger du gaz.

RA : Régulation Asymétrique ; régulation qui ne s'applique qu'à un nombre restreint d'opérateurs sur un même marché. Seuls ceux qui y sont soumis doivent respecter les règles qu'elle édicte.

R&D : Recherche et Développement.

RRC : *Raising Rivals' Costs* ou Stratégie d'augmentation des coûts des rivaux.

RS : Régulation Symétrique ; régulation qui s'applique à tous les opérateurs sur un même marché. Tous les opérateurs doivent respecter les règles qu'elle édicte.

SA : Sécurité d'Approvisionnement.

UE : Union européenne.

TOP : *Take or Pay* ; clauses accompagnant les contrats gaziers de long terme et qui stipulent que le gaz qui est prévu dans le contrat et qui n'est pas enlevé doit tout de même être payé.

TTF : *Title Transfert Facility* ; hub virtuel hollandais.

WACOG : *Weight Average Cost of Gas* ; coût moyen pondéré sur lequel se basent certains régulateurs pour fixer le prix de rétrocession lors des programmes de *gas release*.

Liste des notations mathématiques

Ces notations sont celles utilisées dans la modélisation du Chapitre 4 de ce document intitulé "Comportement stratégique et obligation de fourniture d'un bien essentiel : le cas d'un monopole (Opérateur Historique) soumis à un *Gas Release*".

K_o : niveau des approvisionnements de l'opérateur historique.

α : proportion des approvisionnements de l'opérateur historique que ce dernier doit rétrocéder lors d'un programme de *gas release*.

u : coût d'approvisionnement d'une unité de gaz pour l'opérateur historique.

r : prix d'acquisition par les concurrents d'une unité de gaz rétrocédée.

q_o^B : quantité de gaz mise sur le marché par l'opérateur historique lorsque le régulateur lui impose de maximiser le bien-être sous contrainte d'équilibre budgétaire.

v : coût d'acquisition d'une unité de gaz pour un concurrent lorsque celui-ci est soumis à une concurrence oligopolistique de type COURNOT sans contrainte et sans programme de *gas release*.

$i = \{e, o\}$: indice représentant les joueurs, "e" pour le concurrent et "o" pour l'opérateur historique.

λ_e : multiplicateur associé à la contrainte de *gas release*.

$\lambda_e^{\kappa, m}$: valeur du multiplicateur pour le concurrent lorsque la contrainte de *gas release* est active.

μ_i : multiplicateur associé à la contrainte de marché, $i = \{e, o\}$.

μ_o^{κ} : valeur du multiplicateur associé à la contrainte de marché pour l'opérateur historique lorsque les deux contraintes sont actives.

$\hat{\mu}_i$: valeur du multiplicateur de la contrainte de marché lorsqu'elle est seule active, $i = \{e, o\}$.

q_i : stratégie (quantité) jouée par l'opérateur $i = \{e, o\}$.

$(q_e^{\kappa}, q_o^{\kappa})$: équilibre lorsque les deux contraintes sont saturées.

(q_e^{κ}, q_o^m) : équilibre lorsque seule la contrainte de *gas release* est saturée.

(\hat{q}_e, \hat{q}_o) : équilibre lorsque seule la contrainte de marché est saturée.

LISTE DES NOTATIONS MATHÉMATIQUES

(q_e^c, q_o^c) : équilibre de COURNOT sans contrainte, c'est-à-dire lorsque les deux contraintes sont libres.

(q_e^m, q_o^m) : équilibre de monopole de l'opérateur historique. Le concurrent ne vend aucune quantité, sa stratégie q_e^m est nulle.

K_o^A : niveau des approvisionnements permettant le passage de l'équilibre $(\widehat{q}_e, \widehat{q}_o)$ à l'équilibre (q_e^c, q_o^c) .

u^p : seuil de coût, lorsque $r = u$, permettant le passage de l'équilibre (q_e^κ, q_o^κ) à l'équilibre $(\widehat{q}_e, \widehat{q}_o)$ ou le passage de l'équilibre (q_e^κ, q_o^m) à l'équilibre (q_e^c, q_o^c) lorsque seul u varie. Les autres paramètres (K_o et α) sont considérés comme constants.

u_o : seuil de coût, lorsque $r = u$, permettant le passage de l'équilibre $(\widehat{q}_e, \widehat{q}_o)$ à l'équilibre (q_e^c, q_o^c) lorsque seul u varie. Les autres paramètres (K_o et α) sont considérés comme constants.

u^p et u'_o : niveaux de coût similaires respectivement à u^p et u_o lorsque $r = u + \varepsilon$, $\varepsilon > 0$.

Π_i^κ : profit du joueur i lorsqu'il joue sa stratégie q_i^κ , $i = \{e, o\}$.

$\Pi_o^{\kappa, m}$: profit de l'opérateur historique lorsqu'il peut jouer sa stratégie de meilleure réponse q_o^m alors que son concurrent joue q_e^κ .

$\widehat{\Pi}_i$: profit du joueur i lorsqu'il joue sa stratégie \widehat{q}_i , $i = \{e, o\}$.

Π_i^c : profit du joueur i lorsqu'il joue sa stratégie q_i^c , $i = \{e, o\}$.

Π_o^m : profit de l'opérateur historique lorsqu'il est en monopole, c'est-à-dire lorsqu'il joue sa stratégie de monopole $q_o^m = \min\{K_o, \frac{1}{2}\}$.

\widehat{u} : valeur du coût u qui maximise $\widehat{\Pi}_o$, les autres paramètres (K_o et α) étant considérés comme constants.

u^c : valeur du coût u qui maximise Π_o^c , les autres paramètres (K_o et α) étant considérés comme constants.

$\Pi_o^{* \kappa}$: profit maximal de l'opérateur historique atteint à l'équilibre (q_e^κ, q_o^κ) pour $u \rightarrow 0$, les autres paramètres (K_o et α) étant considérés comme constants.

$\Pi_o^{* o}$: profit minimal de l'opérateur historique atteint à l'équilibre (q_e^κ, q_o^κ) pour $u \rightarrow u^p$, les autres paramètres (K_o et α) étant considérés comme constants.

$\Pi_o^{* \kappa, m}$: profit maximal de l'opérateur historique atteint à l'équilibre (q_e^κ, q_o^m) pour $u \rightarrow 0$, les autres paramètres (K_o et α) étant considérés comme constants.

$\Pi_o^{* o, m}$: profit minimal de l'opérateur historique atteint à l'équilibre (q_e^κ, q_o^m) pour $u \rightarrow u^p$, les autres paramètres (K_o et α) étant considérés comme constants.

$\widehat{\Pi}_o^*$: profit maximal de l'opérateur historique atteint à l'équilibre $(\widehat{q}_e, \widehat{q}_o)$ pour $u = \widehat{u}$, les autres paramètres (K_o et α) étant considérés comme constants.

$\hat{\Pi}_{*o}^1$: profit minimal de l'opérateur historique atteint à l'équilibre (\hat{q}_e, \hat{q}_o) pour $u \rightarrow u_o$, les autres paramètres (K_o et α) étant considérés comme constants.

$\hat{\Pi}_{*o}^2$: profit minimal de l'opérateur historique atteint à l'équilibre (\hat{q}_e, \hat{q}_o) pour $u \rightarrow u^p$, les autres paramètres (K_o et α) étant considérés comme constants.

Π_o^{*c} : profit maximal de l'opérateur historique atteint à l'équilibre (q_e^c, q_o^c) pour $u = u^c$, les autres paramètres (K_o et α) étant considérés comme constants.

Π_{*o}^{1c} : profit minimal de l'opérateur historique atteint à l'équilibre (q_e^c, q_o^c) pour $u \rightarrow u_o$, les autres paramètres (K_o et α) étant considérés comme constants.

Π_{*o}^{2c} : profit minimal de l'opérateur historique atteint à l'équilibre (q_e^c, q_o^c) pour $u \rightarrow \frac{1}{2}$, les autres paramètres (K_o et α) étant considérés comme constants.

Π_{*o}^{3c} : profit minimal de l'opérateur historique atteint à l'équilibre (q_e^c, q_o^c) pour $u \rightarrow u^p$, les autres paramètres (K_o et α) étant considérés comme constants.

Π_o^{*m} : profit maximal de l'opérateur historique atteint à l'équilibre de monopole (q_e^m, q_o^m) pour $u \rightarrow u_o$ si $K_o < \frac{1}{2}$ ou pour $u \rightarrow \frac{1}{2}$ si $K_o \geq \frac{1}{2}$, les autres paramètres (K_o et α) étant considérés comme constants.

Π_o^{*m} : profit minimal de l'opérateur historique atteint à l'équilibre de monopole (q_e^m, q_o^m) pour $u \rightarrow 1$, les autres paramètres (K_o et α) étant considérés comme constants.

LISTE DES NOTATIONS MATHÉMATIQUES

Introduction Générale

Caractéristiques du marché gazier et problématique

L'industrie gazière européenne a été développée grâce à l'existence de monopoles nationaux régulés. Comme toutes les industries de réseaux, cette coordination de toutes les activités de la chaîne par un seul opérateur permettait de réaliser des économies d'échelle, d'envergure et de coordination et de s'assurer d'une sécurité suffisante au niveau des approvisionnements. Un monopole peut être justifié par la présence et la nécessité d'investissements lourds. Il permet dès lors des économies de coûts et des gains d'efficacité de toutes sortes. Ces économies et gains pourraient amener à des prix plus faibles pour les consommateurs. Toutefois, les faits observés vont plutôt vers une incitation à accroître ces prix de la part du monopole, accroissement limité par la contestabilité du marché¹. Une solution pour profiter de ces économies et gains est d'avoir recours à des monopoles régulés. Il faut alors faire avec les dérives bureaucratiques, les asymétries d'information (principal-agent) et les objectifs des régulateurs. Observant que toutes les activités de cette structure intégrée n'étaient pas forcément un monopole naturel, la Commission européenne a décidé d'ouvrir les maillons amont et aval où la concurrence pouvait s'exercer et de réglementer l'accès au transport et aux stockages, seules activités qu'il est inefficace ou difficile de dupliquer. Parmi les questions soulevées par cette ouverture, la régulation du secteur et la gestion de la Sécurité d'Approvisionnement (SA) semblent être au sein des préoccupations actuelles.

La régulation, tout d'abord, est un complément nécessaire à la libéralisation du secteur. Elle assure et encadre le bon fonctionnement du marché et limite les comportements anti-concurrentiels et les cloisonnements régionaux. Les gouvernements et les commissions de

¹Si les prix sont trop élevés, des opportunités de profits pour les concurrents apparaissent.

régulation ont pour rôle d'établir des règles politiques et des objectifs clairs pour s'assurer d'une bonne gestion de la situation géopolitique, de l'accroissement des importations, des impacts environnementaux et d'un marché fonctionnant de manière sérieuse pour fournir la ressource aux consommateurs.

La régulation permet d'atteindre ces objectifs si elle est stable et prévisible, c'est-à-dire lorsque les risques liés à une régulation changeante sont minimisés². Une fois ces règles établies, encadrant les échanges sur le marché, leur impact sur la concurrence ou sur le comportement des acteurs doit être minimal. Les opérateurs sont notamment les seuls à pouvoir organiser leur gestion des risques émergeant du commerce du gaz naturel. Ces modes de couverture prennent plusieurs formes, à savoir la signature de contrats de ventes à long terme associés à des contrats de transport eux aussi sur du long terme, les intégrations verticales vers l'amont pour sécuriser les approvisionnements ou vers l'aval pour sécuriser les débouchés, les revenus, l'accès à des marchés liquides et diversifiés³ et aux instruments financiers qui les composent.

La sécurité d'approvisionnement est également un souci croissant pour les autorités et les opérateurs. Elle se définit comme "la possibilité de gérer, à un moment donné, les caractéristiques externes au marché qui ne peuvent être internalisées par le marché lui-même"⁴. Les producteurs sont pour la plupart extérieurs à l'Union Européenne. La production de cette dernière est en déclin, ce qui augmente sa dépendance vis-à-vis de ses fournisseurs extérieurs. Celle-ci est d'autant plus préoccupante que la production d'électricité dépend de l'approvisionnement gazier dans des proportions croissantes. Les réserves de l'OCDE en gaz sont faibles et représentent environ 10% des réserves mondiales prouvées. Les réserves non-OCDE sont assez concentrées. Plus de 50% des réserves prouvées sont situées dans seulement trois pays (Russie, Iran, Qatar) (IEA [2004], p23). La SA devient l'une des préoccupations des différents acteurs de la chaîne gazière de l'importation jusqu'à la consommation. Le développement du Gaz Naturel Liquéfié (GNL) est l'une des innovations technologiques qui a permis d'augmenter les sources d'approvisionnement. Il a également favorisé une relative mise en concurrence de nouveaux producteurs face aux

²"Governments should help to reduce sovereign and regulatory risks. This is particularly important in creating clear and stable frameworks for investment, especially in cross-border infrastructure, where there is the risk of abuse of market position" (IEA [2004], p24).

³Agir à la fois sur le marché du gaz naturel et du GNL permet un accroissement de la flexibilité, une augmentation des transactions car le marché est alors plus large.

⁴"the capability to manage, for a given time, external market influences which cannot be balanced by the market itself" (IEA [2004], p33).

fournisseurs historiques. Les producteurs de GNL acceptent désormais des conditions plus flexibles dans leurs contrats en raison de la diminution des coûts de cette chaîne et de cette relative concurrence qui s'exerce entre eux. L'augmentation de la flexibilité dans les cargaisons GNL permet l'organisation de *swaps* pour satisfaire les pics de demande dans les divers marchés régionaux (IEA [2004], p27). Le GNL a donc permis de faciliter le transport du gaz sur de longues distances. L'effet pervers associé à ce progrès est certainement la possibilité désormais d'arbitrages des livraisons sur les divers marchés en fonction des prix qui y sont pratiqués⁵. Ainsi, nous avons vu des cargaisons destinées plutôt au marché européen être détournées vers le marché américain où les prix étaient plus attractifs⁶.

Cette SA est désormais l'affaire de tous les opérateurs qui interviennent sur le marché, et non plus seulement le souci de l'Opérateur Historique. Elle est assurée à la fois par la diversification des sources d'approvisionnement et la signature de contrats de long terme avec les producteurs, assurant la fourniture de la ressource. Les développements techniques rendent plus faciles l'approvisionnement et la diversification des sources, l'augmentation de l'efficacité énergétique permettant une meilleure utilisation de la ressource⁷.

Les contrats de long terme sont des instruments encore très usités. Ils continuent d'être signés entre les différentes parties de l'industrie pour partager les risques. Ces contrats ont été les sous-jacents aux financements des principales infrastructures de transport. Ces dernières étaient autant que possible dimensionnées en fonction des quantités contractées pour optimiser le système et gagner en efficacité.

Les contrats de long terme sont toujours prédominants, y compris en Grande-Bretagne où le marché est totalement ouvert et assez liquide, disposant d'un *spot* (*National Ba-*

⁵"Open markets ensure that gas goes to its highest value use" (IEA [2004], p33). "LNG may even play a critical role in the balancing for gas supply and demand within a country/region, but also between regions, allowing arbitrage and purchasing cost optimisation" (IEA [2004], p198).

⁶"Le GNL, en 2004, s'est vendu beaucoup plus cher aux Etats-Unis qu'en Europe. Les cargaisons *spot* sont allées, par conséquent, vers les terminaux américains" (CRE [2005b], p46). Certains opérateurs, titulaires de contrats de long terme d'importation de GNL, pourraient également réaliser ce type d'arbitrages inter-régionaux.

⁷La baisse du coût du GNL qui augmente les fournisseurs "disponibles" pour un marché, la construction des pipes *off-shore* de plus en plus profonds sont autant de réalisations qui assurent une diversité dans les sources d'approvisionnement. La rentabilité de la production d'électricité à partir de gaz est de plus en plus efficace et en plein essor.

"Open markets will not always result in lower prices for customers, but they will result in an efficient allocation of resources, capacity and investment" (IEA [2004], p19).

lancing Point) très développé. Ils continuent de faire partie du mix de fourniture⁸. Leurs caractéristiques sont cependant modifiées et adaptées aux nouveaux contextes de l'ouverture des marchés. Leur durée s'est réduite pour atteindre des intervalles de temps de 8 à 15 ans. Les volumes contractés sont plus faibles qu'auparavant. Les révisions des termes des contrats font l'objet de davantage de flexibilité et sont indexées sur de nouvelles variables (IEA [2004], p35). Sur le continent, l'indexation sur les produits pétroliers est encore largement présente. Au Royaume-Uni, les prix de ces accords sont indexés sur ceux du NBP et les volumes dont ils font l'objet y sont quelquefois livrés (IEA [2004], p26). Cette observation est intéressante car elle appuie le fait que certains engagements de long terme sont entrepris sans assurance de débouchés fermes⁹. La perspective d'un marché suffisamment liquide et développé, avec une demande croissante, suffit pour leurs signatures.

L'industrie du gaz est hautement capitalistique. Elle subit des contraintes de transport et de distribution et demande une certaine durée avant que les infrastructures entrent en fonctionnement. Elle possède une demande qui est relativement inélastique, d'autant moins cependant que les consommateurs sont pourvus en équipements bi-énergie ou de gros clients raccordés directement au réseau de transport. Le marché européen du gaz naturel est caractérisé par une structure d'offre très capitalistique, des consommateurs pour certains prisonniers du gaz à cause de leurs investissements de long terme et un approvisionnement auprès de peu de fournisseurs. La libéralisation rime avec une utilisation des actifs au maximum pour profiter des économies d'échelle. Or, la demande qui croît veut plus d'infrastructures et de stockages. Les deux combinés pourraient induire la réduction de la flexibilité et des marges de manoeuvre des opérateurs en cas de période de pointe, même si le GNL et l'extension de ses échanges laissent davantage de liberté. Les marchés électriques et gaziers opèrent la plupart du temps à capacités saturées (IEA [2004], p22). La volatilité des cours conduit les opérateurs à émettre une demande pour des instruments de couverture. Pour les prix à l'importation, ils utilisent les contrats de long terme ou l'intégration verticale. En général, cette volatilité indique que le système a atteint ses limites, même si les manipulations stratégiques sur ces marchés oligopolistiques existent. Des incitations à l'investissement et une politique de régulation adaptée qui encadre l'organisation des échanges et de la concurrence sont alors nécessaires. Les industries

⁸Les contrats de long terme et de court terme ou *spot* sont désormais vus comme complémentaires. Les uns assurent les équilibres de court terme entre l'offre et la demande (flexibilité), les autres la sécurité de long terme et les gros investissements (IEA [2004], p36).

⁹Jusqu'à présent, seules quelques infrastructures (celle de WINGAS en Allemagne, ou encore l'*Interconnector*) échappaient à cette règle en ne possédant pas de débouchés immédiats.

de réseau sont soumis à des périodes de pointe durant lesquels les réseaux connaissent de fortes contraintes. La courbe d'offre (et le coût marginal) se trouve alors verticale car augmenter la capacité d'une unité coûte très cher : les capacités sont saturées et peuvent ne plus permettre de répondre à la demande. Dès lors, la détermination d'un prix d'équilibre est impossible. La solution est d'avoir recours aux interruptibles, au stockage si le système de distribution n'est pas saturé ou à des délestages (électricité) ou de déterminer "un prix d'équilibre en fonction de la valorisation de la demande. Mais, compte tenu de l'inélasticité de la fonction de demande, il n'existe aucun prix d'équilibre si la prévision de la consommation est excédentaire, i.e n'intersecte pas la courbe d'offre" (BOUTTES et TROCHET [2004], p8). Chaque opérateur est responsable de la SA de ses clients et de la partie de la chaîne dans laquelle il exerce. L'investissement dans l'assurance de faire face à un évènement imprévu n'est pas incitatif dans les situations de marchés. Les opérateurs ont besoin d'incitations externes. Elles sont prévues dans la directive en prenant la forme d'avantages concurrentiels, comme l'assurance de profiter en priorité des investissements que l'on a financés ou de bénéficier d'un taux de rendement supérieur à celui autorisé habituellement pour l'infrastructure en question¹⁰.

Comme toutes les industries de réseau, le passage d'une situation monopolistique à celle d'une concurrence¹¹ crée des positions dominantes sur ces marchés énergétiques. Cette situation de départ va conduire à une industrie forcément concentrée, avec des parts de marché importantes pour les fournisseurs historiques, d'autant moins importantes cependant que le marché pertinent de référence est étendu¹². Cette situation initiale complique cette ouverture car elle offre des possibilités de comportements stratégiques, allant de la manipulation des prix, à la forclusion, en passant par les stratégies d'augmentation des coûts des rivaux (*Raising Rival's Costs*). Ces stratégies peuvent être d'autant plus observées que ce marché d'oligopole fait face à des contraintes, de capacités ou de transport, et à des opérateurs qui ne sont pas égaux devant l'accès à la ressource puisque certains la possèdent alors que les autres l'importent ou l'achètent sur un marché intermédiaire. La

¹⁰Dans le cas français, les taux de rendement sont de 7.75% pour les anciennes infrastructures, de 9% pour les nouvelles et peut aller jusqu'à 12% si le régulateur constate, à la demande des opérateurs, que les nouvelles infrastructures ont un impact positif sur le développement de la concurrence.

¹¹Elle peut être qualifiée d'oligopolistique au vu des phénomènes de fusions-acquisitions observés et d'un nombre relativement réduit d'acteurs sur plusieurs marchés.

¹²Les parts de marché ne sont plus les mêmes si l'on prend seulement le marché national du gaz, étendu au niveau européen, ou encore aux produits substitués au gaz dans certains usages comme le fioul ou l'électricité.

plupart des opérateurs sont donc intégrés, et ceux qui ne le sont pas encore entament des stratégies d'intégration verticale, pour éviter de se trouver privés de la ressource.

L'observation de ces phénomènes¹³ par les régulateurs les a amenés à conclure que l'ouverture ne se réalisait pas selon un rythme suffisamment rapide. En attendant des simplifications et modifications des tarifs d'Accès des Tiers au Réseau, ainsi que le développement de nouvelles infrastructures de transport et d'importation, certains opérateurs restaient en situation de position dominante sur leur marché, faute de concurrents s'établissant comme de réels fournisseurs alternatifs. Certains régulateurs ont modifié leur mode de régulation pour se lancer dans des politiques de régulation asymétrique. Ils ont imposé aux opérateurs historiques la rétrocession à leurs concurrents d'une certaine quantité de leurs approvisionnements, c'est-à-dire un *gas release*. Ces mesures permettent de leur faciliter l'accès à la ressource, mais ne les dispensent pas de rechercher d'autres sources d'approvisionnement¹⁴ car elles ne sont que temporaires. Elles permettent de gommer les désavantages des autres opérateurs qui ne peuvent pas réaliser de *swaps*. Cette impossibilité leur fait supporter davantage les coûts de transport, surtout lorsque la tarification est de type "point à point, à la distance". Dans ce cas là, les possibilités de *swaps* diminuent considérablement les coûts liés au transport en réduisant la distance entre les points d'entrée et de sortie du réseau. Ces mesures de *gas release* sont quelquefois accompagnées d'objectifs de perte de parts de marché. Les nouveaux opérateurs ont donc non seulement un accès favorisé à la ressource, mais aussi aux consommateurs. Toutefois, ces mesures touchant aux parts de marché ne sont pas toujours efficaces pour l'industrie. Elles peuvent conduire les opérateurs historiques à ne laisser qu'une clientèle peu rentable aux concurrents (*reverse cherry picking*). La mesure de *gas release* peut quant à elle favoriser l'entrée de concurrents uniquement sur la clientèle rentable (*cream-skimming*).

Le régulateur anglais a été le premier à appliquer une régulation asymétrique au début des années 90. Ces mesures ont été reprises sur le continent, pour tout ou partie, par les régulateurs espagnol, italien, autrichien et français et par les autorités de concurrence allemandes. Ces mesures peuvent être classées en deux catégories :

- les régulations offensives, c'est-à-dire que la mesure de *gas release* permet de rendre actifs des concurrents qui étaient présents sur le marché mais qui avaient des difficul-

¹³Ces phénomènes sont ceux présentés jusqu'alors, c'est-à-dire la présence d'acteurs importants, l'existence de contrats de long terme, un ATR quelquefois mal adapté, la problématique de la sécurité d'approvisionnement, l'utilisation maximale des réseaux...etc

¹⁴Beaucoup de nouveaux intervenants prennent des participations dans la construction de nouvelles infrastructures d'importation.

- tés à accéder à la ressource pour fournir d'éventuels clients (en Angleterre, Espagne, Italie et France) ;
- les régulations défensives, c'est-à-dire qu'une mesure de *gas release* est décidée à la suite d'une observation de l'apparition d'un opérateur devenu dominant après une fusion (autorisations de la fusion EON/RUHRGAS en Allemagne ou de la création d'ECONGAS en Autriche contre l'adoption d'une mesure de *gas release*).

Notre objectif est de traiter le GR à l'aide de modèles d'organisation industrielle associés à la théorie des jeux afin de montrer ses bienfaits mais également de mettre en lumière les effets anticoncurrentiels qu'il pourrait engendrer. L'engouement pour ces programmes tend au fait qu'une augmentation du nombre d'acteurs, effective ou possible, amène intuitivement un marché plus contestable et plus concurrentiel. Mais, dans un environnement contraint avec des interactions stratégiques entre des agents économiques adoptant un comportement "individualiste", ces bienfaits ne sont plus aussi évidents. D'autres conséquences pourraient apparaître et prendre le pas sur les effets positifs évoqués précédemment. Ces modèles et outils économiques vont nous permettre d'avancer des explications aux résultats empiriques observés lors de l'étude des différentes expériences de régulation asymétrique.

Présentation de la méthodologie utilisée

L'organisation industrielle étudie les performances et la structure des marchés et les comportements stratégiques des acteurs sur ces derniers. Elle utilise pour cela le paradigme de la Structure-Conduite-Performance et la théorie des jeux comme outil. A l'aide de ces éléments d'analyse normative, la performance des marchés peut être évaluée.

La théorie des jeux étudie les comportements des acteurs, en tenant compte de leurs interactions et de leur coordination implicite ou explicite sur des équilibres. Elle est "l'étude des interactions des comportements de plusieurs individus (au moins deux) qui sont conscients de l'existence de ces interactions" (GUERRIEN [1996], p490). L'objectif est donc d'étudier des comportements d'individus, supposés rationnels et en interaction, soumis à un environnement particulier, ici un *gas release*. La rationalité signifie que les joueurs prennent leur décision de manière cohérente, c'est-à-dire que le joueur agit en maximisant sa fonction objectif compte tenu de ses croyances et de son environnement. Nous partirons pour cela du concept "d'individualisme méthodologique" qui permet une

explication de ces interactions à partir des comportements maximisateurs individuels (approche néo-classique).

A la suite de ces choix individuels et rationnels ("individualisme méthodologique"), les joueurs se coordonnent sur des stratégies d'équilibre à l'aide d'anticipations et de prise de conscience de leurs interactions¹⁵ ; ce sont les jeux non-coopératifs. Lorsque les joueurs s'entendent et forment des coalitions, la coordination est explicite et les critères et concepts de théorie des jeux sont alors utilisés pour étudier la répartition des gains découlant de ces accords au sein de la coalition ; ce sont les jeux coopératifs. Nous utiliserons l'approche de la théorie des jeux non-coopératifs. La coopération ou coordination sur un équilibre est endogène et résulte de l'analyse du jeu par les joueurs. L'analyse du comportement des joueurs est normative car nous nous posons la question de savoir quelle décision un joueur rationnel doit prendre dans tel ou tel environnement.

Les duopoleurs sont conscients des interactions de leurs choix. Les outils de recherche d'équilibres décentralisés peuvent être appliqués (équilibre de NASH). La théorie des jeux nous permet donc de raisonner en terme d'équilibre en spécifiant le cadre dans lequel nous opérons¹⁶. Nous raisonnerons dans le cadre d'équilibre partiel, comme dans la majorité des modèles d'oligopoles.

Nous agirons dans le cadre de jeux non-coopératifs puisque les opérateurs ne peuvent pas s'entendre explicitement. Les seuls engagements collusifs qu'ils peuvent prendre seront soutenables seulement en fonction des incitations de chacun à dévier et non pas grâce à un accord explicite. Nous agirons également dans le cadre de jeux à information complète. En effet, nous supposerons que chaque firme connaît la fonction de demande et peut avoir une bonne idée sur la fonction de coût d'approvisionnement de ses rivales, notamment dans notre cas de GR. Le niveau de ces approvisionnements, ou des contraintes de capacités sur la production, sont quelquefois difficiles à connaître. Le domaine gazier est assez particulier car l'accès à l'information sur les approvisionnements (capacités) de chaque entreprise est abordable. Les capacités sont en général connues en raison notamment de l'existence des contrats de long terme. Pour les dissimuler, une solution serait de recourir très fortement au *spot* ce qui ne semble pas être la volonté affichée des opérateurs, anciens comme nouveaux. L'information sera en revanche imparfaite car chaque joueur ne connaît pas la stratégie de l'autre et doit décider de la sienne dans ce contexte. Les deux opérateurs décident de

¹⁵"*Each oligopolist faces the doubly complicated task of solving his own decision problem, and at the same time forming rational expectations about how rivals do it*" (WOLFSETTER [1999], p66).

¹⁶Cette spécification donne notamment le cadre informationnel dans lequel se situent les agents.

leur stratégie de manière simultanée.

Nous ne regarderons pas ici les problèmes d'asymétries d'information car nous supposons, en accord avec certaines observations empiriques, que le régulateur est bien informé sur les coûts de son opérateur historique et sur les capacités de ce dernier. Il oblige l'opérateur à rétrocéder une partie de ses approvisionnements à un prix qui reflète ses coûts et qui est connu. L'AI ici amènerait certainement à un prix de rétrocession plus élevé pour internaliser l'asymétrie et inciter l'OH à révéler ses vrais coûts.

Dans notre approche, nous nous situerons dans une optique de court terme. Les capacités de production sont considérées comme fixes. La mesure de GR n'est pas une mesure de moyen ou long terme. Elle est provisoire et adoptée le temps de développement d'infrastructures de transport qui pourraient accroître l'offre de gaz sur les territoires concernés. Nous sommes dans le cas oligopolistique : peu de vendeurs¹⁷ face à un grand nombre d'acheteurs¹⁸. Les marchés gaziers sont de plus encore localisés géographiquement¹⁹ même si le GNL crée un lien entre ces régions. Les actions de chaque opérateur auront des répercussions sur les profits des concurrents et inversement (WOLFSETTER [1999], p65).

Nous supposons que les consommateurs ont une fonction de demande agrégée et sont preneurs de prix. Le bien est homogène, les molécules de gaz étant semblables et parfaitement substituables²⁰. Sur le marché, un faible nombre d'entreprises conduit plutôt à des manipulations de prix et rarement à des concurrences exacerbées comme le note le paradoxe de BERTRAND. Cette forte concurrence sera d'autant moins le résultat que des contraintes de capacités existent. Nous supposons que les opérateurs disposent de ressources en quantités limitées²¹ et qu'à court ou moyen terme, l'extension de ces capacités n'est pas chose aisée. EDGEWORTH en 1925 a été le premier à évoquer le caractère

¹⁷Les processus de fusions-acquisitions et l'existence de monopoles nationaux, associés quelquefois à la volonté des gouvernements de favoriser l'émergence d'un "champion national", réduisent le nombre d'offres sur le marché.

¹⁸Le nombre de consommateurs et les quantités de gaz augmentent, que ce soit pour la production électrique ou la consommation industrielle (respect du protocole de Kyoto et mise en place des marchés de droits à polluer).

¹⁹Il existe toujours trois grandes régions de consommation : les Etats-Unis, l'Europe et la zone du Pacifique (Japon).

²⁰Il existe deux sortes de gaz, H et B, mais la seconde est peu répandue. La différenciation sur le marché gazier ne porte pas directement sur les biens mais plutôt sur les services qui les accompagnent.

²¹Les ressources gazières disponibles sont le fruit de négociations passées et sont livrées par l'intermédiaire de contrats de long terme.

contraignant des capacités de production à court terme car elles restent fixes. Les opérateurs ne peuvent le plus souvent pas servir la totalité de la demande immédiatement. Dès lors, les profits sont discontinus lorsque les entreprises agissent en rendements d'échelle décroissants (coûts marginaux croissants).

Le modèle de BERTRAND perd sa conclusion si l'on introduit des contraintes sur les capacités de production ou du rationnement. Les équilibres en prix de tels jeux sont alors anticoncurrentiels, celui de monopole étant atteignable pour des capacités vraiment rares ou faibles. Pour des niveaux de capacités intermédiaires, il n'y a pas d'équilibre en stratégies pures. Les résultats de la concurrence à la BERTRAND nous conduisent alors à des ventes aléatoires, résultant de stratégies de prix elles-mêmes variables. Pour des capacités de production très élevées, nous retrouvons le paradoxe. Toutefois, l'incitation à augmenter ses capacités dans le long terme peut être faible car les opérateurs anticipent alors une concurrence accrue et des prix plus bas. Cette idée va dans le sens et renforce l'idée que les investissements gaziers doivent bénéficier d'incitations. Cependant, en cas de collusion, les capacités excédentaires donnent un pouvoir de négociation supplémentaire à l'entreprise qui les possède pour négocier sa quantité à produire lors du partage du marché mais constituent également un coût qui pèse sur les profits. En fait, l'entreprise augmente par cette stratégie sa capacité à punir et son pouvoir de déviation ; elle force ainsi les autres à accepter des conditions plus favorables à son égard. Accumuler du capital ou des capacités supplémentaires afin de pouvoir servir la totalité de la demande au coût marginal n'est pas une bonne stratégie lorsque ensuite le prix est égal à ce coût marginal²² car l'accumulation du capital a un coût qui peut s'avérer non négligeable (TIROLE [1993b], p19). Sur le marché gazier, ce coût peut être l'obligation de retirer du gaz que l'on ne peut écouler.

Les contraintes de capacités dans le marché sont représentées par exemple par le délai de production d'un bien dont on ne peut ajuster les quantités à court terme. Dès lors, dans le secteur gazier, avoir des capacités directement disponibles, stockages ou *spot*, diminue les contraintes des contrats de long terme et surtout les problèmes d'acheminement du gaz qui peut venir de loin et ainsi être sujet aux problèmes de congestions. Des accords de *swaps* peuvent également limiter ces contraintes de délai de transport.

Nous utiliserons, pour notre modélisation, les résultats de KREPS et SCHEINKMAN (1983). Ces résultats nous permettent d'approcher une concurrence à la BERTRAND avec

²²La concurrence donne un profit nul en cas de symétrie de coût, positif mais plus faible en cas d'avantage concurrentiel qu'une concurrence contrainte.

des contraintes de capacités comme une concurrence à la COURNOT. "Une concurrence à la COURNOT peut s'envisager comme un jeu à deux périodes dans lequel les firmes choisissent d'abord les capacités (ou de façon plus générale les variables d'échelle) et se font ensuite concurrence en prix" (TIROLE [1993b], p15).

Nous garderons l'hypothèse d'homogénéité du produit et la temporalité du jeu (les joueurs ne jouent qu'une fois). Nous introduisons des contraintes d'approvisionnement (de capacités) qui ne permettent pas automatiquement aux entreprises de servir toute la demande au prix le plus faible. Avec ce type de contraintes, les profits sont positifs pour tous les joueurs et les prix proposés sont supérieurs aux coûts marginaux.

Nous n'utiliserons pas le modèle d'oligopole de STACKELBERG pour rester dans le cadre de KREPS et SCHEINKMAN (1983), même si, compte tenu de notre structure de marché, de la relation entre opérateurs rétrocedants et bénéficiaires des rétrocessions, un changement dans la temporalité du jeu est justifiable. En effet, les bénéficiaires peuvent être vus comme des "meneurs" et l'opérateur rétrocedant comme un "suiveur" de STACKELBERG. Les "meneurs" choisissent les quantités qu'ils vont acheter en fonction des quantités rétrocedées et du prix de rétrocession et le "suiveur" joue sa meilleure réponse connaissant les achats (donc les ventes) et les coûts des concurrents. Toutefois, cette approche de l'oligopole nous fait perdre la relation existant entre BERTRAND et COURNOT lorsque des contraintes de capacités existent. Cette relation est intéressante car sur le marché final, même si un oligopole de COURNOT pour représenter le marché se justifie empiriquement, le mode de concurrence est plutôt un BERTRAND. Les nouveaux concurrents qui pénètrent le marché proposent des tarifs plus intéressants à certains clients pour les attirer ; leur principal souci est donc une contrainte sur les quantités plutôt que sur les prix, les deux étant bien entendu liés.

Présentation des principales conclusions et du plan

Il est difficile de trancher de façon nette sur les effets d'une mesure de régulation asymétrique²³. En effet, la structure industrielle initiale du marché, la composition et la

²³"It is fair to say that economic theory has not generated any clear-cut general principles in this regard : entry assistance might stimulate beneficial future competition that otherwise would not exist, but might also damage productive efficiency and distort competition" (ARMSTRONG [1999], p4).

croissance de la consommation finale, les méthodes de régulation, de tarification, d'approvisionnements sont autant de variables qui peuvent avoir un impact sur les conséquences d'une telle régulation. L'hétérogénéité des marchés ne permet pas de conduire à une règle unique amenant à l'affirmation qu'une régulation asymétrique est automatiquement bénéfique ou néfaste lorsqu'elle est adoptée. Cependant, notre travail permet de tirer quelques conclusions et de mettre en lumière certains effets inattendus qui pourraient émerger à la suite de ces décisions de régulation. Ces conclusions nous sont données à la fois par l'observation et l'analyse, aussi bien empirique que théorique, des marchés.

Nous montrerons que la problématique de l'offre de gaz est devenue plus complexe de même que la gestion de la sécurité d'approvisionnement. L'accès au gaz naturel pour de nouveaux opérateurs peut s'en trouver affecté. Les régulations asymétriques (*gas release*) permettent cet accès et rendent les différents acquéreurs du gaz actifs sur le marché. Les bénéficiaires des rétrocessions ne sont a priori pas les plus à même de rencontrer des difficultés d'accès à la ressource. L'accès aux infrastructures de transport et d'importation semble être le principal obstacle à leur activité²⁴. L'entrée et l'activité de concurrents étant atteints, les marchés deviennent davantage contestables car la régulation asymétrique crée des opportunités de profit qui n'existaient pas auparavant. Par ce fait, et puisque le concurrent est assuré d'avoir une situation relativement protégée et un accès facilité à la ressource durant une période déterminée, des investissements en infrastructures sont entrepris pour pérenniser l'activité. Cependant, les effets sur la concurrence et le bien-être ne sont pas certains. Malgré ces entrées, le marché reste en situation d'oligopole. La baisse des prix est lente, l'augmentation des prix du pétrole ne la favorisant pas. Le succès en Grande-Bretagne est notamment dû au nombre important de producteurs de la mer du Nord qui ont proposé du *free gas* sur le *spot*, ainsi qu'à l'activité de nombreux *traders*, larges bénéficiaires des rétrocessions. Sur le continent européen, le succès lié à l'engouement des mesures et aux différentes entrées qui se sont produites peut être mis en balance avec la forte croissance de la consommation et les candidats retenus lors des sélections. Ces régulations peuvent être source de coûts échoués lorsque le régulateur apprécie mal les développements futurs des marchés²⁵. Le mode d'allocation et la détermination du

²⁴D'ailleurs, ces difficultés d'accès aux infrastructures ou l'attribution de quantités maximales trop petites pour être intéressantes semblent être les causes de lots rétrocédés qui ne trouvent pas preneur. Les prix pratiqués ne sont en général pas un obstacle majeur. Les régulateurs réussissent avec un certain succès à estimer ou observer les coûts d'approvisionnement des OH qui servent ensuite à la détermination d'un prix plancher pour la rétrocession.

²⁵En Angleterre, des entrées ont eu lieu sur le marché *spot* en même temps que les programmes de

prix de rétrocession sont deux éléments importants dans la réussite des cessions de gaz. Le système d'enchères est certainement le plus à même d'amener au succès de ces mesures. Les enchérisseurs donnent non seulement un prix qui reflète davantage la vraie valeur du gaz pour eux²⁶, mais aussi disposent de davantage de quantités²⁷. Ils sont susceptibles de devenir des fournisseurs crédibles auprès des clients finals. Les négociations de gré à gré ont également l'effet positif de permettre aux opérateurs rétrocedants d'obtenir des contre-parties sur d'autres marchés. L'effet pervers est intuitif : de telles négociations sont susceptibles de faciliter l'adoption de comportements collusifs.

Les mesures de *gas release* peuvent être abordées à l'aide de deux littératures économiques. La première est celle qui se focalise sur la régulation asymétrique, à savoir l'obligation pour un opérateur, dans un univers régulé, de respecter des règles que les autres ne subissent pas. En défavorisant l'opérateur historique au profit de ses concurrents, les régulateurs espèrent accélérer le développement de la concurrence et celui de l'industrie, en permettant à de nouveaux opérateurs de participer pleinement et sans attendre à l'activité. L'effet positif sur le bien-être dépend entre autre de l'efficacité des entrants. Cependant, mettre une contrainte supplémentaire sur l'OH, s'il est plus efficace que son concurrent, bénéficie à ce dernier et réduit le surplus des consommateurs et le bien-être. La seconde littérature est celle qui traite de la concurrence oligopolistique lorsque des opérateurs sont soumis à des contraintes, notamment sur leurs capacités de production. En effet, l'accès difficile à la ressource peut être vu comme des opérateurs qui sont contraints par leurs capacités de production et qui, en conséquence, ne peuvent pas proposer les quantités qu'ils désirent sur le marché. Cette structure s'apparente bien à une concurrence oligopolistique de type COURNOT ou BERTRAND avec des contraintes de capacités. Dès lors, les résultats obtenus peuvent être différents de ceux escomptés²⁸. Les opérateurs sont susceptibles d'adopter des comportements anticoncurrentiels. Des pouvoirs de marché, des comportements stratégiques de rétention de capacités ou de collusion sont susceptibles d'apparaître. Le *gas release* limite l'apparition des stratégies collusives s'il conserve des asymétries dans les capacités de chaque opérateur. L'incitation à dévier reste plus importante que le souhait de colluder lorsque les quantités rétrocedées sont

régulation asymétrique. L'augmentation de l'offre a entraîné une chute des prix. Les contrats de long terme ne permettaient plus à l'opérateur historique BRITISH GAS d'être compétitif.

²⁶Une attribution au coût moyen pondéré ne permet pas cette observation.

²⁷Une attribution au prorata des quantités demandées par chacun conduit à des allocations plus faibles.

²⁸En général, les résultats attendus sont une diminution des prix, une augmentation de la contestabilité des marchés...etc

faibles. Elles réduisent cependant les possibilités pour les concurrents de s'imposer à - près des clients finals. Les rétentions de capacités biaisent l'observation du régulateur. Il pensera alors que l'accès à la ressource est limité alors que les concurrents se contraignent volontairement pour limiter les risques de représailles de la part de l'OH ou pour maintenir des prix élevés. La relation marchande créée par le *gas release* entre l'opérateur historique et ses concurrents ainsi que la détermination du prix de rétrocession qui tient compte des coûts offrent la possibilité de stratégies d'augmentation des coûts des rivaux. Nous montrons, dans un duopole de COURNOT avec des contraintes de capacités (d'approvisionnement) que l'opérateur historique peut être incité à moins d'efficacité pour augmenter le prix de rétrocession et réduire les quantités achetées par son concurrent. Cette stratégie ne modifie pas le surplus des consommateurs mais détériore le bien-être car les conditions d'approvisionnement se dégradent. L'augmentation de profit de l'opérateur historique se réalise uniquement aux dépens de celui du concurrent. Nous montrons également que, si le régulateur désire maximiser le bien-être, le choix du niveau de la proportion des approvisionnements à rétrocéder n'est pas trivial. Il ne faut pas qu'elle soit trop importante pour éviter les stratégies d'augmentation des coûts des rivaux si les approvisionnements sont dans des valeurs intermédiaires ; une petite proportion permet de conserver l'efficacité productive. Lorsque les approvisionnements sont plus élevés, alors cette proportion dépend du niveau de ces derniers. Une attention particulière sera toutefois nécessaire pour ne pas fixer une proportion trop élevée afin de minimiser les comportements collusifs en conservant une certaine asymétrie dans les capacités des opérateurs ; mais en même temps d'un niveau suffisant pour que les bénéficiaires puissent proposer de réelles offres alternatives à celles de l'OH auprès des clients finals.

Notre travail de recherche s'articulera autour de deux grandes parties. La première sera la partie la plus empirique. Elle se composera de deux chapitres. Le premier s'efforcera de mettre à jour la problématique de l'offre de gaz en Europe. Nous verrons que la dépendance gazière européenne de plus en plus croissante conduit les autorités et les différents acteurs à se préoccuper davantage de la sécurité d'approvisionnement et de leur accès à la ressource. Ce principe de sécurité justifie pleinement l'utilisation d'instruments nécessairement peu flexibles pour les opérateurs mais qui assurent une protection contre les différents risques qui apparaissent (rupture d'approvisionnement, volatilité des prix). Nous verrons également que d'autres dispositifs plus souples (contrats *spot*, *hubs* gaziers) se développent en complément des premiers. Le second chapitre étudiera les différentes

expériences de régulation asymétrique qui se sont déroulées en Europe. Les pays y seront classés en fonction des motivations qui ont conduit leur autorité de régulation ou de concurrence à prendre la décision d'une régulation asymétrique. La première section sera consacrée à la volonté de rendre de nouveaux concurrents actifs, afin d'augmenter la contestabilité, le nombre d'acteurs et le degré de concurrence du marché (Angleterre, Espagne, Italie et France). La seconde section présentera les autorités qui ont décidé une mesure de *gas release* en guise de "cessions d'actifs". L'objectif est alors de contrebalancer les effets d'une fusion de plusieurs entreprises donnant lieu à l'apparition d'un opérateur dominant dans un ou plusieurs segments de l'industrie gazière (Allemagne et Autriche).

La seconde partie se composera également de deux chapitres et sera plus théorique. Nous étudierons dans le premier chapitre à la fois les résultats de la littérature sur la régulation asymétrique (dans une première section), et de la littérature sur la concurrence oligopolistique avec des contraintes touchant les capacités de production (dans une seconde section). La première met l'accent sur les entrées qui se produisent lorsque la régulation favorise certains opérateurs par rapport à d'autres. Le régulateur prend toutefois le risque que ces entrées soient source d'inefficacités. La seconde indique que les résultats d'une concurrence oligopolistique avec des contraintes de capacités donnent lieu à des stratégies de prix non-concurrentielles et à des comportements stratégiques. En effet, la mesure de *gas release* établit une relation entre un opérateur et ses concurrents. Les stratégies de forclusion sont exclues en raison de l'obligation de fourniture qui accompagne cette décision. Cependant, il est possible pour les différents acteurs d'adopter des comportements collusifs, de rétention de capacités, ou des stratégies d'augmentation des coûts des rivaux (pour l'opérateur rétrocedant). Dès lors, les effets positifs de l'introduction d'une concurrence artificielle, en rendant de nouveaux fournisseurs actifs, ne sont plus forcément évidents. Dans le second chapitre, nous étudierons, à l'aide d'une modélisation de type COURNOT, les différents équilibres qui émergent lorsque les opérateurs sont soumis à un *gas release* ainsi qu'à des contraintes de capacités. Nous verrons également que l'opérateur rétrocedant peut adopter une stratégie d'augmentation des coûts des rivaux, selon le niveau de ses approvisionnements et les quantités qu'il est obligé de rétroceder. Cette stratégie ne réduit pas le surplus des consommateurs. En revanche, elle détériore le bien-être. Cette détérioration se réalise aux dépens du concurrent qui voit son profit se réduire. Nous finirons par la détermination d'une proportion optimale, que le régulateur peut fixer pour maximiser le bien-être. Comme l'intuition pourrait le suggérer, cette proportion dépend du niveau initial des approvisionnements.

PRÉSENTATION DES PRINCIPALES CONCLUSIONS ET DU PLAN

Première partie

La problématique de l'offre et les expériences de régulation asymétrique sur le marché européen du gaz naturel

Chapitre 1

L'offre de gaz naturel en Europe

1.1 Introduction

L'ouverture du marché gazier européen concerne de nombreux acteurs. Chacun peut œuvrer à sa manière pour développer le marché et permettre à ce dernier de fonctionner de la meilleure façon possible, bénéficiant ainsi au plus grand nombre. Les premiers de ces acteurs sont la Commission européenne et les régulateurs. La première donne les règles du jeu générales, que chaque pays membre doit transposer en loi nationale. Chaque opérateur voulant intervenir sur les marchés énergétiques, indépendamment du maillon de la chaîne concerné, doit ainsi les respecter. Ces règles sont les bases minimales jugées nécessaires à un premier développement de la concurrence. Libre ensuite au régulateur, avec la plupart du temps l'accord de la tutelle (ministère), de les rigidifier s'il juge qu'elles ne permettent pas à elles-seules de développer suffisamment le marché. Les seconds sont les opérateurs au sens large, c'est-à-dire à la fois les producteurs, les importateurs, les transporteurs et les fournisseurs qui agissent dans le secteur. Leur volonté de promouvoir le développement du marché n'est pas à démontrer puisque ce dernier est dans l'intérêt de tous. En revanche, le développement de la concurrence à proprement dit est plus délicat à observer, notamment en raison des caractéristiques spécifiques au marché gazier¹ qui peuvent rendre cette concurrence destructrice pour nombre d'entre eux. Les derniers sont les opérateurs des *hubs*² qui commencent à émerger. Ces marchés d'échanges sont amenés à jouer un rôle dans la fluidité de l'offre future (flexibilité), dans la possibilité de développer (gestion des risques) et d'équilibrer les marchés.

¹Outre celles des industries de réseau en général.

²Ces *hubs* sont des points d'échange et de négociation du gaz.

Deux directives (98/30/CE et 2003/55/CE), émises par la Commission européenne, ont pour objet d'organiser cette ouverture des marchés de l'énergie. Elles prévoient plusieurs points que chaque pays membre doit respecter et adapter à son marché. Elles commencent par établir des règles pour faciliter l'accès à l'information pour de nouveaux entrants. Les directives prévoient pour cela la mise à disposition des informations relatives aux capacités disponibles relevant de l'Accès des Tiers au Réseau (ATR) et la dissociation, au départ au moins comptable et désormais juridique, des activités des opérateurs intégrés. Rendre symétrique l'accès à l'information sur les capacités disponibles est un enjeu majeur de la régulation. Les opérateurs et régulateurs doivent être en mesure d'évaluer à tout moment quelle est la partie des capacités des ouvrages qui est utilisée pour satisfaire aux exigences des contrats TOP et celle qui peut être utilisée pour d'autres importations, sur une base non discriminatoire. Mais, cette information était souvent difficile à obtenir à cause du manque de transparence du système, accentué par l'adoption d'un ATR négocié par certains pays (Allemagne, Pays-Bas, Belgique) qui favorisait le manque de transparence dans l'attribution des capacités. La nouvelle directive oeuvre pour l'amélioration de cette transparence, notamment en généralisant l'ATR régulé. En revanche, le système d'attribution de ces capacités, notamment en période de pointe³, n'est pas déterminé. De même, ces attributions peuvent être assorties d'un système de *Use it or lose it*, pour optimiser les allocations, si par exemple un marché secondaire⁴ des capacités n'est pas disponible ou en cas de systèmes de réservation peu flexibles. L'acquisition de l'information est alors encore plus importante.

La séparation comptable des activités⁵ était prévue par la première directive mais certains pays sont allés plus loin pour l'activité "transport" (juridique comme l'impose la nouvelle directive, voire patrimoniale) :

- en Grande-Bretagne, BRITISH GAS et TRANSCO étaient bien différenciées (séparation juridique des activités de transport et de négoce) ;
- en Italie, l'ENI est passé au-dessous des 50% de participation dans la SNAM en 2002 ;

³Plusieurs modes d'attribution existent, parmi lesquels la méthode su "Premier arrivé Premier servi", les enchères, ou encore au prorata des quantités demandées.

⁴Lorsque toutes les capacités sont réservées, un opérateur, s'il existe un marché secondaire (*capacity release market*), peut espérer trouver tout de même des volumes disponibles. Cependant, les opérateurs qui revendent leurs capacités peuvent exercer un pouvoir de marché. Une régulation des prix est souvent nécessaire pour optimiser ces *capacity release markets* (DAVID et PERCEBOIS [2004]).

⁵Transport, stockage, distribution, activités non liées au gaz naturel.

- en Espagne, GAS NATURAL devait ramener sa participation dans ENAGAS⁶ en-dessous des 35% dès 2003.

La première directive prévoyait une séparation comptable ou fonctionnelle des activités. L'efficacité de cette séparation, qui préservait les informations sensibles entre le transporteur et le fournisseur de gaz, a été testée avant la seconde directive. La séparation juridique ou patrimoniale des activités de fourniture de gaz et de transport⁷ pourrait permettre à la concurrence de s'exercer de manière encore plus équitable. Par exemple, la mise en place au Royaume-Uni de *chinese walls* n'avait pas permis de garantir la confidentialité des informations commerciales et a favorisé l'opérateur historique. Une telle séparation juridique⁸ est une solution pour résoudre les problèmes d'asymétrie d'information entre entrant et opérateur historique⁹ ainsi que les subventions croisées. La séparation au moins comptable est un bon moyen de se couvrir contre le régulateur et certaines pressions qu'il pourrait exercer sur les opérateurs possédant le réseau. Elle favorise la transparence des décisions prises dans le cadre de l'ATR et la dissociation entre les activités de transport et de négoce. En France, GAZ DE FRANCE a opéré une opération de ce type pour rester en conformité avec les souhaits du régulateur. Une séparation plus poussée, à savoir juridique, pourrait l'affecter plus que ses concurrents pétrogaziers (qui détiennent également des activités de fourniture) car ses approvisionnements dépendent de fournisseurs tiers (CRE [2002]).

La première directive n'imposait pas d'ATR particulier. Elle laissait le choix entre les deux familles négocié ou régulé. Devant les dérives observées, la seconde impose un ATR régulé mais pas d'autres conditions particulières, ni dans sa forme¹⁰ ni dans sa structure¹¹. Il semblerait que l'on se dirige en Europe vers une tarification du type entrées/sorties régulée, à l'exception de quelques pays (Espagne...). Cette tarification est un bon compromis entre la tarification « point à point, à la distance » et la tarification nodale qui reflète au

⁶ENAGAS a été introduite en bourse par GAS NATURAL (65% du capital de sa filiale pour se conformer aux exigences du gouvernement en matière de libéralisation du marché du gaz). Une proportion d'environ 30% devait être mis à disposition des particuliers ou industriels, le reste permettant aux électriciens (ENDESA, HIBERDROLA, UNION FENOSA) de rentrer dans le capital du transporteur.

⁷A cette séparation pourraient s'ajouter celles du stockage et des terminaux méthaniens.

⁸Entre activité réglementée, le transport ou les non-éligibles, et non-réglémentée, l'activité commerciale ou des éligibles.

⁹Aucune information obtenue du côté « transport » ne pourra être divulguée au segment « négoce ».

¹⁰Le choix entre plusieurs formes existe : point à point à la distance, timbre poste, entrées/sorties.

¹¹L'allocation des coûts fixes est effectué en général en fonction des quantités réservées ou transitées mais dans quelles proportions pour tenir compte du facteur de charge ?

mieux l'économie du transport du gaz (DAVID et PERCEBOIS [2004]). Le terme « entrée » reflète le coût d'injection du gaz dans le réseau de transport en ce point. Le terme « sortie » représente le coût de la desserte du point de sortie correspondant, indépendant du point d'entrée du gaz (CRE [2002]). C'est donc un mode de tarification qui prend non seulement en compte le point d'entrée et de soutirage, mais également, de façon indirecte, la distance¹² et la possibilité de *swaps*.

Le mode tarifaire retenu ainsi que le niveau des recettes qu'il permet de dégager doivent permettre le développement du réseau et l'accomplissement des investissements de long terme. Il semble que ces investissements soient nécessaires car un certain nombre d'infrastructures sont saturées, la consommation de gaz augmente et la France sera dans le futur de plus en plus dépendante des sources de production éloignées et non-européennes. De plus, le développement des capacités de transport et d'interconnexion, en Europe et au-delà, participe à la politique de Sécurité d'Approvisionnement (SA).

La nouvelle directive prévoit également une accélération dans le calendrier d'ouverture. Depuis le premier juillet 2004, tous les professionnels ont la possibilité d'opter pour le fournisseur de leur choix. Le premier juillet 2007, ce choix s'étendra à tous les particuliers. Elle prévoit également la gestion des missions de service public par tous les opérateurs qui interviennent sur le marché. Le mode de financement de ces missions n'est pas précisé, chaque Etat pouvant adopter celui qu'il désire (logique du *Pay or Play*, des enchères, de l'audition...).

A côté de la prise en compte de toutes ces caractéristiques, les directives pionnières dans la libéralisation du marché gazier se soucient également de la situation liée à l'offre de gaz en Europe, et du caractère essentiel qu'elle revêt. Plusieurs articles s'assurent d'une sécurité dans l'approvisionnement et la fourniture du gaz. Dans ce chapitre, nous présenterons en premier lieu les préoccupations croissantes en terme d'offre de gaz en Europe. Ces préoccupations sont entre autre liées à l'accroissement de la dépendance vis-à-vis du gaz provenant de producteurs extérieurs et de la croissance de son utilisation dans la production d'électricité. Nous verrons ensuite les différents outils disponibles ou mis en oeuvre pour assurer cette offre de gaz. Ces outils sont quelquefois vus comme limitant quelque peu l'ouverture du marché, et sous-jacents à des décisions de régulation asymétrique, mais prennent tout leur sens dès que la problématique de l'importance de l'offre de gaz en Europe et de son développement sont inclus à côté du processus de libéralisation. Enfin, nous verrons les stratégies des différents acteurs gaziers, non-seulement face à cette ouverture

¹²Cette prise en compte est indispensable car le prix du gaz en dépend fortement.

CHAPITRE 1. L'OFFRE DE GAZ NATUREL EN EUROPE

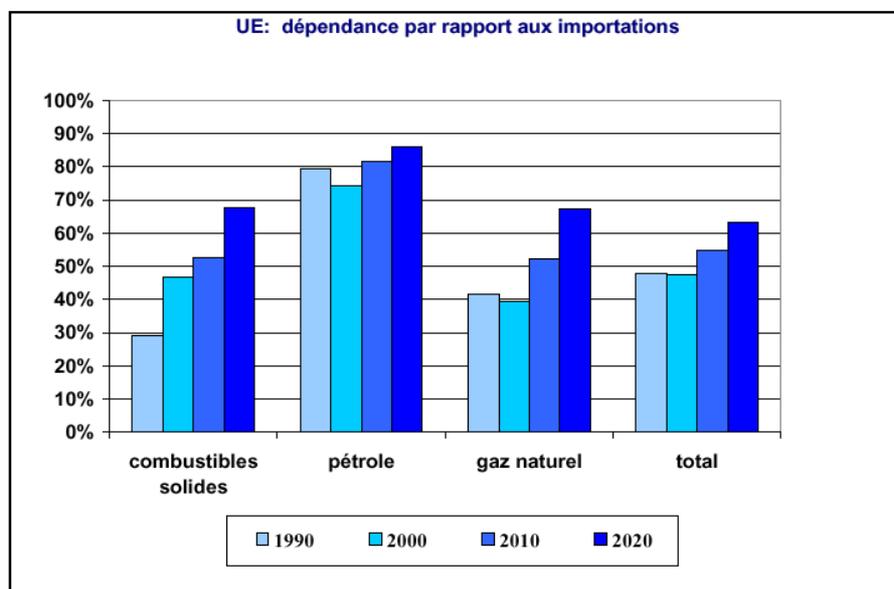
du marché mais également en réponse à ce souci de maintenir une offre de qualité dans les divers marchés nationaux.

1.2 La dépendance européenne en énergie et les mesures institutionnelles

1.2.1 La dépendance énergétique globale de l'Union Européenne

L'Union Européenne (UE) importe les 2/3 des combustibles fossiles qu'elle consomme (Commission européenne [2002]). Cette proportion représente 80% de sa consommation énergétique. D'ici à 2020 (Figure 1.1), 70% des besoins en gaz feront l'objet d'importation (contre près de 90% pour le pétrole). Cette dépendance dépassera les 70% en 2020 avec la prise en compte des pays candidats à l'entrée, ou étant récemment entrés, dans l'Union Européenne.

Figure 1.1 : Dépendance de l'UE vis-à-vis des importations d'hydrocarbures (1990-2020)



Source : Commission européenne [2001]

Cette dépendance est accentuée par l'instabilité régnant dans les pays producteurs (Moyen-Orient) qui soumet les marchés énergétiques à de fortes pressions¹³.

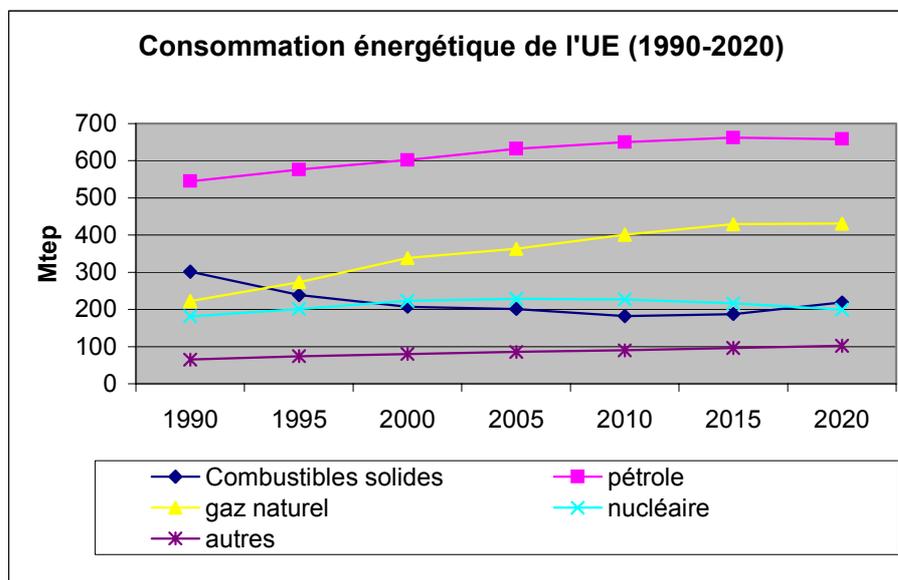
¹³Ces pressions aboutissent non seulement à des risques de rupture d'approvisionnement mais aussi à de fortes variations de prix.

La Sécurité d'Approvisionnement (SA) énergétique est donc une préoccupation de premier ordre. En effet, l'énergie est un facteur de croissance et de cohésion sociale. Une rupture d'approvisionnement, liée soit à la volatilité des marchés, soit aux relations avec les pays producteurs ou un autre événement quelconque, entraînerait par la même occasion un ralentissement de l'activité et l'expression de mécontentements sociaux. Le gaz prend notamment une place de plus en plus importante dans nos sociétés modernes¹⁴. Il est important que les opérateurs gaziers agissent en conséquence, notamment lorsque l'on parle d'approvisionnement, pour ne pas diminuer cette croissance.

Cette dépendance fait courir à l'UE deux types de risques principaux. Le premier est la rupture « physique » des approvisionnements. La diminution des sources communautaires exploitables à un coût économiquement viable, notamment des gisements de la mer du Nord, renchérit le volume des importations et par conséquent la dépendance. Ceci d'autant que la consommation en hydrocarbures n'a pas tendance à diminuer (Figure 1.2), bien au contraire, rendant difficile le respect des engagements de Kyoto. Une rupture physique des infrastructures de transport ou des congestions répétées, intra comme extra-communautaires, peuvent avoir lieu. Cette rupture, bien que certainement temporaire car préjudiciable à la fois pour le pays producteur/exportateur et consommateur/importateur, doit être prise en compte lors de la négociation des approvisionnements d'un marché. Cette prise en compte passe notamment par la diminution autant que faire se peut des effets négatifs sur l'économie et d'un point de vue social (en calculant les infrastructures et stratégies d'approvisionnement de manière à maintenir un risque de rupture acceptable).

¹⁴Son utilisation est multiple : génération électrique, chauffage, utilisation domestique, industries lourdes...

Figure 1.2 : Evolution de la consommation énergétique de l'UE (1990-2020)



Source : Commission européenne [2001]

Le second est un risque « économique » qui trouve son origine dans la volatilité des marchés, pouvant être liée à la menace d'une rupture physique des approvisionnements¹⁵. Bien que la rupture physique soit envisageable, le risque « économique » reste le principal face auquel les entreprises qui agissent sur le secteur doivent se couvrir (CLASTRES [2001]). En effet, tout processus de production nécessite de l'énergie. La volatilité des cours atteint de façon importante toute l'activité, renchérissant le coût d'un *input* (et les coûts de production) pour les entreprises et diminuant le pouvoir d'achat des consommateurs privés.

1.2.2 La sécurité d'approvisionnement de l'Europe en gaz naturel : une préoccupation croissante

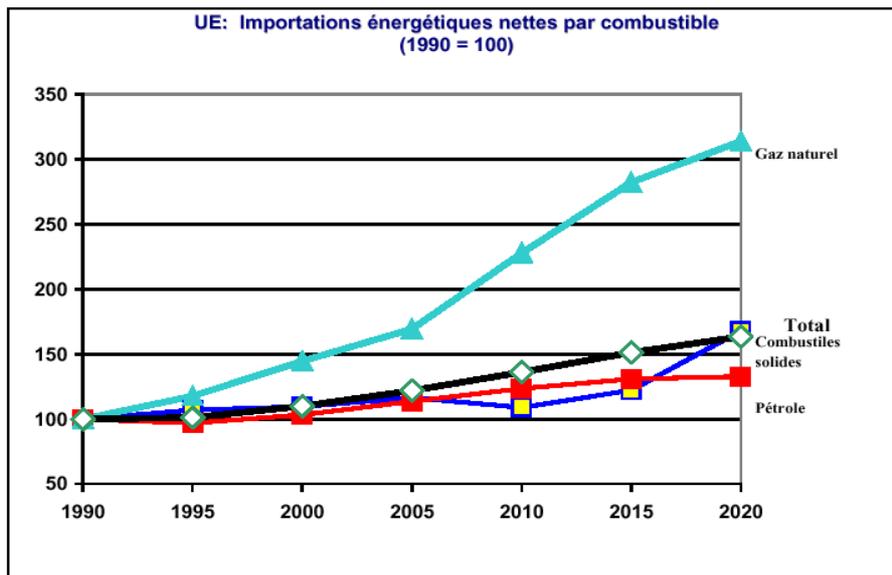
Le secteur gazier est sans doute celui pour lequel la sécurité d'approvisionnement va prendre le plus d'importance dans les prochaines années (Commission européenne [2002]).

¹⁵Les causes peuvent être des achats de « paniques » non-nécessaires mais qui réduisent l'offre et augmentent la demande d'où une hausse des prix sur les marchés, même si en apparence l'équilibre entre l'offre et la demande est assuré, ou encore des comportements spéculatifs, l'une des origines des tensions actuelles sur les prix pétroliers.

Si l'on prend en compte la Norvège dans la production endogène, la dépendance de l'Europe devrait atteindre 25 à 30% de sa consommation d'ici à 2010. La situation est donc à première vue moins alarmante qu'annoncée car 70 à 80% des réserves gazières se trouvent à « portée économique » de l'Europe. Cependant, compte tenu de la forte croissance de la demande, les réserves de gaz supplémentaires risquent d'être mobilisées avant cette date (Commission européenne [2002a]). Dans un premier temps, elles vont donc reculer l'augmentation de la dépendance européenne mais, la croissance prévue de la consommation étant importante, les importations vont s'accroître rapidement, atteignant presque 60% (en incluant la Norvège) en 2020, voire presque 70% (sans la Norvège) pour la même date (Figure 1.1). La Figure 1.3 nous indique que les importations de gaz et donc la dépendance de l'UE, vont s'accroître de façon exponentielle d'ici à 2020. Cette dépendance va être pour certains pays européens une nouveauté qu'il va falloir gérer de la meilleure façon possible (Grande-Bretagne).

En 2002, l'Europe produisait assez de gaz pour satisfaire 67% de ses besoins. Avec la croissance attendue de la consommation (environ 4% depuis 1990 mais connaissant aujourd'hui de fortes disparités selon les pays), la Norvège est la seule à pouvoir encore augmenter sa production, les autres sources étant en déclin (l'Europe dispose de 16 années de production au rythme de 2002).

Figure 1.3 : Evolution des importations énergétiques nettes (dépendance) de l'UE (1990-2020)

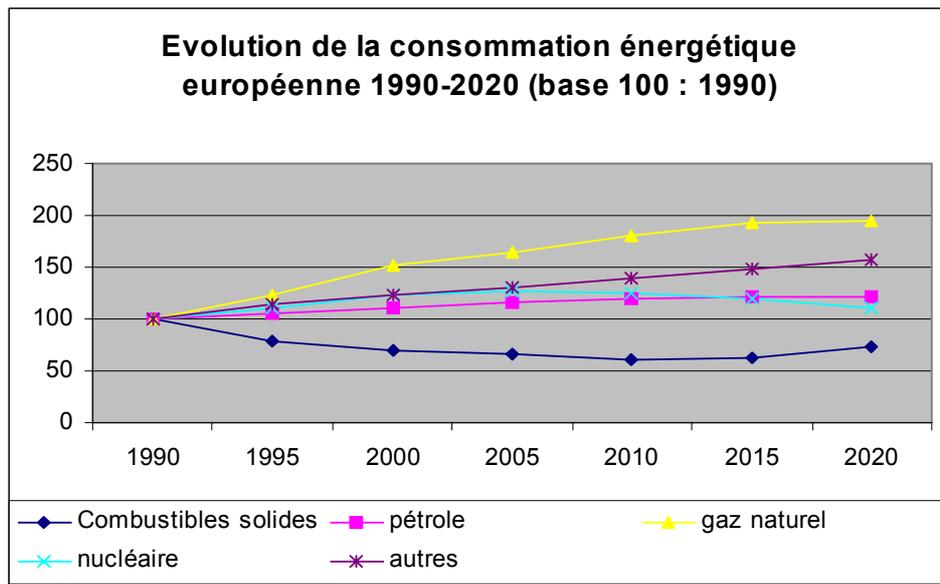


Source : Commission européenne [2001]

1.2. LA DÉPENDANCE EUROPÉENNE EN ÉNERGIE ET LES MESURES INSTITUTIONNELLES

La consommation en gaz est celle qui va connaître le plus fort taux de croissance dans les prochaines années (Figure 1.4). La gestion de la SA va donc se mouvoir à l'un des tous premiers plans (Commission européenne [2002]).

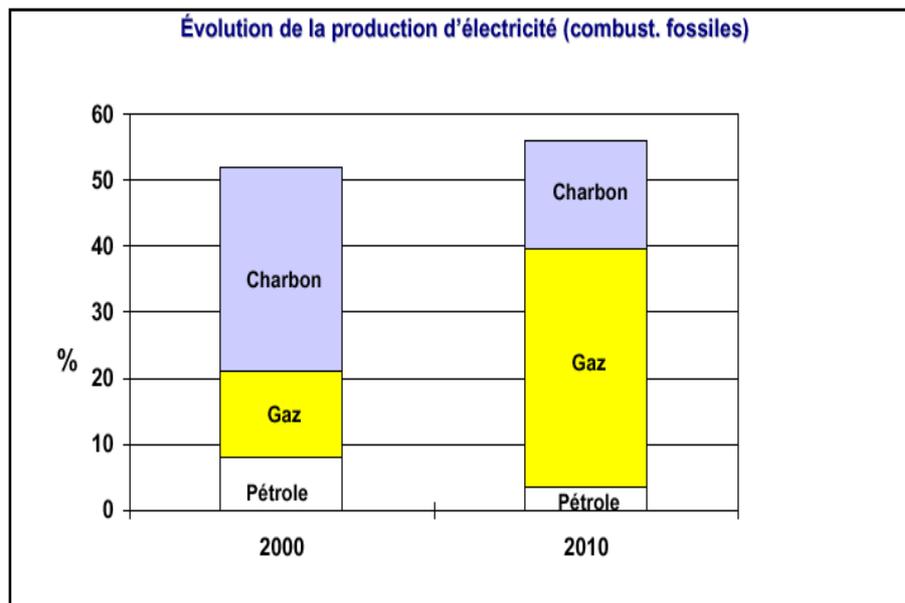
Figure 1.4 : Evolution de la consommation énergétique européenne 1990-2020 (base 100 = 1990)



Source : Commission européenne [2001]

Cette gestion est d'autant plus primordiale que, depuis 1995, la production d'électricité à base de gaz représente 50 à 60% des nouveaux investissements de génération électrique en Europe. D'ici à 2010-2020, plus de la moitié de la production électrique à base de combustibles fossiles en UE devrait être réalisée à base de gaz (Figure 1.5). Cette évolution suit le changement de position de l'Europe en matière de production d'électricité, qui a bénéficié aux turbines à gaz à cycles combinés, en raison des avancées technologiques et de la compétitivité du gaz vis-à-vis des autres moyens de production, tout en prenant bien entendu en compte les nouvelles préoccupations environnementales. Or, 40% de la consommation de gaz proviennent de trois sources différentes (Norvège, Russie et Algérie). Assurer la sécurité d'approvisionnement gazier est donc un passage pour la continuité dans la production d'électricité. La croissance de la consommation gazière s'explique également par la volonté de diversifier la structure de consommation énergétique, à la fois pour trouver un juste équilibre entre les énergies, mais aussi pour des préoccupations plus vastes (environnementales).

Figure 1.5 : Evolution de la production d'électricité dans l'UE



Source : Commission européenne [2001]

L'industrie gazière a développé les instruments et infrastructures nécessaires pour développer l'utilisation du gaz et sécuriser son approvisionnement. Durant ce développement, peu d'incidents sont à déplorer. Toutefois, le secteur est actuellement en profonde mutation. Les opérateurs gaziers jouent un rôle de plus en plus important et de moins en moins facile à gérer, notamment en raison de la séparation des infrastructures qui ne sont plus leur propriété. En effet, le travail de planification et de développement du réseau pour assurer un niveau minimal de sécurité¹⁶ était anciennement la tâche d'un seul opérateur, le plus souvent verticalement intégré. La gestion de la diversification des sources, des quantités achetées à chacune d'elles, des stockages ainsi que des interruptibles lui incombait. Aujourd'hui, il s'agit de faire participer tous les nouveaux acteurs et intervenants du marché à ce travail, pour que ceux qui investissent aient un juste accès et une rémunération adéquate pour les infrastructures financées et que ceux qui y ont accès se préoccupent également de la sécurité d'approvisionnement et de la continuité de fourniture de leurs clients. Le rôle des Etats et régulateurs va être dès lors de redonner une certaine priorité aux investissements et à la SA, préoccupation qui pourrait s'avérer moindre que le souci

¹⁶En acceptant une probabilité faible de défaillance.

1.2. LA DÉPENDANCE EUROPÉENNE EN ÉNERGIE ET LES MESURES INSTITUTIONNELLES

de compétitivité et de rentabilité, devenant de plus en plus l'objectif principal de certaines compagnies gazières dans cet environnement concurrentiel.

« *L'organisation de la sécurité d'approvisionnement gazier ne peut donc plus être confiée uniquement à l'industrie. Un nouveau cadre législatif s'impose afin de garantir que tous les acteurs du marché prennent un minimum de mesures pour assurer la réalisation de cet objectif .* » (Commission européenne [2002]).

La SA justifie en général le fait que les approvisionnements des différents opérateurs ne sont pas décidés uniquement sur une logique de coût. Les producteurs qui ont un coût de production le plus faible produisent et exportent moins que ce qui serait optimal (HAURIE et al [1987]).

Les mesures décidées pour favoriser cette SA doivent être aussi claires que possibles afin que chacun soit informé de ses obligations et que les éventuels litiges soient réglés sans appel, les responsabilités de chacun étant désignées clairement. En effet, si un « flou » persiste, les incitations au *free-riding*¹⁷ risquent de se développer, augmentant de ce fait les risques de rupture d'approvisionnement.

1.2.2.1 La directive 2003/55/CE du 26 juin 2003

La directive 2003/55/CE du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 98/30/CE prévoit la possibilité pour les Etats membres d'imposer une SA¹⁸ aux entreprises qui interviennent sur le marché gazier. Un rapport sur cette question et son suivi doit être publié et envoyé à la Commission le 31 juillet de chaque année par les autorités compétentes (régulateur ou ministère).

Dans cette nouvelle directive, l'accent n'est pas seulement mis sur le développement de la concurrence ; la SA, les obligations de service public et les préoccupations environnementales sont des objectifs au moins aussi importants. Ce changement d'objectif est caractérisé notamment par le revirement de position vis-à-vis des contrats de long terme

¹⁷Il ne peut ici s'agir que d'un *free-riding* contrôlé car les clients sont assez attentifs à la sécurité d'approvisionnement que propose un opérateur. Un fournisseur n'ayant pas un accès à la ressource suffisamment sécurisé peut perdre des clients étant donné que l'information sur ses sources d'approvisionnement est en général bonne et facilement accessible.

¹⁸La SA englobe l'équilibre entre l'offre et la demande sur le marché national, la prévision de la demande et des réserves disponibles, les capacités supplémentaires en projet ou construction, la qualité et l'entretien des réseaux, les mesures pour faire face aux demandes de pointe et pour pallier à la défaillance d'un ou plusieurs fournisseurs.

entre les deux directives : d'abord vus comme une entrave à un développement de la concurrence¹⁹, ils sont désormais définis comme des sous-jacents indispensables au développement du marché. Ce retournement de point de vue est sans doute lié en partie à la convergence gaz-électricité, et notamment à la croissance de la production électrique à base de gaz, à laquelle se rajoutent les préoccupations environnementales.

Dans son article 2, la directive nous donne la définition (définition 32) de la « sécurité » qui est « à la fois la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel et la sécurité technique ». Les premières notions de SA apparaissent dans l'article 3 relatif aux « Obligations de service public et protection des consommateurs »²⁰. Le paragraphe 2 évoque la possibilité pour les Etats membres « d'imposer aux entreprises opérant dans le secteur du gaz, dans l'intérêt économique général, des obligations de service public qui peuvent porter sur la sécurité, y compris la sécurité d'approvisionnement ». Ces obligations doivent être clairement définies, transparentes et non-discriminatoires, ainsi que contrôlables. Dans le paragraphe 4, il est dit que les Etats membres, pour atteindre les objectifs de SA notamment, peuvent prendre des mesures incluant des incitations économiques adéquates pour favoriser l'entretien et la construction des infrastructures nécessaires (extensions des réseaux de transport et des interconnexions). L'une de ces mesures possibles est illustrée à l'article 22, paragraphe 1, relatif aux « Nouvelles infrastructures ». Il évoque la possibilité que certaines nouvelles infrastructures bénéficient d'une dérogation et échappent aux règles données par les articles 18 (relatif à l'ATR), 19 (relatif à l'ATS), 20 (relatif à l'accès au réseau amont) et 25, paragraphes 2, 3 et 4 (relatifs à l'élaboration des tarifs d'accès). Les conditions d'autorisation d'une telle dérogation sont entre autre :

- le rôle de l'investissement est de renforcer la concurrence ou la SA ;
- le niveau de risque lié à cet investissement est trop important, si élevé que sa réalisation, souhaitable d'un point de vue collectif (augmentation des routes d'acheminement et réduction des congestions de certaines zones), ne pourrait pas être rendue possible sans dérogation.

Cette dérogation peut être accordée aussi bien pour des nouveaux investissements que pour des « augmentations significatives de la capacité des infrastructures existantes, ainsi qu'aux modifications de ces infrastructures permettant le développement de nou-

¹⁹En restreignant l'accès aux infrastructures et desservant toute la demande, ne laissant qu'une place réduite pour du *free gas*.

²⁰Nous pouvons noter ici que la Commission européenne reconnaît la SA comme partie des obligations de service public.

velles sources d’approvisionnement en gaz ». L’autorité de régulation peut statuer sur le caractère opportun d’une telle régulation, sachant que la transposition de la directive peut également lui imposer d’en référer à l’autorité compétente de l’Etat membre. L’avis de décision doit être publié et transmis à la Commission en même temps que la décision, qui doit être motivée. Cette dérogation peut porter sur tout ou partie de l’infrastructure. Lorsque l’autorité compétente arrête sa décision, elle peut également modifier les conditions d’attribution des capacités pour que celles-ci n’interfèrent pas dans la mise en place des contrats de long terme.

Le dernier article qui traite de la SA est l’article 27 relatif aux « Dérogations aux engagements *Take or Pay* ». Il ressemble à l’article 22 mais, au lieu des infrastructures et investissements, il prend en compte les obligations *Take or Pay* (TOP) que les opérateurs auraient pu contracter pour satisfaire une demande et qu’il faut désormais honorer. Une différence notable est sur les articles pour lesquels la dérogation est suspensive : il ne s’agit ici que de l’article 18 (relatif à l’ATR). Cet article 22 permet donc à une entreprise, qui connaît ou estime pouvoir connaître de graves difficultés financières liées aux engagements TOP, de demander une dérogation temporaire à l’article 18. Les demandes sont accompagnées de toutes les informations justifiant le refus de l’accès au réseau à un tiers, mais également d’informations sur les efforts effectués par l’entreprise pour résoudre ces difficultés. La Commission se réserve le droit de demander un retrait ou une modification de cette dérogation dans un délai de huit semaines. Plusieurs critères sont étudiés lors d’une telle demande, notamment la position de l’entreprise et la situation réelle de concurrence sur le marché, ainsi que l’état de la SA, la gravité des difficultés économiques et financières évoquées et sous-jacentes à la demande, le type de contrats concernés, les efforts déployés pour solutionner le problème, le contexte de signature des conditions TOP sus-visées. . . Il faut toutefois noter que, selon la directive, ces « difficultés graves ne sont pas censées exister tant que les ventes de gaz naturel ne tombent pas en dessous du niveau des garanties de demande minimale figurant dans des contrats *Take or Pay* d’achat de gaz ou dans la mesure où soit le contrat *Take or Pay* pertinent peut être adapté, soit l’entreprise de gaz naturel peut trouver d’autres débouchés » ²¹.

²¹Cette idée pourrait sous-entendre que, si l’opérateur soumis aux obligations TOP perd des parts de marché mais que la demande globale est supérieure au niveau de gaz minimal qu’il doit enlever par contrat, alors l’évocation de « difficultés graves » ne serait pas prise en compte. Les possibilités sous-entendues pour écouler le supplément de gaz qu’il enlève seraient alors soit un *gas release*, soit une intervention sur les marchés *spot*. Cette dernière irait alors en faveur du développement du marché de court terme.

L'article 31 relatif aux « Rapports » impose à la Commission de transmettre au plus tard le 1er janvier 2006 au Parlement européen et au Conseil un rapport détaillé sur les avancées de la création du marché intérieur du gaz (notamment sur le développement des infrastructures et la SA).

1.2. LA DÉPENDANCE EUROPÉENNE EN ÉNERGIE ET LES MESURES INSTITUTIONNELLES

Transposition de la directive en droit français : la loi 2003-8

La transposition de la directive 2003/55/CE est le fait de la « loi relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie » du 3 janvier 2003 (loi 2003-8). La SA est présente dans de nombreux articles. Tout d'abord, l'article 5 évoque la possibilité pour le ministre chargé de l'énergie d'imposer *« aux fournisseurs de lui communiquer chaque année leur plan prévisionnel d'approvisionnement en gaz naturel »*, ceci pour s'assurer du respect des conditions fixées par les autorisations de fourniture et l'article 16 (relatif aux obligations de service public, comprenant notamment la continuité de fourniture et la SA). Il poursuit par la possibilité pour le ministre chargé de l'énergie de mettre en demeure l'opérateur de réaliser la diversification de ses sources d'approvisionnement s'il juge que celles-ci ne lui permettent pas d'assurer ses fonctions dans des conditions de « risques » acceptables : *« lorsque le bénéficiaire de l'autorisation de fourniture est tenu de présenter une diversification suffisante de ses approvisionnements en gaz naturel pour préserver la sécurité d'approvisionnement, le ministre chargé de l'énergie peut mettre en demeure de procéder à cette diversification ou de prendre toute mesure utile pour assurer la continuité de fourniture »*. En cas de désaccord entre les deux parties ou de manque de proposition sur la diversification demandée, le ministre chargé de l'énergie *« peut soumettre à son approbation préalable... tout nouveau contrat d'importation de gaz naturel »* conclu par l'opérateur. Tout manquement à ces obligations fait l'objet de sanctions présentées dans l'article 31 alinéa II *« le ministre chargé de l'énergie peut... infliger une sanction pécuniaire ou prononcer un retrait ou la suspension... de l'autorisation de fourniture... ou de l'autorisation de transport... à l'encontre des auteurs des manquements aux dispositions des articles 2 à 10, 16, ... de la présente loi... »*. Ensuite, l'article 6 alinéa II donne les conditions dans lesquelles une dérogation à l'article 2 (relatif à l'ATR) peut être accordée pour obligations TOP. L'entreprise qui est soumise à ces obligations peut donc demander une suspension de l'ATR en invoquant de possibles difficultés financières liées à ces engagements et au contexte concurrentiel sur son marché national. *« Toute entreprise..., dans la mesure où elle est menacée de graves difficultés économiques et financières du fait d'engagements contractuels à long terme d'achat de gaz naturel assortis d'une obligation d'enlèvement du gaz et dans la mesure où l'évolution défavorable de ses débouchés ne pouvait raisonnablement être prévue au moment de la conclusion de ses engagements, peut demander à la Commission de régulation de l'énergie de lui accorder une dérogation temporaire à l'application des dispositions de l'article 2 »*. Cette dérogation est accordée après avoir observé la nécessité d'assurer les obligations de service public et la sécurité d'approvisionnement, la situation du demandeur et l'état de concurrence du marché, la gravité des difficultés mises en avant ainsi que les efforts mis en œuvre pour trouver des débouchés à l'excédent gazier, la date de conclusion des contrats concernés par les engagements qui posent problème et leur flexibilité vis-à-vis de la situation de l'opérateur importateur... Enfin, l'article 18 donne les modalités de plan pluriannuel, arrêté et rendu public par le ministre chargé de l'énergie, indiquant les prévisions de demande et d'approvisionnement du territoire national, ainsi que les infrastructures existantes ou à construire pour assurer la satisfaction de cette demande. Cet article évoque également, dans l'alinéa II, la possibilité pour le ministre chargé de l'énergie d'ordonner *« en cas de menace pour la sécurité d'approvisionnement du pays en gaz naturel, des mesures conservatoires strictement nécessaires, notamment en matière d'octroi ou de suspension des autorisations de fourniture ou de transport et des concessions de stockage souterrain de gaz naturel. Les modalités d'application du présent II sont... précisées par un décret en Conseil d'Etat »*.

1.2.2.2 La directive 2004/67/CE sur la sécurité d'approvisionnement

Cette directive 2004/67/CE du conseil du 26 avril 2004 concernant des « mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel » est entrée en vigueur le 19 mai 2004 et doit être transposée dans les Etats membres avant le 19 mai 2006. Elle suit les recommandations du Livre Vert de la Commission européenne (2001) et a été impulsée par les conclusions du forum de Madrid (7-8 février 2002), notamment par le fait que la SA doit devenir une préoccupation de chacun des acteurs agissant sur le marché gazier : « Dans le nouvel environnement réglementaire du marché intérieur du gaz, qui se caractérise par une multitude d'acteurs et le dégroupage des activités des compagnies gazières intégrées, la sécurité de l'approvisionnement ne peut plus être considérée comme la responsabilité d'une seule partie » (Commission européenne [2002a]). La création et le bon fonctionnement du marché énergétique unique européen passent par un niveau suffisant de SA à partir notamment d'un éventail diversifié de sources d'approvisionnement. Cette considération est d'autant plus importante que les marchés du gaz et de l'électricité sont très liés de par la forte croissance de la production d'électricité à base de gaz. Un déséquilibre sur l'un des marchés au niveau national peut engendrer un préjudice sur les autres interconnectés²². Sur le marché gazier, il est important que chaque pays dispose d'une relative SA pour éviter qu'un déséquilibre ne se répercute sur les autres et ne freine la création du marché unique. Cette directive ne remet pas en cause l'existence des contrats de long terme. Au contraire, elle reconnaît que ces derniers font partie intégrante du portefeuille global d'approvisionnement d'un acteur gazier. Toutefois, d'autres dispositions sont à prendre pour garantir une SA renforcée. Par exemple, la création de points d'échange (marchés *spot* ou *hubs*) ainsi que les programmes de *gas release* permettent, selon le point de vue de la Commission, de fluidifier le marché et donc d'œuvrer pour cette sécurité²³.

²²A titre d'exemple, les *blackouts* américains ont coûté extrêmement cher à la fois aux consommateurs et aux entreprises.

²³Cet effet n'est pas forcément apparent lorsque l'on étudie les expériences européennes de régulation asymétrique. Certes, ces programmes permettent des entrées et l'installation de nouveaux fournisseurs qui investissent et donc augmenteront éventuellement la fluidité du marché par des infrastructures d'importation supplémentaires. Toutefois, cet aspect est fortement contrebalancé par le fait que les nouveaux entrants signent également en majorité des contrats de long terme avec les producteurs. Le gaz qu'ils importent n'est pas mis sur le marché mais en général destiné soit à leur propre consommation (gros industriels ou électriciens), soit à leur clientèle mais rarement à un *hub*. La croissance de la consommation et de la production d'électricité à base de gaz sont des facteurs tout aussi importants dans l'explication

1.2. LA DÉPENDANCE EUROPÉENNE EN ÉNERGIE ET LES MESURES INSTITUTIONNELLES

L'article 2 définit également une « rupture d'approvisionnement majeure » qui est une situation dans laquelle la Communauté européenne perdrait plus de 20% de ses approvisionnements, perte qui ne peut selon elle être gérée au niveau national. Nous voyons ici apparaître la notion collective de la SA qui sera reprise dans la suite de la directive. En effet, la Commission ne cache pas sa volonté de prendre en compte la SA de l'Europe au niveau agrégé, avec la promotion des accords entre les Etats membres pour que chacun se sente solidaire ; même si bien entendu cette SA passe avant tout par la mise en place de mesures nationales. L'article 3 nous donne les bases réglementaires que doivent appliquer les Etats membres. Chacun des opérateurs doit œuvrer pour la SA du marché sur lequel il opère, selon des « normes minimales » publiées. Les mesures prises doivent être compatibles avec les « exigences d'un marché intérieur du gaz compétitif ». Une liste des instruments susceptibles d'être utilisés est donnée en annexe de la directive. Outre l'utilisation du stockage (lorsque les conditions techniques et géologiques le permettent), les différentes formes de flexibilité (Importation/Production), l'utilisation des capacités disponibles (*linepack*) et la coopération/solidarité entre les Etats, les instruments évoqués, et qui nous intéressent plus particulièrement, sont la liquidité du marché gazier (gains en sécurité et en flexibilité), la diversification des sources d'approvisionnement, la signature de contrats de long terme et les investissements en infrastructures d'importation. Ces mesures doivent être mises en place notamment pour assurer, comme l'indique l'article 4, l'approvisionnement et la continuité de fourniture des consommateurs dits « captifs », c'est-à-dire ceux qui ne peuvent pas substituer facilement une autre forme d'énergie au gaz, comme par exemple les consommateurs privés et les PME.

Les autorités compétentes des Etats membres, dans le rapport qu'elles doivent publier conformément à l'article 5 de la directive 2003/55/CE, doivent donner un avis ou éclaircissement sur les points suivants : les incidences sur tous les opérateurs du marché des mesures imposées, l'état des lieux des contrats de long terme signés par ces opérateurs ainsi que de la mise en place d'un cadre réglementaire permettant de favoriser les investissements. La Commission, comme indiqué à l'article 6, peut ainsi suivre la bonne application et la pertinence des mesures édictées en vérifiant l'importance globale des niveaux des contrats de long terme, la fluidité du marché²⁴, le niveau des stockages et des interconnexions et prévoir la situation future des approvisionnements face à la demande anticipée, à « l'autonomie d'approvisionnement et aux sources d'approvisionnement disponibles ».

des nouveaux investissements entrepris.

²⁴Cette fluidité est nécessaire au bon fonctionnement d'un marché de court terme.

Un groupe d'observation sera créé à ces fins.

La directive se termine par l'établissement et la gestion de procédures d'urgence en cas d'une rupture prolongée et importante des approvisionnements (articles 8 et 9) ainsi que par la notification du suivi et de la mise en œuvre de cette directive par chaque État (articles 10 à 13).

En dépit des disparités liées à chaque marché et aux transpositions des directives, le marché du gaz de l'Europe de l'Ouest est ouvert à 85%, avec pourtant des degrés d'ouverture différents et des taux affichés plus importants par rapport aux taux réels²⁵ (l'Allemagne reste encore dominée par de gros opérateurs en petit nombre et restreignant l'accès au marché, ainsi que par un ATR relativement complexe).

²⁵Il est intéressant de noter que, bien que la France n'ait ouvert son marché que progressivement et dans les proportions minimales dictées par les directives, la concurrence qui s'exerce sur le marché libéralisé semble plus réelle que pour d'autres pays voisins (Allemagne, Italie, Espagne). Avant le 1er juillet 2004 (depuis lequel 70% du marché est ouvert), 37% du marché était éligible. Sur cette proportion, 22% des volumes concernés avaient fait l'objet de changement de fournisseur et 26% de renégociations. Il faut noter à cet égard les modifications dans le « bon sens » des critères pris en compte par la Commission européenne lors des études de *Benchmarking* réalisées récemment (Commission of the european communities [2004]).

1.3 Les caractéristiques du marché gazier en matière d'approvisionnement

1.3.1 Les contrats de long terme dans les approvisionnements gazières européens

Les contrats de long terme et leurs caractéristiques particulières ont permis un développement croissant de l'industrie gazière. Tout d'abord, ils permettent d'assurer la sécurité d'approvisionnement des pays importateurs²⁶, qui prennent en charge le « risque volume », et l'assurance de débouchés pour les pays producteurs, qui gèrent le « risque prix ». Ensuite, cette assurance de débouchés permet de faciliter le financement de l'industrie gazière, notamment de la filière GNL qui s'érige de plus en plus comme le moyen d'approvisionnement favorisé par de nombreux opérateurs en raison des lieux de production de plus en plus éloignés. Cette filière est d'ailleurs la plus rentable au-delà d'une certaine distance, en plus d'être techniquement la mieux adaptée (cf Figure 1.6). Enfin, comme les économies des pays producteurs dépendent en grande partie de la vente des hydrocarbures, leurs revenus ne doivent pas devenir trop aléatoires. Ils ont besoin d'une certaine stabilité que leur procurent les contrats TOP. Cependant, devant une certaine incertitude sur les niveaux de demande futurs, à laquelle font face les importateurs, les clauses TOP associées aux contrats de long terme peuvent être sources d'inefficacités. Un assouplissement de ces clauses permettrait donc aux opérateurs de gagner en flexibilité (HAURIE et al [1987]). Ces inefficacités trouveraient alors leurs sources dans des quantités trop importantes par rapport à la taille du marché et devant être enlevées ou payées. Une comparaison des résultats avec ce type de clauses par rapport à une concurrence simple

²⁶Cette sécurité est importante pour un importateur dans ce contexte de libéralisation de l'aval alors que l'amont reste concentré et échappe largement à la régulation européenne. Le pouvoir de marché des producteurs est certes atténué par la volonté de continuer à développer l'industrie (dans cette conjoncture favorable à la consommation de gaz) et par la menace liée à l'existence de produits substitués au gaz. Toutefois, si la génération électrique à base de gaz continue d'augmenter, une certaine clientèle va pourtant devenir captive d'où la possibilité d'exercer un pouvoir de marché. A ce possible pouvoir de marché se rajoute le poids des coûts liés aux activités amonts dans le coût total du gaz, coût qu'il est difficile de contrôler et de diminuer (pour l'activité GNL par exemple, les coûts sont plus élevés que les autres modes de transport en-deçà d'une certaine distance (Figure 1.6) donc son développement nécessite un prix du gaz pas trop faible).

serait un indicateur pour jauger du caractère inefficace ou au contraire efficace²⁷ qu'elles engendrent (SMEERS [1997]).

Pour permettre la compétitivité du gaz vis-à-vis des autres sources d'énergie (les produits pétroliers) disposant de coûts de transport en général plus faibles, les prix de ces contrats étaient en premier lieu indexés sur ceux des énergies concurrentes et, en second lieu sujet à la logique du *netback*²⁸. Ainsi, le prix départ gisement étant différent en fonction du lieu de destination et de consommation du gaz, des clauses dites de « destination » accompagnaient la plupart du temps la signature de tels contrats. Cependant, lors de l'ouverture à la concurrence des marchés, ces clauses ont été répertoriées comme favorisant le cloisonnement et la concentration des marchés. La Commission européenne, reconnaissant que les contrats de long terme jouent un rôle majeur dans l'industrie gazière, essaie désormais de limiter le recours à ces « clauses de destination »²⁹. L'abolition progressive de cette clause peut toutefois faire courir le risque d'un affaiblissement de la logique *netback*. Cet affaiblissement pourrait aller non seulement à l'encontre de la croissance que connaît la consommation de gaz³⁰ mais également défavoriser la diversification des sources d'approvisionnement, élément d'une bonne SA (les pays proches d'une source de production auront tendance à s'approvisionner majoritairement auprès d'elle pour diminuer les coûts).

²⁷L'inefficacité serait traduite par une diminution du bien-être et une augmentation des coûts. A contrario, l'efficacité serait de favoriser les investissements, la stabilité des prix, des revenus, la compétitivité du gaz.

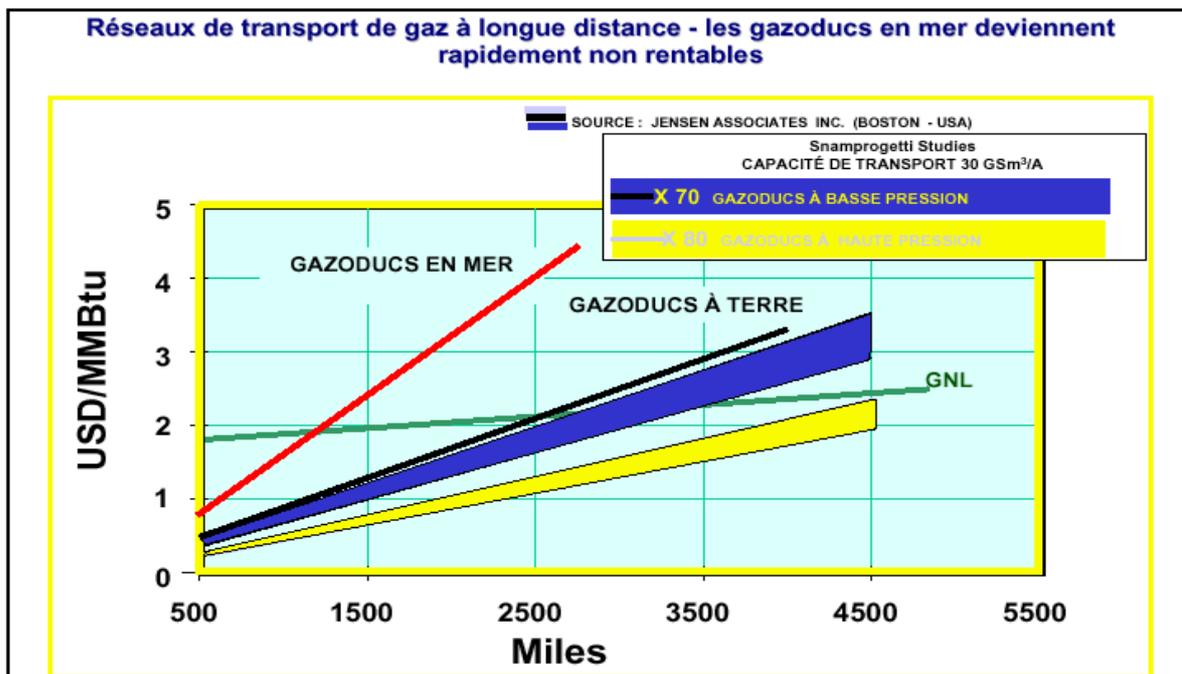
²⁸Etant donné que les Produits Pétroliers et le gaz sont des produits concurrents et substituables, les producteurs de gaz doivent consentir des prix du gaz départ gisement différents pour compenser les coûts de transport du gaz fortement croissants avec la distance. C'est ce que l'on appelle la logique du *netback*.

²⁹Le gaz russe livré à Baumgarten par OMV est libre de toute contrainte de destination ou clause de territorialité.

³⁰Avec l'augmentation des coûts, la diminution du développement de certains maillons ou infrastructures de la chaîne gazière.

1.3. LES CARACTÉRISTIQUES DU MARCHÉ GAZIER EN MATIÈRE D'APPROVISIONNEMENTS

Figure 1.6 : La rentabilité des infrastructures de transport de gaz



Source : Commission européenne [2001]

Les approvisionnements gaziers européens sont encore largement dominés par ces contrats de long terme. Comme nous le montre le Tableau 1.6, un déficit de demande non-couvert par ce type de contrat pourrait apparaître en 2005, en raison principalement de la baisse de la production endogène de l'Union européenne. Au vu des comportements des acteurs gaziers, il semblerait que l'on se dirige vers la couverture de ce déficit par des contrats de long terme ; ces derniers étant signés soit par l'opérateur historique du pays, soit par ses concurrents.

Tableau 1.6 : Part des contrats de long terme et de la production européenne (sans la Norvège) dans la satisfaction de la demande européenne de gaz³¹

<i>Gm³ (%)</i>	<i>2000</i>	<i>2001</i>	<i>2002</i>	<i>2003</i>	<i>2005</i>	<i>2010</i>	<i>2015</i>	<i>2020</i>
<i>Demande européenne de gaz</i>	395	402	408	424	461	520	560	582
<i>Production de gaz endogène à l'UE</i>	215 (54)	220 (55)	233 (57)	220 (52)	218 (47)	204 (39)	177 (32)	142 (24)
<i>Gaz importé par contrats de long terme</i>	189 (48)	180 (45)	180 (44)	204 (48)	239 (52)	265 (51)	264 (47)	279 (48)
<i>Demande supplémentaire</i>	0	0	0	0	4	52	118	162
<i>Déficit de demande (%)</i>	0	0	0	0	1	10	21	28
<i>Part du gaz dans la consommation d'énergie primaire (%)</i>	22	23	23	23	23	25	27	28

Source : CREDEN (à partir des données des documents suivants : The European Gas Regulatory Forum [2002], Eurogas [2004], Eurogas [2003], Eurogas [2002], Gaz de France [2001], CRE [2004])

Lors des premiers temps de la libéralisation des marchés gaziers, une crainte a été le manque de disponibilités gazières et de capacités de transport pour les nouveaux entrants en raison de la couverture totale de la demande dans de nombreux pays européens par les contrats de long terme des Opérateurs Historiques (OH). Comme nous le montre le Tableau 1.7, de nombreux pays européens importent plus de 80% du gaz qu'ils consomment par contrats de long terme. Certains régulateurs ont donc demandé à leur OH de rétrocéder une partie de ce gaz pour que les entrants y aient accès³². Ces programmes ne sont que temporaires et cherchent à faciliter l'entrée de nouveaux opérateurs en leur laissant le temps de trouver ou de développer des sources d'approvisionnement. Or, nous constatons que ces nouveaux entrants ne cherchent que marginalement à s'approvisionner par contrats de court terme. En effet, les producteurs d'électricité et distributeurs gaziers cherchent avant tout à sécuriser leurs approvisionnements et s'assurer d'un prix relativement prévisible et stable sur du moyen-long terme. Ils privilégient donc cet instrument, aux dépens

³¹Les données originales étaient en millions de tep. Elles ont été transformées en Gm³ sur la base de 1000 m³ = 0.9 tep.

³²Programmes de *gas release* en Grande-Bretagne entre 1992 et 1995, plus récemment en Espagne, Allemagne, Autriche, France et Italie.

1.3. LES CARACTÉRISTIQUES DU MARCHÉ GAZIER EN MATIÈRE D'APPROVISIONNEMENTS

du marché de court terme qui, pour l'instant encore peu développé, ne leur sert que de marché d'appoint. C'est également une bonne stratégie face à un marché où l'incertitude prime. La méfiance des consommateurs pourrait s'accroître compte tenu de la situation géopolitique actuellement instable (bien plus instable cependant pour le pétrole que pour le gaz), de l'expérience électrique où les prix sont à la hausse, avec des pics insupportables pour une entreprise grosse consommatrice d'énergie, et enfin avec la méfiance vis-à-vis de nouveaux entrants peu connus, notamment à la suite de la faillite de l'opérateur (courtier) ENRON.

Tableau 1.7 : Structures des approvisionnements des principaux pays européens (2002)

<i>Pays</i>	<i>Part de la production nationale dans la consommation totale (%)</i>		<i>Part des importations dans la consommation totale (%)</i>	
	<i>2002</i>	<i>2003</i>	<i>2002</i>	<i>2003</i>
<i>Autriche</i>	22	23	78	77
<i>Belgique</i>	0	0	100	100
<i>Danemark</i>	100	98	0	2
<i>France</i>	4	4	96	96
<i>Allemagne</i>	18	18	82	82
<i>Italie</i>	19	20	81	80
<i>Pays-Bas</i>	80	84	20	16
<i>Espagne</i>	3	3	97	98
<i>Suède</i>	0	0	100	100
<i>Royaume-uni</i>	100	90	0	10

Source : Commission des communautés européennes [2003], Commission of the european communities [2004]

Les entreprises qui agissent dans cet univers dérégulé signent donc toujours des contrats de long terme, d'une durée cependant plus courte qu'antérieurement (10 à 12 ans) (VON HIRSCHHAUSEN [2003]). Ces contrats restent, aux yeux de la directive 2004/67/CE du conseil du 26 avril 2004 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel, considérés comme des engagements de long terme. En effet, dans son article 2, la définition qui sera entendue par la directive lorsqu'un « contrat d'approvisionnement en gaz de long terme sera évoqué » nous est donnée : c'est « un contrat d'approvisionnement en gaz conclu pour une durée supérieure à 10 ans ». L'explication pourrait être soit l'engagement sur le minimum d'années requises pour que l'investissement

soit réalisé³³ et rentabilisé³⁴, soit une préférence pour la multiplication des projets et routes d'approvisionnement compte tenu du rythme de découverte des champs gaziers³⁵ et du développement anticipé du *spot* (et de la liquidité), sur lequel ils sont susceptibles d'aller s'approvisionner dans des proportions plus importantes qu'actuellement. Cette présence supplémentaire leur permet de gagner encore en flexibilité³⁶, tout en pouvant se couvrir contre les variations de prix.

Les contrats de long terme, bien qu'académiquement anticoncurrentiels³⁷ (AGHION et BOLTON [1987]), restent le meilleur moyen d'approvisionnement pour une Europe de plus en plus dépendante de fournisseurs extérieurs³⁸. Ils peuvent constituer une solution au problème du *hold-up*, en particulier lorsque l'un des acteurs doit investir dans une infrastructure lourde et coûteuse. De même, HUBBARD et WEINER (1991) ainsi que CARLTON (1989) fournissent des arguments économiques allant en faveur des contrats de long terme. Les premiers justifient le maintien des contrats de long terme lorsque perdurent dans l'activité des comportements stratégiques possibles (le secteur de l'énergie n'y déroge pas,

³³Les investisseurs conservent une certaine frilosité vis-à-vis d'engagements plus longs en raison d'une certaine incertitude sur le développement des marchés et des décisions de régulation.

³⁴Cette vision est renforcée par l'observation des facteurs de charge qui sont plus importants puisque les entreprises contractent de plus fortes quantités annuelles sur un intervalle de temps plus court (contrats de 10 à 12 ans, contre 20 à 25 ans il y a une dizaine d'années, mais pour des volumes annuels de 3.5 à 4 Gm³ contre 3 Gm³ il y a dix ans) (VON HIRSCHHAUSEN [2003]). Cette idée va également de pair avec celle souvent évoquée qui est que, comme les investissements sont coûteux, les entreprises cherchent à utiliser les économies d'échelle à leur maximum (DAUGER [2001]); c'est pour cela que certaines infrastructures d'importation gazières européennes ne disposent que de peu de capacités pour faire transiter du *free gas*, variable favorable à l'émergence d'un *spot*.

³⁵L'objectif serait de pouvoir participer à un nombre plus important d'éventuels projets gaziers.

³⁶Ils rendent les consommateurs réactifs aux prix, qu'ils soient à la hausse entraînant ainsi une baisse de la consommation, ou à la baisse et faire profiter leurs clients d'une conjoncture favorable.

³⁷Il est possible de voir également les contrats de long terme comme des engagements qui peuvent limiter les incitations à exercer un pouvoir de marché par des firmes puissantes (producteurs gaziers) et favoriser l'intervention de ces dernières sur les marchés *spot* en injectant quelques liquidités gazières non-contractées (*free gas*) (BORENSTEIN [2001]). Cette vision irait dans le sens d'un accroissement de la concurrence par le nombre d'acteurs pouvant avoir accès au gaz. En effet, un producteur qui a vendu une grosse partie de sa production par contrats de long terme (la plupart du temps avec de gros importateurs ou des consortia de gros consommateurs, ayant un certain pouvoir de négociation) s'est assuré un revenu stable. Il peut donc mettre des volumes de gaz marginaux supplémentaires sur le *spot* (*hubs*) afin que de petites entreprises (*trading*) aient également accès à la ressource. En ce sens, les contrats peuvent être vus comme « pro-concurrentiels ». Cette vision est cependant à prendre avec toutes les précautions d'usage.

³⁸Les trois principaux sont la Russie, l'Algérie, la Norvège, et bientôt certainement le Moyen-Orient avec notamment le Qatar et l'Iran.

1.3. LES CARACTÉRISTIQUES DU MARCHÉ GAZIER EN MATIÈRE D'APPROVISIONNEMENTS

PERCEBOIS [2004]) et des investissements spécifiques, tout en observant que la double présence dans un marché de contrats de long et de court termes n'est pas forcément une source d'inefficience. Le second nous indique que les contrats de long terme ont un avantage substantiel par rapport aux contrats de court terme ou *spot* car ils diminuent les coûts d'exploitation dans une économie caractérisée par des coûts de transaction et un environnement incertain³⁹. Il indique également que le gain d'efficacité se lit dans la baisse de la variabilité des recettes (*cash-flows*), permettant ainsi aux acteurs qui investissent de connaître la faveur des banques car le retour sur investissement est assuré.

La dépendance ne fait que s'accroître et devrait atteindre 70% en 2020 contre 40 à 50% aujourd'hui. Cette croissance est notamment due aux gisements de la mer du Nord qui s'épuisent. A titre d'exemple, la Grande-Bretagne, jusqu'ici largement excédentaire et autosuffisante, est devenue importatrice nette de gaz (Norvégien, par l'*Interconnector*, GNL). Cette dépendance est un risque supplémentaire que doivent supporter les utilisateurs gaziers. La Commission européenne reconnaît que les contrats de long terme sont, avec les stockages et la diversité des sources d'approvisionnement, l'un des éléments essentiels à la sécurité d'approvisionnement. Le marché, insuffisamment développé et empreint à de fortes rigidités⁴⁰, ne peut pas assurer à lui tout seul cette sécurité d'approvisionnement. Les opérateurs européens ont donc de fortes incitations à signer toujours des contrats de long terme. Ces contrats constituent la base des approvisionnements.

Toutefois, ces contrats signés permettent de satisfaire la totalité de la demande et saturer quelquefois les réseaux de transport qui ont été dimensionnés en fonction de ces derniers pour profiter au mieux des économies d'échelle. D'ici à 2010, 90% de la demande future de gaz ont déjà fait l'objet de conclusions de contrats TOP (Tableau 1.6). Ces contrats sont signés entre les opérateurs historiques et les producteurs, intérieurs ou extérieurs à l'Union Européenne. Ces derniers resserrent leurs liens avec leurs anciens partenaires plutôt que d'en créer de nouveaux avec les entrants, mais commencent également à adopter une stratégie d'intégration vers l'aval⁴¹.

³⁹Réduction des coûts liés à la recherche d'un acheteur ou d'un vendeur sur le *spot*, à une régulation changeante qui peut avoir une répercussion sur les ventes, les parts de marché ou les approvisionnements d'un opérateur.

⁴⁰Le gaz ne se transporte pas aussi facilement que le pétrole et nécessite de gros investissements initiaux aussi bien dans le transport que dans l'exploration-production.

⁴¹Comme les pétrogaziers, les producteurs pourraient alors décider des comportements stratégiques de types forclusifs. Ils serviraient moins leurs clients importateurs-distributeurs et davantage le marché de façon directe. L'accès à la ressource devient une stratégie déterminante pour les importateurs-distributeurs

Ces contrats couvrent la quasi-totalité du marché gazier européen, à l'exception de la Grande-Bretagne et de quelques exportations de gaz anglais via l'*Interconnector* et échangées au *hub* de Zeebrugge. Ces contrats sont signés avec les pays producteurs extérieurs à l'Union Européenne (ils assurent 45 à 50% de la demande) mais aussi avec des pays intérieurs ou proches de l'Union Européenne (Pays-Bas, Norvège, Danemark) pour couvrir le reste de la demande. Jusqu'en 2010, il n'y aura pas ou peu de gaz libre, disponible sur le marché et pouvant entraîner le développement d'une concurrence "gaz-gaz". A partir de 2010, c'est le déclin de la production de gaz européenne qui permettra de libérer une part de la demande de gaz, et donc une ouverture pour du gaz libre, la part des contrats de long terme conclus avec les pays les plus lointains restant inchangée.

Tous les pays européens, à l'exception des Pays-Bas et de l'Angleterre⁴² qui n'importent que pour des raisons stratégiques d'économie de leurs ressources ou lorsqu'un événement imprévu se produit, ont importé plus de 80% de leur consommation de gaz pour l'année 2000 par des contrats à long terme. De plus, les pays n'ayant pas ou peu de production nationale ont importé eux plus de 100% de leur consommation par ce type de contrats. Ceci conforte l'idée émise précédemment à savoir qu'il n'y a, pour l'instant, pas ou peu de place pour l'injection de gaz libre dans les différents marchés. Le recours au marché *spot* est également limité de même que son extension : peu de liquidités gazières peuvent être mises sur le marché et peu fonctionnent réellement (*Zeebrugge, Title Transfer Facility*). Après l'adoption de la directive, les opérateurs ont continué à contracter sur le long terme, saturant par la même occasion les réseaux. En Italie et en Espagne, les accès aux terminaux sont chers et les réseaux sont saturés. La SNAM a saturé ses réseaux en contractant des volumes supplémentaires de gaz⁴³. En Espagne, le gazoduc venant de la France est saturé et celui qui vient de l'Algérie est limité par la « règle des 60%⁴⁴ ».

qui n'étaient jusqu'alors que peu présents dans l'amont. La signature des contrats de long terme permet à ces importateurs de s'assurer d'un accès au gaz dans l'attente d'une intégration suffisante vers l'amont ou d'une diversification accrue des fournisseurs.

⁴²Elle est importatrice nette depuis 2004 et importe à la fois du continent et par contrats de long terme (Norvège, GNL).

⁴³Notamment un contrat de 8 Gm³/an avec la Russie.

⁴⁴Cette règle a été introduite par la loi espagnole de 1998 sur les hydrocarbures. Elle interdit, dans un souci de diversifier les sources d'approvisionnement en général et pour ne plus dépendre que de l'Algérie en particulier, aux opérateurs d'importer plus de 60% de la consommation nationale d'une même source.

1.3.2 Le recours aux contrats de court terme et aux marchés *spot* (*hubs* gaziers)

Nous avons vu que les contrats de long terme ne sont pas remis en cause par la Commission européenne du moment qu'ils ne font pas obstacles au développement de la concurrence par l'adoption de clauses restrictives ou en verrouillant le marché. De plus, « les conditions créées par le marché intérieur du gaz garantiront la pérennité de ces contrats qui continueront à contribuer utilement à la sécurité de l'approvisionnement sur le marché intérieur » (Commission européenne [2002a]). Elle émet également l'idée qu'ils puissent faciliter la diversification des approvisionnements gaziers en faisant entrer sur le marché de nouvelles sources de gaz associées à de nouvelles infrastructures de transport, augmentant la concurrence du côté de l'offre et diminuant ainsi l'effet "goulet d'étranglement" (*bottleneck*) des capacités existantes. Au vu de l'importance de ces contrats, il faut tout de même prévoir une solution de sécurité supplémentaire au cas où ces derniers s'avèreraient insuffisants pour satisfaire la demande prévue ou rencontrée. À côté d'eux doit donc se développer une certaine « fluidité du marché », fluidité que connaissent la Grande-Bretagne (avec le *National Balancing Point*, la production nationale relayée par les nouvelles infrastructures d'importation, notamment de GNL) et l'Europe du Nord-Ouest avec l'émergence et le développement des *hubs* gaziers⁴⁵. Selon la Commission, les programmes de cession de gaz (*gas release*) permettent également d'augmenter cette fluidité mais l'étude des expériences ne le montre pas de façon formelle (CLASTRES [2003]⁴⁶). Ces derniers développements sont importants pour les fournisseurs car ils garantissent la possibilité de parfaire un portefeuille d'approvisionnement équilibré, en terme de prix et de flexibilité, et fourniront la certitude « que les producteurs, les fournisseurs ou clients ayant vendu ou acheté du gaz dans le cadre de contrats à long terme peuvent vendre le gaz, au prix *spot* actuel, s'ils ne sont pas en mesure de trouver des débouchés directs sur le marché » (Commission européenne [2002a]).

Le recours au marché *spot* par les opérateurs⁴⁷ pour une période de quelques mois

⁴⁵Zeebrugge, Emden/Bunde, *Title Transfert Facility*, Baumgarten sont les principaux *hubs* continentaux européens.

⁴⁶Une analyse de ces expériences est réalisée dans le chapitre 2 de ce document.

⁴⁷Ces opérateurs peuvent non seulement être des entreprises gazières mais également des producteurs d'électricité qui se retrouvent avec un excédent momentané de gaz qu'ils désirent écouler ou des producteurs qui font face soit à une extraction excédentaire (ils seront alors vendeurs) ou au contraire déficitaire (ils seront alors demandeurs de gaz pour assurer leurs ventes et l'équilibrage de leurs flux sur le réseau), comme cela a été observé au début du développement du NBP (HEYVAERT [2001]).

est l'un des instruments complétant les deux moyens principalement utilisés pour servir les variations de demande, à savoir les stockages et le recours aux « interruptibles ». Un recours massif à ces marchés pour des périodes plus longues semble à première vue difficile pour l'instant. En effet, les moyens de production et coûts de transport constituent le plus souvent une limite à l'internationalisation du marché du gaz et donc à une augmentation rapide de la fluidité⁴⁸. Un appel massif au *spot* risquerait de se heurter à un déficit d'offre (DAUGER [2001]), ayant comme conséquence une augmentation significative des prix, mettant en danger non seulement les opérateurs gaziers, mais également leurs clients⁴⁹ qui pourraient changer d'énergie. Une condition suffisante pour que ces stratégies d'approvisionnement soient possibles serait que le marché soit assez mature⁵⁰. La croissance de la demande pousse l'Europe à s'approvisionner au-delà des fournisseurs historiques et à rechercher de nouvelles sources, certes plus coûteuses mais qui permettent de multiplier les routes d'acheminement⁵¹. Cette multiplication joue un rôle sécuritaire, à la fois de court terme, contre la défaillance technique, et de long terme, contre la défaillance pour des raisons physiques ou politiques d'un producteur.

⁴⁸On ne peut pas augmenter en peu de temps dans de grandes proportions ni la production d'un gisement, ni les flux dans les réseaux dont le facteur de charge est en général élevé.

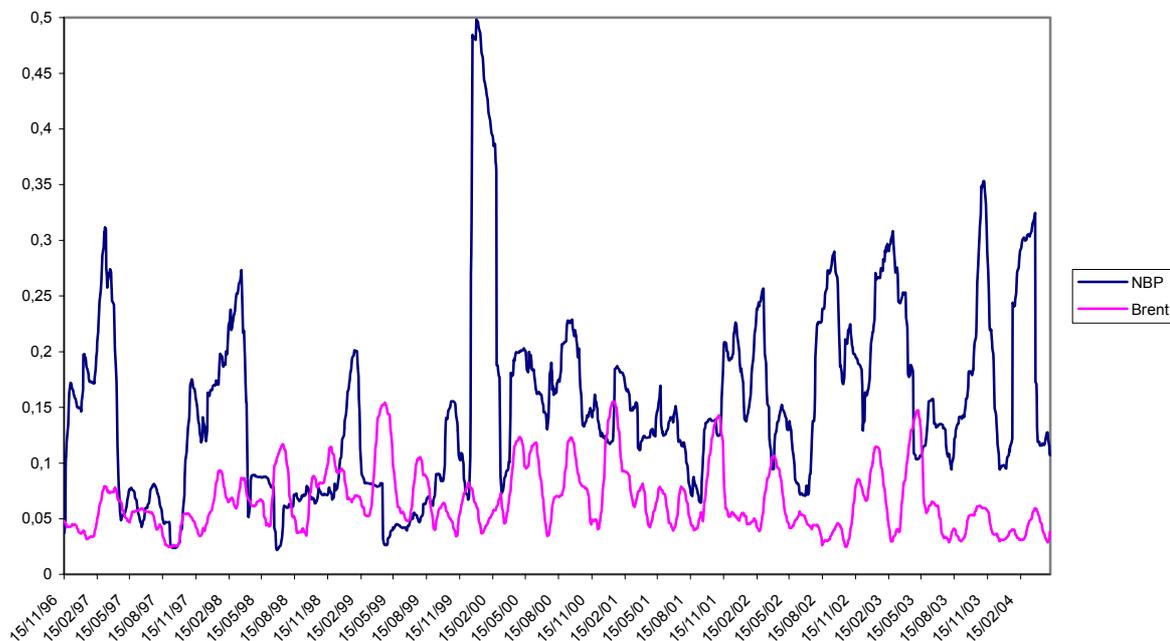
⁴⁹Cela s'est vu dans les différentes crises qu'a subies le secteur électrique.

⁵⁰Un marché mature est caractérisé par des infrastructures largement dimensionnées et un réseau suffisamment maillé, reliant des sites de production dans la zone considérée (DAUGER [2001]). Pour l'instant, le réseau européen souffre toujours de problèmes d'interconnexion, même si des efforts (projets) et investissements sont observés dans ce domaine (impulsé notamment par le secteur « importation » pour augmenter les routes d'acheminements).

⁵¹Le développement croissant du GNL en est un bon exemple.

1.3. LES CARACTÉRISTIQUES DU MARCHÉ GAZIER EN MATIÈRE D'APPROVISIONNEMENTS

Figure 1.7 : Volatilité des prix du gaz et du pétrole (16/09/96 - 06/05/2004)



La Figure 1.7 nous montre que la volatilité du gaz peut être nettement plus importante que celle du pétrole, pour lequel le marché est liquide et qui dispose d'un marché « papier », sur lequel les opérateurs se couvrent, très étendu. Le *trading* de court terme est donc nettement plus risqué dans le domaine du gaz, restreignant de ce fait le nombre de contreparties possibles. Cette volatilité conforte les entreprises dans le choix des contrats de long terme (stabilité des recettes ou des dépenses) et réduit les possibilités d'indexation de ces derniers sur les prix provenant de la concurrence "gaz-gaz". L'incertitude est extrêmement présente dans le commerce de court terme du gaz naturel, notamment due à un manque de liquidité ou de transparence de certains marchés.

Devant de tels risques de prix, les entreprises, voulant investir et se couvrir sans spéculer pour s'assurer d'un prix de revient prévisible, recherchent auprès des *hubs* (marchés *spot*) des moyens de couverture (CLASTRES et SEVI [2003]). Les régulateurs sont en général vigilants lorsque les entreprises ont recours à ce type d'instruments. Ils vérifient que cette utilisation soit bénéfique à la fois d'un point de vue de l'entreprise (entraîner une certaine stabilité dans les recettes) et pour le consommateur (éviter des factures trop élevées) et ne soit pas source de pure spéculation. Les activités de *trading* sur les marchés

spot conduisent à des équilibrages instantanés ; le profil d'évolution du prix futur sur ces marchés permet de se couvrir contre les variations de prix⁵². Ces moyens de couverture sont souvent ceux utilisés sur les marchés financiers, notamment les contrats *futures*⁵³. Si les *futures* sont associés à un marché d'options, alors les entreprises négociant sur le *hub* peuvent se couvrir totalement. Le négociant ne fait alors plus face à d'incertitude sur ses profits (WOO et al. [2001]). Si le marché *spot* dispose d'un marché de *futures* et d'options, le négociant s'assure donc une couverture totale sur ses profits tout en permettant aux consommateurs une réduction de l'incertitude et du montant de leurs factures. Dans ce contexte de concurrence, une réduction des coûts de l'entreprise (donc du prix que les consommateurs peuvent payer) et du risque prix ne peut que jouer en faveur du négociant. Sur le marché du gaz américain, avec des données du NYMEX⁵⁴, ces conclusions ont été démontrées pour des *utilities* par LEGGIO et LIEN (2000). Ces auteurs nous montrent que les coûts supportés par les consommateurs, la volatilité des factures⁵⁵ et le montant moyen des factures sont minimisés lorsque le négociant utilise à la fois le marché des *futures* et d'options sur ces *futures*. D'après ces auteurs, les entreprises ne peuvent pas passer tous les coûts liés à la volatilité des prix sur les consommateurs sous peine de les voir changer de fournisseurs ou d'énergie. Les entreprises gazières sont confrontées à trois préoccupations. La première est de minimiser les factures anticipées des consommateurs. La seconde est de minimiser le risque de volatilité. La dernière est de minimiser le « risque amont »⁵⁶ associé aux possibilités de factures très élevées. L'entreprise cherche donc à minimiser les coûts subis par les consommateurs (donc indirectement la probabilité de subir une grosse facture) sous contrainte que la moyenne des factures et la volatilité soient inférieures à

⁵²L'évaluation de ce profil sert par exemple de base pour le marché des *futures*. Il est d'autant plus difficile de l'évaluer que le stockage est important sur le marché considéré. En effet, dans ces cas, les aléas offre/demande liés aux activités de *trading* sont en plus affectés par les possibilités d'achats stratégiques ou de rétention de capacités, comportements qui rendent la prévision du prix difficile. Cette difficulté a été réduite en Angleterre notamment par l'importance du recours aux interruptibles dans la gestion des situations de ruptures ou défaillances d'approvisionnement (HELM [2002]).

⁵³L'*International Petroleum Exchange* propose ce type de contrats.

⁵⁴Données sur les mois d'hiver (novembre à février) de 1990 à 1998 pour des prix mensuels.

⁵⁵Cette volatilité est représentée par la probabilité de subir une facture très élevée.

⁵⁶Le « risque amont » est ici supporté par l'entreprise (ou négociant). Le négociant peut répercuter sur le consommateur par l'intermédiaire de *Purchasing Gas Adjustments* les augmentations de coûts des *inputs* (ici la molécule de gaz achetée sur le *spot*). Or, il existe un laps de temps entre l'achat de gaz et la répercussion sur le consommateur de l'augmentation des coûts, laps de temps durant lequel l'entreprise peut encourir une perte.

1.3. LES CARACTÉRISTIQUES DU MARCHÉ GAZIER EN MATIÈRE D'APPROVISIONNEMENTS

certains seuils. Ils étudient plusieurs scénarios : sans couverture, avec uniquement une intervention sur le marché des *futures*, avec une intervention sur le marché des *futures* et des options. Les résultats sont en faveur d'une couverture totale. En effet, les intervalles de variation des coûts supportés par les consommateurs sont toujours inférieurs dans le cas de couverture sur le marché des *futures* et d'options par rapport à l'absence de couverture. Si l'objectif est seulement de réduire la volatilité, alors la couverture sur le seul marché des *futures* permet d'arriver à de meilleurs résultats. Cette amélioration en cas de couverture est générale et robuste à toutes modifications de la série. L'augmentation du coût liée aux différentes primes et droits d'entrée sur les marchés de couverture est largement compensée par la diminution de l'exposition au risque prix. Le « risque amont » dépend de la sensibilité des consommateurs à la possibilité de supporter une facture très élevée. Si cette sensibilité est élevée, alors l'utilisation des deux instruments de couverture donnent de meilleurs résultats (diminution de ce risque). Lorsque l'on enlève certaines observations de la série, soit délibérément soit aléatoirement, les résultats ne sont pas modifiés en moyenne. Ils dépendent davantage de la sensibilité des consommateurs à de fortes factures mais se couvrir reste toujours une stratégie optimale. L'optimalité de cette stratégie diminue avec la volatilité de la série. Les coûts liés à l'utilisation des instruments de couverture sont alors supérieurs aux risques qu'ils sont censés couvrir.

Lorsque de tels instruments de couverture existent et sont proposés⁵⁷, il persiste souvent un problème qui est une couverture sur une durée plus faible que celle que désirerait l'investisseur ou le fournisseur, voire même le client (HELM [2002]). Le risque de prix et la sécurité de rentabiliser son investissement ne sont alors couverts que sur une période de temps souvent inférieure à la durée de vie des installations ou des contrats de fourniture négociés. En effet, même si la signature de nouveaux *futures*, lorsque les précédents arrivent à échéance, permet de poursuivre la couverture, les conditions et termes des contrats peuvent varier et être pénalisants pour un acteur. Cet argument est en faveur de la signature de contrats à long terme avec clause de renégociation. De plus, pour qu'un marché *futures* se développe, il faut avant tout une concurrence assez élevée entre les différents acteurs du marché de gros (liquidité + nombre d'intervenants importants), concurrence qui, compte tenu du poids de certains acteurs et des phénomènes de concentration, se développe lentement. Seul le *National Balancing Point* (NBP) dispose d'instruments de couverture avec les *futures* de l'*International Petroleum Exchange* (IPE) ; les *hubs* conti-

⁵⁷Il faut pour cela un marché standardisé et suffisamment liquide, vers lequel nous allons certainement mais qui nécessite du temps pour se développer.

nements étant pour le moment encore dépourvus de tout instrument similaire (les premiers instruments de couverture planifiés pour un *hub* continental sont ceux de Zeebrugge en 2006). Durant ce laps de temps, les intervenants sur les *hubs* sont donc soumis aux risques de volatilité des cours qui peuvent exister sur tout marché *spot*. Une observation intéressante est que les prix du gaz sur le NBP et sur le *hub* de Zeebrugge sont fortement corrélés. Le prix du NBP a une forte influence sur le prix de Zeebrugge. Plusieurs explications à cette corrélation sont avancées. D'abord, la plupart du *free gas* échangé au *hub* de Zeebrugge provient du NBP et du marché anglais. Ensuite, le NBP est un marché *spot* beaucoup plus mature et liquide que son homologue continental. L'information y est en conséquence beaucoup plus fiable et plus accessible. Enfin, la convergence entre les marchés électrique et gazier est très forte. Celle-ci provient du fait que, avant la mise en place de l'*Interconnector*, les prix du NBP dépendaient fortement de la valeur du gaz utilisé pour la production électrique. Cette valeur était fortement liée aux prix de l'électricité sur le marché *spot* de la Grande-Bretagne (RUPEREZ-MICOLA et BUNN [2004]). WOO et al (2001) ont mis en évidence, pour le marché électrique américain, lorsque les prix de deux marchés étaient corrélés et uniquement l'un des marchés disposait d'instruments de couverture, la possibilité pour un négociant intervenant sur le marché dépourvu de tels instruments d'adopter une stratégie de *cross-hedging*. Les auteurs se placent dans une situation où il existe deux marchés *spot* M_1 et M_2 . Les prix de ces deux marchés sont corrélés et seul le marché M_2 est suffisamment liquide pour disposer d'instruments de couverture, qui seront ici des *futures*. Un négociant agit sur le marché M_1 : il doit acheter sur le marché *spot* une quantité Q au prix *spot* qu'il revendra par la suite à ses clients par l'intermédiaire de contrats *forwards*. Le négociant est donc obligé de vendre cette quantité Q au prix convenu alors qu'il sera soumis à la volatilité du prix *spot* de M_1 lors de son achat. Il n'a pas de possibilité de couverture sur ce marché M_1 . Le négociant, sachant qu'il existe un autre marché M_2 sur lequel il est possible de se couvrir et dont les prix sont corrélés avec ceux de M_1 , va prendre sur ce marché M_2 la position inverse de celle dans laquelle il se trouve sur le marché M_1 . Il va acheter une quantité Q de *futures* sur M_2 qu'il revendra à l'échéance sur le marché *spot* M_2 . Grâce à cette stratégie, la volatilité de son profit va être réduite ainsi que ses pertes éventuelles. La volatilité du profit qui perdure est celle pour laquelle le *cross-hedging* n'amène pas de solution⁵⁸. Une corrélation positive entre les prix permet de diminuer les effets de la volatilité même en cas de corr-

⁵⁸Il faudrait d'autres instruments de couverture disponible pour la traiter, comme par exemple l'ajout d'options sur les *futures*.

1.3. LES CARACTÉRISTIQUES DU MARCHÉ GAZIER EN MATIÈRE D'APPROVISIONNEMENTS

lation partielle ou imparfaite. Plus cette corrélation est forte, plus les gains et les pertes sur chaque marché se compensent et plus la volatilité du profit du négociant diminue. Le marché M_2 joue le rôle du marché « papier » de l'industrie pétrolière. Leur étude se compose de deux étapes. La première étape leur permet de calculer la relation entre les prix des deux marchés ainsi que la quantité de *futures* optimale à acheter sur le marché M_2 étant donné la relation de corrélation entre les deux prix *spot*. Cette quantité est telle que les espérances de profits au fil des périodes sont égales. La seconde étape leur permet de calculer le prix du contrat *forward* sur le marché M_1 . Ce prix dépend du prix de base des contrats plus une prime de risque liée aux possibles variations du marché *spot*. Ce prix est croissant avec cette prime de risque qui dépend également du degré d'aversion au risque du négociant. Le profit du négociant est croissant en cette prime de risque : plus la prime est élevée, plus les profits seront élevés de même que le prix des *forwards*. Si le négociant agit dans un environnement concurrentiel, il est susceptible de perdre des parts de marché si son degré d'aversion est supérieur à celui de ses concurrents ou s'il fixe une prime de risque trop élevée. En effet, le prix *forward* qu'il pourrait éventuellement proposer sera alors supérieur à celui de ses concurrents moins averses au risque. Les auteurs montrent qu'il est possible de calculer une probabilité qui mesure la possibilité de pertes liées à une prime de risque plus faible sur une plus ou moins longue durée. Plus le négociant sera disposé à encourir une perte sur une longue durée, plus la prime de risque pourra être fixée à un niveau faible. En fonction de cette probabilité et de la durée sur laquelle le négociant peut éventuellement endurer une perte mesurée, il va pouvoir jauger le risque et ainsi fixer une plus petite prime de risque pour rester compétitif. Cette probabilité de perte permet au négociant de juger sa faculté à diminuer sa prime de risque pour rester compétitif sans s'exposer à un risque de perte trop élevé. Le résultat et la possibilité de *cross-hedging* dépendent fortement de l'hypothèse de corrélation entre les deux prix *spot*. L'existence d'une telle relation a été mise en évidence pour deux couples de marchés électriques américains par les auteurs.

Nous nous sommes pour l'instant concentrés sur le risque lié à la volatilité des prix. Or, les entreprises du secteur gazier font également face à un risque lié aux quantités disponibles. La demande gazière est fortement saisonnière, d'autant plus si la demande pour la production électrique est faible. Les négociants ont donc besoin d'avoir accès à des quantités plus importantes en hiver qu'en été. Comme nous le verrons par la suite, ce risque peut être accentué par les possibilités d'arbitrage entre les différents marchés *spot* selon le différentiel de prix de ces derniers ; certains pouvant se retrouver en situation de

manque de capacités. Les négociants doivent non seulement prendre en compte le risque prix mais également le risque volume qui ne peut pas être couvert par les instruments précédents. En général, seul le risque prix est couvert, les quantités étant gérées par d'autres moyens (stockages, interruptibles). Il existe des produits dérivés climatiques qui tiennent compte de ce risque volume. LEGGIO et LIEN (2002) étudient, toujours pour le marché gazier américain, la possibilité pour un négociant de se couvrir à la fois contre la volatilité des prix (*futures* et options) et des quantités (dérivés climatiques⁵⁹). Une fois le prix des dérivés climatiques obtenu, les auteurs montrent que les coûts supportés par les consommateurs sont plus faibles lorsque tous les moyens de couverture sont utilisés (*futures*+options+dérivés climatiques). La probabilité de supporter des factures élevées est réduite quelle que soit la sensibilité des consommateurs au risque amont et aux factures. Ce résultat est robuste à toute nouvelle série à laquelle des observations ont été enlevées soit volontairement, soit de façon aléatoire. La seule différence est que, dans ce cas, l'efficacité des moyens de couverture va dépendre davantage de la sensibilité des consommateurs. Sous certaines conditions, il est également intéressant de noter que les coûts liés à la couverture peuvent être supérieurs à ceux qu'ils sont censés réduire. Nous retrouvons ici l'idée que lorsque la volatilité est faible, la couverture est plus coûteuse que les risques qu'elle couvre (LEGGIO et LIEN [2000]). Cette mise en garde est d'autant plus pertinente ici que l'on rajoute encore un coût supplémentaire de couverture lié aux dérivés climatiques.

Ce commerce de court terme impose également à certains marchés, caractérisés par des prix relativement faibles, de disposer de ressources gazières car les volumes de gaz pourraient alors faire l'objet d'arbitrages et iront en priorité vers les zones à prix élevés⁶⁰. Le différentiel⁶¹ de prix présenté à la Figure 1.8 entre le *Henry hub* et le NBP nous confirme que ce type d'arbitrages spatiaux est susceptible de se produire, surtout si les

⁵⁹La valeur de ces produits dérivés tient compte du climat. Le sous-jacent est une variable climatique, les *Heating Degrees-Days* (HDD). Cette variable HDD est définie comme le maximum entre 0 et la différence entre une valeur de référence de température (65° fahrenheit soit environ 18°C) et la température moyenne journalière envisagée. Plus cette différence est importante, plus les quantités de gaz demandées seront importantes.

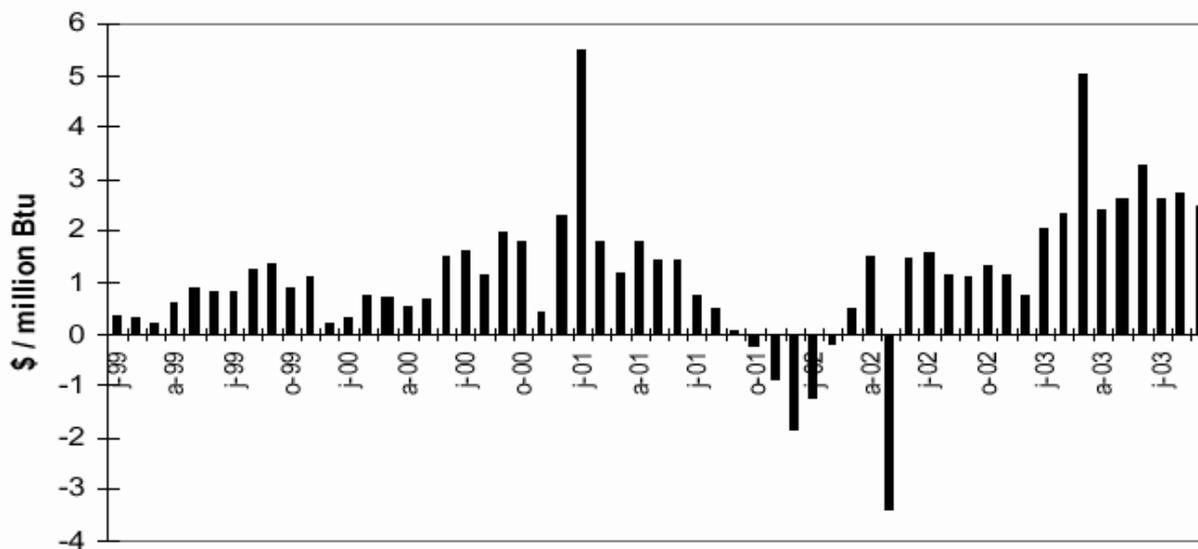
⁶⁰Le GNL pourrait par exemple aller aux USA au lieu d'alimenter le marché européen, réduisant ainsi le nombre de rotations d'un méthanier et limitant l'approvisionnement de la zone délaissée. Un accord entre BP et GAZ DE FRANCE serait conclu pour des livraisons de GNL (deux cargos par mois de juillet 2005 à la fin 2006 provenant d'Egypte). Ces cargaisons seraient destinées aux activités du pétrolier en Amérique du Nord.

⁶¹Un différentiel positif signifie que les prix du *Henry Hub* sont supérieurs à ceux du NBP

1.3. LES CARACTÉRISTIQUES DU MARCHÉ GAZIER EN MATIÈRE D'APPROVISIONNEMENTS

cargaisons *spot* appartenant à des *traders* prennent de l'importance⁶². Cette obligation de possession de réserves pour faire face à de tels arbitrages possibles et à la demande renchérit d'autant plus le prix de la molécule auprès du consommateur final ou, si les prix sont régulés, les coûts du fournisseur. Ces réserves, qui habituellement sont mobilisées pour faire face aux pics de demandes pour des périodes déterminées ou pallier une rupture d'approvisionnement non-anticipée et involontaire, vont alors jouer le rôle de « tampons » entre l'offre et la demande (MAZIGHI [2004]). Ces arbitrages spatiaux peuvent réduire l'approvisionnement d'un marché *spot* de façon assez importante. Les opérateurs seront donc moins incités à y agir, du moins en proportion significative, par peur de se voir privés de ressource gazière (privation liée soit à un déficit de volumes soit à des prix trop élevés).

Figure 1.8 : Différentiel des prix *spot* entre le *Henry hub* et le NBP (1999-2003)



Source : MAZIGHI [2004]

Les producteurs pour l'instant n'interviennent pas de façon importante sur le marché de court terme. En effet, même si certains sont intéressés par des contrats plus courts (pour pénétrer un nouveau marché comme GAZPROM qui a des vues sur le marché anglais, pour

⁶²Ces arbitrages spatiaux risquent de ne pas être appréciés par les pays producteurs qui vont de ce fait perdre des rotations et donc une partie de leurs revenus. Même si les clauses de livraison risquent d'être assouplies, la désignation d'un point de livraison final plus large (par exemple l'Europe au lieu d'un seul pays) pourrait limiter ces pertes ainsi que les déséquilibres liés aux ressources détournées tout en favorisant le développement du commerce de court terme et les *hubs*.

écouler une production excédentaire comme les norvégiens par l'intermédiaire de *traders* anglais, pour profiter des économies d'échelle comme l'Algérie qui se dit prête à mettre des quantités de GNL excédentaires sur le marché), cette intervention plus que marginale pourrait faire baisser les prix sur le marché européen global (continent + Angleterre). Cette baisse des prix pourrait connaître comme répercussion une baisse des prix des contrats de long terme et donc une baisse des marges et des profits des producteurs, mettant en péril les investissements de développement de l'industrie (HEYVAERT [2001]). Les stratégies des opérateurs sont pour l'instant dirigées plutôt vers une intégration vers l'amont ou vers l'aval. Cette intégration permet, compte tenu de la fixation des prix sur le marché de court terme (pouvant subir des distorsions) et de la volatilité qui en découle⁶³, de garantir une présence dans le maillon de la chaîne qui bénéficie des plus fortes marges lors de l'évolution de ces prix de court terme (PERCEBOIS [2004]). Cette présence dans les différents maillons permet également de se couvrir contre les risques volume et prix vus précédemment. Les entreprises qui recherchent un accès à la ressource s'assurent d'un prix d'accès et d'une quantité minimale disponible stables.

Pour faciliter le commerce de court terme, des *hubs*, sur lesquels se développe la plupart du temps un marché *spot*, émergent en Europe (Tableau 1.8). Le développement d'un *trading hub* nécessite plusieurs conditions (CERA [2003])⁶⁴ :

- un nombre suffisamment important d'intervenants (limiter les pouvoirs de marché des gros opérateurs), augmentant la liquidité en favorisant le nombre de transactions ;
- plusieurs sources d'approvisionnement (diversification des sources) ;
- des infrastructures de stockage à proximité ;
- une absence de position dominante de la part d'opérateurs dont les comportements pourraient influencer les actions sur le *hub*, notamment les prix ;
- la détermination d'un prix transparent ;
- des services de transfert de droit de propriété ;
- des capacités de transport à la fois vers le *hub* et de celui-ci vers un marché plus vaste.

Un *hub* (ou plus généralement une *marketplace*) qui fonctionne au mieux remplit les trois conditions suivantes (HUNT [2002]) :

⁶³Plusieurs structures de marché, sur lesquelles se fixent ces prix, sont possibles (PERCEBOIS [2003]).

⁶⁴HEYVAERT (2001) donne également plusieurs conditions similaires à respecter pour qu'un *hub* physique se développe et devienne par la suite un *trading hub*.

1.3. LES CARACTÉRISTIQUES DU MARCHÉ GAZIER EN MATIÈRE D'APPROVISIONNEMENTS

- La liquidité : plusieurs vendeurs et acheteurs interviennent sur le *hub*, se rencontrent et sont informés de façon non-biaisée sur les prix. Un marché liquide absorbe les changements de positions de ces différents acteurs sans changement excessif de prix.
- L'efficacité : les participants du marché ne peuvent pas prévoir ou modifier les évolutions de prix (pour agir stratégiquement avec par exemple des rétentions de capacités comme cela s'est vu sur certaines places boursières électriques).
- La complétude : le marché dispose à la fois d'un *spot* et d'un *forward*, avec des possibilités de couverture contre les risques (volatilité des prix).

Il existe deux types de *hubs* principaux, les *hubs* « physiques », qui sont les points de rencontre entre des canalisations venant de champs de production, de capacités de stockage, d'infrastructures de regazéification de GNL ; les *hubs* « virtuels » ou « notionnels » qui sont des points virtuels du réseau en équilibre⁶⁵ et qui s'étendent sur une zone géographique plus large, sans spécifier un point particulier d'échange, laissant libre cours aux possibilités d'activités de *trading* et aux marchés parallèles de couverture.

Les deux pays précurseurs dans le développement d'un marché de court terme sont la Grande-Bretagne et les Etats-Unis. Le prix du gaz est déterminé par la rencontre entre l'offre et la demande. Ces prix, reflétant relativement bien les conditions du marché en raison de la liquidité dont ils disposent, sont utilisés comme variable d'indexation⁶⁶ dans leurs nouveaux contrats gaziers de moyen-long terme. Le développement du *spot* dans ces deux pays a été permis grâce à la présence de ressources nationales et de nombreux petits producteurs qui ont voulu intervenir directement sur le marché pour vendre leur gaz, sans plus passer par l'OH ou autres intermédiaires. L'objet de ces marchés organisés n'est

⁶⁵Les flux entrants = les flux sortants.

⁶⁶SERLETIS et RANGEL-RUIZ (2004) montrent, à l'aide d'une étude économétrique des séries de prix du NYMEX (pour le pétrole) et du *Henry Hub* (pour le gaz), que les prix du gaz aux USA ne sont plus indexés sur les produits pétroliers. Ils trouvent qu'il existe une relation de long terme et une corrélation entre ces deux séries de prix. Autrement dit, il existe un lien entre ces deux marchés, c'est-à-dire que les conditions de demande ou climatiques, d'approvisionnement, de concurrence ou de pouvoir de marché sur l'une des deux places ont une répercussion sur la détermination du prix de la commodité de l'autre place ; les deux places seront touchées par les mêmes variables exogènes mais de façon différente ce qui leur donne cette relation de long terme et cette corrélation. Cependant, il n'existe pas de cycle commun synchronisé, même retardé, entre les deux séries de prix. Cette observation conduit à la conclusion que la régulation et les forces du marché ont ébranlé l'indexation gaz-pétrole : “ *We have rejected the null hypotheses of common and codependent cycles, suggesting that there has been ‘decoupling’ of the prices of these two energy sources as a result of oil and gas deregulation in the United States*” (SERLETIS et RANGEL-RUIZ [2004], p413).

pas de capter la totalité des échanges mais d'établir un référentiel de prix transparent, reflétant les conditions de marché et la concurrence « gaz-gaz », et d'introduire davantage de flexibilité dans les portefeuilles des opérateurs (PERCEBOIS [2004]).

Comme nous l'avons vu, le développement du marché de court terme pose le problème des possibles variations de prix, liées soit à un choc sur l'offre ou la demande⁶⁷, soit à une régulation limitant l'incitation à investir⁶⁸. Le développement des infrastructures nécessaires à la croissance de la demande passe par des rémunérations incitatives des actifs afin d'éviter les comportements couramment observés lorsque les marchés de court terme sont trop présents, à savoir des investissements uniquement en situation de fortes sous-capacités pour minimiser le risque de non-rentabilité⁶⁹. L'une des solutions serait certainement d'éviter une réduction des coûts d'acheminement inconsidérée⁷⁰, mettant en danger la qualité et le développement futur du réseau.

1.3.3 Le développement des hubs européens, instruments favorables aux échanges et aux marchés de court terme

1.3.3.1 Le *hub* anglais : The National Balancing Point (NBP)

Le NBP est un *hub* virtuel créé en 1996, c'est-à-dire que c'est un point du réseau non-spécifié géographiquement mais auquel le réseau est toujours en équilibre. En ce point se confrontent l'offre et la demande de gaz, ce qui permet l'émergence d'un référentiel de prix *spot*, utilisé notamment pour l'indexation des nouveaux contrats norvégiens de CENTRICA. Il sert également de points de livraison pour les contrats *futures* de l'IPE. Une cinquantaine de participants interviennent sur ce *hub*. Les échanges se montent à 675 Gm³ par an, soit environ 7 fois la consommation de gaz en Grande-Bretagne pour l'année

⁶⁷Hiver doux, choc pétrolier, rupture momentanée d'une source d'approvisionnement ou d'un moyen de transport.

⁶⁸Des cycles de sous-investissements pourraient apparaître dans un contexte d'actifs insuffisamment rémunérés en raison notamment d'une tarification du transport trop pénalisante pour tout investisseurs compte tenu du risque qu'ils encourent.

⁶⁹Le secteur du transport peut s'avérer être moins rentable que d'autres et, compte tenu de l'*unbundling*, être délaissé au profit d'autres activités plus lucratives.

⁷⁰Le régulateur joue ici un rôle prépondérant dans l'élaboration d'une régulation incitant à diminuer les coûts sans détériorer le service. Parmi les mesures applicables, le recours à l'article 22 paragraphe 1 ou une rémunération autorisée supérieure pour les nouveaux investissements peuvent constituer de bonnes incitations, accompagnées par une régulation stable favorisant la lisibilité de long terme.

1.3. LES CARACTÉRISTIQUES DU MARCHÉ GAZIER EN MATIÈRE D'APPROVISIONNEMENTS

2003, qui était d'environ 95 Gm³. L'importance de ces échanges s'expliquent par le fait que le marché est mature, la production nationale et les petits producteurs ayant aidé de façon nette la libéralisation du marché, et par une activité de *trading* importante. Ce *hub* est de loin le plus liquide d'Europe, liquidité suffisante qui est apparue 4 ans après sa création⁷¹. Les transactions vont de 1 jour à 10 ans. Plus de 50 intervenants sont actifs sur ce *hub* (producteurs, *traders*, banques, distributeurs) sur lequel sont réalisées 20% des transactions physiques. Un système d'équilibrage est prévu toutes les 6 heures.

1.3.3.2 Le *hub* de Zeebrugge

Le *hub* de Zeebrugge est le premier *hub* continental à avoir été créé dès les premiers signes de libéralisation, fin 1998, à la suite de la mise en fonctionnement de l'*Interconnector*. Il se situe au carrefour entre plusieurs gazoducs venant de Norvège, l'*Interconnector* et, grâce à ses installations GNL, des importations de cargaisons d'Algérie et du Nigeria. Ces installations de GNL sont certainement un atout pour ce *hub* car il ne serait pas étonnant, au vu des efforts de certains *traders* et de l'amélioration des tarifs d'accès aux installations de GNL, d'y voir apparaître des cargaisons *spot* (Prospect Research Ltd [2004]). Il disposait, au moment de son développement, en plus d'approvisionnement et d'infrastructures gazières diversifiés, d'accès aux plus grands marchés de consommation européens, à savoir l'Allemagne, la Grande-Bretagne, la France, l'Italie... Ces marchés pouvaient être desservis par des quantités de gaz supplémentaires, notamment grâce aux nouveaux gazoducs construits pour alimenter l'Allemagne et dont la capacité n'était pas utilisée en totalité, laissant la possibilité pour le transit de quantités de gaz supplémentaires (HEYVAERT [2001])⁷². Ce *hub* est le plus développé du continent avec 52 participants, dont 40 qui y interviennent régulièrement. En 2002, 67 Gm³ ont fait l'objet de transactions. L'horizon des échanges est de 1 jour (*day ahead*) à trois ans et il dispose de transactions standardisées depuis 1999. Sa gestion est assurée par HUBERATOR, une société filiale de DISTRIGAS.

⁷¹Il est pourtant loin derrière les *hubs* américains (39 *hubs*) sur lesquels agissent de nombreux opérateurs appartenant à toute la chaîne gazière. De nombreux services de *trading* y sont offerts avec plus de 50% des transactions effectuées sur le *spot*. Les prix de ces *hubs* sont fortement liés à ceux du *Henry hub*, le différentiel reflétant en général de bonne manière les coûts et contraintes de transport.

⁷²Selon les critères du même auteur pour s'assurer qu'un *hub* dispose de toutes les caractéristiques physiques pour se mouvoir en *trading hub* et ainsi proposer toutes sortes de services, le *hub* de Zeebrugge est en bonne place. C'est d'ailleurs, selon Prospect Research Ltd (2004) le *hub* le plus liquide du continent, avec celui d'Emden et le TTF qui commencent à se développer.

Début 2002, le *hub* de Zeebrugge avait un taux de *retrading*⁷³ encore assez faible. En effet, ce dernier était de 5 contre 17 pour le NBP en 2002 (CLASTRES et SEVI [2003]). A titre de comparaison avec le marché américain, qui dispose d'un marché *spot* très important⁷⁴, le taux sur le *Henry hub*⁷⁵ est de 100 (POWELL [2002]).

Ce *hub* est très lié au NBP et dépend fortement de l'*Interconnector*⁷⁶ malgré ses installations gazières importantes car c'est par ce tuyau qu'arrivait la majorité du *free gas* faisant l'objet d'échanges. Cette dépendance a certainement contribué à son évolution ralentie au départ, les nouveaux acteurs étant réticents à ne dépendre que d'une seule source (tout comme Baumgarten), surtout après l'arrêt imprévu de l'*Interconnector* en juillet 2002 qui a entraîné une forte augmentation des prix sur le *hub*⁷⁷.

1.3.3.3 Le *hub* de Baumgarten

Le marché autrichien pourrait devenir l'un des points d'échange de gaz européens les plus importants de part sa position. En effet, il est l'une des routes d'approvisionnement acheminant le gaz russe vers l'Europe de l'Ouest. Ce gaz arrive à Baumgarten et repart vers les pays d'Europe de l'Ouest via l'Allemagne et l'Italie. Il comporte donc des points d'entrées et de sorties, des systèmes de stockage (d'une capacité totale de 2.4 Gm³) (ECONGAS [2003]) et une activité de *trading* qui est en train de se développer (ECONGAS [2002b]). Le problème de ce *hub* est qu'il dépend en totalité de la fourniture de gaz russe (tout comme le *hub* de Zeebrugge dépend fortement du gaz livré par l'*Interconnector*). Certains négociants ou gros clients pourraient être réticents à intervenir sur ce *hub* (marché de court terme) dont les prix et la sécurité seront fortement liés à l'approvisionnement de gaz russe. A titre d'exemple, en juillet 2002, un arrêt momentané de l'*Interconnector*

⁷³Ce taux est le nombre de transactions (changement de propriété de la quantité) pour 1m³ de gaz effectivement enlevé sur le *hub*.

⁷⁴Le nombre élevé de producteurs sur le territoire et le maillage du réseau expliquent le succès de ce marché *spot*.

⁷⁵Ce *hub* est le plus important des Etats-Unis. Il dispose d'une grande influence sur les prix pratiqués car tous les autres *hubs* ont un lien avec lui.

⁷⁶Depuis 2004, le flux de l'*Interconnector* est plutôt dans le sens inverse (continent vers Royaume-Uni). Cela limite les arrivées à Zeebrugge qui développe ses autres infrastructures d'importation. Son développement peut en être favorisé et des *traders* anglais sont susceptibles de venir y exercer leur activité, augmentant sa liquidité.

⁷⁷Cette augmentation a profité en terme de liquidité à Emden/Bunde, *hub* sur lequel se sont retournés certains opérateurs.

1.3. LES CARACTÉRISTIQUES DU MARCHÉ GAZIER EN MATIÈRE D'APPROVISIONNEMENTS

a provoqué une hausse des prix sur le *hub* de Zeebrugge et le départ de plusieurs intervenants qui jugeaient que sa dépendance à l'égard du gaz britannique était trop importante et comportait trop de risques (NEVIASKI [2002]).

OMV est en train de mettre en place un système informatique de transferts de droit de propriété (par l'intermédiaire d'Internet) et désire développer ce *hub*.

1.3.3.4 Le *hub* de Emden/Bunde

Les gazoducs arrivant de Norvège, des Pays-Bas, de Russie et partant vers la France, la Suisse, l'Allemagne de Emden, ainsi que ses infrastructures de stockage, font de ce point l'un des principaux *hubs* européens (il peut transiter grâce à cela environ 70 Gm³ sur ce *hub*). Ces approvisionnements sont beaucoup plus diversifiés (Norvège, Hollande, mer du nord) à la fois que Zeebrugge⁷⁸ et surtout que Baumgarten⁷⁹. C'est également l'un des points où se rencontrent les réseaux des champs de production au nord de l'Europe et ceux des principaux opérateurs gaziers allemands (RUHRGAS, BEB, WINGAS). Une douzaine de compagnies cherchent à réaliser une activité de *trading* à ce *hub* mais les volumes sont encore assez faibles (IEA [2003a]). Deux opérateurs concurrents, EUROHUB et HUBCO, oeuvraient pour le développement de ce *hub* en proposant des services supplémentaires et essayaient de l'amener vers un *trading hub*.

HUBCO a été créé en novembre 2001 par RUHRGAS, BEB, et le norvégien STATOIL. Depuis avril 2003, WINGAS a également pris des participations dans ce gestionnaire de *hub* à hauteur de 25%, tout comme les trois fondateurs. EUROHUB était quant à lui administré par GASUNIE, qui dispose également de la propriété du gestionnaire du *hub* TTF, GASTRANSPORT SERVICES (GtS). HUBCO offrait des services de réservation de capacités de transport⁸⁰, d'équilibrage entrée/sortie des réseaux et des services de *back-up*⁸¹ pour le *trading*. Tout cela est financé par une prime payée par les intervenants du *hub*⁸². Certains observateurs concluaient à l'effet néfaste lié à cette concurrence (risque de

⁷⁸Ce *hub* dépend fortement de l'*Interconnector* et des fluctuations de prix sur le NBP mais cela est appelé à évoluer, notamment en raison de la disponibilité d'installations GNL en ce point et du fonctionnement en flux inversés de l'*Interconnector*.

⁷⁹Ce *hub* est le point d'entrée en Europe et dépend du gaz russe.

⁸⁰Le *hub* fournit les capacités de transport du gaz de Emden à Bunde/Oude et permet aux propriétaires de capacités de les vendre sur le *hub*.

⁸¹Cette fonction permet d'assurer un approvisionnement continu sur une courte durée en cas de rupture d'approvisionnement momentanée.

⁸²Le montant de cette prime a diminué de 25% en 2003.

partage de la liquidité). Pourtant, elle aurait pu être bénéfique à son développement car chacune d'entre elles essayait de s'approprier les échanges, ce qui augmentait la probabilité de développement de l'offre de services pour les attirer. Ces deux opérateurs ont fusionné en avril 2004 pour donner EUROHUB GmbH dont GASUNIE devait posséder le tiers des parts, RUHRGAS, WINGAS, BEB et STATOIL se partageant équitablement les deux tiers restants. En avril 2004, le *hub* a gagné un nouveau client, l'entreprise hollandaise ESSENT ENERGY TRADING BV, ce qui a augmenté le nombre de consommateurs à 8 participants. Cette nouvelle entrée va certainement, avec la fusion, encore permettre un développement plus rapide du *hub* et des services proposés (*trading*)⁸³.

Les activités à ce *hub* ont été assez faibles en 2002 (5 Gm³) et restaient encore très limitées mi-2003 (CERA [2003]). L'une des causes évoquées est le manque de concurrence réelle et de transparence sur le marché gazier allemand, dominé encore par un petit nombre d'entreprises et des conditions de transport, à la fois tarifaires et administratives, extrêmement lourdes et complexes puisqu'il existe plusieurs transporteurs selon les régions⁸⁴. Une autre raison était la concurrence toute proche du TTF (cf. infra), avec lequel désormais s'est installée une relation complémentaire plutôt que concurrentielle, notamment avec la présence de GASUNIE sur les deux *hubs*.

1.3.3.5 Le *hub* hollandais : The Title Transfer Facility (TTF)

C'est un *hub* notionnel relativement récent puisqu'il a émergé en janvier 2003. Il est géré par l'opérateur GtS, filiale à 100% de GASUNIE. Les services proposés sont les échanges de gré à gré, les transferts de titres⁸⁵ et l'équilibrage. Ce *hub* est encore peu développé⁸⁶ mais semble être préféré à Emden, avec lequel désormais il est relié (le nombre de participants était de 23 en octobre 2003 ce qui pour un *hub* récent est un nombre assez élevé).

⁸³Il pourrait atteindre les fonctions d'un *trading hub* à part entière.

⁸⁴Il faut signer un contrat de transport avec chacun de ces transporteurs, entraînant notamment des problèmes de *pancaking*.

⁸⁵Ces transferts comprennent ceux avec le *hub* de Emden/Bunde en un point d'échange particulier du réseau.

⁸⁶Les échanges sont compris entre 0 et 28 Mm³ par jour.

1.3 LES CARACTERISTIQUES DU MARCHE GAZIER EN MATIERE D'APPROVISIONNEMENTS

Tableau 1.8 : Principales caractéristiques des hubs européens

<i>Hubs</i>	<i>Date de création (Type de hub)</i>	<i>Pays (Opérateur du hub)</i>	<i>Sources d'approvisionnement</i>	<i>Débouchés</i>	<i>Nombre d'intervenants</i>	<i>Volumes échangés</i>	<i>Services proposés</i>	<i>Possibilité de couverture</i>
<i>National Balancing Point (NBP)</i>	1996 (<i>hub</i> virtuel)	Royaume-Uni	Mer du Nord, Norvège, GNL	Marché anglais, Europe via l' <i>Interconnector</i>	Plus de 50	675 Gm ³ /an (20% du physique sont échangés sur cette place)	<i>On-the-day Commodity Market</i> (2/3 des échanges), <i>futures</i> et <i>swaps</i> , équilibrage toutes les 6 heures, transfert de titres de propriété, <i>parking</i>	Oui (<i>futures</i> de l'IPE)
<i>Zeebrugge</i>	Fin 1998 (<i>hub</i> physique)	Belgique (HUBERATOR)	Norvège, <i>Interconnector</i> , 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, <i>back-up</i>	Non (2006 ?)
<i>Title Transfert Facility (TTF)</i>	Janvier 2003 (<i>hub</i> virtuel)	Pays-Bas (GASTRANSPORT-SERVICES, GTS)	Champs hollandais, Emden/Bunde	Pays-Bas	23 (en octobre 2003)	De 0 à 28 Mm ³ par jour (avec des disparités)	Transfert de titres de propriété (possibilité d'échange avec Emden), Equilibrage	Non
<i>Emden/Bunde/Oude</i>	Janvier 2001 (<i>hub</i> 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, <i>back-up</i>	Non
<i>Baumgarten</i>	nd (<i>hub</i> physique)	Autriche (CENTRAL EUROPEAN GAS HUB GmbH, CEGH GmbH)	Russie	Allemagne, Italie, Suisse, Europe de l'ouest	nd	nd	Possibilités de stockages, transfert de titres (plateforme électronique), possibilité de <i>trading</i> (en développement)	Non
<i>Punto di Scambio Virtuale (PSV)</i>	Novembre 2003 (<i>hub</i> virtuel)	Italie (SNAM RETE GAS)	Russie via l'Autriche	Italie	nd	nd	<i>Swaps</i> de gaz entre producteurs	Non

Source : CREDEN

1.3.4 Les facteurs développant la concurrence "gaz-gaz"

1.3.4.1 Les possibilités du marché

Les forces du marché ne pourront probablement amener la concurrence « gaz-gaz » que de deux manières :

- la mise sur le marché des liquidités de gaz et leur circulation entre les *hubs* gaziers (comme l'*Interconnector*);
- l'importation de cargaisons *spot* de Gaz Naturel Liquéfié (GNL).

1.3.4.1.1 Les liquidités gazières européennes Les disponibilités de gaz peuvent apparaître principalement par la volonté des opérateurs de susciter une dynamique de la concurrence où, comme l'on commence à le voir, par des contrats de fourniture disposant des capacités de transport adéquates mais qui n'ont pas de débouché instantané⁸⁷.

De telles disponibilités ont été mises en évidence en Grande-Bretagne (bulle gazière) et alimentaient les flux à travers l'*Interconnector* vers le continent. Les volumes échangés aux *hubs* britannique et belge ont profité du fonctionnement de cette nouvelle canalisation. Par conséquent, les prix *spot* pratiqués gagnent en crédibilité et pourraient progressivement contribuer à l'émergence d'un référentiel de prix gaziers non directement indexé sur les prix des produits pétroliers. Ces échanges de flux doivent donc se développer. Pour cela, il convient de prévoir un mécanisme de réservation de capacités souple et une tarification du transport bien adaptée⁸⁸.

Les producteurs ne cachent pas leur intention de venir s'installer sur le marché européen (Intégration vers l'aval) (HACHED [2002]). La SONATRACH a déjà pris des participations dans une centrale à gaz en Espagne et pourrait intervenir sur un éventuel marché *spot* en y injectant des liquidités⁸⁹. De même, GAZPROM a établi des partenariats avec des entreprises de distribution (EON-RUHRGAS) ou en possède une partie du capital (WINGAS).

1.3.4.1.2 Les livraisons *spot* de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) Les grandes usines de GNL disposent de capacités excédentaires qui peuvent être mises sur le marché (la

⁸⁷La construction d'infrastructures dictées par l'offre et non plus seulement par la demande commence à apparaître.

⁸⁸Cette condition facilite la compétitivité du gaz *spot* avec celui des opérateurs historiques, c'est-à-dire avec celui dont la livraison est programmée.

⁸⁹Elle dispose de capacités de liquéfaction de GNL non-utilisées qu'elle peut mobiliser à ces fins.

1.3. LES CARACTÉRISTIQUES DU MARCHÉ GAZIER EN MATIÈRE D'APPROVISIONNEMENTS

SONATRACH dispose d'environ 1,3 Gm³ de capacités de liquéfaction non-utilisées en vue de pouvoir intervenir sur les marchés *spot*). 20 à 30 cargaisons *spots* sont susceptibles d'être mises sur le marché chaque année, sous réserve de la disponibilité en navires méthaniers. D'ailleurs, les commandes de construction ou les acquisitions de nouveaux navires augmentent⁹⁰.

Des *traders* tentent d'organiser cette activité de manière plus efficace (fractionner les cargaisons) de façon à augmenter le nombre de clients pouvant utiliser le GNL. L'enjeu d'un accès aux terminaux méthaniers européens apparaît dès lors d'une réelle importance pour le développement d'une offre plus concurrentielle. Le développement de nouveaux terminaux (Italie, Espagne) et le renforcement des capacités existantes (France) pourraient contribuer à libérer des capacités d'accès au marché *spot* du GNL.

Les pays producteurs développent également leurs installations de GNL (40 à 50% de leurs exportations futures seront sous forme de GNL) pour valoriser au mieux leurs gisements (Qatar, Iran) ou pénétrer de nouveaux marchés plus lointains⁹¹.

L'accès aux stockages⁹² et aux terminaux méthaniers apparaît aux yeux des autorités de régulation comme nécessaire pour promouvoir une véritable concurrence équitable. La directive impose une ouverture à la concurrence de ces capacités de stockage, dont l'accès est négocié pour l'instant, tout en conservant une quantité nécessaire à la sécurité d'approvisionnement. Cette mesure jouera en faveur du développement des marchés, rendant une partie du gaz disponible⁹³ et permettant aux entrants de moduler au mieux les quantités fournies. Il en est de même pour ce qui concerne l'accès aux terminaux méthaniers. Les prix pratiqués sont trop élevés pour un accès ponctuel des entrants à ces infrastruc-

⁹⁰GAZ DE FRANCE a passé commande de deux nouveaux méthaniers aux chantiers de l'Atlantique, l'Iran envisage une commande de 10 méthaniers qui vont s'ajouter aux 5 déjà achetés à la Corée.

⁹¹L'Algérie et le Qatar pourraient pénétrer le marché américain en cas d'une baisse trop importante de leurs stocks.

⁹²BARANES, MIRABEL et POUDOU (2003a) étudient les effets de l'Accès des Tiers aux Stockages lorsqu'un opérateur intégré de l'amont vers l'aval se concurrence avec un producteur en amont et un distributeur en aval. Le stockage est ici considéré comme un marché intermédiaire. Ils montrent que la firme intégrée est incitée à soutirer du gaz stratégiquement des stocks lorsque le stockage est géré par une entreprise tiers. Si l'on intègre cette infrastructure au distributeur non-intégré en amont, alors cet effet diminue au profit de la forclusion (le firme intégrée n'injecte plus dans le stockage). Il y a alors une amélioration en terme de bien-être liée au fait que les comportements de soutirages stratégiques sont réduits (ce gain est d'autant plus important que les coûts d'injection et de soutirage étaient élevés).

⁹³L'émergence de *free gas* est possible car l'excédent importé pourrait être stocké ou mis à disposition du marché *spot*.

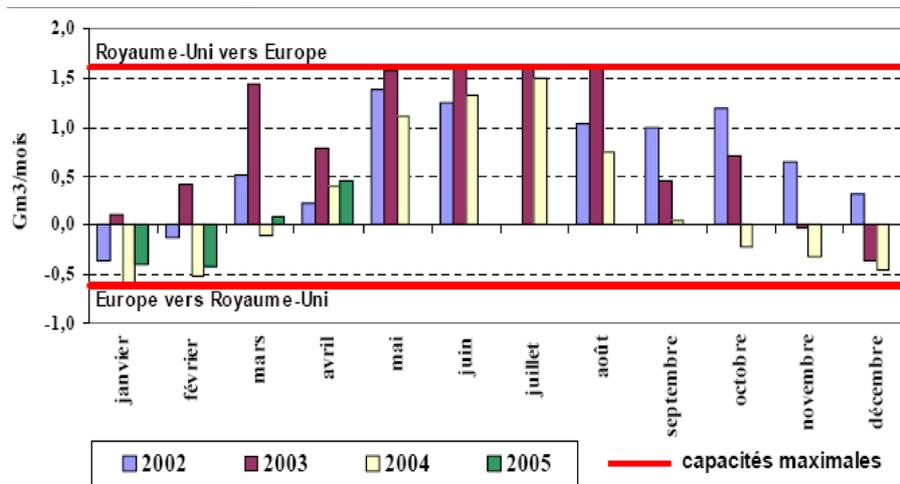
tures. C'est dans cette optique que certains courtiers/négociants (*traders* comme CMS ou DUKE ENERGY) essaient d'instaurer un système de cargaisons fractionnées pour que les petits consommateurs puissent importer des volumes de GNL à des prix plus faibles (les conditions actuelles ne permettent pas l'importation de deux ou trois cargaisons de GNL à l'année).

1.3.4.2 L'Interconnector

Ce gazoduc relie Bacton à Zeebrugge. Il est géré par une société, HUBERATOR, qui agit pour le compte de ses actionnaires qui sont : BRITISH GAS (25%), BP (10%), CONOCO (10%), DISTRIGAS (10%), TOTAL (10%), GAZPROM (10%), EON-RUHRGAS (10%), INTERNATIONAL POWER (5%), AMERADA HESS (5%) et SNAM (5%).

Il a deux objectifs (missions) pour le Royaume-Uni : exporter du gaz vers le continent mais également accentuer la libéralisation du marché continental de l'énergie. Sa capacité est de 20 Gm³/an dans le sens Grande-Bretagne-Belgique et de 8.5 Gm³/an dans le sens inverse (voire même plus en rajoutant des stations de compression). Le tarif de transport est calculé sur la base de l'amortissement et des coûts fixes opératoires (0.85p/therm en 1998). La société INTERCONNECTOR ne vend pas de gaz mais un *pool* peut être organisé (à la demande de ses actionnaires). La réversibilité du gazoduc est prévue, et elle est actuellement utilisée car la « bulle » gazière britannique disparaît (Figure 1.9).

Figure 1.9 : Flux de l'Interconnector



Source : CRE [2005a]

La renégociation du traité de Frigg donne la possibilité à la Grande-Bretagne d'importer du gaz norvégien en Ecosse. Cette possibilité n'a pas suffisamment permis d'augmenter

1.3. LES CARACTÉRISTIQUES DU MARCHÉ GAZIER EN MATIÈRE D'APPROVISIONNEMENTS

la durée de vie de la « bulle » mais laisse à la Norvège un accès direct à Zeebrugge. Cet *Interconnector* a permis le développement du *hub* de Zeebrugge, le seul sur le continent capable d'offrir suffisamment de services aux opérateurs pour développer un marché *spot*.

Plusieurs conséquences liées à l'*Interconnector* sont apparues (TERZIAN [1998]) :

- il a développé la concurrence en Allemagne. En effet, WINGAS a signé des contrats de fourniture de gaz par l'*Interconnector* au détriment de EON-RURHGAS. Ces contrats ont pour but de diversifier le panier d'approvisionnement de WINGAS, qui ne comprenait que du gaz russe et qui, de ce fait, suscitait quelques réserves auprès de gros acheteurs qui hésitaient à ne dépendre que d'une seule source d'approvisionnement ;
- il ouvrait, grâce aux prises de participations de TOTAL dans certains champs de production, une voie supplémentaire d'approvisionnement du réseau GAZ DU SUD-OUEST (GSO) dans le Sud-Ouest de la France. En échange, GAZ DE FRANCE a négocié une entrée dans l'amont gazier britannique comme partenaire dans la production (recherche d'une intégration verticale) ;
- il a suscité des changements de comportements chez certains opérateurs qui ont voulu un accès au gaz provenant de l'*Interconnector*. Aux Pays-Bas et en Belgique, la pression sur les opérateurs dominants a été forte. En effet, des clients voulaient importer du gaz britannique et exigeaient la possibilité d'accéder aux réseaux (aux capacités disponibles), souvent détenus par l'opérateur historique ;
- il a pu influencer à la baisse sur les prix du gaz pour le continent en favorisant le développement de la concurrence et l'accès pour les nouveaux opérateurs à un gaz compétitif ;
- il a établi une liaison physique entre le continent européen et un marché totalement dérégulé (la Grande-Bretagne), où les prix du gaz ne sont plus couplés en permanence à ceux du pétrole et où l'on dispose d'une panoplie d'instruments de négoce électroniques, offrant notamment les possibilités de gérer les risques de prix (prix déterminé par la concurrence « gaz-gaz » et les anticipations des opérateurs). Pour les gros consommateurs, la couverture contre les variations de prix offerte par les instruments d'arbitrage du marché britannique pouvait se révéler précieuse.

Les enjeux de la Grande-Bretagne et du continent ne sont pas forcément incompatibles. Le continent pouvait offrir aux producteurs britanniques une sécurité d'achat dont ceux-ci pouvaient difficilement disposer sur leur propre marché, et ce à un prix supérieur à celui du marché *spot* et comparable à celui des meilleurs contrats conclus au Royaume-Uni. Les

continentaux pouvaient disposer d'une nouvelle source de gaz, à des prix inférieurs à ceux des autres gaz importés, et d'une très bonne souplesse d'enlèvement.

La plupart des opérateurs pensaient que l'*Interconnector* cesserait d'opérer dans le sens Nord-Sud au plus tard autour de 2010-2015, que la « bulle » aurait alors disparu au Royaume-Uni. Mais, d'autres pensaient, au contraire, que la demande de gaz continentale pouvait jouer comme un « siphon d'aspiration » et encourager le développement de gisements gaziers britanniques dans des zones jugées trop coûteuses aujourd'hui au vu des prix pratiqués en Grande-Bretagne. L'*Interconnector* pouvait donc prolonger la durée de vie et l'ampleur de la « bulle ». L'*Interconnector* sert désormais davantage à l'importation de gaz au Royaume-Uni, observation qui laisse à penser que la « bulle » est en train de disparaître. Dans le cas où elle serait toujours présente, l'importation servirait alors à réduire le rythme de sa disparition puisque la consommation, notamment pour la production électrique, augmente fortement et les champs de la mer du Nord avaient un déclin annoncé aux alentours de 2005.

La Grande-Bretagne dispose de beaucoup d'interconnexions avec les pays qui l'entourent (Irlande, Norvège, Pays-Bas). Elle se trouve au centre d'un nœud de gazoducs internationaux. Les opérateurs britanniques disposent d'une grande souplesse potentielle d'approvisionnement et d'exportation.

L'*Interconnector* a été construit en premier lieu pour exporter le surplus de gaz britannique vers le continent et ensuite pour importer une fois que son autosuffisance serait sur le point de faiblir (RADETZKI [1999]). Les actionnaires disposent des capacités dans le tuyau en relation avec leurs prises de participation dans le projet. Tous les participants ont négocié par contrats de moyen-long terme (8-15 ans) leurs importations par l'*Interconnector* (soit 11 Gm³ sur 20 possibles), 5 Gm³ étant laissés à la livraison de quantités *spot* provenant du surplus britannique. Cet *Interconnector* permet donc d'assurer un approvisionnement supplémentaire à l'Europe continentale (notamment à WINGAS pour le marché allemand) et d'être relié à un marché *spot* (NBP) qui permet l'émergence d'un référentiel de prix en fonction de la concurrence « gaz-gaz ». Cette relation a été la base du développement du *hub* de Zeebrugge, favorisé entre autre par la concurrence des producteurs de la mer du Nord qui fournissent le *hub*⁹⁴.

En plus de WINGAS, des industriels hollandais ont également signé des contrats de fourniture via l'*Interconnector* et, compte tenu du coût trop élevé d'acheminement du gaz de Zeebrugge vers leurs lieux de consommation, ils ont construit leurs propres réseaux

⁹⁴Cette concurrence a été l'un des facteurs de la diminution des prix sur l'île.

1.3. LES CARACTÉRISTIQUES DU MARCHÉ GAZIER EN MATIÈRE D'APPROVISIONNEMENTS

de transport (RADETZKI [1999]). Ces réseaux disposent de capacités excédentaires pour pallier une augmentation de leur consommation, capacités qui peuvent être revendues à d'autres clients. Avec l'affaire WINGAS, ces constructions de gazoducs par les consommateurs ou nouveaux fournisseurs ont été parmi les actes déclencheurs d'une certaine « rébellion » vis-à-vis des OH qui pratiquaient, notamment en Allemagne, Belgique, Hollande (pour les importateurs) et Norvège (pour les producteurs), des conditions tarifaires excessives pour conserver un certain pouvoir sur les flux qui transitaient dans le pays. Ces derniers ont d'ailleurs pris des participations dans l'*Interconnector*, participations vues comme des mesures défensives vis-à-vis de l'émergence de leurs nouveaux concurrents. Bien que les quantités disponibles mises sur le marché par l'*Interconnector* soient faibles, elles ont créé un bouleversement de la structure des marchés même si elles ne sont que marginales et ne permettent pas d'atteindre à elles seules l'objectif d'un marché de court terme développé.

Le cas WINGAS

En 1989, WINTERSHALL, filiale pétrolière de l'industriel BASF, a été encouragé par sa tutelle à construire le *pipeline* MIDAL, partant de Emden et allant approvisionner leur usine à Ludwigshofen (560 km). L'acte déclencheur était le mécontentement de cet industriel par rapport aux conditions négociées avec le monopole et trouvait rentable de s'approvisionner directement auprès des producteurs, sans passer par Ruhrgas, même en construisant son gazoduc. Cette décision a donc été prise après le refus de l'OH allemand d'assurer la livraison demandée par BASF et l'accès à son réseau. Ce cas de *bypass* du réseau a été interprété comme une réponse à l'inflexibilité de certains monopoles vis-à-vis des conditions qu'ils appliquaient, et a conduit à l'émergence du désir de certains clients de se sortir de la dépendance du monopole. La logique du monopole naturel a ici été ébranlée par le fait qu'une entreprise qui disposait de *cash-flow* suffisants pouvaient construire un réseau rentable à moyen-long terme, même si au début ce dernier n'était pas utilisé au maximum de ses capacités. L'alliance de WINTERSHALL avec GAZPROM, pour former WINGAS, a ensuite encouragé ce projet et facilité la construction d'autres infrastructures (le STEGAL connecté au MIDAL) ainsi que la signature de contrats avec des compagnies de distribution ou de production d'électricité pour une partie de leurs approvisionnements. Le programme d'investissement de WINGAS a été par la suite important (plus de 3 milliards de dollars) et cette entreprise dispose aujourd'hui de plus de 90 Gm³ de capacités d'importation. Au début peu utilisées (seulement 20% des 54 Gm³ disponibles en 1997 étaient réservés), ces capacités sont aujourd'hui utiles à l'opérateur qui s'affirme comme l'un des principaux acteurs gaziers allemands.

WINGAS a voulu également conclure un accord avec le producteur norvégien SAGA, membre de l'ex-GFU (fourniture de gaz contre part dans l'entreprise). STATOIL a refusé cette vente. SAGA a donc directement vendu une partie du gaz destiné à WINGAS à l'une de ses filiales allemandes en dehors de l'autorisation de l'ex-GFU. Les membres du GFU et les autorités norvégiennes se sont rendus compte que le GFU leur faisait perdre des parts de marché en refusant aux membres des ventes à de nouveaux opérateurs, constat supplémentaire en faveur de son abolition en 2001 lorsque la Commission Européenne l'a demandée.

Cette concurrence entre WINGAS et RUHRGAS a entraîné une diminution des prix sur le marché suivie d'une augmentation de la consommation, permettant une utilisation plus importante des capacités. Les changements de type de concurrence en Allemagne sont dus à la modification de la structure de l'industrie et non à un changement ou décision de régulation. La rentabilité possible de tels investissements dans le moyen-long terme a été le déclencheur d'une modification de la structure industrielle gazière allemande.

D'autres exemples de *bypass* du réseau de l'OH ou de négociations directes avec les producteurs avant l'ouverture sont observables (RADETZKI, [1999]). Ainsi, en Belgique (ELECTRABEL), Hollande (SEP) et Italie (VOLTA), des comportements similaires sont observables. Le cas de VOLTA est intéressant car il dénote l'un des premiers investissements qui n'était pas basé sur des contrats de long terme (sous-jacent aux lourds investissements en général) et la volonté d'un producteur (GAZPROM) d'intervenir directement sur le marché (en marge ou en concurrence de l'un de ses principaux clients, c'est-à-dire la SNAM). Les producteurs du GFU ou GAZPROM ont également mis en avant les avantages à fournir du *spot* pour augmenter leur part de marché (en servant les clients mécontents du système monopolistique) et ainsi concurrencer le gaz venant du Moyen-Orient ou d'Australie (sous forme de GNL).

1.3.5 Contrats de long terme ou marchés *spot* : des moyens d'approvisionnement complémentaires plutôt que substitués

Les contrats de long terme étaient, sous le régime des monopoles nationaux, les outils privilégiés des différents acteurs (producteurs, importateurs-distributeurs) lorsqu'ils négociaient les conditions d'approvisionnement et de fourniture du gaz. Devant l'ouverture à la concurrence des marchés européens de l'énergie, leur manque de flexibilité⁹⁵ et certaines conditions anticoncurrentielles (clauses de destination) ont été mis en avant par certains dirigeants et acteurs. Ils sont vus ou analysés par certains acteurs, économistes et décideurs comme des barrières à l'entrée de nouveaux fournisseurs sur les marchés et comme un frein au développement du marché de court terme. La compatibilité de ces contrats avec la libéralisation du marché européen de l'énergie était discutée. En effet, la question de savoir si ces contrats devaient perdurer ou si, comme cela est le cas sur le marché du pétrole ou sur le marché du gaz américain, les approvisionnements devaient être tout d'abord assurés par les réserves stratégiques dans chaque pays et ensuite par les échanges sur les marchés de court terme⁹⁶, était posée. Celle-ci a été aujourd'hui en partie résolue avec la reconnaissance par la Communauté européenne de l'utilité de ces contrats qui devraient perdurer au vu de l'évolution des préoccupations et de la situation énergétique européenne. Un marché de court terme permet d'ajouter de la flexibilité dans les approvisionnements aux dépens toutefois d'une certaine volatilité des cours contre laquelle les acteurs (fournisseurs ou producteurs), souvent présents sur le *spot* pour négocier leurs approvisionnements et non pour spéculer, veulent se couvrir. Cette variation intempestive des prix sur le *spot* est un danger pour eux car :

- elle augmente d'autant les factures énergétiques (donc les coûts) des fournisseurs, allant à l'encontre des premiers buts de la libéralisation qui est de donner à chacun la possibilité de faire jouer une certaine concurrence pour justement diminuer cette

⁹⁵Les contrats de long terme comprennent en général une clause *Take or Pay*. Ces clauses permettent une sécurité de débouchés pour le pays producteurs ou, en cas de défaillance de l'importateur, le paiement des quantités convenues que ce dernier devait enlever. Bien qu'en pratique ces clauses soient plus souples que ce que pourrait laisser penser leur définition (une renégociation ou un report d'une partie des quantités devant être enlevées sur une période ultérieure est possible), elles restent contraignantes pour l'importateur qui se doit toujours d'importer la majeure partie du gaz contracté. Evidemment, ce « risque » supporté par l'importateur est compensé par l'assurance de prix d'enlèvement relativement stables (permettant entre autre une bonne lisibilité de long terme) et une sécurité d'approvisionnement accrue.

⁹⁶Les marchés *spot* ou bourses d'échange adossés à des *hubs* physiques pour assurer les livraisons et le transport.

facture et gagner en compétitivité ;

- elle entraîne une incertitude sur les revenus futurs des pays producteurs souvent très dépendants des ventes d'hydrocarbures.

Nous voyons dès lors que, lorsque l'on parle de marché *spot*, la question qui vient en tête directement est celle de la possible couverture contre les variations de prix. Plusieurs instruments de couverture, empruntés aux marchés financiers, sont disponibles. Toutefois, leur mise en place, recherchée par les opérateurs des *hubs* pour en particulier augmenter les transactions sur leurs places, demande la prise en charge du « risque de contrepartie » et une liquidité suffisante. Cette liquidité est pour l'instant faible dans le marché gazier car les volumes de gaz « libres » disponibles aux différents *hubs*⁹⁷ sont encore assez faibles, limitant ainsi le désir des entreprises d'y intervenir. Cette problématique conduit à un dilemme difficile à résoudre. La liquidité dont a besoin le marché pour se développer, notamment pour la mise en place d'instruments de couverture, doit venir des entreprises (ou banques) qui agissent sur le *hub*, lesquelles attendent elles-mêmes une croissance suffisante de ce dernier pour pouvoir évaluer et « maîtriser » le risque de la meilleure façon possible.

D'un autre côté, les acteurs disposant d'un poids de négociation suffisant ou d'une clientèle assez étendue ne donnent pas l'impression de vouloir se séparer de leurs contrats de long terme. En effet, le gaz dans ses usages, bien que substituable, est souvent un facteur essentiel de production, que ce soit dans la production électrique ou d'un bien final. Les nouveaux entrants ou nouveaux éligibles sont donc très sensibles à la continuité de fourniture et à une certaine stabilité dans le prix de revient, d'où l'engouement certain pour les contrats de long terme, même lorsque l'opérateur est un nouvel entrant.

La réponse à la question de l'approvisionnement est sans doute, comme le mettent en avant de nombreux spécialistes du domaine de l'énergie⁹⁸, dans un mix entre le marché *spot* et le marché de long terme (contrats TOP)⁹⁹. Cette vision a été notamment évoquée

⁹⁷Développés comme Zeebrugge, en développement comme Baumgarten, TTF, Emden/Bunde/Oude.

⁹⁸Les stratégies des acteurs vont également dans ce même sens car l'on voit les opérateurs historiques et nouveaux entrants gaziers signer des contrats de long terme (électriciens espagnols et italiens qui diversifient et sécurisent grâce à cela leurs approvisionnements tout en développant la filière GNL) et intervenir de façon encore marginale sur le *spot* pour gagner en flexibilité et réaliser des opérations de *trading*.

⁹⁹BARANES, MIRABEL et PODOU (2004) montrent que les opérateurs gaziers modulent leurs offres en achetant sur le *spot* et en utilisant les quantités stokées (donc les stockages). Aucun opérateur n'a intérêt à s'approvisionner auprès d'une seule source. Pour des valeurs intermédiaires de coûts de stockage, cette

1.3. LES CARACTÉRISTIQUES DU MARCHÉ GAZIER EN MATIÈRE D'APPROVISIONNEMENTS

par BORENSTEIN (2001) lors de la crise électrique californienne, ou par HEYVAERT (2001) :

« On s'attend généralement à ce que, dans ce nouveau contexte de marché, les sociétés gazières conservent les contrats d'achat à long terme comme épine dorsale de leur portefeuille et comme garantie pour l'approvisionnement de leurs clients. Par ailleurs, leurs volumes de ventes deviennent moins prévisibles, étant donné que leur capacité de capter la demande sur le marché domestique est diminuée. Elles peuvent donc être amenées à devoir compenser ponctuellement des déficits ou excédents dans leur portefeuille. En outre, elles doivent équilibrer leur *input* et leur *output* par rapport à l'opérateur du réseau, ce afin d'éviter les frais d'équilibrage. » (HEYVAERT [2001], p243).

En effet, les contrats de long terme permettent une certaine stabilité et sécurité d'approvisionnement (augmentée par la diversification des sources). Leur caractère sécuritaire rassure certains clients qui préféreront un fournisseur disposant de ce type d'approvisionnement plutôt qu'un concurrent moins cher mais plus risqué. Le marché de court terme, quant à lui, permet de faire profiter les consommateurs d'une conjoncture favorable (des prix *spot* faibles) ou au contraire de leur indiquer les tensions du marché (prix *spot* élevés), un peu comme l'indexation des contrats TOP sur le pétrole. Ce double aspect est utile pour un opérateur qui rend en quelque sorte ses clients réactifs au prix et aux conditions du marché. Grâce à son mix achats de court terme/long terme dans ses approvisionnements, un fournisseur peut faire bénéficier ses clients d'une baisse des prix *spot*¹⁰⁰ mais aussi des éventuelles augmentations sur ce marché assez volatil afin que les clients adaptent leur consommation. Ce mix permet également d'assurer une certaine constance dans les coûts de fourniture (BORENSTEIN [2001]). Les marchés *spot*, à côté des contrats à long terme, pourraient donc avoir un effet PARETO améliorant en permettant la redistribution des excédents de quantités sans perte pour le producteur, qui vend son gaz toujours au prix du contrat de long terme, et en laissant la possibilité aux acheteurs de se rééquilibrer, augmentant de ce fait leur bien-être car ils subiraient d'autant moins les excédents ou les déficits liés aux variations de demande¹⁰¹ (SMEERS [1997]).

stratégie est de plus collectivement préférée.

¹⁰⁰Cette baisse ne sera pas aussi importante que celle du *spot* car il faut financer les contrats de long terme.

¹⁰¹Ils enlèvent alors le gaz soumis aux TOP et le remettent sur le *spot* plutôt que de le payer sans l'enlever. Ils peuvent se rééquilibrer, voire si les interconnexions sont suffisantes, permettre de réduire les écarts entre offre et demande d'autres marchés.

1.3.6 Conclusion

Pour conclure, nous pouvons dire que l'Union Européenne conforte ses contrats de long terme pour sécuriser ses approvisionnements et éviter de diminuer l'essor observé du gaz naturel, essor qui serait certainement affecté en cas de sous-investissements ou de variations excessives de prix (DAUGER [2001]). Ce marché de long terme trouvera le court terme comme complément puisque les opérateurs pourront acheter ou vendre des quantités marginales sur ce marché en se couvrant lorsque la liquidité atteinte sera assez importante. Les nouveaux contrats de long terme s'adaptent parfaitement à ce nouveau contexte car, bien que les clauses qu'ils incorporent soient assouplies¹⁰², ils manquent encore de flexibilité pour s'ajuster aux variations du marché et à la demande en temps réel. Toutefois, cette caractéristique ne leur est pas demandée car leur caractère premier reste le financement des infrastructures pour éviter les sous-investissements et une sécurité de l'approvisionnement (continuité de fourniture) assortie d'une assurance de prix stables et convenant aussi bien aux importateurs qu'aux producteurs.

Les contrats de long terme confortés vont donc perdurer comme « épine dorsale » de la structure des approvisionnements des différents opérateurs. En effet, les OH continuent de signer ce type d'engagements, certes pour des volumes moins élevés et sur des durées plus faibles mais avec une augmentation des quantités enlevées annuellement. Les électriciens ou nouveaux opérateurs pour un marché considéré sécurisent également leurs approvisionnements en signant ces contrats, n'intervenant que marginalement sur le *spot* et les *hubs* pour se donner un peu de flexibilité. Les producteurs, enfin, cherchent toujours à s'assurer un revenu relativement stable donc privilégient toujours ces engagements de long terme. Ils étudient toutefois les possibilités d'interventions directes sur le marché aval¹⁰³ pour sécuriser leurs débouchés, augmenter leurs parts de marché et se situer dans les maillons de la chaîne où la marge sera la plus forte. Ils n'interviennent que peu sur le *spot*, intervention qui se réaliserait a priori par des cargaisons *spot* de GNL (SONATRACH) ou grâce aux capacités de transport européennes non-utilisées (GAZPROM).

Si l'on en croit l'expérience anglaise, disposant de contraintes minimales par rapport au marché continental (production nationale), le marché de court terme devrait mettre du temps à disposer d'une liquidité suffisante pour avoir une confiance accrue des opé-

¹⁰²Les obligations d'enlèvement disposent d'un peu de souplesse, les interdictions de reventes sur d'autres marchés sont en train de disparaître pour certains contrats (OMV, RUHRGAS).

¹⁰³Cette intervention se traduit par des prises de participations dans des distributeurs nationaux, dans des centrales électriques à gaz ou de cogénération.

1.3. LES CARACTÉRISTIQUES DU MARCHÉ GAZIER EN MATIÈRE D'APPROVISIONNEMENTS

rateurs¹⁰⁴. Bien qu'à terme ces marchés seront certainement assez développés, avec des instruments financiers de couverture, de transactions électroniques et des services variés, ils subissent pour l'instant le manque de disponibilités gazières *spot*, la baisse de la production de la mer du nord, la concentration et les tarifications ATR souvent dissuasives sur les divers marchés nationaux européens. Les clients sont méfiants dans ce contexte troublé et de hausse des prix¹⁰⁵, méfiance allant à l'encontre des entreprises qui agissent de façon trop importante sur le *spot*. Ce comportement s'observe même si l'on constate que le prix au *hub* de Zeebrugge, fortement corrélé à celui du NBP, a été en moyenne, durant l'année 2003, inférieur de 10 à 20% à ceux des contrats de long terme (CRE [2004]). Les gros opérateurs n'interviennent encore sur ce marché que de façon marginale, pour gagner en flexibilité, combler des déséquilibres ponctuels ou permettre à leurs consommateurs d'être réactifs aux conditions du marché, d'adapter leurs comportements et de profiter en partie d'une éventuelle baisse des prix.

¹⁰⁴A titre d'exemple, le NBP a été suffisamment liquide 4 ans après sa création.

¹⁰⁵Les opérateurs inconnus, l'affaire ENRON et les tensions sur le marché pétrolier augmentent la méfiance. La consommation augmente, surtout celle de la génération électrique qui est une clientèle captive, ce qui favorise un prix plus élevé.

1.4 Les comportements des acteurs gaziers

1.4.1 Les pays producteurs extérieurs à l'Union Européenne

1.4.1.1 Leurs caractéristiques

La plupart des pays exportateurs tirent la majorité de leurs revenus de la vente des hydrocarbures, comme par exemple l'Algérie qui tire 45% de ses revenus de la vente du gaz. Ils ne veulent pas un prix trop bas qui mettrait en danger la stabilité de leur économie et limiterait l'extension des infrastructures de transport et de distribution du gaz.

L'Union Européenne est souvent leur principal client (95% des exportations algériennes sont destinées au marché européen).

Les contrats TOP et la logique du *netback* ont permis à ces producteurs d'assurer le financement de lourdes infrastructures de transport et de production dans leurs propres pays, tout en gardant une certaine intégration vers l'aval. Ils sont très attachés à ces contrats car ils leur rapportent un revenu stable, une lisibilité de long terme nécessaire pour programmer les investissements à réaliser et un partage des risques.

1.4.1.2 La non prise en compte de leurs intérêts dans la directive

La directive n'a pas pris en charge les intérêts des pays producteurs. « L'Union Européenne veut assurer, d'une part, la sécurité de ses approvisionnements en gaz et transférer, d'autre part, la quasi-totalité des risques commerciaux et industriels sur le compte d'un seul acteur de la chaîne gazière, le producteur-exportateur »¹⁰⁶. « Cette réglementation, en dehors de toute concertation avec les acteurs intervenant sur le marché gazier en Europe, mène inéluctablement à la rupture de l'équilibre économique des transactions en cours au détriment des producteurs-vendeurs, fragilisant non seulement les contrats gaziers mais également la sécurité des approvisionnements des marchés européens »¹⁰⁷. Ces derniers veulent donc négocier avec Bruxelles pour ne pas être les grands perdants de cette libéralisation.

Ce sentiment d'oubli a été encore plus fort lorsque la commission a voulu remettre en cause les « clauses de destination », composantes importantes, à côté de la logique *netback*,

¹⁰⁶Extrait de l'article « La perspective d'un marché international instable inquiète » disponible sur le site <http://www.liberté-algerie.com>.

¹⁰⁷Propos de C. KHELIL, Ministre algérien de l'énergie et des mines, recueillis dans l'article « La coopération, une exigence » du 4 février 2002 disponible sur le site <http://www.horizons-dz.com>.

1.4. LES COMPORTEMENTS DES ACTEURS GAZIERS

des contrats à long terme qui soutiennent le marché gazier¹⁰⁸. L'une des préoccupations des pays producteurs était notamment la compensation de la perte qu'elle entraînerait pour eux et le partage des marges qui pourraient éventuellement apparaître en cas d'abolition de ces clauses qui ne favorisent pas le décloisonnement des marchés et limitent l'extension de la concurrence. Même si les contrats de long terme, assurant le partage des risques, la sécurité d'approvisionnement et les investissements nécessaires au développement du marché gazier, ne sont pas remis en cause, les pays producteurs veulent être consultés sur les suites à apporter au processus de libéralisation.

L'ouverture implique l'arrivée de nouveaux acteurs gaziers sur le marché, comme les *traders* spécialisés dans le commerce de court terme. Ces acteurs pourraient réduire de façon drastique les marges des acteurs traditionnels. De plus, le développement du marché libre, *spot* et à terme, amènera, comme l'ont démontré les expériences de dérégulation anglaise et américaine, une volatilité des cours qui pourrait s'avérer insupportable pour la fiscalité des pays producteurs¹⁰⁹. La concurrence entre les fournisseurs va être telle que l'on risque d'assister, s'il n'y a pas d'harmonisation des politiques aussi bien entre pays producteurs et consommateurs ou entre producteurs eux-mêmes, à un alignement des conditions vers le bas. Si le prix baissait de façon trop importante, ce serait la remise en cause d'une grosse partie de la rémunération des pays producteurs. De plus, les investissements dans les projets de développement du GNL nécessitent un prix du gaz assez élevé. En cas de prix très bas, d'importants projets de GNL ne seraient pas particulièrement rentables pour les pays exportateurs, le revenu fiscal qu'ils dégageraient étant trop réduit. Dans ce cas, il faudrait s'attendre, sur le long terme, à ce que les pays fixent un prix du gaz, découplé de celui du pétrole, ce qui peut être rendu possible par la croissance rapide de la consommation de gaz, consommation qui pourrait devenir captive pour une part. Il semblerait que cette crainte soit désormais écartée. En effet, la croissance de la demande des trois marchés internationaux (Japon+Chine, Amérique du Nord, Europe) ainsi que la flambée des prix du pétrole semblent être des points tout à fait positifs pour le maintien d'un prix assez élevé, permettant entre autre le développement du commerce du GNL.

¹⁰⁸Des informations sur la « clause de destination » sont disponibles dans plusieurs articles : « Algérie et Russie redéfinissent leur stratégie gazière » (le monde, 20/03/02 ou <http://www.lemonde.fr>), « Les perspectives d'un marché international instable inquiète » (<http://www.liberté-algerie.com>).

¹⁰⁹Extrait d'un article « La commercialisation inquiète les producteurs » du 4 février 2002 (S. BOUSSENA) disponible sur le site <http://www.latribune-online.com>.

1.4.1.3 Les différents types de comportements observés ou probables

La libéralisation du marché de l'énergie européen oblige les pays producteurs à adapter leurs comportements.

1.4.1.3.1 Harmonisation des politiques Face à la mondialisation, les pays producteurs doivent développer de nouveaux moyens de coopération pour l'extension et la maîtrise des marchés gaziers. Ces marchés (américain, asiatique et européen) vont connaître une forte croissance dans les prochaines années et une diminution de leur production nationale¹¹⁰. Toutefois, en 2010, la concurrence devrait être plus féroce¹¹¹ et les marchés devraient arriver à saturation. Une harmonisation des prix sera alors nécessaire et ce au moins jusqu'en 2030 où la demande de GNL devrait augmenter, redonnant une position favorable pour les pays exportateurs. Un prix minimum, découplé du prix du pétrole¹¹², pourrait émerger dans le futur. Cette harmonisation des politiques de chaque pays permettrait d'éviter un alignement des conditions vers le bas, que favorise l'ouverture du marché européen. Ce sujet a été l'un des principaux abordés lors de la conférence des pays exportateurs de gaz qui a eu lieu à Alger en février 2002.

Pour des scénarios de prix élevés, l'Algérie économiserait ses réserves en laissant certaines de ses capacités non-utilisées. En revanche, la Norvège et la Grande-Bretagne, qui disposent des coûts de production les plus élevés, investiraient pour augmenter leurs parts de marché (DE WOLF et SMEERS [1997])¹¹³.

1.4.1.3.2 Renforcement des liens avec leurs acheteurs historiques ou intervention sur le marché aval Une intégration vers l'aval de la part des producteurs où une intervention sur un éventuel marché *spot* n'est pas à exclure (BARANES, MIRABEL et POUDOU [2003]). Les producteurs gardent des disponibilités en gaz (SONATRACH) pour pouvoir investir de nouveaux marchés. Ils prennent également des dispositions pour être

¹¹⁰L'offre locale sur le marché européen est insuffisante et la Norvège possède des coûts de production supérieurs à ceux des autres pays exportateurs.

¹¹¹Beaucoup de pays vont mettre en route les potentialités gazières dont ils disposent comme l'Égypte, la Libye, le Nigeria, et l'Algérie qui veut augmenter nettement ses exportations.

¹¹²La demande augmente et pourrait devenir captive notamment si le développement de la production d'électricité à partir des centrales à gaz continue.

¹¹³Les auteurs prennent la Norvège comme *leader* dans leurs estimations car en 1997, elle allait mettre en fonctionnement de nouveaux champs de production.

présents sur le continent¹¹⁴. Cette stratégie est désormais d'autant plus appliquée que la commission a demandé que les clauses de destination disparaissent des contrats. Ceci établit un manque à gagner pour les producteurs, manque qu'ils récupèrent en vendant directement à l'utilisateur final. A côté de cette stratégie se tient également celle du resserrement des liens avec leurs acheteurs historiques, avec lesquels ils ont des partenariats dans plusieurs projets de développement du marché gazier (DRI-WEFA [2001]).

1.4.1.3.3 Développer le GNL et augmenter les voies d'acheminement Le GNL peut aider au développement de nouveaux marchés gaziers potentiels et répondre de manière efficace à l'éloignement des sites de production et de consommation. La plupart des fournisseurs misent sur ce développement pour accroître leurs exportations futures et réaliser ainsi leurs objectifs (Algérie, Qatar, Iran, Egypte). La consommation européenne, et même mondiale, de gaz augmente. La part du GNL n'est pas très importante pour l'instant, environ 10% des approvisionnements en 2002, mais les constructions de nouvelles infrastructures pour favoriser ce moyen d'approvisionnement représentent 2.5 à 4 fois les capacités actuelles (Prospect Research ltd [2004]). Les pays qui y ont recours sont surtout ceux du Sud-Ouest de l'Europe. Ce mode d'approvisionnement connaît un certain regain d'intérêt depuis l'ouverture des marchés, en particulier auprès des pays qui ont une difficulté à diversifier leurs sources d'approvisionnement (Italie, Espagne). La part des importations de GNL est donc en croissance et pourrait atteindre 16% des approvisionnements européens d'ici à 2010. Cette croissance s'explique largement par les nouveaux sites de production (Moyen-Orient) et le coût des gazoducs en mer assez rapidement non rentables par rapport aux activités de GNL pour des distances importantes (cf. Figure 1.6).

Les producteurs veulent donc renforcer leurs moyens de production et de commercialisation¹¹⁵ :

- l'Algérie désire passer ses exportations à 85 Gm³ en 2005 et à 100 Gm³ en 2020 dont la moitié en GNL ;

¹¹⁴GAZPROM dispose de parts dans WINGAS ce qui permet au producteur russe d'avoir un accès à la distribution en Allemagne ; la SONATRACH a racheté des parts dans une centrale à gaz en construction en Espagne.

¹¹⁵Ces chiffres proviennent du rapport de la CRE [2002] ou des articles (4 février 2002) : « La commercialisation inquiète les producteurs », « Gazochiffres », « Le gaz algérien s'installe en Europe » disponibles sur le site <http://www.latribune-online.com>.

- la Norvège de 44 (1999) à 70 Gm³ en 2020 ;
- le Qatar de 24 (1999) à 70-100 Gm³ en 2010, dont une grande partie sous forme de GNL ;
- la Russie veut atteindre 200 Gm³ en 2020 mais elle doit d'abord trouver des sources de financement (partenariats) pour développer les nouveaux gisements et de nouvelles infrastructures de transport.

1.4.1.4 Les producteurs peuvent s'imposer comme interlocuteurs de la Commission européenne

La production endogène de l'Union va décroître à partir de 2005-2010. Elle dépendra alors de plus en plus des fournisseurs extérieurs. De plus, elle a des difficultés à honorer les engagements pris lors de la conférence de Kyoto pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Cela pourrait la conduire à accroître plus que prévu la production d'électricité à base de gaz. Les producteurs peuvent jouer sur ces difficultés que rencontrera l'Union européenne pour s'imposer comme un interlocuteur avec lequel il faut compter pour la libéralisation du marché. Ils sont d'ailleurs de plus en plus présents sur les marchés finals (GAZPROM, SONATRACH).

Il est intéressant de noter que, pour l'instant, ils n'ont pas de réactions majeures vis-à-vis des programmes de régulation asymétrique qui sont appliqués sur le continent. Garder de bonnes relations avec les pays importateurs semble être leur ligne de conduite. Toutefois, si les marges liées à la revente s'avéraient importantes ou si les programmes s'étendaient sur une plus longue durée, une demande de partage de ces rentes ou des conditions moins favorables à la négociation pourraient émerger.

1.4.1.5 Présentation des principaux fournisseurs de l'Union Européenne

Les sources de gaz sont actuellement entre les mains de quatre principaux fournisseurs : GAZPROM (fournit 17% du gaz consommé en Europe), GASUNIE (16%), STATOIL (13%) et SONATRACH (12%). Le reste fait l'objet d'une fourniture par 12 acteurs représentant entre 3 et 5 % du gaz consommé en Europe (DRI-WEFA [2001]).

GAZPROM détient 23% des réserves mondiales (dont 77% sont en Sibérie occidentale). Elle s'est engagée, pour satisfaire son objectif de doubler ses exportations vers l'Europe d'ici à 2020 (200 Gm³/an), dans un ensemble de partenariats stratégiques pour financer le

1.4. LES COMPORTEMENTS DES ACTEURS GAZIERS

développement des infrastructures nécessaires¹¹⁶. Elle restera donc plus incitée à commercialiser ses ressources gazières directement à travers de filiales de distribution ou de ses partenaires plutôt qu'à en chercher de nouveaux. Elle possède une industrie gazière très dense. En 2000, ses exportations de gaz représentaient 50% de ses exportations totales (contre 40% en 1999), avec 90.4 Gm³ vers l'Europe occidentale. En revanche, en 2001, ces mêmes exportations ont diminué de 4.2% (à 86.62 Gm³). Ses principaux clients sont l'Allemagne (32.6 Gm³), l'Italie (20.2 Gm³) et la France (11.1 Gm³).

SONATRACH détient entre 3.8 et 5 Tm³ de réserves. En 2001, le gaz est intervenu pour près de la moitié des recettes d'exportation d'hydrocarbures¹¹⁷ de l'Algérie. Elle semble également avoir choisi de poursuivre le développement de ses exportations¹¹⁸ avec ses partenaires, pétrogaziers comme acheteurs historiques. La stratégie de développement repose sur la libéralisation du secteur¹¹⁹ et sur des démarches partenariales¹²⁰. L'Algérie va être concurrencée par les nouveaux pays producteurs qui misent sur le GNL pour développer leur industrie gazière, développement favorisé par le soucis des pays consommateurs de diversifier au maximum leurs approvisionnements. Pour conserver sa part de marché, elle veut mettre en route deux gazoducs supplémentaires¹²¹ pour accroître ses exportations vers l'Europe et se garder une marge pour pouvoir intervenir sur le marché du GNL qui est en pleine expansion¹²². De plus, elle voudrait aider au lancement d'un projet de gazoduc reliant le Nigeria à l'Europe et passant par le Niger. Ce gazoduc permettrait au Nigeria d'approvisionner l'Europe avec le gaz qui est actuellement brûlé dans les torchères et ainsi de moins dépendre de ses ports du Sud. Ce projet, d'une valeur de 4 à 5 milliards de \$ a besoin de financements extérieurs pour voir le jour. SHELL et BP, l'une très implantée au

¹¹⁶La Russie a besoin de fonds pour financer le développement de champs de production et de nouvelles canalisations.

¹¹⁷Sur 18.5 milliards de \$, la vente des produits gaziers représente 8.5 milliards de \$ dont 3.5 mds en gaz naturel, 3.2 mds en GNL et 1.8 mds en GPL (<http://www.horizons-dz.com>).

¹¹⁸Objectif de passer de 62 Gm³ en 2001 à 85 Gm³ en 2005 et à 100 Gm³/an en 2020.

¹¹⁹Intervention sur le marché *spot* européen grâce à des capacités excédentaires de GNL, à des prises de participations dans des infrastructures de consommation.

¹²⁰La Sonatrach est partenaire dans de nombreux projets avec d'autres entreprises pétrolières (AGIP au Yémen, BP pour le gisement d'Aïn Salah...) pour développer les activités d'exploration/production ou de nouvelles routes d'approvisionnement.

¹²¹Partenariat avec l'Espagne et l'Italie pour la construction de deux nouveaux gazoducs.

¹²²Elle dispose d'une capacité de liquéfaction de 30 Gm³/an et d'une capacité de transport de 625 000 m³. 95% de ces capacités de liquéfaction sont utilisés pour l'instant, le reste lui permettant éventuellement d'intervenir sur les marchés *spot* ou d'exporter vers les USA où un nouveau marché pourrait s'ouvrir pour elle.

Nigeria et l'autre voulant entrer sur le marché du gaz, seraient intéressées par ce projet. Les perspectives pour le gaz algérien restent très attractives, d'abord en raison du faible coût de production¹²³ et de transport vers les pays d'Europe de l'Ouest, mais aussi grâce à la prise de participation d'entreprises européennes dans les projets de développement de la filière en cours. Toutefois, la stratégie de la SONATRACH consiste pour l'instant à rester sur les marchés traditionnels.

La Norvège (STATOIL) est également l'un des principaux gaziers. Ses réserves s'élèvent à 1.5 Tm³. La Norvège, principal partenaire des pays européens, leur fournit actuellement 50 Gm³. Elle semble désireuse de poursuivre l'augmentation de ses exportations (44 Gm³ en 1999 passant à 70-75 Gm³ en 2020) en recherchant une coopération avec ses grands partenaires historiques européens.

Le Qatar est également présent sur le marché gazier, avec 10 Tm³ de réserves. Il a commercialisé, en 1999, 24 Gm³ de gaz naturel. Il prévoit de développer son industrie de liquéfaction (doubler sa capacité de liquéfaction) et d'étendre son réseau de pipelines pour augmenter ses exportations. Il compte exporter entre 70 et 100 Gm³ par an en 2010, dont 36 à 47 Gm³ de GNL.

1.4.2 Les pétrogaziers

Ils cherchent à conserver leur intégration de l'amont à l'aval (BARANES, MIRABEL et POUDOU [2003]) pour rester présents sur les marchés et en investir d'autres. Les principales sociétés de transport-commercialisation sont des filiales de pétrogaziers (Tableau 1.9) et représentent 60% du marché gazier total européen (360 Gm³/an). Seules quatre sociétés font exception à la règle : GAZ DE FRANCE, DISTRIGAS, ÖMV et RUHRGAS (depuis sa reprise par EON).

¹²³Ce coût est 3 à 4 fois moins important que dans d'autres zones de production.

Tableau 1.9 : Participations des pétrogaziers dans des sociétés de transport-distribution européennes

Pays	Sociétés Transport-Distribution	Actionnaires pétrogaziers (%)
Pays-Bas	GASUNIE	50% (SHELL, EXXON)
Allemagne	THYSSENGAS	25% (SHELL)
	BEB	50% (EXXON)
Italie	SNAM	59.76% (ENI)
Espagne	ENAGAS	40% (REPSOL)
France	GSO	100% (TOTALFINAELF)

Source : CRE [2002]

Cette participation permet aux producteurs (pétrogaziers) de placer leurs ressources dans les meilleures conditions possibles. De plus, la sécurité et la diversification des approvisionnements dont l'Europe a besoin peuvent être améliorées à l'aide de ces compagnies. En effet, elles sont présentes dans beaucoup de pays producteurs et participent au développement de nouvelles routes d'acheminement (via la création de consortia). Elles prennent des participations dans de nouveaux projets de développement et étendent leurs partenariats avec les pays producteurs (SONATRACH-BP). Par exemple, SHELL et BP sont intéressées par le projet de gazoduc partant du Nigeria et alimentant l'Europe. De même, TOTAL prend des participations dans les gisements de la mer du Nord et en Russie (gisement de Vankor). Les pétrogaziers, au vu de ce qui précède et en raison de l'importance des infrastructures à construire pour chacun des nouveaux contrats, ont tout intérêt à conserver les contrats de type *Take or Pay* qui garantissent à la fois la fourniture et l'enlèvement. Ils n'ont de plus pas de raison a priori pour proposer des conditions plus favorables à de nouveaux clients potentiels que celles qui sont appliquées aux opérateurs historiques (donc ne favorisent pas l'ouverture du marché).

Ces compagnies (et les producteurs) n'ont a priori pas d'incitation à proposer de meilleures conditions aux nouveaux opérateurs, donc à favoriser leur entrée et leur accès au gaz. Quatre facteurs expliquent cette situation (DRI-WEFA [2001]) :

- la plupart des projets nouveaux impliquent des consortia. Les entreprises qui les composent possèdent le plus souvent d'autres champs de production. Elles ne veulent

donc pas proposer des conditions plus intéressantes qui feraient concurrence à la production des autres champs. Elles cherchent à appliquer les mêmes politiques commerciales ;

- le système d'indexation des prix sur ceux du pétrole ne montre pour l'instant que peu de signe de vulnérabilité. Le nombre de producteurs agissant sur ce marché n'influence ce prix que de façon modeste. Dans les marchés libéralisés (Grande-Bretagne), un découplage des prix gaz/pétrole commence à s'observer notamment grâce à l'apparition de nouveaux indicateurs avec le développement du NBP. L'apparition et le développement d'un marché captif¹²⁴ peut favoriser la diminution de l'indexation du prix du gaz ;
- les coûts d'acheminement de nouvelles sources de gaz sont très élevés. Il faut donc des prix suffisamment élevés pour que soient entrepris les investissements nécessaires au développement de ces nouvelles routes d'approvisionnement ;
- si de nouveaux entrants avaient accès à du gaz moins cher, ils ne seraient sûrement que de simples "suiveurs" en ce qui concerne les prix plutôt que des faiseurs de prix (*price-makers*).

Pour toutes ces raisons, les offreurs, même s'ils sont relativement nombreux, ne constituent pas un départ pour le développement de la concurrence dans les marchés gaziers.

Les compagnies non-intégrées européennes (CONOCO, PHILLIPS, ARCO, ENTERPRISE, AMERADA, TEXACO, ...) ne sont pas assez importantes pour engendrer une concurrence significative (les six compagnies ci-dessus ne représentent que 8.3% de la production gazière européenne).

1.4.3 Les transporteurs-distributeurs européens

Les filiales des pétrogaziers vont sûrement évoluer vers une scission de leur activité :

- fortement régulée et soumise à une rentabilité normée, l'activité « logistique » serait séparée, ouverte à des tiers, voire cotée en bourse (TRANSCO, ENAGAS, SNAM). L'introduction en bourse représente une certaine protection vis-à-vis des pressions du régulateur ;
- l'activité « approvisionnement et fourniture » serait progressivement transférée aux actionnaires pétrogaziers.

¹²⁴Ce marché captif est entre autre lié aux centrales électriques au gaz, au respect des normes environnementales...

1.4. LES COMPORTEMENTS DES ACTEURS GAZIERS

La libéralisation peut réduire le pouvoir de négociation de ces acteurs, qui sont en concurrence, et accroître celui des producteurs, qui restent en situation d'oligopole et encore peu nombreux¹²⁵. Cet effet est néfaste pour les consommateurs car le nombre d'acteurs est une variable importante pour un marché comme celui du gaz, pouvant être approché par une concurrence oligopolistique de type COURNOT¹²⁶ (SMEERS [1997]). Dans ce cas, une augmentation du nombre de vendeurs est une solution qui permet de réduire ce possible pouvoir de marché des producteurs¹²⁷. Les opérateurs de « Transport/Distribution » autres que ceux des pétrogaziers se sont engagés dans une double démarche pour paraître moins vulnérables : acquérir directement des réserves (GAZ DE FRANCE en mer du Nord) et ouvrir leur capital à un ou plusieurs pétrogaziers. Ils cherchent également à augmenter la diversification de leurs approvisionnements en ouvrant de nouvelles routes (GAZ DE FRANCE en Egypte, à Oman). La chaîne GNL est très utilisée pour atteindre cet objectif. Ils continuent à signer des contrats à long terme et augmentent ainsi les quantités qui leur sont livrées pour continuer d'alimenter un marché en plein essor (GAZ DE FRANCE a signé un contrat de fourniture avec l'Egypte, GASUNIE, Oman).

¹²⁵BARANES et CORTADE (2004) étudient les stratégies de fusions sur le marché de l'*Internet*. Ils montrent que, lorsque des fournisseurs échappent à la régulation, des fusions entre les opérateurs du marché aval permettent de limiter le pouvoir de marché de l'amont.

¹²⁶Dans une concurrence COURNOT, et contrairement à une concurrence BERTRAND sans contrainte, le nombre d'acteurs est une variable importante qui, s'il est faible, éloigne d'autant l'équilibre de celui de la concurrence.

¹²⁷L'*Interconnector* a permis de jouer ce rôle en mettant en relation les petits producteurs de la mer du nord et le continent.

1.5 Conclusion du Chapitre 1

Lorsque nous étudions les caractéristiques du marché gazier, nous constatons que sa libéralisation doit tenir compte de nombreux facteurs, à la fois pour son développement et son bon fonctionnement. Son ouverture est sensiblement différente des autres industries de réseau car la production n'est pas totalement endogène. Elle est principalement l'objet de gros producteurs, en général hors de l'Union Européenne et qui en conséquence échappent largement aux mécanismes de régulation et aux directives. La production endogène européenne est sur une pente descendante, alors que la consommation augmente et que des marchés captifs commencent à apparaître (marché de la production d'électricité). L'Europe devient de plus en plus dépendante de ses fournisseurs extérieurs, à la fois pour le gaz mais également pour cette production électrique. A côté des objectifs d'efficacité et de compétitivité¹²⁸ s'est donc développé le souci de la sécurité d'approvisionnement, qui quelquefois peut entraîner une logique qui s'éloigne quelque peu de celle d'un approvisionnement au moindre coût. Cette problématique n'est pas nouvelle et l'industrie gazière a su mettre en place des instruments pour optimiser cette gestion de la SA et pour développer l'industrie. La première mesure a été de diversifier les sources d'approvisionnement, en ne favorisant pas uniquement les fournisseurs proposant les conditions tarifaires les plus intéressantes. La seconde a été de développer les négociations par contrats de long terme, associés à la logique *netback*, permettant non seulement un partage des risques mais aussi le développement de l'industrie gazière. Ces contrats manquent certes de flexibilité mais leur utilité n'est plus à prouver ; des auteurs ont souligné leur rigidité mais nous avons vu qu'ils se justifiaient pleinement, à la fois d'un point de vue empirique et théorique. Toutefois, dans le nouveau contexte de libéralisation et de séparation des activités, de nouvelles incertitudes, notamment en termes de demande, sont apparues. Pour gérer ces nouveaux risques, des instruments plus flexibles ont été jugés nécessaires et se sont développés. Les marchés *spot* et *hubs* gaziers, sur lesquels se signent des contrats plus courts, émergent, permettant les rééquilibres en cas soit d'excès soit de déficit d'offre ou de demande. Ces marchés ont pour l'instant un développement limité, et resteront certainement des compléments aux contrats de long terme, toujours prépondérants et signés à la fois par les électriciens et les nouveaux entrants. Avec ces marchés s'est développé le risque prix, contre lequel les acteurs y agissant désirent se couvrir. En effet, les prix du gaz naturel peuvent être bien plus volatils que ceux du pétrole, en raison d'un marché moins interna-

¹²⁸Les prix doivent refléter au mieux les coûts et les conditions du marché.

tional, des contraintes de transport plus fortes et un possible pouvoir de marché sur ces *hubs* lié à un nombre trop restreints d'offreurs ou aux contraintes de capacités. Peu de ces *hubs* disposent actuellement d'instruments de couverture, adaptés le plus souvent des marchés financiers.

Le marché gazier est un marché particulier¹²⁹, répondant à des logiques qui peuvent défier celles basées uniquement sur les coûts. C'est un marché où des hypothèses d'imperfection sont vérifiées (absence de multiplicité de demandeurs et d'offreurs, présence de capacités de transport limitées...etc). De multiples stratégies sont présentes sur ce marché, rendant la concurrence imparfaite à la fois du côté de l'offre ou de la demande. Peu de producteurs sont présents en amont, même si le GNL commence à les mettre en concurrence. Ils sont toujours contraints par les coûts de transport élevés de leur ressource, mais d'autres facteurs leur permettent cependant d'exercer un certain pouvoir dans les négociations, comme le marché croissant de la production électrique ou les contraintes environnementales. Leur stratégie est non seulement un renforcement de leurs exportations, mais également une intégration sur le marché aval pour vendre directement la ressource (stratégies de forclusion). Sur le marché final, les importateurs-distributeurs européens sont en concurrence, ce qui peut limiter leur pouvoir de négociation face à cet oligopole de producteurs. Ils cherchent d'ailleurs à s'intégrer vers l'amont (BARANES, MIRABEL et POUDOU [2003]) pour acquérir des ressources propres et ne plus dépendre seulement de fournisseurs tiers pour la totalité de leurs approvisionnements. Certains ont déjà un avantage sur ce point puisqu'ils sont adossés à des pétrogaziers disposant de ressources. Sur le marché aval, nous assistons à des comportements de fusions qui reconcentrent l'industrie autour des grands opérateurs nationaux déjà existants. La structure de marché est donc un oligopole bilatéral. Ses caractéristiques introduisent des contraintes qu'il faut intégrer, soit en terme d'approvisionnement, soit en terme de ventes sur le marché aval¹³⁰.

L'offre de gaz en Europe est une question assez complexe, regroupant à la fois des interactions entre des entreprises non-régulées, les producteurs, et des entreprises régulées (les importateurs-distributeurs). La formation des prix est sujette à de nombreux tiraillements, reflétant tantôt l'équilibre entre offre et demande¹³¹, tantôt des volontés politiques

¹²⁹ Chaque industrie de réseau a des spécificités propres qui limitent la portée de la concurrence.

¹³⁰ Ce marché aval est le marché des approvisionnements si ce sont les producteurs et les importateurs qui sont pris en compte, agissant comme des parts de marché imposées par les importateurs aux producteurs ; c'est le marché final si ce sont les importateurs-distributeurs face aux clients finals, agissant comme des contraintes de capacités sur les importateurs-distributeurs.

¹³¹ Cet équilibre peut être influencé par les relations de pouvoir entre les parties négociantes.

avec une régulation sur le marché final. Les premiers comme les seconds sont susceptibles d'exercer des pouvoirs de marché, soit en restreignant l'offre, soit en saturant les réseaux. Les marchés de court terme sont risqués pour que les fournisseurs alternatifs puissent y intervenir pour négocier la majorité de leurs approvisionnements. Pour favoriser l'émergence d'offres alternatives, certains régulateurs se sont lancés dans des démarches différenciées, comme la promotion pour de nouveaux investissements en infrastructures ou l'application de régulations asymétriques (*gas release* et objectifs de perte de parts de marché).

1.5. CONCLUSION DU CHAPITRE 1

Chapitre 2

Les expériences de *gas release* en Europe

2.1 Introduction

La Commission Européenne s'est interrogée sur la façon de favoriser l'entrée de concurrents sur les différents marchés européens (point 16 de la conclusion du forum Madrid IV des 2 et 3 Juillet 2001, Commission européenne [2001a]). Selon ces dires, les entrants sont non seulement confrontés aux problèmes liés à l'Accès des Tiers au Réseau (ATR) mais aussi à celui de l'accès au gaz. Un bon nombre d'entre eux n'ont pas la possibilité d'accéder à du gaz compétitif pour approvisionner d'éventuels clients éligibles. C'est pour cela que se sont développées des Régulations Asymétriques (RA), c'est-à-dire des programmes de *gas release*, quelquefois couplés à des objectifs de perte de parts de marché¹. Le *gas release* est l'obligation, pour un opérateur historique, de revendre une partie de ses contrats d'approvisionnement de long terme à d'autres opérateurs afin de faciliter l'implantation de nouveaux fournisseurs.

Ces dispositions ont pour but de permettre à d'autres opérateurs gaziers d'intervenir commercialement beaucoup plus vite sur le marché qu'ils n'auraient pu le faire s'il avait

¹Si le marché est juste couvert, une mesure de GR est équivalente à des objectifs de perte de part de marché car l'OH ne pourra plus servir toute la demande. Si, en revanche, un excès en ressource existe, alors les objectifs de perte de part de marché jouent leur rôle car ils libèrent une partie de la clientèle pour les bénéficiaires des rétrocessions. Dans ces deux cas, des stratégies peuvent être adoptées par les différents opérateurs (*écrémage*, *reverse cherry picking*, concurrence oligopolistique avec des contraintes de capacités donnant lieu à des stratégies de prix ou de rétention de capacités) comme nous le verrons par la suite.

2.1. INTRODUCTION

fallu qu'ils attendent un « creux » dans le bilan des approvisionnements de ces marchés. Cette mesure peut et doit apporter une concurrence entre les fournisseurs. Une RA est adoptée pour satisfaire deux objectifs principaux :

- d'une part, que les entrants aient accès à certains consommateurs éligibles et ne soient pas évincés à cause de la position forcément dominante de l'Opérateur Historique (OH) sur son marché;
- et d'autre part qu'ils aient les moyens « physiques » d'approvisionner ces clients résultant de la perte des parts de marché.

Ces mesures consistant à défavoriser l'OH au profit des entrants ne peuvent pas être standardisées pour l'instant en raison de l'hétérogénéité des divers marchés gaziers européens, à la fois dans la pénétration du gaz et dans la structure de la consommation (Figure 2.1). Le Tableau 2.1 nous montre la disparité dans l'utilisation du gaz naturel pour divers pays européens. Nous constatons que chaque pays possède ses caractéristiques propres en terme de consommation. Les régulations et le développement des marchés vont tenir compte de ces caractéristiques et nous confortent dans l'idée qu'une régulation d'un pays ne peut pas se transposer telle quelle dans un autre². De même, il est raisonnable de penser qu'un marché, composé de nombreux industriels ou d'une production électrique à base de gaz naturel importante, arborera un taux d'ouverture et un nombre d'intervenants plus élevés qu'un marché à forte dominante commerciale ou résidentielle³.

²Les gros industriels ou les producteurs d'électricité peuvent se fournir directement auprès d'un producteur et disposent d'un poids de négociation et de défense bien plus important qu'un consommateur résidentiel.

³Les clients à forte consommation et solvables intéressent toujours bien plus que les plus petits consommateurs.

Figure 2.1 : Pénétration du gaz dans la consommation primaire des pays européens en 2003 (%)

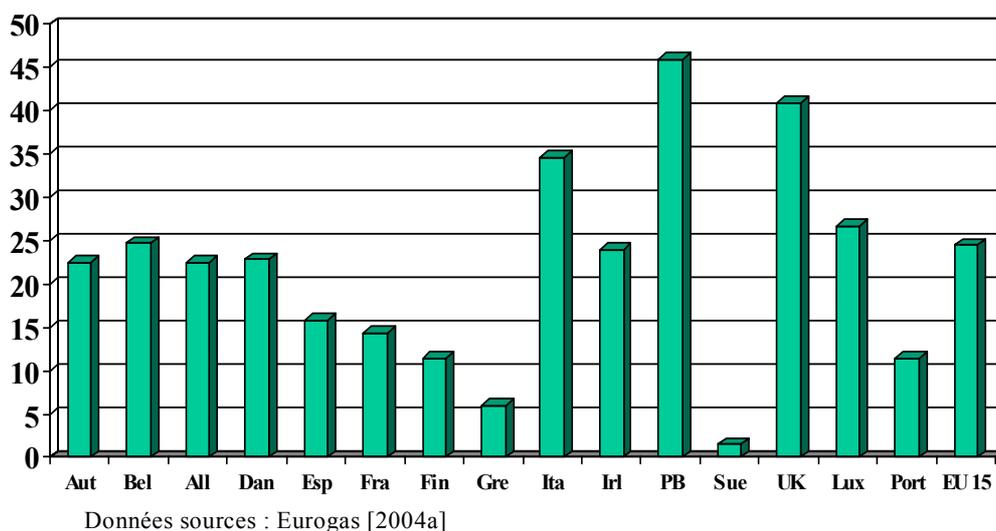


Tableau 2.1 : Structure de la consommation de gaz naturel dans quelques pays européens en 2003 (%)

Pays	Autriche	Allemagne	Espagne	France	Italie	Angleterre	Europe
Secteurs Résidentiel et Commercial	33	38	17	51	36	47	39
Secteur industriel	38	40	68	47	28	18	35
Centrales électriques	23	9	15	NS	34	33	21
Autres (chimie...)	7	14	-	2	1	2	5

Données source : Eurogas [2004a]

La prise de décision d'appliquer des mesures destinées à accroître l'offre est laissée aux autorités compétentes de chaque pays. Ces dernières jugent par elles-mêmes la nécessité de favoriser les entrants (mesures de *gas release* ou de perte de parts de marché) en fonction de la situation spécifique de son marché et en accord avec les objectifs fixés par la directive. La Commission de Régulation de l'Energie (CRE) a d'ailleurs repris cette idée dans son rapport d'activité 2002 : « Les mesures de limitation des parts de marché, plus coercitives vis-à-vis des opérateurs historiques, peuvent permettre d'aller plus vite et

2.1. INTRODUCTION

plus loin, mais elles se situent en dehors du contenu de la directive » (CRE, [2002]). C'est donc à chaque gouvernement, avec l'aide du régulateur, qu'appartient le choix d'appliquer une régulation asymétrique pour favoriser l'ouverture du marché à de nouveaux entrants et le développement de la concurrence. Il n'est pas évident d'accepter que la tâche du régulateur puisse être d'aider les nouveaux entrants à s'installer sur le marché, surtout en défavorisant l'opérateur historique qui jusqu'alors était garant des missions de service public, de la sécurité d'approvisionnement (DRI-WEFA, [2001]). Mais, cette tendance s'est pourtant dessinée dans certains pays (Angleterre, France, Italie, Espagne, Allemagne, Autriche), les origines de déclenchement de ces régulations étant différentes.

Ces programmes sont tous temporaires et ne servent qu'à favoriser l'entrée de concurrents tout en conservant une certaine sécurité dans la fourniture de gaz. Leur objectif est un accroissement rapide de la concurrence en attendant l'introduction de nouvelles sources de gaz indépendantes. Ces programmes ne changent pas les termes des contrats passés avec les producteurs⁴ et ne portent que sur des quantités limitées. En effet, les entrants doivent se préoccuper de rechercher de nouvelles sources de gaz et ne pas se reposer sur cet accès aux approvisionnements facilité. Le financement des projets de développement du marché est tout aussi important que les aspects prix. L'introduction de la concurrence dans le secteur gazier devrait permettre une diminution des coûts pour les entreprises afin de les rendre plus compétitives. Mais le développement des infrastructures gazières nécessite un prix minimum pour que les investissements soient rentables et réalisés. L'offre de gaz (ou la concurrence) et la nécessité de financer ces investissements doivent se développer parallèlement.

Les Etats ayant adopté ces mesures ont pour objectif d'accélérer l'ouverture de leur marché pour que les bénéfices attendus de la libéralisation se ressentent le plus tôt possible. Des programmes de régulation asymétrique sont dès lors décidés pour accroître la liquidité des marchés, c'est-à-dire le nombre d'intervenants et de transactions. Les prix lors de ces programmes sont déterminés soit par un système d'enchères, soit en fonction des coûts observés par le régulateur⁵. Les quantités, quant à elles, sont déterminées de façon plus opaque. Elles représentent en général 3 à 5% de la consommation du pays considéré. Deux types de *gas release* sont adoptés. Le premier est un *gas release* que l'on pourrait définir comme offensif puisqu'il permet de rendre actif des fournisseurs en leur donnant un accès

⁴L'OH conserve en général la propriété des contrats ; seule l'appartenance de la molécule de gaz est modifiée.

⁵En général, c'est un coût moyen pondéré auquel se rajoute une prime de fonctionnement.

facilité à la ressource. Le second pourrait être qualifié de défensif car il consiste à obliger une rétrocession pour limiter un éventuel pouvoir de marché d'un nouveau fournisseur qui est le fruit d'une fusion entre plusieurs.

Ce sont des programmes qui sont :

- soit dictés par une législation ayant pour but de renforcer la concurrence dans ce secteur (Espagne) ;
- soit venant d'un accord entre régulateurs et opérateurs (France, Italie) avec règlement d'une marge (mais le nouvel opérateur a alors accès à un gaz plus cher que l'opérateur historique) ;
- soit le résultat d'une enquête anti-trust (Allemagne, Autriche, Grande-Bretagne).

Là où la liquidité des marchés et la concurrence entre les fournisseurs ne sont pas assurées par le marché lui-même, les programmes de régulation asymétrique peuvent être un moyen de faire décoller la concurrence sans affecter les contrats en amont qui assurent les investissements et la sécurité des approvisionnements. Toutefois, de telles mesures pourraient avoir une répercussion sur les producteurs et sur l'organisation de l'industrie gazière en général, surtout si elles se généralisent. Les producteurs pourraient demander le partage de rentes émergeant des rétrocessions, voire accorder des conditions d'approvisionnement moins avantageuses aux opérateurs qui sont soumis à ce type de rétrocession.

Il faut noter que ces mesures, qui ont été relativement efficaces en Grande-Bretagne, n'ont pas eu les résultats espérés sur le continent. Même si ces programmes sont jugés globalement d'une façon positive puisque des fournisseurs alternatifs sont sur le marché, les critiques concernant entre autre le manque de transparence dans l'allocation des quantités (pouvant conduire à des formes de collusion) ont été formulées. En effet, le gaz rétrocedé a été alloué pour une grande part aux électriciens. Il pourrait aller se substituer à des contrats signés avec les opérateurs historiques. La plupart des opérateurs (SNAM, GAS NATURAL) ne souhaitent pas assumer le « risque électrique » mais voulaient garder le contrôle des flux qui transitent sur leurs réseaux. Ces programmes ont servi à transférer le « risque volume » vers les producteurs d'électricité. De plus, l'attribution des capacités s'est faite dans un manque de transparence total, des opérateurs ayant été écartés à cause de règles très contraignantes. Les mécanismes d'allocation ont profité aux opérateurs rétrocedants (RURHGAS, ENI, OMV) et connu quelquefois un faible engouement (Allemagne ou enchères de TOTAL en France). Certains opérateurs ont également réussi à contourner les contraintes de parts de marché et de *gas release* qui leur étaient imposées (ENI). Il

2.1. INTRODUCTION

n'y a eu que peu de gaz réellement disponible pour les nouveaux entrants à la suite de ces programmes. Enfin, d'autres variables, comme la croissance de la consommation ou des investissements, peuvent expliquer davantage ces succès.

2.2 Les mesures de régulation asymétrique pour augmenter le degré de concurrence

2.2.1 L'expérience britannique

La Grande-Bretagne est le premier pays d'Europe à avoir libéralisé ses marchés du gaz et de l'électricité, dès les années 80 avec le premier *Gas Act* en 1986. Toutefois, bien que l'on puisse s'y référer pour la libéralisation des marchés énergétiques européens, il faut prendre en compte certaines caractéristiques qui en font un pays assez particulier dès que l'on parle d'énergie en général et de gaz en particulier.

D'abord, le Royaume-Uni était moins dépendant des importations d'hydrocarbures que les pays d'Europe continentale lorsque ses marchés énergétiques ont été ouverts à la concurrence. La pénétration du gaz était très mature dans les secteurs résidentiel et tertiaire ; mais elle était encore très faible dans la production d'électricité (15% en 1995). Cet écart a diminué notamment avec la production d'électricité à base de gaz naturel, qui devrait augmenter d'ici à 2010. En effet, 12% de la demande totale supplémentaire de gaz d'ici à 2010 pour l'Europe de l'Ouest seront affectés aux centrales à gaz du Royaume-Uni (BERGMANN [2000]). Aujourd'hui, face au déclin de la production en mer du Nord, les opérateurs anglais ont commencé à chercher des approvisionnements alternatifs⁶.

Ensuite, le Royaume-Uni est le pays européen ayant connu le parti politique le plus libéral au pouvoir pendant la période continue la plus longue (18 ans avec les privatisations dès 1980).

Enfin, la fiscalité britannique en matière de production d'hydrocarbures est la plus légère des zones de production majeures. Cet allègement fiscal a joué un rôle important dans le renouveau du développement de la production britannique d'hydrocarbures et dans l'apparition de la fameuse « bulle de gaz »⁷. Cette fiscalité est également l'une des plus légères d'Europe. La pénétration du gaz dans la consommation d'énergie britannique (surtout pour les industriels) en a certainement bénéficié (DGEMP [2001]). La Grande-Bretagne est le pays d'Europe qui possède la plus forte consommation de gaz naturel (98.3 Gm³ en 2004).

⁶Par l'*Interconnector*, des contrats d'approvisionnement avec la Norvège, le développement d'infrastructures d'importation de GNL.

⁷La « bulle » (ou le surplus) est généralement définie comme la différence entre la capacité de production existante de gaz au Royaume-Uni et les débouchés intérieurs et extérieurs disponibles. La principale difficulté est de mesurer la capacité de production.

2.2. LES MESURES DE RÉGULATION ASYMÉTRIQUE POUR AUGMENTER LE DEGRÉ DE CONCURRENCE

L'augmentation de la production et la « bulle » ont contribué à faire chuter les prix du gaz au Royaume-Uni (TERZIAN [1998]). Ces prix étaient d'ailleurs les plus bas d'Europe depuis 1998 (EUROSTAT, [2000] et DGEMP, [2001])⁸. Cette diminution pouvait décourager le développement de nouvelles capacités de production. Aujourd'hui, les prix sur le *National Balancing Point* (NBP) sont proches de ceux du continent (Zeebrugge ou Bunde) voire supérieurs depuis fin 2004. Cette augmentation tient certainement compte du changement de position de la Grande-Bretagne qui est devenue importatrice nette de gaz en 2004 (Commission of the European Communities [2005]). L'*Interconnector*, mis en fonctionnement en 1998 entre Bacton et Zeebrugge, joue désormais un rôle important, exportant le surplus britannique dans un premier temps et important maintenant du gaz vers l'île.

L'ouverture du marché gazier a été amorcée dès 1986 avec le *Gas Act*. Depuis juin 1998, tous les consommateurs sont devenus éligibles et ont la possibilité de choisir leur fournisseur. En 1986, les tarifs d'ATR étaient de type négociés. Ces tarifs d'accès n'étant pas réglementés, les affréteurs⁹ étaient libres de saisir le régulateur s'ils estimaient être victimes d'une discrimination. Ce fut le cas en 1989 où un concurrent s'est plaint des tarifs pratiqués. A la suite de cette plainte, le régulateur a précisé que le transport devait être facturé au coût moyen, ce qui a obligé BRITISH GAS (BG) à baisser ses tarifs.

La politique de la part du régulateur, qui consistait à faire perdre à BG sa position dominante, a conduit en 1995 au *New Gas Act*. Il a imposé la séparation comptable et juridique des activités de BG. Elle a été démantelée en deux entités : BG plc et CENTRICA.

CENTRICA conservait les activités liées à la commercialisation, donc les contrats TOP (achat et revente du gaz), et le gisement de gaz sec de Morecambe qui se prête bien à la production de « gaz flexible » (*swing gas*).

BG plc, quant à elle, héritait du réseau de transport et de distribution qui sera ensuite géré par TRANSCO.

Par cette séparation, le ministère ne souhaitait qu'aucune information obtenue du côté « transport » ne soit divulguée au côté « négoce ». En 2000, TRANSCO a été séparée et donnée en gestion à une holding, LATTICE GROUP plc¹⁰.

⁸Les prix du gaz dans les pays européens sont disponibles sur les sites d'EUROSTAT (<http://www.europa.eu.int/comm/eurostat>) pour la période 1998-2000 et de la DGEMP (<http://www.industrie.gouv.fr>) pour janvier 2001.

⁹Les *shippers* c'est-à-dire des unités qui transportent du gaz pour le compte de tiers par l'intermédiaire de TRANSCO.

¹⁰LATTICE GROUP plc et NATIONAL GRID ont fusionné en octobre 2002 pour donner naissance à une

Ce deuxième *Gas Act* a permis un développement plus rapide du marché *spot* et une stabilité des prix. Ce marché *spot* a bénéficié ensuite des bienfaits de l'*Interconnector Bacton-Zeebrugge* qui augmente les choix offerts aux producteurs pour la vente du gaz *spot*.

Le 1^{er} mars 1996, le *Network Code* (NWC) est entré en vigueur. C'est un règlement qui régit les relations entre TRANSCO et les affréteurs. Ce code a introduit notamment le système d'équilibrage journalier du réseau, ainsi qu'une tarification de type « entrée/sortie » pour le transport.

En 1999, le *balancing market*, c'est-à-dire un marché où les affréteurs peuvent échanger du gaz sous garantie d'anonymat, a été introduit, suivi de la mise aux enchères des capacités d'injection (*entry capacities*) et de l'ouverture à la concurrence du stockage.

2.2.1.1 Les raisons du choix d'un *gas release* de la part du régulateur

2.2.1.1.1 Les premiers essais de la libéralisation En 1986, le monopole public historique *BG Corporation* est privatisé et devient *BG plc*. Malgré ce changement de statut, la structure du marché ne se modifie pas. En effet, *BG* possède des contrats à long terme avec les producteurs de la mer du Nord, contrats qui couvrent la quasi-totalité des champs en production. Ce monopole ne permet pas le développement souhaité de l'ouverture du marché. Il n'y a pas de « gaz libre » susceptible de venir alimenter le marché ouvert. Ainsi, les consommateurs n'ont toujours pas d'autre choix que de contracter avec *BG plc*. Les producteurs dépendent également de *BG* pour la vente de leur gaz. Toute leur production lui est vendue par contrats TOP. Ils ne veulent pas remettre en cause leurs accords ni leurs relations avec *BG* en fournissant un entrant.

En 1988, le rapport de la *Monopoly and Merger Commission* (MMC) indique que *BG* est toujours en situation de monopole et que les résultats de l'ouverture du marché sont très insatisfaisants. Elle pratique une discrimination du « troisième degré », c'est-à-dire qu'elle fait payer un prix différent à ses clients en fonction de leur capacité à changer d'énergie plus ou moins rapidement et facilement. De plus, elle est également toujours en position de force vis-à-vis des producteurs qui sont liés avec elle par des contrats TOP et ne peuvent donc pas proposer de *free gas*.

Face à cette situation, le régulateur s'engage dans une politique de réduction du poids de l'opérateur historique sur le marché, comme les recommandations du rapport de la

seule entreprise de transport électrique et gazière, NATIONAL GRID TRANSCO.

2.2. LES MESURES DE RÉGULATION ASYMÉTRIQUE POUR AUGMENTER LE DEGRÉ DE CONCURRENCE

MMC le suggéraient. Cette décision est prise sous la pression des consommateurs mécontents des conditions faites par BG plc, pressions relayées par la MMC et l'*Office of Fair Trading* (OFT)¹¹, autorités chargées de la concurrence.

Le régulateur impose pour commencer la règle dite des « 90/10 » par laquelle BG plc ne peut pas acquérir plus de 90% de la production des champs nouvellement exploités en mer du Nord. Les 10% restants sont donc « libres » et peuvent venir alimenter soit les nouveaux entrants, soit le marché *spot*.

Ensuite, BG plc s'est vue attribuer l'obligation de respecter des prix minima et de les publier pour une durée de cinq ans. Il suffisait alors aux concurrents de BG plc de proposer un prix juste en-dessous de celui imposé à BG à une clientèle bien choisie pour emporter le marché. C'est ce que l'on appelle l'écrémage.

Enfin, la discrimination a été interdite même pour justifier la concurrence des autres énergies (DAVID [2000], pp87-97).

Mais, à nouveau, les résultats ne furent pas ceux attendus. En effet, les nouveaux champs n'étaient pas prêts à produire et le délai pouvait parfois être long avant leur mise en production. Ensuite, les 10% restants furent contractés par les producteurs d'électricité en remplacement des anciens contrats qu'ils avaient signés avec BG (transfert du « risque électrique »).

A la suite de ces mesures, seulement 7% du gaz fourni avaient été vendus par des concurrents de BG à des industriels de 1988 à 1991, le reste à des producteurs d'électricité.

2.2.1.1.2 Le choix de la régulation asymétrique par le régulateur (Rapport de l'OFT de 1991) En 1991, l'OFT conclut que les mesures imposées par la MMC ne sont pas suffisantes et que, sans un programme de *gas release*, la concurrence ne se développerait pas avant que d'autres champs soient mis en production (3 ou 4 ans après). D'autres mesures ont été prises.

D'abord, le seuil d'éligibilité, jusque là de 733 000 kWh, a été abaissé à 73 300 kWh. Ensuite, BG devait continuer à publier ses tarifs pour les consommateurs éligibles (écrémage). Le 1^{er} octobre 1994, cette obligation de publication a été suspendue pour une période initiale de 6 mois pour les consommateurs de plus de 733 000 kWh (25000 therms) mais

¹¹L'OFT enquête sur les marchés et leur degré de concurrence sur demande de la MMC (renommée la Competition Commission) qui donne des recommandations au *Department of Trade and Industry* (DTI) qui prend ensuite les décisions (DAVID [2000], p88).

maintenue pour les autres (entre 733 000 kWh et 73300 kWh). Elle n'est pas réapparue par la suite. Enfin, une régulation asymétrique a été adoptée.

BG servait 100% du marché en dessous de 25000 therms/an. Elle s'est vue attribuer des objectifs de perte de parts de marché. Elle ne devait pas fournir plus de 40% du marché des éligibles en 1995. Les 60% restants devaient être laissés aux entrants (WYBREW [1997]). Le *gas order* de 1992, réduisant l'éligibilité de 25000 à 2500 therms a conduit à une révision de cet objectif de parts de marché. En effet, ce dernier a été ramené de 40% à 55% en raison de la baisse de ce seuil (OFGAS [1995]). Ces pertes ne comprennent pas le gaz pour la production électrique, ni celui servant à reconstituer un stock ou comme combustible aux véhicules à gaz. Pour atteindre ce résultat, un programme de *gas release* lui a été imposé (rétrocession de 5 Gm³ de gaz de 1992 à 1995) couplé avec l'interdiction de passer des contrats avec les producteurs de la mer du Nord sur la nouvelle production de gaz. Ce programme reflète la vision d'un marché concurrentiel qu'ont les autorités de régulation et de concurrence de l'Angleterre. En effet, l'objectif n'est pas de mesurer le degré de concurrence du marché par le nombre d'acteurs ou leurs parts de marché. Il s'agit de diminuer les barrières à l'entrée de ce marché, la fourniture n'étant pas un monopole naturel. Dans ce cas précis, le *gas release* contribue à diminuer l'avantage dont dispose BG pour avoir été l'opérateur historique et avoir ainsi pu négocier et signer des contrats de long terme dans une position favorisée de monopole.

Le programme de *gas release* a été le suivant (Tableau 2.2) :

Tableau 2.2 : Résultats du programme de gas release adopté en 1991 par l'OFT

Année	Quantité de gaz rétrocedée (Gm ³)	Correspondance chez les consommateurs éligibles (%)	Objectifs de perte de part de marché pour BG sur le marché des éligibles (%)
1992	1.35	6.9	nc
1993	1.62	6.3	85
1994	1.35	4.4	50
1995	0.68	2	40

Source : The European Gas Regulatory Forum [2002]

Comme nous le montre le Tableau 2.3, les quantités rétrocedées ne représentent qu'une

2.2. LES MESURES DE RÉGULATION ASYMÉTRIQUE POUR AUGMENTER LE DEGRÉ DE CONCURRENCE

faible part de la consommation annuelle de la Grande-Bretagne (environ 2% de cette consommation). Les bénéficiaires des enchères de 1993 à 1995 n'ont eu accès qu'à de faibles quantités en raison du nombre important de demandes et du mode d'attribution des quantités, c'est-à-dire au prorata des distributeurs retenus en cas de rationnement nécessaire. Ces quantités ne permettent pas de devenir un acteur significatif du marché, encore moins d'atteindre une taille critique pour un fournisseur. Il semble donc que le développement de la concurrence en Grande-Bretagne soit davantage dû à l'apparition de la « bulle gazière » vers le milieu des années 90. En effet, il semblerait que ce soit la mise en production de nouveaux champs gaziers, notamment de gaz associé à la découverte de nouveaux gisements pétroliers, qui ait été un vecteur de concurrence plutôt que le programme de *gas release*.

Tableau 2.3 : Pourcentage des quantités rétrocedées dans la consommation britannique¹²

Année	Quantités rétrocedées	Consommation annuelle		Pourcentage des rétrocession dans la consommation
		Année	Consommation	
1992-1993	1.35	1992	60.94	2.21
		1993	66.5	2.03
1993-1994	1.62	1993	66.5	2.44
		1994	67.16	2.41
1994-1995	1.35	1994	67.16	2.01
		1995	74.81	1.8
1995-1996	0.68	1995	74.81	0.9
		1996	88.66	0.8

Source : EIA [2003c] et The European Gas Regulatory Forum [2002]

La rétrocession s'effectue pour une période d'une année gazière, c'est-à-dire du 1^{er} octobre au 31 septembre de l'année suivante. Ainsi, à titre d'exemple, la première rétrocession a été effective le premier octobre 1992 et a pris fin le 31 septembre 1993.

La part de marché de BG avait nettement diminué avant même le troisième *round*. L'objectif imposé par le rapport de l'OFT était en phase d'être atteint (servir au plus

¹²Les chiffres de ce tableau sont en Gm³ et ont été transformés pour certains (consommation annuelle) d'un rapport de l'IEA (disponible sur le site internet www.eia.doe.gov) de Tcf en Gm³ sur la base de 35.315cf = 1m³ ; les autres chiffres proviennent de The European Gas Regulatory Forum [2002].

55% en 1995). Ceci a permis la levée des contraintes de ventes sur le marché de plus de 2500 therms et a renforcé l'idée que la publication des tarifs pour les consommateurs de plus de 25000 therms n'était plus utile. En revanche, celle pour la tranche 2500-25000 therms était toujours appliquée. OFGAS continuait toutefois de contrôler le système de prix appliqué par BG. Les conditions pour le retrait total de ces publications étaient nombreuses (OFGAS [1995]) :

- la mise en place d'un système d'indemnisations validé par OFGAS pour les affréteurs qui n'étaient pas satisfaits des services de TRANSCO ;
- un accord sur les modalités de vente de gaz sur le marché de gros entre BG et OFGAS ;
- un accord permettant aux autres fournisseurs de pénétrer le marché de pointe et de participer aux transactions entre les deux nouvelles branches de BG (la branche fourniture, *Public Gas Supply*, et la branche de *trading* de BG, *Business Gas*) ;
- une interdiction de discriminer entre les clients.

La dernière rétrocession a eu moins de succès que les précédentes. En effet, l'apparition de la « bulle gazière » et de nouveaux champs en production ont fait chuter les prix sur le *spot*. Les entrants avaient donc accès à des sources de gaz moins coûteuses que les quantités rétrocédées, avec lesquelles il leur était plus facile de contrer BG, leur principal concurrent (OFGAS [1995]). Le prix plus élevé des quantités rétrocédées est imputé à deux causes : l'ajout d'une marge par rapport au coût d'acquisition et le choix des contrats de BG dont les quantités étaient soumises à la rétrocession. Les quantités rétrocédées ne reflétaient pas le portefeuille entier de BG, ce qui engendrait un prix supérieur au coût moyen réel d'acquisition de BG.

Cette baisse sur le marché *spot* ainsi que les pertes de parts de marché ont durement touché BG. En effet, elle était tenue d'enlever, par ses contrats TOP, une certaine quantité qui ne reflétait plus ses ventes¹³ à un prix nettement supérieur au *spot* (20 p/therm contre 9 p/therm sur le *spot* en 1996). Ce surplus de quantités, nommé la « bulle gazière » de BG, ne pouvait pas être écoulé sur le *spot* qui était déjà saturé et dont le prix ne permettait pas de couvrir ses coûts, entraînant de fortes pertes. BG¹⁴ a été obligée de renégocier ses contrats fin 1996, d'abord avec BRITISH PETROLEUM (BP) et ensuite avec MOBIL, pour une quantité représentant 20% de ses contrats. Il a fallu attendre le début de l'année 1998

¹³BG ne détenait plus alors qu'un tiers du marché libéralisé.

¹⁴Plus exactement, la renégociation a été effectuée par sa branche commercialisation, c'est-à-dire CENTRICA.

2.2. LES MESURES DE RÉGULATION ASYMÉTRIQUE POUR AUGMENTER LE DEGRÉ DE CONCURRENCE

pour que BG retrouve un certain équilibre, ayant renégocié plus de 60% de ses quantités achetées par contrats TOP (110 Gm³ sur 180 Gm³), jugeant que le restant était gérable (REVOL [1998]).

2.2.1.2 Le processus de sélection des candidats

Tous les opérateurs titulaires d'une licence de fourniture pouvaient participer au *gas release*. Cette mesure a été un réel succès. En effet, le nombre de distributeurs agissant sur le marché est passé de 32 la première année (1992/93) à 102 pour la seconde rétrocession (1993/94). De plus, avant que l'on arrive à l'enchère de 1994/95, le marché du gaz britannique s'était développé rapidement. La part de BG avait nettement diminué de même que les prix aux consommateurs éligibles¹⁵ (The European Gas Regulatory Forum [2002]). Le mode de sélection des candidats a été critiqué lors de cette deuxième phase de rétrocession, notamment par les 32 candidats de la rétrocession de 1992/93 qui ont jugé que trop d'opérateurs avaient bénéficié de cette seconde rétrocession au vu des quantités rétrocédées (OFGAS [1994a]). Des critères plus rigoureux ont été demandés pour déterminer les candidats qui bénéficieraient de quantités. Les remarques sont étayées par le fait que certains retenus n'ont pas œuvré pour un bon développement du marché et sont restés en marge de l'idéologie que se voulait véhiculer ce programme¹⁶. Certains candidats ont été soupçonnés de faire des offres pour le compte d'autres opérateurs (OFGAS [1993]), diminuant de ce fait les quantités allouées aux « bons candidats » ainsi que le nombre réel de fournisseurs alternatifs. L'intention a donc été de réduire le nombre de candidatures à ceux qui possédaient une clientèle assez large d'utilisateurs finals, consommant le gaz pour leur propre utilité.

Les opérateurs qui étaient actifs sur le marché depuis 1993 ont été avantagés par rapport aux autres, notamment par l'assurance de toucher une partie suffisamment importante des quantités rétrocédées. Sur les 1.35 Gm³ rétrocédés (rétrocession 1994-1995), 60% (0.81 Gm³) étaient réservés aux acquéreurs de 1993, les 40% restants (0.54 Gm³) aux autres candidats. Les 32 candidats de 1992 devaient seulement satisfaire les conditions de

¹⁵Ce programme a été l'une des causes de cette baisse mais n'en est pas entièrement responsable. Les modifications dans la structure des tarifs de transport ont également joué un rôle prépondérant dans cette baisse (RUTLEDGE et WRIGHT [2003]).

¹⁶L'objectif de long terme de ce programme était de faire apparaître une concurrence soutenable et effective, tout en favorisant la recherche de sources alternatives d'approvisionnement en vue de continuer à fournir une clientèle que l'opérateur a réussi à se constituer grâce aux rétrocessions.

moyen terme imposées par l'OFT pour pouvoir prétendre aux quantités réservées. L'une de ces conditions était entre autre de pouvoir justifier d'un approvisionnement alternatif équivalent aux quantités obtenues lors de la rétrocession à venir. Pour la seconde tranche de 0.54 Gm³, seulement les *traders* avec une base de clients finals étaient sûrs d'être à nouveau retenus.

2.2.1.3 L'attribution des quantités et la détermination du prix

Les candidats retenus effectuaient des offres de quantités. Si le total de ces offres était supérieur à la quantité totale rétrocédée, un rationnement était opéré. Ce rationnement prenait la forme d'une règle proportionnelle, chaque offre obtenant un offre au prorata des quantités demandées par chacun. Le gaz était disponible en plusieurs points d'entrée sur le réseau, avec des clauses minimales d'enlèvement et une modulation représentative de la moyenne des achats de BG en terme de flexibilité (UPRIGAZ [2004b]). Le prix payé était identique pour tous les offreurs. Il était basé sur le coût moyen pondéré supporté par BG, le WACOG (*Weight Average Cost Of Gas*). Ce prix était une moyenne des différents coûts d'approvisionnement de BG auprès des producteurs pondérés par les volumes achetés à chaque champ. Lors de la rétrocession de 1994/95, son niveau était de 19.1p/therm (soit environ 7p par m³) auquel s'ajoutaient des primes de fonctionnement (un terme forfaitaire de 0.25p/therm représentant les frais de gestion de BG pour ce programme), soit un prix final de rétrocession de 19.35p/therm (soit environ 7.14p par m³). A ce prix se rajoutaient des frais fixes de dossier en fonction des quantités achetées et contractées avec BG¹⁷. Ces frais devaient être inférieurs de 25% pour les rétrocessions de 1995/96, dernière année du programme.

Mais, trop de candidats ont été retenus lors de la deuxième rétrocession et les quantités allouées à chacun ont été trop faibles pour permettre une politique commerciale soutenable et atteindre les objectifs de long terme de ce programme, à savoir une concurrence effective et soutenable (OFGAS [1994b]).

Lors de la troisième rétrocession, la question de choisir entre deux modes d'attribution s'est posée, compte tenu des problèmes observés et mis en avant après les deux premières rétrocessions. Les 0.81 Gm³ réservés aux candidats de la première rétrocession (1992/93) ont été attribués au prorata, selon les offres de chacun. Les bénéficiaires ne pouvaient

¹⁷2500 livres pour des quantités inférieures ou égales à 14.7 Mm³, 3750 livres entre 14.7 et 40.7 Mm³, 5000 livres au delà.

2.2. LES MESURES DE RÉGULATION ASYMÉTRIQUE POUR AUGMENTER LE DEGRÉ DE CONCURRENCE

pas participer à la rétrocession de la deuxième tranche de 0.54 Gm³, excepté si toutes les quantités n'avaient pas été demandées. En revanche, le mode d'attribution des 0.54 Gm³ restants a fait l'objet de réflexions. La première était de conserver le mode d'attribution initial¹⁸ mais de durcir le mode de sélection des candidats¹⁹. La seconde a été de choisir un système d'enchères, chaque candidat effectuant une offre (prix/quantité) sous pli fermé. Ces offres ne devaient pas dépasser la limite de 20% des quantités totales rétrocedées. Les 32 candidats de la première rétrocession auraient été autorisés à y participer afin d'asseoir leur position. En revanche, toute entreprise ayant un lien avec BG était exclue. BG aurait alors été tenue de publier le prix de chaque offre retenue et aurait conservé le profit lié à cette rétrocession. Finalement, au vu des réponses à une consultation publique sur le mode de rétrocession, c'est l'option de durcissement des critères de sélection qui a été choisie pour cette rétrocession (OFGAS [1994b]). Ces critères doivent permettre seulement aux véritables *traders*, disposant d'une base de clients finals assez importante, d'acquérir le gaz. En conservant le même mode de rétrocession, OFGAS veut faire passer le message qu'il existe d'autres sources d'approvisionnements, accessibles à un prix voisin du WACOG de BG. Si toutes les quantités ne sont pas attribuées, alors le restant est soit partagé au prorata des candidats retenus dans ce *round* (si la quantité restante est inférieure à 54Mm³), soit entre les candidats retenus pour l'allocation des 0.81Gm³ (si le restant non alloué est supérieur à 54Mm³). Ceci s'explique certainement par le fait que, si les nouveaux candidats n'ont pas demandé toutes les quantités et que le restant est encore assez important, leur allouer toutes les quantités sur une base de partage égalitaire à chacun fait encourir le risque qu'ils ne puissent pas écouler ce surplus de gaz en raison d'un portefeuille de consommateurs finals trop faible.

2.2.1.4 Les résultats et interprétations

Toutes ces dispositions²⁰ ont permis l'entrée de nouveaux concurrents. Cette réussite a accéléré l'ouverture du marché des particuliers et a permis un développement rapide de

¹⁸Les candidats font à nouveau des offres de quantités et payent un prix égal au WACOG.

¹⁹Ce durcissement tenait entre autre compte, outre un bilan financier, des ventes aux consommateurs finals depuis 1993 et des projets de ventes futures, de l'indépendance des candidats vis-à-vis des uns des autres, un document attestant de la possibilité de servir au moins 4Mm³/an en 1994/95 et 1995/96 grâce à une autre source que le *gas release*.

²⁰Décisions et mesures prises par le régulateur et autorités de la concurrence (régulation asymétrique) et organisation nouvelle du secteur avec le *New Gas Act* de 1995 qui impose notamment une séparation juridique des activités de BG et propose l'ouverture du marché résidentiel.

la concurrence et du marché *spot*.

L'ouverture aux consommateurs résidentiels prévue en novembre 1997 a été avancée en avril 1996 et a été lancée dans trois comtés avec 500 000 consommateurs impliqués. Selon l'OFGEM, des vendeurs indépendants auraient proposé des rabais allant jusqu'à 25 % des tarifs appliqués par BG pour conquérir des consommateurs. Aujourd'hui, environ 40 distributeurs se partagent le secteur résidentiel. Toutefois, la synergie gaz/électricité et les phénomènes de fusions-acquisitions que l'on observe sur le marché gazier européen pourraient oeuvrer pour une re-concentration du secteur, rendant des manipulations de prix et des rétentions de capacités possibles, y compris sur le NBP. En effet, comme nous le montre le Tableau 2.4, beaucoup d'entreprises qui interviennent sur le marché gazier sont également très présentes sur celui de l'électricité (RUTLEDGE et WRIGHT [2003]).

Tableau 2.4 : Fournisseurs de gaz et d'électricité en Grande-Bretagne

Gaz	Electricité
SEMPRA ENERGY	SEMPRA ENERGY
CENTRICA	CENTRICA
CAMBRIDGE GAS & ELECTRIC COMPAGNY	EDF
COUNTRYWIDE GAS	EON
CROWN ENERGY	RWE
EDF	SCOTTISH AND SOUTHERN ENERGY
EON	SCOTTISH POWER
GAS SUPPLY COMPANY	UNIT ENERGY
NORTH WALES ENERGY / ENERGY SUPPLIES	UTILITY LINK
RWE	
SCOTTISH AND SOUTHERN ENERGY	
SCOTTISH POWER	
TELECOM PLUS	

Source : Rutledge et Wright [2003]

La croissance de la consommation et des échanges *spot* a eu pour effet l'apparition d'un *trading hub* (NBP). Des indices significatifs ont pu être déterminés pour définir le prix du gaz en fonction de la concurrence gaz-gaz et non plus en relation directe avec les prix des produits substitués au gaz. Comme TERZIAN l'a écrit en 1998 : « Peu à peu se mettent donc en place les composantes d'un marché du gaz banalisé et ouvert, doté des instruments modernes de négoce et de gestion du risque. Toute la panoplie des échanges gaziers est ainsi couverte sur les marchés physiques comme sur les marchés financiers, avec

2.2. LES MESURES DE RÉGULATION ASYMÉTRIQUE POUR AUGMENTER LE DEGRÉ DE CONCURRENCE

toutes les combinaisons possibles et imaginables. Il ne reste plus qu'à surmonter un seul obstacle dû au fait que la Grande-Bretagne reste une île, pour le gaz aussi : il faut qu'elle puisse exporter du gaz ... et l'importer au besoin. Ce sera le rôle de l'*Interconnector*... » et des terminaux méthaniers.

Les résultats présentés ci-dessus doivent être relativisés. Des critiques sur le nombre trop important d'acteurs retenus, entraînant une faible allocation pour chacun pour développer une politique commerciale soutenable, ont été formulées. Il est vrai que l'apparition de la bulle a limité cet effet pour les acquéreurs de *gas release* par la possibilité de trouver rapidement d'autres contrats d'approvisionnement pour compléter leur offre de gaz. Certains ont également parlé de tentatives de manipulations du WACOG par BG à travers le report de certains coûts d'enlèvement auprès des producteurs (UPRIGAZ [2004b]). L'effet d'une telle mesure n'est pas généralisable à tous les pays, notamment en raison d'une caractéristique majeure : l'Angleterre disposait d'une production nationale que n'ont pas (ou peu) les autres pays. Elle ne connaissait donc pas le souci de la sécurité d'approvisionnement au moment où ces programmes ont été adoptés (production flexible, « bulle gazière²¹ »). Peu d'acteurs étaient concernés par ce type de mesure, ce qui n'est pas le cas pour les autres pays qui cherchent à diversifier au maximum leurs approvisionnements et donc qui dépendent de plus en plus de producteurs extérieurs.

²¹Aujourd'hui, cette « bulle » a disparu et certains opérateurs (CENTRICA) ont anticipé la fin de celle-ci en contractant avec des producteurs (Norvège) sur le long terme.

2.2.2 L'expérience espagnole

En 1996, un décret du gouvernement espagnol instaurant les conditions d'accès des tiers aux installations de réception, regazéification, stockage et transport du gaz est adopté. Ce décret, précurseur de l'ouverture, a été complété par un autre décret (1997) et par une loi sur les hydrocarbures en octobre 1998. Un autre décret sera ensuite édicté en juin 2000 afin d'accélérer une nouvelle fois l'ouverture.

Le 9 juin 1996, les entreprises qui commandaient plus de 1.2 Mm³/j pour au moins 24 mois pouvaient demander aux concessionnaires l'accès aux usines de regazéification et/ou aux réseaux de transport pour pouvoir elles-mêmes transporter le gaz contracté ou le regazéifier (accès négocié). Aucune entreprise n'ayant fait de demande, le gouvernement a remplacé cet accès négocié par un accès réglementé par l'administration publique. Le décret de 1997, complétant celui de 1996, permet aux centrales électriques, aux centrales qui produisent de la chaleur et de l'électricité et aux consommateurs utilisant plus de 25 Mm³/an et effectuant une réservation de capacités pour une période supérieure à 2 ans de choisir leurs fournisseurs. Ce décret est entré en vigueur le 4 janvier 1998. Les tarifs ATR ont dès lors été fixés par le gouvernement. Les premiers sont trop élevés pour permettre une réelle concurrence. Le gouvernement va donc, pour être en accord avec la directive de 1998 et tenter d'introduire une véritable ouverture, édicter la loi relative au secteur des hydrocarbures. Dès lors, les activités de regazéification, le stockage stratégique, le transport et la distribution sont réglementés. Le ministère de l'industrie et de l'énergie (MINER) doit approuver la réglementation pour la gestion technique du système. Les tarifs de « péages » et redevances (maxima) sont les mêmes sur tout le territoire national et c'est la MINER qui doit les établir (tarification de type « timbre poste »). La *Comision Nacional de Energia* (CNE), le régulateur espagnol, participe également à la fixation des tarifs et des rémunérations autorisées. A la suite de ces mesures, GAS NATURAL avait perdu peu de parts de marché et desservait toujours 90% du marché espagnol.

La tarification qui a finalement été retenue est du type timbre poste. Les tarifs sont fixés pour une période de 4 ans et, jusqu'en 2008, contiennent une partie assurant une rentabilité raisonnable aux investissements réalisés sur le réseau de base et de transport secondaire pour garantir un niveau adéquat de sécurité au système gazier. Ils restent cependant assez élevés selon beaucoup d'opérateurs.

Le 7 octobre 1998, la loi 34/1998 sur le secteur des hydrocarbures²² est adoptée. Cette

²²Cette loi est disponible sur le site du régulateur espagnol (www.cne.es).

2.2. LES MESURES DE RÉGULATION ASYMÉTRIQUE POUR AUGMENTER LE DEGRÉ DE CONCURRENCE

loi a pour but de permettre une libéralisation du marché du gaz naturel en accord avec la directive. Elle préconise notamment un accroissement de la sécurité d’approvisionnement en gaz de l’Espagne et introduit de nouveaux seuils d’éligibilité. Elle contient également des exigences pour les opérateurs du secteur²³. Pour se conformer aux exigences du gouvernement, GAS NATURAL doit céder 65% de sa filiale de transport-distribution ENAGAS. On se dirige donc vers une forme de séparation des activités non-seulement comptable mais également juridique. Dès son entrée en vigueur, elle a provoqué la restructuration du groupe GAS NATURAL²⁴ en cinq entreprises²⁵.

Cette loi a été révisée en avril 1999 sous la pression des gros consommateurs éligibles et de la libéralisation plus rapide du secteur de l’électricité. Le décret-loi 6/1999 de « mesures urgentes de libéralisation et d’accroissement de la concurrence » accélère l’ouverture en édictant entre autre de nouveaux seuils d’éligibilité.

Cette accélération contribue à diminuer l’écart de libéralisation entre le gaz et l’électricité. En effet, ces deux produits sont substituables sur certains usages et une libéralisation beaucoup plus rapide de l’un par rapport à l’autre introduirait une discrimination, allant à l’encontre de la libre et équitable concurrence recherchée.

Le décret 6/2000 du 23 juillet est le dernier adopté et fixe les derniers seuils qui ont été appliqués :

- 25 juin 2000 : 3 Mm³/an²⁶ (73% du marché) ;
- janvier 2002 : 1 Mm³/an (79% du marché) ;
- janvier 2003 : Ouverture totale du marché.

2.2.2.1 Les raisons du choix d’un *gas release* de la part du régulateur

2.2.2.1.1 La difficulté de diversifier les sources d’approvisionnement L’approvisionnement espagnol dépend à 62% de l’Algérie (principal fournisseur de l’Espagne). Pour limiter le risque de rupture, la loi impose à tous les fournisseurs, les distributeurs ou les consommateurs éligibles de constituer un stock stratégique de 35 jours de consom-

²³Telles que la séparation comptable des activités, la création de filiale pour exercer certaines activités, etc ...

²⁴Cette entreprise est née en 1994 de la fusion entre ENAGAS et la majorité des sociétés de distribution.

²⁵Ces cinq entreprises s’occupent chacune d’un secteur : approvisionnements, infrastructures, participations dans d’autres secteurs, ventes aux consommateurs éligibles, participations internationales.

²⁶Les centrales électriques et de cogénération sont éligibles quel que soit le montant de leur consommation.

mation ou de fourniture et de diversifier ses approvisionnements au maximum (règle des 60%²⁷) (RASINES [2000]). Mais les stockages espagnols sont utilisés comme stockages saisonniers ou journaliers (peu de place pour les stocks stratégiques). Les capacités disponibles sont considérées comme insuffisantes pour satisfaire aux besoins et le seront encore plus si la consommation continue d'augmenter à un rythme important (plus de 7%/an, 16% entre 2003 et 2004, cf EUROGAS [2005]). Les capacités correspondaient au départ à 35 jours de consommation. En 2000, elles ne correspondaient plus qu'à 32 jours. Les capacités étant faibles, en attendant leur extension possible, GAS NATURAL a beaucoup recours aux interruptibles.

D'autres mesures complémentaires seraient nécessaires comme la construction de capacités de stockage ou d'interconnexions supplémentaires avec les autres pays européens²⁸.

2.2.2.1.2 La prédominance de Gas Natural et de ses filiales Les entreprises qui exploitent le réseau de transport et de distribution peuvent essayer de fausser le libre jeu de la concurrence²⁹ et limiter l'entrée de concurrents par des barrières à l'entrée (subventions croisées). Il serait nécessaire, pour les éviter, de promouvoir une politique de défense de la concurrence rigoureuse. Pour cela, la CNE devrait avoir les moyens d'arbitrer efficacement entre les intérêts des différents agents du marché du gaz, de permettre aux consommateurs éligibles de participer activement au contrôle du secteur et de vérifier l'ouverture effective du marché après l'introduction de péages et redevances, modifiables en cas d'ouverture insuffisante.

2.2.2.1.3 Le risque des subventions croisées Les entreprises du groupe GAS NATURAL SDG, profitant de leur position dominante, pourraient appliquer une politique de prix cachant des subventions croisées entre leurs clients, de sorte que la réduction du coût moyen du gaz importé ne serait appliquée qu'aux éligibles. Cette pratique est utilisée chez les entreprises intégrées disposant d'une clientèle captive. Pour conserver les clients les plus

²⁷Aucun opérateur ne peut importer plus de 60% de son gaz d'une même source d'après la loi de 1998. Ce point doit permettre d'accroître la sécurité d'approvisionnement de l'Espagne qui dépend fortement de l'Algérie.

²⁸Le gouvernement espagnol milite notamment pour une augmentation de la capacité de gazoduc qui relie l'Espagne à la France pour diversifier les approvisionnements (DGEMP [2000]) et qui devrait être fonctionnelle d'ici 2007.

²⁹Elles appartiennent à GAS NATURAL SDG.

2.2. LES MESURES DE RÉGULATION ASYMÉTRIQUE POUR AUGMENTER LE DEGRÉ DE CONCURRENCE

volatils, les consommateurs éligibles, l'entreprise diminue le prix de vente de son gaz sur ce segment du marché et l'augmente, pour compenser la perte, sur le segment captif. Les consommateurs non-éligibles payent donc leur gaz plus cher et l'opérateur maintient sa position dominante. L'entreprise en charge du réseau de transport peut également faire payer à un entrant une charge d'accès importante pour deux raisons :

- décourager l'entrée de nouveaux opérateurs sur le marché;
- financer la baisse du prix sur le marché des éligibles.

La séparation comptable et juridique des activités est nécessaire afin d'éviter ce type de subventions croisées.

L'introduction de contrôles est nécessaire pour vérifier que la libéralisation se déroule de façon optimale, sans altérer la qualité du service et sa sécurité et de façon à limiter le plus possible les rentes informationnelles qu'obtiennent les entreprises qui exploitent les infrastructures.

2.2.2.1.4 Le monopole d'importation Le monopole d'importation³⁰ a fait « couler beaucoup d'encre » au moment de la négociation de la Directive pour la libéralisation du marché du gaz. En effet, alors que l'on discutait du niveau des seuils et modalités d'ATR, d'autres remettaient en cause la légitimité du monopole d'importation, appliqué et respecté dans beaucoup de pays (Allemagne, Italie, Espagne) mais inscrit dans la loi de peu d'entre eux (France, Belgique).

La Commission Européenne, en prônant l'article 37 du traité de Rome³¹, a saisi la Cour Européenne de Justice, cour qui a rendu un verdict favorable pour les partisans du monopole d'importation. Ce verdict est dû notamment au fait que la suppression de ces monopoles « pourrait mettre en cause les missions de service public assignées à des entreprises comme EDF ou GAZ DE FRANCE, la continuité de l'approvisionnement et l'égalité de traitement des clients, principes auxquels des pays tels que la France ou la Belgique sont très attachés » (TERZIAN [1998]).

2.2.2.1.5 L'adoption d'une mesure de *gas release* L'Espagne s'est mise tardivement à la consommation de gaz naturel. Elle est approvisionnée par deux gazoducs,

³⁰Aujourd'hui, les monopoles d'importation n'existent plus, dans aucun des pays cités. Chaque opérateur est libre d'importer du gaz naturel, en fonction des disponibilités des infrastructures de transport.

³¹Cet article est disponible en annexe 2.1.

l'un en provenance de la France, l'autre en provenance de l'Algérie, ainsi que par trois terminaux de gaz naturel liquéfié.

La part du gaz naturel dans la consommation totale d'énergie était de l'ordre de la moitié de ce qu'elle était dans l'union (10% contre 23% en 2000). On assiste à une croissance très rapide de la consommation, notamment pour les utilisations domestiques du gaz et la production d'électricité par cycles combinés. La pénétration du gaz a augmenté depuis pour atteindre 16% de la consommation primaire d'énergie espagnole (alors que celle de l'Union Européenne est autour de 24% donc a pratiquement stagné). D'ici 2010, plus de 8% de la demande supplémentaire de gaz de l'Europe de l'Ouest sera émise par les centrales à gaz espagnoles (BERGMANN [2000]).

Alors que l'augmentation de la consommation pourrait permettre un accroissement de la concurrence, plusieurs barrières empêchent les entrants de pénétrer le marché espagnol et d'avoir accès à du gaz pour pouvoir proposer aux clients éligibles des offres alternatives.

Malgré toutes les dispositions (décrets et lois), il a fallu attendre janvier 2000 pour que se produise un première brèche dans le monopole de GAS NATURAL car :

- les tarifs ATR sont très dissuasifs pour tout nouvel entrant, en particulier pour les installations de regazéification ;
- GAS NATURAL est le gérant des contrats d'Etat à Etat d'approvisionnement de long terme. Ces contrats passent pour avoir été bien négociés ce qui lui permet d'avoir accès à une source de gaz très compétitive ;
- le gazoduc avec la France est saturé alors que les quantités importées de l'Algérie sont limitées par la « règle des 60% ».

ENAGAS n'a pas voulu assumer à 100% le risque gazier du secteur électrique. Elle devait fournir aux électriciens 4 Gm³/an à partir de 2000, le reste de leurs besoins étant satisfait par la conclusion de contrats à long terme directement avec les producteurs ou par des arbitrages de court terme entre le gaz et le fioul. Cette demande non-satisfaite par ENAGAS pouvait être l'occasion de rentrer sur le marché espagnol pour d'autres fournisseurs (BP-SONATRACH, TOTALFINAELF). Devant cette possibilité, ENAGAS a voulu saturer son réseau (TERZIAN [1998]).

GAS NATURAL dispose d'une position dominante qui freine l'ouverture du marché. Les autorités espagnoles ont donc décidé d'appliquer une régulation asymétrique pour « casser » cette position dominante et favoriser l'entrée de concurrents. Cette régulation asymétrique a pris la forme d'un *gas release* et d'un objectif de perte de parts de marché

2.2. LES MESURES DE RÉGULATION ASYMÉTRIQUE POUR AUGMENTER LE DEGRÉ DE CONCURRENCE

(GAS NATURAL ne devait pas servir plus de 70% du marché en 2004). C'est le décret 6/2000 du 23 juin 2000 (article 15) qui précise ce *gas release*³², suivi de l'ordre du 29 juin 2001 du ministère de l'Economie qui met en place les modalités d'application³³. GAS NATURAL devait rétrocéder 25% des importations de gaz algérien d'ici à 2004. Ce programme a débuté le 22 octobre 2001 et s'est terminé le 1^{er} janvier 2004. A cette date, les contrats ont été retournés à GAS NATURAL. Toutefois, d'autres programmes pouvaient être décidés pendant la durée de celui-ci ou à son terme si le gouvernement ne jugeait pas les résultats obtenus suffisants. D'autres mesures de ce type n'ont pas été décidées ce qui laisse penser que l'ouverture a été jugée suffisante.

Ce programme porte sur la rétrocession de 4.24 Gm³ sur une période de 26 mois (novembre 2001-janvier 2004) soit environ 15% du marché des éligibles (en 2001). La consommation espagnole a été de 29.5 Gm³ en 2004 (en augmentation de 16% par rapport à 2003 où la consommation était de 25.4 Gm³, de 31% par rapport à 2002 où la consommation était de 22.4Gm³) (EUROGAS [2004], EUROGAS [2005]). Les approvisionnements totaux espagnols ont été de 23.03 Gm³ en 2002, de 24.74 Gm³ en 2003 et de 30.57Gm³ en 2004³⁴. La part de gaz rétrocédée représente donc :

- 18.8% de la consommation de 2002 ;
- 16.6% de la consommation de 2003 ;
- 8.8% des consommations de 2002 et 2003 réunies ;
- 18.3% des approvisionnements de 2002 ;
- 17.05% des approvisionnements de 2003 ;
- 8.8% des approvisionnements de 2002 et 2003 réunis.

2.2.2.2 Le processus de sélection des candidats

Cette sélection s'est déroulée en 3 phases distinctes les unes des autres.

Première phase : Le ministre de l'économie a étudié les propositions de chaque offreur. Chaque entreprise voulant participer aux enchères devait présenter ses projets pour la sécurité d'approvisionnement une fois le programme de *gas release* terminé et ses perspectives de ventes aux consommateurs éligibles. Les compagnies qui possédaient plus

³²Ce décret est disponible sur le site du régulateur espagnol (<http://www.cne.es>).

³³Cet ordre est également disponible sur le site du régulateur espagnol (<http://www.cne.es>).

³⁴Ces chiffres proviennent du régulateur espagnol, la *Comision Nacional de Energia* ([2004], [2005]), et ont été transformés en Gm³ sur la base de 10,8 kWh=1 m³.

de 50% des parts de marché dans un pays ont été exclues. 14 ont été retenues après cette première sélection. Les 14 compagnies présélectionnées, parmi lesquelles 6 ont finalement été retenues pour avoir du gaz (BP, ENDESA, HIDROCANTABRICO, IBERDROLA, SHELL, UNION FENOSA), peuvent être rangées en trois catégories :

- les producteurs de gaz développant une activité de vente directe (BP et SHELL) ;
- les compagnies d'électricité développant une activité de *trading* de gaz et d'électricité intégrée horizontalement et des fonctions de ventes au détail (IBERDROLA, UNION FENOSA, ENDESA, HIDROCANTABRICO) ;
- les *traders* indépendants (EDF TRADING, RXE, TXU, EDISON).

Deuxième phase : La procédure d'allocation a ensuite inclus une *contest phase* où les candidatures des opérateurs ont été examinées en fonction de deux critères : leur engagement à œuvrer pour la libéralisation du marché du gaz espagnol et leur participation pour permettre une concurrence dans le secteur à court, moyen et long terme. A la suite de cette phase, ils n'étaient plus que neuf.

Troisième phase : Ces derniers ont ensuite participé à une phase d'enchères (*auction phase*). Ces candidats retenus ne pouvaient pas demander plus de 25% de la quantité totale de gaz rétrocedé. Les offres dont le prix était supérieur de plus de 10% au prix moyen constaté de l'enchère ont été rejetées (ces offres devaient être supérieures au prix pour lequel l'opérateur historique était neutre). Les quantités de gaz sont allouées aux offres les plus importantes, dans un ordre décroissant. Le 1^{er} janvier 2004, les contrats de gaz mis aux enchères ont été restitués à GAS NATURAL.

2.2.2.3 L'attribution des quantités et la détermination du prix

Le 22 octobre 2001, le mécanisme d'enchères s'est terminé et l'allocation finale a été prononcée (Tableau 2.5). Les opérateurs retenus avaient quinze jours pour signer les contrats d'approvisionnement avec leurs clients, contrats stipulant entre autre le début de la fourniture. Ils sont obligés de revendre ce gaz à des clients éligibles distincts de leurs filiales. Le point de livraison est Tarifa à la frontière.

2.2. LES MESURES DE RÉGULATION ASYMÉTRIQUE POUR AUGMENTER LE DEGRÉ DE CONCURRENCE

Tableau 2.5 : Résultats de l'allocation du programme de gas release espagnol

Opérateurs retenus	Prix payé en \$/MMBtu	Gaz alloué en Gm ³	Part de gaz obtenue (%)
BP GAS ESPANA SA	1.69	1.06	25
IBERDROLA GAS SA	1.69	1.06	25
UNION FENOSA GAS COMERCIALIZADORA SA	1.59	0.84	20
ENDESA ENERGIA SAU	1.54	0.756	18
HIDROCANTABRICO ENERGIA SAU	n.c.	0.42	10
SHELL ESPANA SA	n.c.	0.084	2

Source: CERA [2001]

Le prix plancher de l'enchère a été calculé de façon à garder l'opérateur historique neutre. Les opérateurs retenus ont payé un prix équivalent au coût d'achat de GAS NATURAL (indexé sur le prix du pétrole) augmenté d'une prime fixée de fonctionnement (déterminée par enchères). Les contrats de vente du gaz aux allocataires comportaient une clause *take or Pay* annuelle de 80% des quantités et une quantité journalière minimale à enlever de 60% du débit contractuel quotidien (UPRIGAZ [2004b]).

2.2.2.4 Les résultats et interprétations

Ce programme a donné lieu à de nombreuses critiques, à la fois dans son déroulement et dans son résultat. D'abord, des plaintes ont été déposées par certains candidats non retenus car ils trouvaient que les critères de choix étaient trop restrictifs, surtout au vu des résultats de l'allocation, et les exigences trop lourdes pour qu'un nouvel entrant puisse les respecter. Ensuite, l'association espagnole des gros consommateurs d'énergie a déploré le fait que peu d'opérateurs étrangers aient été retenus lors de cette mise aux enchères. Ce résultat limitait donc en lui-même le développement de la concurrence car peu de candidats ont pu avoir accès à du gaz. Ces volumes n'ont pas été jugés suffisants pour engendrer une concurrence assez répandue sur la péninsule ibérique (CERA [2001]). D'autres facteurs ont joué dans l'ouverture accélérée de ce marché. Le manque de transparence dans le processus de vente aux enchères a diminué plutôt que renforcé la crédibilité des engagements pris par les autorités espagnoles pour se diriger vers une véritable concurrence, effective et

équitable. Enfin, les entreprises retenues ont été pour la plupart des électriciens³⁵. Ces volumes pouvaient se substituer aux anciens contrats liant ces entreprises à ENAGAS (CRE [2002]). Cette mise aux enchères risquait donc de ne pas avoir les résultats attendus en terme d'effets sur la concurrence.

L'effet de court terme de la mise aux enchères a été mitigé pour différentes raisons :

- le programme de *gas release* espagnol est limité à la fois dans sa portée et dans le temps. Le gaz concerné et cédé est celui qui provient des contrats algériens transporté par gazoducs, représentant seulement 10% de l'offre totale³⁶. L'impact de ce programme de *gas release* a également été limité en temps par rapport aux autres programmes parce que les contrats mis aux enchères ont été retournés à ENAGAS au bout de deux ans ;
- le processus de mise aux enchères a soulevé des questions, notamment pour son manque de transparence dans le choix des candidats ;
- l'impact du programme de *gas release* est toujours dépendant du deuxième palier : un ATR efficace. Comme le point de livraison de tous les contrats de gaz algérien transporté par gazoducs est Tarifa, au sud de l'Espagne, les opérateurs dont les offres ont été retenues ont négocié un tarif de transport avec ENAGAS. Une nouvelle gamme de tarifs ATR publiés et un code de réseau pour utiliser le système étaient nécessaires pour la réussite de ce programme ;
- les volumes ont été attribués, pour une grande part (73%), aux opérateurs électriques historiques. Le risque était qu'ils ne participent pas à favoriser une concurrence de type « gaz-gaz » en se substituant aux contrats de fourniture entre ENAGAS et ces électriciens.

Des entrées ont effectivement eu lieu mais la question est de savoir si cela est dû au *gas release* ou aux forts taux de croissance de la consommation (industrielle et électrique) que l'on observe depuis trois ans (Tableau 2.6).

³⁵Les opérateurs électriques historiques (IBERDROLA, ENDESA, UNION FENOSA, HIDROCANTABRICO) ont reçu 73% des volumes mis aux enchères. BP et SHELL ont obtenu les 27% restants.

³⁶Le portefeuille des ressources en gaz de l'Espagne (CNE, [2005]) inclut une production endogène (1.5%), le gaz transporté par gazoducs de Norvège (8%) et d'Algérie (27%), et le gaz liquéfié d'Algérie (23%), de Libye (2.5%), du Nigeria (17%), des pays du Golfe persique (19%) et autres sources (2%).

2.2. LES MESURES DE RÉGULATION ASYMÉTRIQUE POUR AUGMENTER LE DEGRÉ DE CONCURRENCE

Tableau 2.6 : Taux de croissance de la consommation de gaz en Espagne

Années	2002/2001	2003/2002	2004/2003
Consommation totale	+ 14.4 %	+ 12.4 %	+ 16.3 %
Consommation du marché conventionnel (industriel+domestique)	+ 8 %	+ 7.6 %	+8%
Consommation pour la production d'électricité	+ 116 %	+ 46.6 %	+ 65.6 %

Source : Comision Nacional de Energia [2004], [2005]

Les prix pratiqués sur les marchés finals restent tout de même encore élevés. Quelques raisons que l'on pourrait évoquer seraient sans doute les contraintes sur les capacités de transport et d'importation et un ATR mal adapté. En effet, l'Espagne a besoin de développer son réseau intérieur et ses interconnexions mais les nouvelles infrastructures prévues ne sont pas encore en fonctionnement ce qui provoque des tensions sur l'offre compte tenu de la croissance de la demande. Nous constatons également que certains opérateurs, bénéficiaires de la rétrocession (BP et SHELL servant respectivement 11% et 4.1% du marché non-régulé³⁷ en 2003-2004), ont non seulement pénétré le marché, mais ont vendu des quantités supérieures à leurs allocations initiales, ce qui renforce l'idée que, si les capacités de transport sont disponibles, des sources d'approvisionnements alternatives existent (Tableau 2.7). A cela se rajoute le constat que des opérateurs non-retenus lors du processus d'enchères ont pu pénétrer de façon pertinente le marché (CEPSA avec 6 % du marché non-régulé en 2003) et ont donc eu accès à une autre source de gaz. Il est vrai que ces opérateurs sont soit des pétrogaziers, soit adossés à des pétrogaziers, et donc que l'accès à la ressource leur est facilité. En revanche, UNION FENOSA n'avait pas encore vendu en septembre 2003, la totalité de son allocation (0.746 Gm³ sur les 0.85 qui lui ont été alloués). En revanche, elle a ensuite réalisé une forte percée à la fin de la mesure (2004 et 2005), ce qui permet de s'interroger sur la réelle nécessité de cette mesure.

³⁷La consommation du marché non-régulé en 2002 a été de 12.39 Gm³ et de 17.85 Gm³ en 2003.

Tableau 2.7 : Parts de marché des fournisseurs du marché gazier non régulé espagnol (en %)

Opérateurs	2001 (38% du marché)	2002 (55% du marché)	2003 (70 % du marché)	2004	janvier 2005	Gas release (Gm ³)
GAS Natural	80,5	63,6	56	55.2	54.8	
CEPSA	1,3	5,1	6	4.3	4.9	
BP	12	11,9	10	9.2	8.8	1,06
ENDESA	1,2	3,4	4	4.8	4.9	0,76
SHELL	4,3	3,9	4	2.9	2.9	0,08
IBERDROLA	0,4	7,2	6	10.3	10.6	1,06
IIBERDROLA GAS	Apparition en 2000 mais pleinement active en 2003 (joint venture créée par ENI, GALP et IBERDROLA).		6	4.1	4.2	
U. FENOSA	0,2	3,3	3	4.6	5.1	0,85
NATURGAS	Pénétration dans la commercialisation en 2003.		3	3.5	3.7	
HC ENERGIA	ns	1,4	2	<1	<1	0,42

Source : CREDEN (à partir des données de la Comisión Nacional de Energía [2003], [2004], [2005])

Une inconnue est de savoir comment peuvent réagir les producteurs, et notamment leur principal l'Algérie, face à un développement de ces programmes. Il semblerait qu'elle privilégie, compte tenu des faibles quantités en jeu, la diplomatie et les ententes pour pénétrer le marché espagnol et ensuite européen dans la distribution, plutôt que les décisions unilatérales de partage des rentes en octroyant des conditions moins favorables aux importateurs. Il est intéressant de noter que le régulateur espagnol se tourne, après avoir décidé une mesure de *gas release*, vers la question d'un ATR efficace et du développement le plus rapide et efficace possible des infrastructures de transport, d'importation et de distribution. En effet, ce secteur « transport » s'érige en goulet d'étranglement de plus en plus évident et freine le développement de la concurrence, y compris lorsque des mesures sont prises pour l'accélérer et le faciliter.

2.2.3 L'expérience italienne

Le décret « Letta » (décret n° 164/2000) adopté en juin 2000 donne plusieurs consignes pour que le marché italien s'ouvre rapidement à la concurrence. Il propose tout d'abord une ouverture totale du marché du gaz en 2003. Ensuite, comme le demande la Directive européenne, la filière « gaz » doit être séparée (des activités ne peuvent pas être réalisées conjointement par un même opérateur et on se dirige vers une séparation non seulement comptable mais également juridique). Enfin, des quotas maxima à l'importation-production et à la vente aux consommateurs finals sont introduits (le gouvernement adopte une régulation asymétrique à l'encontre de son opérateur historique en fixant des seuils de parts de marché à ne pas dépasser et une mesure de *gas release*).

A partir de l'entrée en vigueur du décret « Letta » en juin 2000, les seuils d'éligibilité se sont modifiés. Plusieurs groupes de clients éligibles sont définis (DI PAOLI, [2002]) :

- les clients qui consomment plus de 200 000 m³/an ;
- les clients qui consomment chacun plus de 50 000 m³/an et qui en se regroupant consomment plus de 200000 m³/an ;
- les distributeurs pour le gaz vendu à travers leur réseau ;
- les grossistes, les producteurs d'électricité et les cogénérateurs qui ne sont soumis à aucun seuil.

Le décret prévoit également une ouverture totale du marché à partir du 1^{er} janvier 2003. En effet, le rôle du gaz naturel dans la satisfaction des besoins italiens en énergie primaire continuait d'augmenter pour atteindre 33.2% en 2001 (contre 31% en 2000)³⁸ (EUROGAS [2002]). Les autorités italiennes veulent accélérer l'ouverture pour faire bénéficier le plus vite possible les différents opérateurs des effets positifs attendus et espérés de la concurrence.

La tarification ATR qui est retenue est une tarification régulée du type « entrée/sortie » réglementée. Les tarifs sur le réseau de transport national ne seront plus basés sur la distance mais sur la méthode prenant en compte les points d'injection et de soutirage. C'est une solution plus simple que la tarification « point à point, à la distance » qui n'est pas justifiée dans le cas de réseaux bien interconnectés comme celui de l'Italie (Autorita per l'energia elettrica e il gas [2001]). Depuis avril 2003, SNAM RETE GAS est propriétaire

³⁸En 2003, la pénétration du gaz naturel dans la consommation primaire d'énergie est de 34.5% en Italie (EUROGAS [2004a]). La consommation en 2004 a été de 78.4 Gm³, soit une augmentation de 3.8% par rapport à celle de 2003 (EUROGAS [2005]).

de tout le réseau de transport. EDISON lui a vendu son réseau qui était complémentaire à celui que SNAM possédait déjà.

Des mécanismes de réservation (*booking mechanisms*) sont envisagés pour le service de transport pour permettre et encourager les échanges de capacités non-utilisées. Un système particulier de tarifs devrait également être mis en place pour les clients interruptibles qui participent à la flexibilité du système.

Une séparation au moins comptable est obligatoire pour tout opérateur qui intervenait sur plusieurs niveaux de la chaîne gazière. A partir du 1^{er} Janvier 2002, les entreprises qui exerçaient plusieurs activités ont été obligées de créer des sociétés différentes pour chaque activité (séparation juridique). Cette séparation a été réalisée de la façon suivante (Tableau 2.8) :

**Tableau 2.8 : Activités pouvant être réalisées conjointement
par une même entreprise en Italie**

Activité	La même entreprise peut également s'occuper de :
Transport et Dispatching	Stockage
Stockage	Transport et Dispatching
Distribution	Aucune autre activité
Vente	Exportation-Importation, Production, <i>Trading</i>

Source : DI PAOLI [2002]

Cette dé-intégration permet d'éviter aux opérateurs qui agissent uniquement sur le secteur déréglementé d'être défavorisés par rapport à ceux qui interviennent aussi sur le secteur réglementé³⁹.

2.2.3.1 Les raisons du choix d'une régulation asymétrique de la part du régulateur

L'opérateur ENI-SNAM avait des relations un peu tendues avec les électriciens. En effet, elle a refusé d'assumer la totalité du risque d'achat des volumes destinés au secteur électrique (tout comme GAS NATURAL). Toutefois, elle a voulu garder un certain contrôle sur les flux de gaz qui étaient destinés aux électriciens (TERZIAN [1998]).

³⁹Notamment pour éviter le problème des subventions croisées que nous avons évoqué plus haut dans le document.

2.2. LES MESURES DE RÉGULATION ASYMÉTRIQUE POUR AUGMENTER LE DEGRÉ DE CONCURRENCE

refus, elle a saturé son réseau par des contrats *Take Or Pay* et verrouillé ainsi le marché italien (achat de 8 Gm³ de gaz russe et de gaz norvégien).

Il n'y a pas eu de changements importants durant l'année 2000 dans les parts de marché détenues par les nouveaux opérateurs. L'opérateur dominant (ENI-SNAM) possédait toujours 90% de parts de marché, malgré quelques signes de changements par rapport à 1999. De nouveaux opérateurs ont commencé à pénétrer modestement le secteur de la distribution. Mais, cette pénétration n'était pas assez significative pour créer une concurrence plus importante. De plus, les grands acteurs du secteur procèdent à des acquisitions (ENEL, EDISON) pour augmenter leur part de marché (Autorita per l'energia elettrica e il gas [2001]).

L'ENI est toujours dominant sur le marché italien et les prix sont assez élevés par rapport à ses voisins alors que les conditions d'approvisionnement sont bien négociées. La prédominance de l'ENI dans le secteur de l'importation, de la production et sur le marché final a été considérée comme un frein au jeu de la libre concurrence et lui permet de retirer des rentes de monopole. Cette mesure de *gas release* vient après le commencement d'une enquête par le conseil de la concurrence italien sur la position dominante de l'ENI. Cet opérateur était menacé d'une amende de 10% de son chiffre d'affaire réalisé sur le marché national si une pratique anticoncurrentielle était prouvée, pratique allant à l'encontre de l'ouverture. Le *gas release* a permis de mettre fin à cette enquête. Cette mesure de *gas release* a été préférée par les autorités de régulation et de concurrence à la proposition de l'ENI qui était de donner un accès direct pour ses concurrents à ses approvisionnements nord-africains et russes (accès en dehors du territoire italien). Le *gas release* a été préféré car il permet aux concurrents d'avoir accès au gaz directement à la frontière austro-italienne, les bénéficiaires n'ayant à se préoccuper ensuite que du transport à l'intérieur du territoire italien (et pas du transport du champ de production jusqu'à leurs consommateurs finals en Italie).

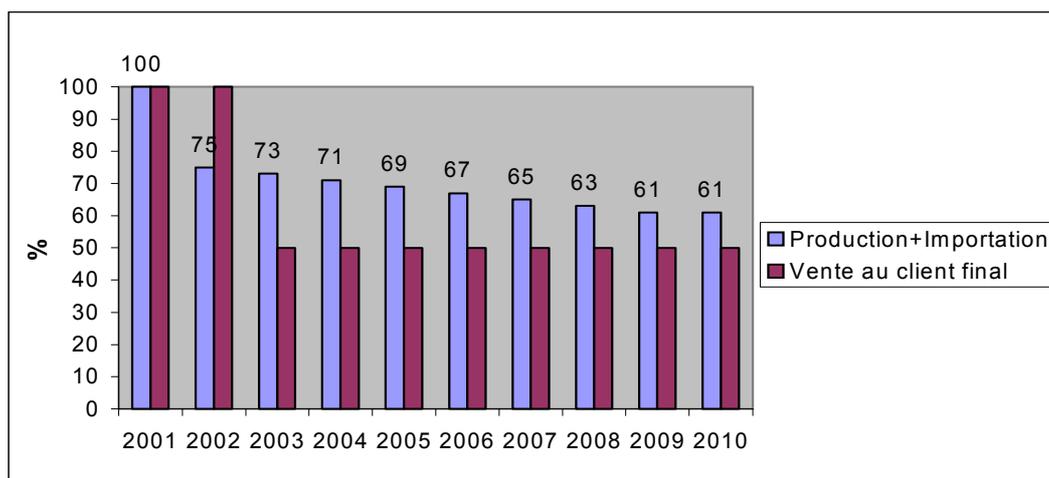
2.2.3.2 Le processus de sélection des candidats

En Italie, la SNAM a dû rétrocéder 25% en 2002 et doit rétrocéder 39% d'ici à 2010 du gaz contracté par des contrats à long terme. Ce programme est lié aux mesures de limitation des parts de marché pour un opérateur agissant sur le marché italien (Figure 2.2) et correspond, compte tenu de la position de l'ENI, à une sorte de *gas release*, avec toutefois la différence que l'ENI peut choisir les bénéficiaires du gaz rétrocédé, limitant

ainsi le développement de la concurrence. En effet, du 1^{er} janvier 2003 au 31 décembre 2010, aucun opérateur ne peut fournir plus de 50% de la consommation annuelle de gaz aux clients finals. Cette mesure exclut la fourniture de gaz pour la consommation propre.

Elle est accompagnée d'une seconde mesure. Du 1^{er} janvier 2002 au 31 décembre 2010, aucun opérateur ne peut fournir au réseau de transport national (NTS) plus de 75% de la consommation domestique annuelle de gaz (The European Gas Regulatory Forum [2002]). Ce plafond sera réduit de 2% par an à partir de 2003 de façon à atteindre 61% en 2010.

Figure 2.2 : Limitation des parts de marché pour chaque opérateur agissant sur le marché gazier italien



Source : Di Paoli [2002]

Ces plafonds devraient laisser la place pour que d'autres fournisseurs de gaz interviennent sur le marché italien en ayant du gaz. En effet, la figure 2.2 fait apparaître un écart assez net entre les quantités qu'un opérateur est autorisé à importer ou à produire et celles qu'il peut vendre. Cette différence devrait permettre à d'autres opérateurs de rentrer sur le marché et d'accéder au gaz. Comme le montre le Tableau 2.9, l'ENI respecte les quotas mais reste encore le principal fournisseur au NTS, devant ENEL et EDISON, ses deux principaux concurrents.

2.2. LES MESURES DE RÉGULATION ASYMÉTRIQUE POUR AUGMENTER LE DEGRÉ DE CONCURRENCE

Tableau 2.9 : Injection des opérateurs italiens dans le réseau de transport NTS

Opérateurs	2001		2002		2003	
	Gm ³	%	Gm ³	%	Gm ³	%
ENI	58,16	83	54,57	73	51,73	68
ENEL	6,29	9	8,27	11	9,17	12
EDISON	3,77	5	5,35	7	7,50	10
PLURIGAS	0,74	1	3,17	4	3,09	4
AUTRES	1,39	2	3,06	4	4,87	6

Source : EIA [2004]

2.2.3.3 L'attribution des quantités et la détermination du prix

Il n'y a pas d'attribution particulière pour le gaz rétrocedé en raison des quotas à respecter, revente en fonction des demandes et du bon vouloir des opérateurs (et de l'ENI). L'ENI a d'ailleurs revendu ce gaz à des opérateurs bien choisis, lui permettant de garder un contrôle sur le marché (68% de la consommation totale en théorie mais plus de 75% en pratique en raison du choix volontaire de certains opérateurs) et limité les quantités revendues en raison de l'augmentation de son auto-consommation, notamment par la construction de centrales électriques à base de gaz. Une partie de ces rétrocessions (6 Gm³) a été vendue à la frontière à 4 clients actifs du marché italien : DALMINE, PLURIGAS, EDISON et ENERGIA. Ces livraisons ont une durée de 10 ans et ont débuté l'été 2001, sauf pour ENERGIA qui bénéficie de ces livraisons pour 5 ans en attendant la livraison du gaz libyen. L'ENI, en plus des plafonds qui n'ont pas donné totale satisfaction, doit rétroceder 2.3 Gm³ par an pendant 4 ans (soit 3% de la demande italienne actuelle) à ses concurrents. Le prix de rétrocession est fixé par le régulateur. Ce dernier se basera sur l'observation des coûts d'importation et les frais de fonctionnement pour établir ce prix de façon la plus transparente et non-discriminatoire possible ; l'objectif étant bien entendu de rendre le gaz accessible aux concurrents à un prix concurrentiel et d'accélérer le développement de la concurrence en diminuant le poids de l'ENI sur le marché. Ce poids pourrait diminuer avec l'arrivée dans les trois prochaines années de nouveaux terminaux méthaniers⁴⁰.

⁴⁰Cette arrivée en fonctionnement conduirait à un accroissement des sources d'approvisionnement possibles pour les concurrents, sous réserve d'une tarification ATR adaptée.

2.2.3.4 Les résultats et interprétations

Malgré ces mesures, l'autorité de la concurrence et le régulateur italiens trouvent que le marché est insuffisamment concurrentiel. Ils notent que les prix sont trop élevés par rapport au reste de l'Europe alors que la législation est très avancée et que les coûts d'approvisionnement sont dans la moyenne européenne (DG Energy and Transport [2005]). Si les prix élevés ne se justifient pas par une hausse des coûts, c'est que non seulement le marché est verrouillé, mais aussi que des positions dominantes existent. Le marché est verrouillé car ENI, avant la libéralisation, a renégocié de nombreux contrats qui ont saturé une grande partie des infrastructures de transport. ENI profite au maximum des économies d'échelle, ce qui lui donne un avantage concurrentiel. Le *gas release* ne permet pas l'introduction de nouvelles sources de gaz qui pourraient engendrer un accroissement des infrastructures de transport. Seul un changement de propriété pour un laps de temps assez court est opéré. Les consommateurs ou les opérateurs qui bénéficient des rétrocessions disposent avec elles des capacités de transport ; ces volumes de gaz ne nécessitent pas une augmentation des capacités donc les infrastructures restent saturées. Cette situation se déblocuera certainement avec l'arrivée en fonctionnement des nouveaux terminaux méthaniers. De plus, malgré le *gas release* et les quotas, elle reste en position dominante soit directement, soit indirectement (filiales) dans les secteurs de l'importation-production et de la fourniture⁴¹.

Les mesures de quotas à l'importation et à la vente ont été contournées par les opérateurs concernés (SNAM-ENI). En effet, d'une part, l'autoconsommation n'étant pas comprise dans ces quotas, l'ENI a investi dans des centrales de production électrique à base de gaz et, en augmentant ainsi son autoconsommation, a minimisé les quantités qu'elle devait rétrocéder. De plus, certains spécialistes ont mis en garde les autorités contre l'utilisation des objectifs de perte de parts de marché. En effet, leur emploi peut faire apparaître le risque de *reverse cherry-picking*⁴², c'est-à-dire que l'opérateur historique ne laisse que les parties les moins rentables de sa clientèle aux entrants et que lui conserve la partie la plus profitable (The European Gas Regulatory Forum [2002]). Cette stratégie s'est observée sur

⁴¹Sur le marché final, un accroissement de la concentration s'est également observé avec le passage de 700 à 400 opérateurs.

⁴²Le *reverse cherry-picking* est le contraire de l'écrémage (*cream skimming*). L'écrémage est l'action d'un entrant qui se positionne uniquement sur les parties les plus rentables de l'activité. Le *reverse cherry-picking* est l'action contraire, à savoir l'opérateur historique qui ne conserve que ses activités (ou clients) les plus rentables, laissant l'entrant servir le reste du marché.

2.2. LES MESURES DE RÉGULATION ASYMÉTRIQUE POUR AUGMENTER LE DEGRÉ DE CONCURRENCE

le marché italien. La SNAM a restructuré son portefeuille de clients en ne conservant que les clients les plus rentables (gros consommateurs ou proches des frontières). Les entrants ont bénéficié du transfert de la clientèle à faible marge (UPRIGAZ [2004b]).

ENI-SNAM vend directement le gaz à la source et le fait passer pour un gaz rétrocedé, respectant ainsi les objectifs de limitation d'importation et de fourniture pour un seul opérateur. L'ENI a vendu en totalité 8 Gm³/an de gaz libyen⁴³. C'est dans l'objectif de respecter ces quotas et de vendre du gaz aux pays voisins que la vente de gaz libyen à GAZ DE FRANCE a été finalisée (le point de livraison est la Sicile, à la frontière). ENI achète son gaz loin de l'Italie (prix FOB) et ensuite l'achemine jusqu'au pays. Cette négociation lui permet de rester maître du transport jusqu'à la frontière, au vu de la complexité de signer des contrats de transport lorsque le gaz traverse plusieurs frontières. Elle a également favorisé la signature de contrats de livraison avec des consommateurs proches de la frontière. Le gaz leur est livré à la frontière et change ensuite de propriété. Les clients n'ont pas à se soucier du transport, ou sinon sur une petite distance. Cette stratégie s'ajoute à d'autres pour contourner et respecter les quotas car ce n'est plus ENI qui l'importe et le transporte en Italie mais le client. Cette action a certainement favorisé la pénétration du marché par des entreprises électriques (ENEL, EDISON), qui ont la possibilité de signer elles-mêmes des contrats directement avec les producteurs, en remplacement des contrats qu'elles détenaient avec l'ENI. Le régulateur, dans son rapport d'activité 2003, reconnaît que les prix sur le marché final sont encore élevés. Il se tourne, tout comme son homologue espagnol, vers la promotion d'investissements, cherchant à développer et faciliter le transport et l'importation. L'une des mesures adoptées est de donner un accès prioritaire⁴⁴ aux opérateurs qui ont financé les infrastructures concernées.

A la suite de ce constat, les deux autorités, concurrence et régulation, ont suggéré de nouvelles mesures pour diminuer ces effets négatifs et insatisfaisants :

- Une augmentation significative des infrastructures d'importation de GNL, de forts investissements dont de nombreux sont en cours. En effet, un seul terminal était présent sur le territoire et fonctionnait à pleines capacités pour la SNAM. Il n'y avait donc pas de place pour des cargaisons *spot*.
- L'amélioration des infrastructures de transport pour permettre l'importation de gaz russe et algérien par de nouveaux opérateurs.
- L'instauration d'un gestionnaire du réseau de transport et des stockages totalement

⁴³4 Gm³ à EDISONGAS, 2 à GAZ DE FRANCE et 2 à CIR-ENERGIA.

⁴⁴Cet accès prioritaire l'est pour une certaine capacité de transport ou d'importation.

séparé d'ENI.

- Le développement d'une bourse de gaz pour concurrencer les *hubs* du nord de l'Europe et rendre le marché plus liquide et intégré.
- Le *gas release* en supplément des quotas avec un prix qui reflète les coûts.
- La remise sur le marché des volumes stockés en excès par rapport à ce qu'impose la sécurité d'approvisionnement.
- Des mesures favorisant l'exploration-production en Italie.

2.2.4 L'expérience française

La France a transposé tardivement la première directive européenne (directive 98/30/CE du 22 juin 1998 devant être transposée avant août 2000 en droits nationaux). C'est l'objet de la loi n°2003 – 8 du 3 janvier 2003. Toutefois, la détermination de seuils d'éligibilité en accord avec la directive n'a pas attendu cette transposition. En effet, dès août 2000, les sites dont la consommation dépassait 237 GWh/an ont été éligibles, avec les producteurs d'électricité et de cogénération sans limite. En août 2003, les sites consommant plus de 87 GWh/an se sont rajoutés aux précédents. Entre temps, la loi de transposition a été votée et une nouvelle directive a remplacé la précédente (deuxième directive 2003/55/CE du 26 juin 2003). Les seuils d'éligibilité de la première directive (20 puis 33% du marché national ouvert) sont restés en vigueur jusqu'au 1^{er} juillet 2004, date à laquelle tous les professionnels sont devenus éligibles.

La France est l'un des pays les plus forts consommateurs de gaz naturel d'Europe (48.1 Gm³ en 2004), derrière la Grande-Bretagne (98.3 Gm³), l'Allemagne (89.7 Gm³) et l'Italie (78.4 Gm³) (EUROGAS [2005]). Ses approvisionnements proviennent de Norvège (29%), Russie (23%), Algérie (21%), Pays-Bas (16%), le restant étant constitué de GNL (Nigéria), d'achats *spot* (Grande-Bretagne) et d'une faible production nationale (3%). Toutefois, la pénétration de cette source d'énergie dans la consommation d'énergie primaire est assez faible par rapport aux autres pays (cf. Figure 2.1). Sa structure de consommation est essentiellement composée du secteur résidentiel et tertiaire ou commercial (51%, avec 33% pour le secteur résidentiel et 18% pour le tertiaire) et de l'industrie (47%). Elle n'a qu'une faible utilisation de cette ressource pour la génération électrique, contrairement à ses voisins européens. Sa structure de consommation est donc assez différente de celle des autres pays (cf. Tableau 2.1) et explique la plus faible pénétration du gaz. L'ouverture du marché français est plus complexe que celle des autres pays, notamment de part le nombre assez élevé de petits consommateurs qui ne pourraient intéresser que marginalement les nouveaux entrants. Parmi les consommateurs industriels ou professionnels (représentant environ 70% du marché, soit 32.4 Gm³ ou 350 TWh, et 530000 sites), une proportion de 0.2 % est directement raccordée au réseau de transport (47 % de la consommation des éligibles), le restant au réseau de distribution (99.8 % représentant 53 % de la consommation des éligibles). L'exercice de l'éligibilité est plus importante pour les sites directement reliés au réseau de transport. Ils ont en général une forte consommation donc intéressent plus facilement de nouveaux entrants ou signent directement avec les producteurs et bé-

néficient d'un ATR moins contraignant que sur le réseau de distribution⁴⁵. Actuellement, 10 fournisseurs sont actifs sur l'ensemble des activités gazières, 9 sur le réseau transport et 8 sur celui de la distribution.

Tableau 2.10 : Eligibilité sur le marché gazier français

	1 ^{er} janvier 2005	1 ^{er} juillet 2004	30 juin 2004
Nombre de sites éligibles	530000 (350 TWh)	530000 (350 TWh)	1200 (170 TWh)
Sites ayant exercé leur éligibilité	23140 (132 TWh)	3155 (94 TWh)	221 (88 TWh)
Sites ayant changé de fournisseur parmi ceux qui ont fait jouer leur éligibilité	116 (34 TWh)	33 (23 TWh)	30 (26 TWh)
Part de marché des fournisseurs autres que l'Opérateur Historique sur l'ensemble des sites ayant exercé leur éligibilité	26%	25%	30%
Part de marché des fournisseurs autres que l'Opérateur Historique sur l'ensemble des sites éligibles	15%	7%	ns
Sites ayant exercé leur éligibilité et repris par le fournisseur historique	24 (19 TWh)	22 (19 TWh)	21 (15 TWh)
Sites ayant été rendus à TOTAL par CFM lors de la scission des participations CFM et GSO	120 (20 TWh)	-	-

Source : CRE [2005]

Au 1^{er} janvier 2005, 4.3% des sites, représentant 28% de la consommation des éligibles, ont exercé leur éligibilité sans changer de fournisseurs. Ces sites ont certainement mieux renégocié les contrats qui les liaient à leur fournisseur historique. 116 sites, représentant environ 10% de la consommation des éligibles, ont exercé leur éligibilité en changeant de fournisseur (cf. Tableau 2.10). Ce sont en majorité les industries qui sont directement reliées au réseau de transport. En effet, 43% des sites raccordés au réseau de transport ont fait jouer leur éligibilité et 19% ont changé de fournisseur. Sur les sites raccordés au réseau de distribution, les proportions sont plus faibles, avec 14% des sites ayant fait jouer leur éligibilité et 1% seulement qui a changé de fournisseur. Parmi les sites ayant fait jouer leur

⁴⁵Les comptes du réseau de transport sont séparés juridiquement et publiés, ce qui n'est pas encore le cas pour le réseau de distribution.

2.2. LES MESURES DE RÉGULATION ASYMÉTRIQUE POUR AUGMENTER LE DEGRÉ DE CONCURRENCE

éligibilité, certains ont renégocié leur contrat et sont restés chez leur fournisseur historique (cf. Tableau 2.11).

Tableau 2.11 : Exercice de l'éligibilité par zones d'équilibrage au 1^{er} janvier 2005 (en % de la consommation éligible de la zone)

		N'ayant pas exercé	Renégociation avec le fournisseur historique	Changement de fournisseur au moins une fois
Zone Nord	Gaz B	67	31	2
	Gaz H	41	36	23
Zone Est		54	30	16
Zone Ouest		75	24	1
Zone Sud		64	35	1
Zone Sud-Ouest		94	6	0
Ensemble du territoire		62	11	27

Source : CRE [2005]

Ceci peut s'expliquer de plusieurs manières. Tout d'abord, l'OH s'adapte aux évolutions du marché en modifiant ses offres et ses services, ce qui le rend compétitif. Ensuite, les nouveaux entrants pratiquent d'abord des stratégies d'écrémage en ne ciblant que les gros consommateurs, laissant les plus faibles en attendant d'être mieux installés et d'avoir organisé une activité pérenne. Les structures de gestion des petits ou moyens consommateurs ne sont pas les mêmes que pour les gros consommateurs, ce qui ralentit les possibilités pour certains éligibles de choisir un autre fournisseur. Toutefois, ce frein diminuera par la volonté des nouveaux opérateurs de diversifier leur portefeuille clients pour gérer les risques et lisser leur offre. Enfin, l'accès au réseau de distribution est plus complexe que celui du grand transport⁴⁶, ce qui peut freiner l'ampleur des offres de nouveaux opérateurs. Les parts de marché observées des fournisseurs chez les consommateurs ayant exercé leur éligibilité illustrent bien ce phénomène de renégociations (cf. Tableau 2.12).

⁴⁶Une modification des tarifs ATR est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2005, conduisant à une réduction des tarifs de GAZ DE FRANCE Transport et à une stagnation de ceux de GSO. De plus, des Points d'Echanges Gaz (PEG) sont présents à l'intérieur de chaque zone d'équilibrage ce qui permet une certaine flexibilité.

Tableau 2.12 : Parts de marché (en %) des fournisseurs des sites ayant fait jouer leur éligibilité (2004)

	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
Fournisseur historique	72	70	71	71	73	74
Fournisseurs alternatifs	28	30	29	29	27	26

Source : CRE [2005]

2.2.4.1 Les raisons du choix d'un *gas release* de la part du régulateur

En septembre 2003, le président de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) a noté qu'il y avait des difficultés à ouvrir le marché gazier français pour plusieurs raisons (EIA [2004a]) :

- les points d'entrée du gaz sont au Nord ce qui ne permet pas de développer le choix de fournisseurs dans le Sud de la France ;
- la demande pour la production d'électricité est faible ce qui limite la concurrence auprès des électriciens et diminue la possibilité pour ces derniers de faire des offres sur le marché gazier⁴⁷ ;
- les contrats de long terme couvrent une grande part de la demande et des infrastructures d'importation⁴⁸ et ne laissent que peu de place pour de nouveaux entrants qui font quelquefois face à des procédures d'entrée complexes.

L'accès aux infrastructures d'importation reste difficile pour les nouveaux entrants en attendant le développement de nouveaux investissements, opérationnels au mieux en 2007⁴⁹. L'UPRIGAZ (2004a) notait que pour les 5 mois d'hiver 2003-2004, les capacités disponibles aux différents points d'importation étaient (en pourcentage des capacités fermes totales) :

- Taisnières H : 6.3% ;
- Taisnières B : 12.4% ;
- Dunkerque : 11.7% ;

⁴⁷Leur préoccupation doit d'abord aller vers la recherche de sources d'approvisionnement propres.

⁴⁸Souvent dimensionnées pour satisfaire cette demande.

⁴⁹Terminal méthanier de Fos II, liaison avec l'Espagne, accroissement des capacités à Obergailbach.

2.2. LES MESURES DE RÉGULATION ASYMÉTRIQUE POUR AUGMENTER LE DEGRÉ DE CONCURRENCE

- Obergailbach : 19.4% ;
- Fos-sur-mer : 16.2% ;
- Montoir-de-Bretagne : 23.3%.

Ces disponibilités doivent être regardées avec nuances car elles ne sont pas toutes accessibles. En effet, Taisnières H est proche de la saturation et offre une possibilité maximale de 2.9% du marché global (3.7 Mm³/jour). Taisnières B offre également des possibilités (2.2% du marché global soit 2.7 Mm³/jour) mais impose aux importateurs de réaliser des *swaps* si le gaz n'est pas destiné à un usage dans le Nord de la France (usage extrêmement réduit). Ces obligations ne rendent pas l'activité intéressante. Fos-sur-mer et Montoir-de-Bretagne offrent respectivement 3.7 Mm³/jour (soit 2.9% du marché global) et 7.4 Mm³/jour (soit 5.8% du marché global) de disponibilités. Toutefois, l'accès au premier terminal méthanier est limité par la taille des bateaux qu'il peut accueillir (70000 m³), par leur disponibilité et le coût de déchargement pour de faibles quantités. La disponibilité en navires méthaniers pourrait davantage se réduire si le marché Nord-américain s'ouvre aux importations de GNL. Quant au second terminal méthanier, l'accès ATR pour des quantités *spot* reste pénalisant ; il nécessite une utilisation directe des quantités importées car l'accès aux infrastructures de stockage de GNL ou les systèmes de modulation sont pour l'instant peu adaptés aux faibles quantités. Obergailbach dispose de 7.1 Mm³/jour de capacités potentiellement accessibles (5.6% du marché global). Cependant, la difficulté de signer des contrats de transit en amont de ce point⁵⁰ pose des problèmes aux nouveaux entrants. Finalement, les plus accessibles restent celles de Dunkerque (4.6 Mm³/jour soit 3.7% du marché global) et offrent de réelles opportunités pour les producteurs de la mer du Nord ou pour les nouveaux opérateurs qui signeraient des contrats d'importation avec ces derniers.

La tarification ATR est en phase d'être simplifiée pour permettre l'utilisation de ces disponibilités potentielles et leur acheminement sur le territoire. Au 1^{er} novembre 2004, seuls les consommateurs des zones Nord et Est avaient exercé leur éligibilité significativement (entre 40 et 50%), les consommateurs des autres zones ne disposant que de faibles alternatives à leur fournisseur historique. Cette simplification consiste d'abord à diminuer le nombre de zones d'équilibrage⁵¹ et à créer des possibilités de réservation quotidienne et

⁵⁰Les opérateurs sont confrontés à la saturation des réseaux en amont, à un transit par l'Allemagne qui dispose d'un ATR assez complexe et opaque, au *pancaking*.

⁵¹Le passage de 8 à 5 zones par la fusion des réseaux de la COMPAGNIE FRANCAISE du METHANE (CFM) et de GAZ DE FRANCE et des zones H et B a été effectué. Il est prévu, à l'horizon 2009, de réduire encore ces zones jusqu'au nombre de trois : une pour GAZ DE FRANCE Nord, une pour GAZ DE FRANCE

d'un marché secondaire de capacités. Une tarification plus transparente (publication de la méthode de calcul), reflétant mieux les coûts (tarification des interruptibles en fonction du risque d'interruption) a été adoptée pour le réseau de transport, et devrait bientôt l'être pour les réseaux de distribution et l'accès aux terminaux méthaniers. Ces nouvelles tarifications devraient conduire à une baisse de 5% des tarifs de GAZ DE FRANCE et à une stagnation de ceux de GAZ DU SUD-OUEST (GSO).

Les disponibilités gazières étant dans le Nord de la France et la tarification ATR rendant des offres concurrentielles dans le Sud difficiles, la CRE a décidé deux mesures pour accroître la concurrence dans les zones d'équilibrage Sud et Sud-Ouest. La première est le dénouement des participations croisées de GAZ DE FRANCE et TOTAL dans CFM et GSO. Les deux vont désormais être des concurrents dans les zones où opéraient leurs filiales. La seconde est un *gas release* imposé à TOTAL et GAZ DE FRANCE. Cette mesure est transitoire (3 ans) et ne vise qu'à permettre l'entrée de nouveaux fournisseurs en attendant l'arrivée en fonctionnement des nouvelles infrastructures d'importation vers 2007. Selon la CRE [2002], l'instauration d'une telle mesure pouvait être justifiée pour une double raison : elle permettrait à GAZ DE FRANCE d'obtenir des contreparties commerciales sur les autres marchés européens (notamment en Espagne et en Italie par exemple) mais également d'assurer le développement du nombre d'acteurs intervenants sur le marché français. Cette mesure est un complément aux autres plus pérennes qui sont souvent considérées comme la clé de l'ouverture des marchés (ATR, Accès des Tiers aux Stockages, investissements dans les infrastructures). La durée du *gas release* permet de laisser le temps aux nouveaux opérateurs de trouver des sources d'approvisionnement propres pour poursuivre une activité viable au terme du programme. Ces investissements et préoccupations poursuivent le but de satisfaire une demande croissante sans pour autant créer à terme une sur-offre de gaz qui pourrait déstabiliser l'équilibre et les prix du marché⁵².

2.2.4.2 Le processus de sélection des candidats

Les candidats qui désirent passer les sélections pour participer ensuite aux enchères sont confrontés à des règles que le régulateur souhaite les plus transparentes et non-

Sud et la dernière pour GSO.

⁵²En effet, en cas d'une récupération de la part de l'opérateur historique de ces quantités et d'une arrivée massive par rapport à l'évolution de la demande de sources alternatives d'approvisionnement ne pouvant être absorbées ni par le marché national, ni par le marché européen, un déséquilibre pourrait s'instaurer.

2.2. LES MESURES DE RÉGULATION ASYMÉTRIQUE POUR AUGMENTER LE DEGRÉ DE CONCURRENCE

discriminatoires possibles. Des exigences trop dures ou trop contraignantes, notamment d'un point de vue financier, par rapport à celles qui sont imposées par exemple pour l'accord d'une licence de fourniture, réduiraient la portée d'un tel programme. Pour s'assurer d'un relatif succès de la mesure, la phase de qualification contient en général plusieurs critères que les candidats doivent remplir. Ils doivent en premier lieu s'enregistrer auprès des opérateurs rétrocedants, GAZ DE FRANCE ou TOTAL. Ensuite suit une phase de qualification pour pouvoir participer aux enchères. Les candidats doivent entre autre accepter les règles d'enchères et du contrat de vente qui s'en suit. D'autres informations sont demandées par la suite (attester d'une bonne santé financière) ainsi que des dépôts de garantie auprès d'établissements bancaires européens, bien notés par les agences de notation STANDARD & POOR'S ou MOODY'S⁵³. Le régulateur ou l'autorité de décision compétente (ministre de l'énergie) est susceptible de demander des informations supplémentaires pour s'assurer que les nouveaux entrants sont bien empreints à développer leur activité en France et ne participent pas à la rétrocession pour pratiquer des stratégies d'écrémage assorties de processus de *hit and run*. En général, il est demandé à chaque candidat retenu de fournir un plan de commercialisation du gaz afin de s'assurer que celui-ci ne sera pas détourné de son premier but qui est de donner à des fournisseurs la possibilité de proposer des alternatives aux existants⁵⁴. Il peut également être demandé de fournir un plan d'approvisionnement en accord avec celui de commercialisation pour rendre leur activité viable après le *gas release*. Le régulateur peut ainsi jauger de la volonté des enchérisseurs de participer au développement du marché gazier national, à son bon fonctionnement en réalisant des investissements en infrastructures. Toutefois, un contrôle de ces investissements est important pour ne pas se retrouver en situation de sur-offre de gaz au terme de la mesure. Dans sa notice d'information simplifiée, GAZ DE FRANCE (2004) indique des contraintes réglementaires que chaque acquéreur aura à respecter, et notamment que ces derniers s'assurent qu'ils disposeront bien "d'une autorisation de fourniture, dès lors qu'ils destinent tout ou partie des quantités de gaz acquises lors des enchères à des clients éligibles en France". Cette formule est assez ambiguë et suggère que le gaz pourrait partir vers d'autres marchés, à moins qu'elle ne s'adresse qu'à des affréteurs (l'équivalent des *shippers* au Royaume-Uni) qui ne font que transporter le gaz pour des

⁵³Pour participer aux enchères, GAZ DE FRANCE demande une garantie de 600000€ déposée dans un de ces établissements.

⁵⁴Le régulateur, ou l'autorité compétente, s'assure que le gaz ne fera pas l'objet d'arbitrage pour partir vers un marché où les prix sont plus élevés ou ne sera pas stocké stratégiquement.

tiers. Le régulateur n'a pas communiqué sur ce point ; cependant, au vu des objectifs, le gaz devrait être destiné au marché français. Les acquéreurs doivent également avoir signé au préalable un contrat de transport qui leur permet d'enlever le gaz au Point d'Echange de Gaz (PEG) Sud ou au PEG de GSO.

GAZ DE FRANCE et ses filiales sont exclues de toutes les enchères, TOTAL et ses filiales seulement de ses propres enchères. Sont également exclues toutes les entreprises qui sont contrôlées par une entité qui participe déjà aux enchères. Le seuil de définition d'une entreprise contrôlée ou liée est basé à 50% de la possession directe ou indirecte de la filiale. Les enchérisseurs sont interdits de passer des accords entre eux en dehors ou pendant l'enchère, à l'exception d'accords avec des entreprises liées. Aucun enchérisseur ne peut renchérir pour un autre qui n'a pas été retenu s'il n'y a pas de filialisation entre eux. Les filiales d'un même groupe peuvent établir une offre agrégée ; cette dernière ne devra pas être supérieure au nombre maximal de lots qu'un seul enchérisseur peut acquérir, à savoir 40% du nombre total de lots mis aux enchères. En d'autres termes, chaque enchérisseur peut acquérir au plus 4 lots pour les enchères de TOTAL, 5 lots pour les enchères de GAZ DE FRANCE.

2.2.4.3 L'attribution des quantités et la détermination du prix

2.2.4.3.1 L'allocation des quantités rétrocedées Ce programme de *gas release* comporte deux modes d'allocation des quantités rétrocedées : une partie par enchères et l'autre par négociations de gré à gré. GAZ DE FRANCE doit mettre à disposition au PEG Sud 15 TWh/an⁵⁵ pendant 3 ans, soit un total de 45 TWh. Ces quantités représentent environ 3 à 3.5% de ses ventes et 15% de la consommation totale des éligibles de la zone Sud. Les enchères porteront sur 6 TWh/an⁵⁶ et les négociations de gré à gré sur 9 TWh/an. Les enchères ont été effectuées le 22 octobre 2004 et ont vu toutes les quantités attribuées. Les quantités étaient subdivisées en 12 lots de 0.5 TWh/an chacun et chaque enchérisseur pouvait demander au maximum 5 lots. Les acquéreurs sont DISTRIGAZ, TOTAL et GAS NATURAL. Les négociations de gré à gré devaient aboutir avant la fin du premier trimestre 2005. Dans le cas contraire, il est prévu d'organiser de nouvelles enchères. Les contrats restent a priori la propriété de GAZ DE FRANCE, seul le gaz change de propriété. Les

⁵⁵Les quantités équivalentes sont disponibles en Gm³ dans le Tableau 2.16. Le changement d'unité a été effectué sur la base de $10.8 kWh = 1m^3$ de gaz naturel.

⁵⁶Ce sont les quantités minimales devant être attribuées par enchères imposées par le régulateur.

2.2. LES MESURES DE RÉGULATION ASYMÉTRIQUE POUR AUGMENTER LE DEGRÉ DE CONCURRENCE

relations entre les producteurs et GAZ DE FRANCE en seront moins modifiées. Cependant, si la rente liée à la revente du gaz est importante, les renégociations pourraient s'en trouver affectées par la suite, les producteurs voulant également en profiter. Cette envie peut être contrebalancée par le fait que la détérioration des relations qui pourrait en découler serait certainement plus préjudiciable que le gain qu'ils en retireraient. TOTAL doit mettre à disposition 1.1TWh/an pendant 3 ans, soit 3.3 TWh, représentant 3% de ses ventes et 5% de la consommation des éligibles de la zone Sud-Ouest. Ces quantités sont subdivisées en 10 lots de 0.11 TWh/an et attribuées par enchères, sachant qu'un seul opérateur ne peut acquérir au plus que 4 lots. EDF et IBERDROLA ont remporté la moitié des lots mis aux enchères. L'autre moitié devait être remise sur le marché avant le 1^{er} avril 2005, le mode d'allocation n'étant pas précisé. L'attribution des quantités de gré à gré peut permettre aux opérateurs de négocier avec leurs concurrents une certaine réciprocité, comme l'avait évoqué la CRE (2002) dans un précédent rapport.

La livraison au PEG Sud s'effectue par moitié de lot. Les acquéreurs peuvent prendre livraison d'une première moitié de lot entre le 1^{er} janvier et le 1^{er} juillet 2005. La date de début de livraison de la seconde moitié étant entre la date de livraison de la première moitié et janvier 2006. La livraison au PEG Sud-Ouest s'effectue entre le 1^{er} janvier 2005 et le 31 décembre 2007, avec le respect de quantités annuelles et journalières à enlever. Les contrats de cessions du gaz prévoient des quantités annuelles minimales à enlever, représentant 90% des lots obtenus (90% pour une moitié de lot pour GAZ DE FRANCE, soit 225 GWh, 90% pour un lot entier pour TOTAL, soit 98.55GWh). Les entreprises s'engagent à mettre des quantités journalières à disposition des acquéreurs, calculées pour un lot comme le ratio $\frac{\text{Quantité annuelle du lot (ou d'une moitié de lot pour GAZ DE FRANCE)}}{365}$. Cette quantité journalière est de 0.685 GWh pour une moitié de lot pour GAZ DE FRANCE, de 300 MWh pour TOTAL. GAZ DE FRANCE s'engage à mettre 105% de cette quantité journalière à disposition des acquéreurs, TOTAL 100% de cette quantité. En procédant ainsi, les acquéreurs enlevant leur gaz au PEG Sud pourront avoir un peu de flexibilité dans leurs achats, pouvant enlever un peu plus à un instant donné en cas de besoin. Les quantités enlevées annuellement ne seront toutefois pas supérieures à celles acquises lors de la rétrocession. Une quantité journalière minimale doit être enlevée et représente 75% de la quantité journalière contractée (0.514GWh pour GAZ DE FRANCE pour une moitié de lot, 225 MWh pour TOTAL). Dans le cas où ces quantités minimales journalières (ou minimales annuelles) n'étaient pas enlevées, elles doivent être tout de même payées. Les acquéreurs doivent informer GAZ DE FRANCE de leur date de début d'enlèvement 1 mois

avant. L'enlèvement du jour j auprès du PEG Sud-Ouest s'effectue après nomination au jour $j-1$ acceptée par le transporteur. En cas de nomination erronée, la quantité livrée si les conditions le permettent ou payée sera la quantité journalière contractée. Les conditions d'enlèvement imposent aux acquéreurs de disposer d'un profil de demande journalier ou d'un accès aux infrastructures de stockage pour lisser leur offre.

Les lots acquis lors des processus d'enchères seront vendus aux mêmes opérateurs pour les trois ans. En effet, dans leurs communiqués ou notices d'information, ni les deux opérateurs, ni la CRE ne font mention de nouvelles procédures d'allocation pour les années à venir. Les contrats de fourniture signés entre les acquéreurs et les opérateurs soumis au *gas release* contiennent des clauses de force majeure. L'invocation de ces clauses en cas de modifications des conditions d'approvisionnement donne la possibilité de suspendre les livraisons.

2.2.4.3.2 La détermination des prix de rétrocession Les informations concernant la méthode de calcul du prix des quantités rétrocedées de gré à gré ne sont pas publiquement disponibles. Ce prix sera déterminé par négociations et sera donc certainement soumis à des clauses de confidentialités. En revanche, celle des quantités rétrocedées par enchères est plus accessible. En effet, ce prix est basé sur une composante déterminée à l'aide d'un processus d'enchères ascendantes à laquelle se rajoute une autre variable basée sur des moyennes mobiles de produits pétroliers. TOTAL (2004) indique, dans son mémorandum d'information, une expression de calcul du prix de cession du gaz pour le mois M de la forme suivante⁵⁷ :

$$P_M = P_0 + \alpha(GO - GO_0) + \beta(FO - FO_0)$$

Dans cette expression, P_M est le prix de livraison de gaz pour le mois M . α et β sont deux paramètres annoncés avant le début des enchères. P_0 est le prix déterminé par le système d'enchères ascendantes. GO et FO sont des moyennes arithmétiques respectivement du Gasoil et du Fuel Oil, prenant en compte la variation du dollar américain par rapport à l'euro. GO_0 et FO_0 sont deux valeurs de base de référence données. Le prix final P_M payé par l'enchérisseur est hors TVA et transport vers les clients finals (seul le transport jusqu'au PEG Sud-Ouest est inclus⁵⁸).

⁵⁷Pour des renseignements plus précis sur la signification des paramètres dans le calcul du prix final de cession, se référer au Mémorandum d'Information Préliminaire de TOTAL (2004).

⁵⁸Même si l'information n'est pas disponible, il est raisonnable de penser que le prix de cession du gaz

2.2. LES MESURES DE RÉGULATION ASYMÉTRIQUE POUR AUGMENTER LE DEGRÉ DE CONCURRENCE

Le système d'enchères ascendantes va permettre de déterminer le prix de base P_0 . Plusieurs tours sont organisés et le processus s'arrête lorsque pour un prix P_0 , la quantité de lots mise aux enchères est inférieure ou égale à la quantité de lots demandée par les enchérisseurs. A chaque tour, l'adjudicateur (GAZ DE FRANCE ou TOTAL) propose un prix de début et de fin de tour (le prix de départ du premier *round* est déterminé en accord avec le CRE pour GAZ DE FRANCE, égal à 0€/MWh pour TOTAL). Les enchérisseurs proposent des offres sur le nombre de lots qu'ils désirent acheter à ces prix, ainsi qu'à une gamme de prix intermédiaires de leur choix. Ces offres ne peuvent pas dépasser soit le nombre de lots maximum accordé à chaque enchérisseur (40% du nombre total de lots mis aux enchères) ou le nombre maximal de lots indiqué lors du processus de sélection (qu'ils pensaient acheter). Ce processus se poursuit tant que le nombre de lots demandé est supérieur au nombre de lots offert, le prix de début du *round* suivant étant le prix de fin de tour du *round* précédent. Lorsque la somme des offres est inférieure au nombre de lots, alors l'administrateur de l'enchère (IBM pour TOTAL par exemple) désigne le prix minimal P_0 , s'il existe, auquel l'offre agrégée égale le nombre de lots mis aux enchères. Ce prix peut ne pas exister⁵⁹ et toutes les quantités ne sont alors pas attribuées. Tous les enchérisseurs achèteront alors les quantités à ce même prix⁶⁰. Il faut cependant que ce prix soit supérieur à un prix de réserve, un prix plancher non communiqué aux enchérisseurs, déterminé en accord avec le CRE et en-deçà duquel l'opérateur rétrocedant n'est pas tenu de vendre les lots. Le prix de départ des enchères est en général fixé en dessous de ce prix plancher. Le fait que les enchérisseurs ne connaissent pas ce prix permet de limiter les offres stratégiques et d'augmenter les probabilités que les enchérisseurs donnent une offre et une gamme de prix intermédiaires qui reflètent au mieux leurs préférences. De même, cela permet au régulateur de vérifier que ce prix plancher n'est pas trop élevé et permet à certains opérateurs d'être ensuite compétitifs sur le marché final. Toutefois, le fait que toutes les quantités ne soient pas allouées peut ne pas refléter forcément un prix de rétrocession trop élevé mais également des tailles de lots trop réduites pour pouvoir proposer des offres pertinentes à une clientèle rentable ou une structure de consommation qui ne permet pas d'utiliser ces quantités de manière optimale (clientèle trop hétérogène d'un point de vue spatial) ou encore une difficulté de trouver des capacités de transport disponibles pour

de GAZ DE FRANCE aura un peu la même forme et sera également hors TVA et ne comprendra pas le transport du PEG Sud vers les clients finals.

⁵⁹En cas par exemple de prix de départ de l'enchère élevé ou de révision des quantités maximales que chacun veut acheter, certains lots peuvent rester sans attribution.

⁶⁰C'est une enchère uniforme dans laquelle chaque enchérisseur paye le prix le plus faible proposé.

acheminer le gaz vers les clients. Certaines enchères ont également vu des candidats se retirer au bout d'un ou deux tours. Ce comportement a été quelquefois appliqué par des opérateurs qui voulaient dans un premier temps se familiariser avec le système d'allocation en vue de participer plus efficacement à d'autres programmes de cessions (Autriche), ou encore de profiter de cette rétrocession pour acquérir de l'information. Il est toutefois prévu des mécanismes pour minimiser le nombre de lots invendus mais ces derniers ne sont communiqués qu'aux participants des enchères.

Le paiement pour les quantités livrées le mois M par TOTAL s'effectue le mois M+1. Il est intéressant de noter qu'au cours du déroulement de l'enchère, TOTAL n'est informée à chaque tour que du nombre total de lots demandé et, à la fin du processus, du prix, du nombre total de lots demandé et du nom des acquéreurs. Elle ne connaît pas les différentes offres intermédiaires proposées par les enchérisseurs.

2.2.4.4 Les résultats et interprétations

Le programme de cession temporaire de gaz français vient juste de se terminer. Aussi, il est difficile d'ores et déjà de conclure sur ses résultats. Nous pouvons cependant avancer quelques arguments sur les effets possibles de cette mesure sur l'évolution de la concurrence sur le marché gazier français. Comme toutes les autres procédures, les quantités mises aux enchères ont trouvé, pour tout ou partie, des candidats. Ce programme a donc favorisé les entrées de fournisseurs alternatifs dans la moitié Sud de la France. GAS NATURAL affiche clairement ses ambitions de pénétrer le marché français. Son acquisition de gaz au PEG Sud lui permet de se positionner sur ce marché. TOTAL et EDF ont également bénéficié de ces programmes, en se portant acquéreurs respectivement de gaz au PEG Sud et Sud-Ouest. Selon Pétrostratégie (2004), ces deux opérateurs sont amenés à jouer un rôle important sur le marché gazier. En effet, TOTAL n'a désormais plus de lien avec GAZ DE FRANCE, après le dénouement des participations conjointes dans CFM et GSO. Déjà présent dans le Sud-Ouest, via sa filiale TEGAZ, son champ d'action pourrait se développer à toute la France. Sa cible privilégiée sera certainement les gros industriels, qu'elle pourra approvisionner soit directement à partir de la production que TOTAL possède dans les champs de la mer du Nord (Norvège), soit à travers ses achats à GAZ DE FRANCE (5 Gm³/an et les quantités acquises par le *gas release*). Ces achats à GAZ DE FRANCE sont en phase de diminuer et ont déjà été réduits de 1.5 Gm³/an, remplacés certainement par l'un des moyens d'approvisionnement sus-cités. Actuellement, TOTAL

2.2. LES MESURES DE RÉGULATION ASYMÉTRIQUE POUR AUGMENTER LE DEGRÉ DE CONCURRENCE

vend environ 3.1 Gm³/an aux gros industriels, soit 10% de ce secteur, et voudrait monter à hauteur de 15 à 20% d'ici à 2010. Il vend également aux consommateurs résidentiels et tertiaires via sa filiale TEGAZ, principalement dans le Sud-Ouest. EDF ne cache pas son intention de proposer dans un proche avenir des offres "gaz+électricité" (*bundle*). Elle ciblera certainement davantage les plus petits consommateurs que TOTAL, profitant de son expérience de distributeur de proximité et de sa notoriété. Des offres pour les plus gros industriels sont également probables, même si sur ce secteur TOTAL affiche davantage son ambition. Les deux opérateurs vont toutefois diversifier leurs portefeuilles clients pour équilibrer au mieux leurs livraisons. EDF va cependant se heurter à un problème d'approvisionnement qui risque pour l'instant de la freiner dans son action, même si elle a obtenu des quantités lors de la rétrocession au PEG Sud-Ouest. Une solution envisageable serait de s'associer avec un autre opérateur gazier ou un pétrogazier pour sécuriser une partie de ses approvisionnements. Même si la concurrence va s'intensifier sur le marché français, GAZ DE FRANCE dispose de suffisamment de sources d'approvisionnement, d'une bonne connaissance des métiers de base, de la distribution de proximité avec également une bonne réputation, et investit dans l'amont gazier pour sécuriser au mieux ses offres, profiter des bienfaits de l'intégration verticale en terme de coût d'accès à la ressource et ne plus dépendre en totalité de fournisseurs extérieurs. Comme nous le montre le Tableau 2.11, cette mesure risque d'intensifier les phénomènes de renégociations⁶¹. Sa stratégie devrait donc lui permettre de garder une assise importante en France (cf Tableau 2.13), mais également à l'étranger. En effet, les quantités négociées de gré à gré pourraient lui ouvrir encore davantage les marchés européens, comme l'Espagne ou l'Italie, marchés sur lesquels la croissance de la consommation de gaz est nettement supérieure à celle du marché français (Espagne), disposant d'une structure de consommation plus rentable, avec davantage de gros consommateurs et de centrales de production électrique à base de gaz, ou de prix plus élevés (Italie).

⁶¹Ces renégociations peuvent être vues, d'un point de vue de la théorie des marchés contestables, comme un succès. En effet, l'interprétation serait alors que des menaces d'entrées de concurrents pèsent désormais sur l'OH. Ce dernier révisé donc ses tarifs pour ne pas perdre sa clientèle. Le *gas release* aurait donc permis de rendre le marché plus contestable. Toutefois, cette logique de renégociation peut également être une stratégie pour fidéliser une clientèle qui pourrait se laisser tenter par d'autres fournisseurs, notamment avec les nouvelles infrastructures de transport qui devraient arriver à fonctionnement en 2007.

Tableau 2.13 : Parts de marché en France au 1^{er} janvier 2005 après la mesure de gas release française (en % de la consommation des éligibles de la zone)

	Zone Nord		Zone Est	Zone Ouest	Zone Sud	Zone Sud-Ouest	Ensemble du territoire
	Gaz B	Gaz H					
Gaz de France	97	76	76	86	73	43	74
Tegaz	0	13	0	13	11	42	11
Gas Release	0	0	0	0	15	5	5
Distributeurs Non Nationalisés	0	0	6	0	0	10	2
Autres	3	11	18	1	1	0	6

Source : CRE [2005]

Les premières observations relevées au sujet de ce programme ont été sur la flexibilité des lots, leur prix d'acquisition et leurs tailles. Un enchérisseur a évoqué⁶², avant le dénouement de la mesure, les possibles difficultés en terme de flexibilité des différents lots. Pour les acquéreurs, un accès aux interruptibles et aux infrastructures de stockage sera sans doute nécessaire pour pouvoir gérer les fluctuations de demande même si les conditions d'enlèvement (quantités journalières minimales à enlever) incorporent déjà une certaine tolérance. Il s'est également interrogé sur la possibilité d'un prix de cession permettant ensuite d'être compétitif sur le marché final. La taille des lots trop faibles, pour les enchères au PEG Sud-Ouest, est avancée pour expliquer le fait que seulement la moitié des quantités mises aux enchères ait trouvé un acquéreur. Cette mesure risque de favoriser davantage l'écrémage des gros industriels et rend actifs certains opérateurs, en attendant la mise en fonctionnement des nouvelles infrastructures d'importation, la modification de l'ATR et le développement des PEG (et des marchés secondaires) qui restent les conditions nécessaires pour une concurrence pérenne et sécurisée sur les marchés gaziers.

⁶² Article du 29 juillet 2004 dans *Oil and Gas Journal* intitulé " France's temporary gas-release program set for January 2005 launch".

2.3 Les mesures de Régulation Asymétrique suite à l'apparition d'un opérateur dominant

2.3.1 L'expérience allemande

L'Allemagne est l'un des plus gros consommateurs de gaz naturel en Europe. Bien que la part du gaz dans la satisfaction des besoins en énergie primaire ne soit pas extrêmement importante, un peu plus de 21% en 2003 (Figure 2.1), et inférieure à la moyenne européenne constatée (24% en 2003), elle reste le plus gros importateur européen (en quantités et devant l'Italie, cf. Tableau 1.7) avec 82% de sa consommation importée en 2003, consommation s'élevant à 86,4 Gm³ cette même année (88.7 Gm³ en 2004). Bien qu'elle dispose d'une production nationale (ses réserves prouvées s'élevaient à 320 Gm³ en 2003), celle-ci ne suffit pas pour satisfaire la majeure partie de la consommation allemande (22% seulement en 2003, soit 19.61 Gm³). Cette production provient de champs anciens situés dans le nord du pays et d'un plus récent (entré en production en 2000), *off-shore* et exploité par un consortium composé de WINTERSHALL, BEB, BASF et RWE.

L'Allemagne importe de plusieurs sources parmi lesquelles la Russie (42% des importations), la Hollande (26%), la Norvège (25%), le Danemark (3%). Elle est le deuxième consommateur de gaz européen, derrière la Grande-Bretagne. Cette consommation pourrait augmenter fortement dans les prochaines années, notamment en raison de la percée possible de la production d'électricité à base de gaz (EIA [2003a]).

Le pays est alimenté par 9 gazoducs (6 *on-shore* et 3 *off-shore*). RUHRGAS est actionnaire majeur de trois des 6 *on-shore* (MEGAL, TENP, NETRA) et WINGAS dans deux (STEGAL et MIDAL). Ce dernier a en projet la construction d'un gazoduc allant vers le sud du pays. Les trois autres gazoducs *off-shore* sont le NORPIPE et les EUROPIPES 1 et 2. En juin 2003, WINTERSHALL et GAZPROM ont annoncé la construction d'un gazoduc, d'une capacité annuelle assez importante (20 à 30 Gm³/an), allant de Saint-Petersburg au Royaume-Uni en passant par l'Allemagne.

Le système ATR⁶³ est assez complexe puisque le pays est divisé en plusieurs zones de transport, avec les inconvénients que cela comporte⁶⁴. Les entreprises de transport régulent elles-mêmes leur activité (*self-regulation*) avec la signature d'*associates agreements*,

⁶³L'ATR était négocié jusqu'à présent mais cela devrait être modifié pour être en accord avec la seconde directive adoptée en juin 2003.

⁶⁴Problème du *pancaking*, manque de transparence dans la détermination des tarifs et complexités liées aux nombres importants d'intermédiaires.

l'autorité de la concurrence observant *ex-post* les décisions (NERA [2003]). Ce système est donc profitable aux opérateurs mais moins aux clients ou nouveaux fournisseurs. En septembre 2003, les autorités de concurrence ont suggéré de simplifier le système ATR pour se diriger vers une tarification de type « entrées/sorties », en remplacement du « point à point » appliqué. Les entreprises désireuses d'utiliser le réseau paieraient alors une prime indépendante du nombre de réseaux traversés. Cette transformation est lente à se dessiner. Bien que le gouvernement allemand ait transposé la directive assez tôt et ait ouvert totalement son marché, la concurrence ne se développe que très lentement et les entrées sont freinées. Le marché est encore dominé par un petit nombre de compagnies et les prix restent parmi les plus élevés d'Europe (EIA [2003a]), notamment en raison d'un accès au réseau ne respectant pas les conditions de transparence et de non-discrimination. L'évolution du marché de gros est favorable aux phénomènes de concentrations (SEC [2003]). Une autorité de régulation spécifique au marché énergétique devait être créée mi-2004 pour se mettre en conformité avec la nouvelle directive mais la décision tarde à être prise.

2.3.1.1 Les raisons du choix d'un *gas release* par le régulateur

Le 31 janvier 2003, après les autorisations du gouvernement fédéral allemand, allant à l'encontre de la décision de l'Office Fédéral des Cartels (l'autorité allemande de la concurrence), le tribunal de Dusseldorf a accepté la fusion EON/RUHRGAS, bloquée par un recours de certains opérateurs avec lesquels EON a finalement trouvé un accord. Les concessions demandées en échange de cette fusion sont nombreuses⁶⁵ et comprennent une mesure de *gas release* (Ambassade de France en Allemagne [2003]). La cession porte sur 18.6 Gm³ sur 6 ans. Le système de rétrocession est un mécanisme d'enchères, avec un prix de réserve (plancher minimum) égal à 95% du coût d'importation du gaz concerné. Toutes ces mesures devraient faciliter l'entrée de nouveaux fournisseurs. A cette rétrocession se rajoute la possibilité pour les compagnies régionales de distribution de réduire unilatéralement à 80% de leurs approvisionnements les quantités de gaz achetées au conglomérat EON/RUHRGAS. Les quantités libérées seront rendues disponibles pour d'autres opérateurs. Ceci se rapproche du modèle autrichien où les compagnies de distribution pouvaient

⁶⁵Les concessions sont des cessions d'actifs, notamment de parts dans des fournisseurs ou compagnies de distribution régionales ou locales, séparation juridique des activités de transport et commerciale de RUHRGAS.

2.3. LES MESURES DE RÉGULATION ASYMÉTRIQUE SUITE À L'APPARITION D'UN OPÉRATEUR DOMINANT

également réduire le montant de leurs approvisionnements auprès d'ECONGAS, cette dernière devant remettre les quantités ainsi libérées sur le marché. Cette possibilité de résilier unilatéralement une partie des contrats de fourniture a pour objet de libérer des volumes de gaz supplémentaires mais aussi de permettre et d'accélérer le changement en terme de fournisseurs pour une entreprise et par ce fait d'accélérer le nombre d'entrées.

Cette fusion entraîne la création d'une entreprise totalement intégrée, de l'extraction jusqu'à la distribution (fourniture) de gaz, qui contrôle presque 60% du marché gazier allemand. Les prix risquent donc d'être dictés par ces grands groupes, ce qui renforce le souhait de certains acteurs d'une autorité de régulation observant le marché *ex-ante*. Le gouvernement voit la création d'une grande entreprise nationale énergétique comme un point positif, notamment en terme de sécurité d'approvisionnement. En effet, RUHRGAS va pouvoir investir à l'international plus facilement, en raison d'une diminution de la complexité de son actionnariat par rapport à la situation pré-fusion, et notamment en Russie, au côté de GAZPROM dont elle détient 6.5% du capital. Le ministre du travail et de l'économie se dit satisfait des cessions imposées au conglomérat et les juge suffisantes pour permettre l'entrée de concurrents. En revanche, l'Office Fédéral des Cartels a fait connaître qu'il surveillerait avec attention toutes ces cessions, ainsi que les accords passés entre EON et les plaignants pour s'assurer que ces derniers ne sont pas anticoncurrentiels.

L'objectif de cette rétrocession est donc double (CERA [2003]) :

- diminuer l'influence de la nouvelle firme fusionnée ;
- augmenter la liquidité du marché, en particulier aux points de livraison du gaz rétrocedé.

2.3.1.2 Le processus de sélection des candidats

Toutes les entreprises peuvent participer au mécanisme d'enchères à partir du moment où elles fournissent de bonnes garanties financières. Ces garanties ont été moins contraignantes pour les rétrocessions de 2004 par rapport à celles exigées pour le premier programme en 2003. Ces garanties financières ont été interprétées comme l'une des causes du succès limité et du faible nombre d'entreprises intéressées par les enchères de 2003. Les seules entreprises qui sont exclues sont celles dont le conglomérat EON/RUHRGAS (ou une de leurs filiales) possède soit plus de 10% des droits de vote, soit un droit de veto pour les décisions prises dans ces entreprises.

Une restriction supplémentaire concerne différentes filiales d'un même groupe. Une

seule filiale peut participer à l'enchère et demander un nombre de lots pour le reste du groupe, dans la limite du tiers du nombre total de lots mis aux enchères. Ceci permet d'accroître le nombre de fournisseurs bénéficiaires des rétrocessions en évitant qu'un seul groupe, disposant de plusieurs filiales, emporte toutes les quantités rétrocedées.

2.3.1.3 L'attribution des quantités et la détermination du prix

Les quantités rétrocedées lors du *gas release* représentent 18.6 Gm³ sur 6 ans. Les quantités sont rétrocedées pour une durée de trois ans à partir de la date d'acquisition du gaz par les candidats retenus. La quantité est divisée en 6 *rounds* de 3.1 Gm³ chacun et mis aux enchères successivement (avec un pas de temps d'une année) et pour une durée de trois ans⁶⁶. Ces *rounds* sont encore sous-divisés en 33 lots. Aucun opérateur ne peut demander plus de 11 lots (soit l'équivalent de 1Gm³ ou du tiers des quantités mises aux enchères sur les trois années). La quantité demandée ne peut également pas être inférieure à un lot.

La consommation allemande en 2003 a été de 88.7 Gm³ (en augmentation de 2.6% par rapport en 2002 où la consommation était de 86.4 Gm³) (EUROGAS [2004], [2005]). La première rétrocession à cheval sur 2003/2004 représente donc 1.16% de la consommation allemande de 2003 si l'on considère les seules quantités rétrocedées pour cette année gazière, à savoir 11 lots (soit 1.03 Gm³). Si l'on considère les quantités rétrocedées durant le premier *round*, soit 3.1 Gm³ (ou 33 lots), alors cette quantité représente 3.5% de la consommation allemande de 2003. Selon le PLATT'S [2003b], un *round* (3.1 Gm³) représente environ 5% des ventes de RUHRGAS pour trois années. La consommation en 2004 a été de 89.7 Gm³; les quantités rétrocedées représentent donc 2.3% de la consommation (si l'on prend en compte les quantités qui vont être rétrocedées en 2004/2005, soit 22 lots, 11 de la première rétrocession et 11 du second programme, donc 2.06 Gm³). Si l'on ne prend en compte que les 3.1 Gm³ (33 lots) qui sont à nouveau rétrocedés lors du deuxième programme, cette quantité représente 3.45% de la consommation de 2004.

Le programme s'étend donc sur 6 ans et comprend la rétrocession de 18.6 Gm³. La rétrocession s'effectue grâce à 6 *rounds* de 3.1 Gm³ chaque année. Ces *rounds* sont divisés en 33 lots. 11 lots (1.03 Gm³) sont mis aux enchères pour une année (un seul opérateur ne peut pas demander plus de 11 lots pour les trois années à venir lors d'un *round*)⁶⁷.

⁶⁶Se référer à l'exemple ci-dessous qui illustre le *timing* du processus de rétrocession.

⁶⁷Ce mode d'allocation est ambigu car un document du CERA [2003] nous dit notamment que chaque

2.3. LES MESURES DE RÉGULATION ASYMÉTRIQUE SUITE À L'APPARITION D'UN OPÉRATEUR DOMINANT

Les quantités rétrocedées sont donc annuelles (11 lots sont rétrocedés pour une année). La période d'enlèvement de l'enchère de 2003 s'étend du 1^{er} octobre 2003 au 1^{er} octobre 2006 ; celle de l'enchère 2004 du 1^{er} octobre 2004 au 1^{er} octobre 2007.

Le prix plancher de l'enchère de 2003 est fixé à 95% des coûts d'importation constatés et approuvés par le gouvernement (CERA [2003]). Ce prix est publié par le *Federal office of Economics and Export control*. Son niveau est dépendant en grande partie de l'intégration ou non des contrats hollandais au système d'enchères, dont les prix sont plus élevés que d'autres en raison du supplément de flexibilité qu'ils offrent. L'absence des contrats hollandais a entraîné la réduction de 5% observée du prix plancher. RUHRGAS a conservé le bénéfice de la souplesse de ces contrats contre une diminution du prix plancher (UPRIGAZ [2004b]), les autorités ne se basant que sur les autres contrats (russes, anglais, norvégiens et danois). Si le prix de la première enchère est jugé trop élevé, alors il sera revu à la baisse pour les enchères de 2004 (organisées le 19 mai 2004)⁶⁸. Le prix payé est donc au minimum ce prix moyen, auquel pourra éventuellement s'ajouter une prime liée aux différentes enchères. Ce prix est fixé pour les trois périodes de rétrocession.

Pour l'enchère de 2004, les enchérisseurs ont le choix d'opter soit pour une tarification prenant en compte ce prix minimal publié par le ministère, soit par un tarif indexé sur les cours pétroliers (RUHRGAS, [2004]). Ce nouveau système de base tarifaire, s'il est choisi par l'opérateur retenu, lui permettra de mieux prévoir les évolutions de prix du marché en calculant le prix de base et en se couvrant sur les marchés financiers (« papiers ») contre les éventuelles variations de prix (notamment si le prix baisse sur le marché pétrolier, il pourra bénéficier de cette baisse).

opérateur candidat et effectuant une offre peut acheter au maximum 11 lots par an. Cela voudrait dire qu'un seul opérateur pourrait demander tous les lots mis aux enchères pour une année. Cela implique qu'il faudrait alors attendre l'enchère (ou *round*) suivante pour qu'un autre opérateur puisse pénétrer le marché. Ce droit à demander tous les lots d'une année irait à l'encontre même de l'objectif visé de contrebalancer l'effet supposé négatif de la fusion sur le développement de la concurrence, censé être amélioré par l'augmentation du nombre d'acteurs, dont les entrées seraient favorisées par le *gas release* et les cessions d'actifs dans des compagnies de distribution régionales ou locales. Aussi, nous adopterons, au vu du raisonnement précédent et des résultats de la première rétrocession (deux candidats retenus pour la moitié des quantités mises aux enchères), le point de vue du Platt's [2003a] qui nous précise qu'aucun opérateur ne peut demander plus d'un tiers des lots alloués lors d'un *round*, c'est-à-dire 11 lots au maximum pour trois années gazières.

⁶⁸Les enchères ont eu lieu mais peu d'informations sur des possibles révisions ont transparu. Toutefois, elles sont susceptibles d'avoir été effectuées au vu des résultats de la première rétrocession qui ont mécontenté les autorités de concurrence.

Tous les enchérisseurs payent le même prix pour les quantités rétrocédées, à condition de choisir la même formule pour le prix de base minimum. Le prix du contrat pour le mois d'enlèvement m (CP_m) est calculé selon la formule suivante (RUHRGAS, [2004]) :

$$CP_m = MP_m + ABC$$

Avec :

- MP_m le prix minimum publié par le ministère, c'est-à-dire 95% du coût du gaz importé rendu frontière pour le mois d'enlèvement m , le chiffre 95% pouvant être ajusté en fonction des modifications des conditions d'importation constatées ou du type de contrat pris en compte. A ce prix peut se substituer un prix proposé par RUHRGAS et indexé sur les produits pétroliers (les opérateurs gagnants peuvent choisir ce prix indexé durant une courte période suivant la rétrocession) ;
- ABC (*Auction Bid Component*) qui est le terme déterminé lors du déroulement de l'enchère.

Durant chaque *round*, les enchérisseurs soumettent des offres pour le nombre de lots qu'ils désirent acheter, en fonction du prix annoncé par l'organisateur de l'enchère (prix ABC). Le déroulement est le suivant :

- l'organisateur annonce un prix de départ et de fin de *round* ainsi que la période de temps sur laquelle se déroule ce dernier ;
- les enchérisseurs émettent leurs offres à n'importe quel moment de cette période. Ces offres sont limitées par les garanties financières qu'ils ont fournies lors du processus de sélection ;
- à la fin de la période, l'organisateur agrège les différentes offres et les compare au nombre total de lots mis aux enchères. Tant que la demande agrégée est supérieure à ce nombre, le processus continue, un autre *round* se met en place avec un nouveau système de prix et ainsi de suite tant que le nombre de lots offerts est inférieur à la demande agrégée des lots ;
- à la fin du processus, tous les enchérisseurs ayant émis des offres non nulles reçoivent le nombre de lots demandé. Ils payent tous le même prix qui est le prix de base (MP_m) augmenté du prix donné par l'organisateur (prix ABC). Il est intéressant de noter que, contrairement aux enchères autrichiennes, il n'est ici apparemment pas prévu de système d'allocations particulier pour les lots restants dans le cas d'une demande agrégée inférieure au nombre total de lots rétrocédés. Les lots non acquis

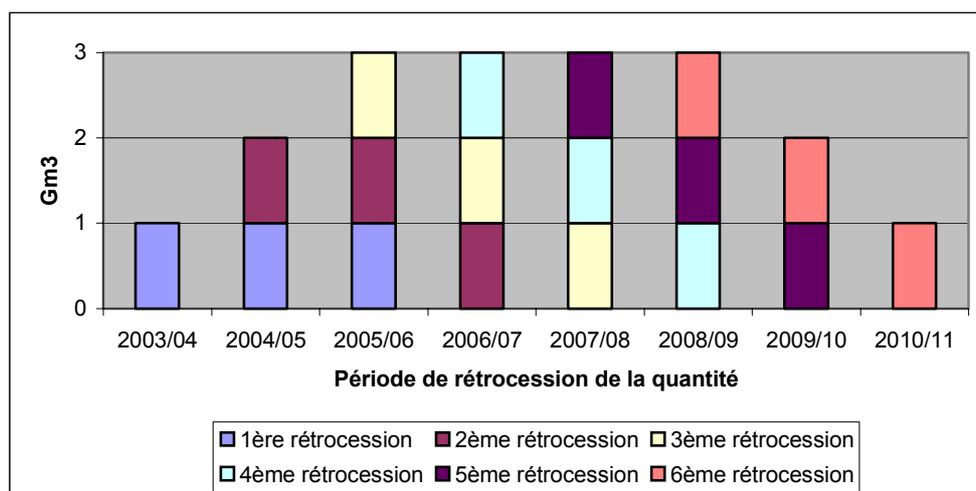
2.3. LES MESURES DE RÉGULATION ASYMÉTRIQUE SUITE À L'APPARITION D'UN OPÉRATEUR DOMINANT

sont apparemment remis aux enchères à la période suivante.

Chaque lot rétrocedé a une quantité annuelle contractée (ACQ) d'environ 90 Mm³ pour chacune des trois années. La quantité minimale annuelle qu'il doit enlever est portée à 80% de la quantité annuelle contractée. La quantité minimale à enlever par jour est portée à 50% de la quantité journalière contractée, qui est la quantité annuelle contractée divisée par 365 jours. Cette obligation journalière d'enlèvement a été réduite pour l'enchère de 2004 (50%) par rapport à celle de l'enchère de 2003 (60% de la quantité journalière devait être enlevée). Cette mesure a permis une augmentation de la flexibilité pour les opérateurs retenus.

Exemple 1 L'année t , un round se tient dans lequel 3.1 Gm³ sont mis aux enchères (soit 33 lots) pour trois ans. Ainsi, à l'année t , 11 lots seront rétrocedés. A l'année $t+1$, 11 lots de l'année t sont rétrocedés plus les 11 premiers lots du round de l'année $t+1$. A l'année $t+2$, les 11 derniers lots de l'année t sont rétrocedés, ainsi que les 11 second lots de l'année $t+1$ et les 11 premiers lots de l'année $t+2$. . . etc. Cela se poursuit jusqu'à la dernière année. Le schéma ci-dessous résume bien le système d'attribution. Chaque rectangle représente la rétrocession pour une année de 11 lots. La Figure 2.4⁶⁹ illustre bien le timing du processus de rétrocession.

Figure 2.3 : Timing du processus de rétrocession allemand



Source : CERA [2003]

Le gaz est rétrocedé à Emden (pour 3 enchères) et à Waidhaus (les trois restantes) mais ceci n'est pas imposé par le ministère. L'enlèvement du gaz de la première rétrocession

⁶⁹Dans cette figure, 1 Gm³ correspond à peu près à 11 lots.

(2003) s'effectue à Emden, celui de la seconde (2004) à Waidhaus. Ce changement de points de livraison peut avoir deux effets, l'un positif et l'autre négatif. Comme le tarif du gaz rendu au consommateur final est assez différent en fonction de la distance, les entreprises qui désirent obtenir du gaz à ces points de livraison vont diversifier leur portefeuille de clientèle, un client servi d'abord de Emden et ensuite de Waidhaus pouvant ne plus être rentable. Cela va également dans le sens d'une diversification des participants aux enchères suivantes, qui vont certainement être de nouveaux opérateurs, avec des portefeuilles clients pouvant être servi du nouveau point de rétrocession. L'effet pervers est l'ajout d'un facteur de risque supplémentaire pour les opérateurs qui subissent ce changement de point de livraison et qui de ce fait peuvent hésiter à participer aux mécanismes car ils ne savent pas si servir leur clientèle restera rentable (UPRIGAZ [2004b]).

Très peu d'opérateurs ont participé aux enchères de 2003, parmi lesquels BP qui a pour objectif de moyen terme de servir 15% du marché. RUHRGAS a imputé ce manque d'engouement à la faible maturité du marché, les différents opérateurs aux conditions restrictives d'accès au réseau et établies par l'organisateur de l'enchère (NERA [2003a]). RUHRGAS s'est engagé à transporter ce gaz sous condition que les capacités nécessaires soient disponibles (l'attribution de ces capacités de transport se fait au cas par cas et selon le principe du *Use it or Lose it*). Elle continue à transporter ces quantités dans le cas où l'un de ses clients irait se fournir auprès d'un gagnant de l'enchère.

La rétrocession de 2004 a connu davantage d'engouement en voyant 16 opérateurs se disputer les quantités rétrocédées. Sept ont finalement été retenus.

2.3.1.4 Les résultats et interprétations

La publication du prix plancher (minimum) et le faible nombre d'enchérisseurs ont pu jouer sur le prix de l'enchère proposé par les candidats. L'autre explication au fait que les quantités (la moitié des lots mis aux enchères) aient été attribuées au prix minimum d'acquisition est son niveau trop élevé pour pouvoir être compétitif sur le marché. Il en résulterait alors une possible asymétrie d'information entre les autorités fixant ce prix et RUHRGAS, à l'avantage de ce dernier. Il semblerait toutefois que le réel frein à la participation d'un nombre plus élevé de candidats aux enchères ait été les difficultés importantes d'accès aux différents réseaux de distribution et les conditions d'ATR renchérissant de trop le prix du gaz rétrocédé pour permettre aux concurrents d'être compétitifs sur le marché final. Le secteur du transport allemand est encore assez complexe. En effet, il

2.3. LES MESURES DE RÉGULATION ASYMÉTRIQUE SUITE À L'APPARITION D'UN OPÉRATEUR DOMINANT

est composé de cinq compagnies supra-régionales, quatorze compagnies régionales et de 725 compagnies locales (VON BURCHARD [2003]). Un opérateur voulant transporter son gaz doit signer plusieurs contrats de transport avec chacune des régions traversées. Cette obligation, couplée avec un ATR négocié, joue en faveur d'une augmentation des prix à l'utilisateur final pour un entrant. RUHRGAS garantit le transport du gaz rétrocédé (sans toutefois s'y engager fermement) mais pas les autres opérateurs de réseau (CERA [2003]). Les candidats doivent donc acheter leur gaz sans connaître l'évolution de la future structure ATR, ce qui augmente le risque auquel ils font face et s'ajoute à celui lié à l'achat d'un gaz à des conditions peu flexibles et qui pourraient s'avérer risquées si les prix du gaz diminuent. La séparation juridique imposée à chaque transporteur à partir du 1^{er} janvier 2004 ainsi que la généralisation de l'ATR régulé (selon les principes de la directive de juin 2003) et la possible mise en œuvre d'une tarification "entrées/sorties" diminueront certainement l'effet goulet d'étranglement du transport. Le Tableau 2.14 nous permet de constater que le nombre de demandes d'accès ATR a nettement augmenté depuis l'année 2000. Une modification de la structure de transport permettrait certainement aux opérateurs de mieux pénétrer le marché, d'autant que l'Allemagne possède de nombreux points d'entrée de gaz et donc autant de sources potentielles d'approvisionnements pour un entrant, notamment avec le *hub* de Emden/Bunde. Cette possibilité est soumise toutefois à la condition de pouvoir accéder aux infrastructures de transport non seulement d'un point de vue tarifaire mais également physique (accès aux capacités disponibles).

Tableau 2.14 : Activité de transport de l'opérateur Ruhrgas

	2000	2001	2002	Août 2003
Demandes d'accès au réseau de transport	104	298	399	533
Contrats de transport signés	11	41	108	149
Contrats de stockage	0	1	1	2
Volumes totaux transités (Mm ³)	84.6	485.37	1345.93	2085.65

Source : VON BURCHARD [2003]

Les associations de consommateurs craignent les conséquences de l'autorisation de cette fusion. En effet, les concessions demandées à EON sont, selon eux, bien faibles par rapport à l'effet anticoncurrentiel que cette fusion risque d'engendrer. Les prix risquent d'être dictés par les gros acteurs, surtout si une autorité de la concurrence *ex-ante* n'est pas

créée. Les quantités de gaz rétrocédées sont nettement inférieures aux espérances (5% des approvisionnements/ventes de RUHRGAS pour chaque année, ou 3% de la consommation) et la durée de trois ans n'est pas jugée suffisante. Nous retrouvons ici les critiques faites lors de la rétrocession de gaz en Espagne.

Le développement ralenti du marché pour certains opérateurs et consommateurs peut trouver une source dans les conséquences de l'affaire ENRON. En effet, les comportements ont été modifiés et les entreprises souhaitent avant toutes choses une sécurité et une continuité d'approvisionnements. Elles sont moins disposées à faire confiance à un *trader* plutôt qu'à une entreprise verticalement intégrée et de taille importante. Le conglomérat dispose ici d'un avantage qui, bien que les consommateurs aient en théorie le choix, peut « flécher » leurs décisions.

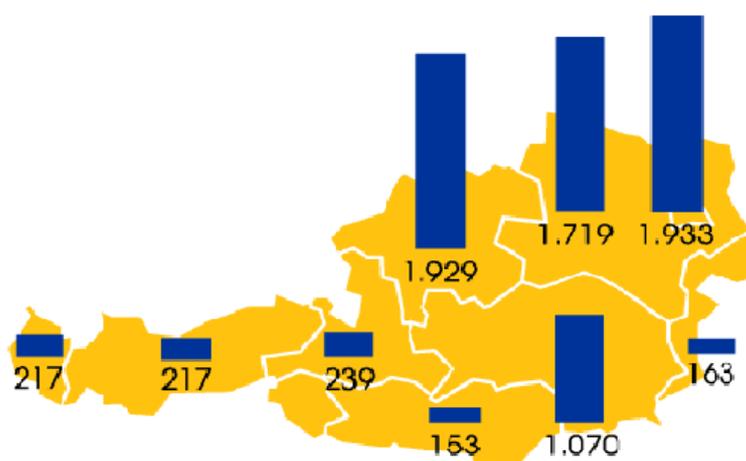
Très peu de candidats ont participé au premier mécanisme d'enchères et seulement la moitié des quantités rétrocédées lors de ce *round* a été allouée. Les deux acquéreurs ont été RWE et BP. Ces derniers ont payé le prix minimum de réservation. Les différents acteurs du marché gazier⁷⁰ ont dénoncé des conditions de rétrocession trop favorables à RUHRGAS, organisateur de l'enchère, et déplorent des contreparties demandées en échange de l'autorisation de la fusion insuffisantes pour contrebalancer son effet anticoncurrentiel. La deuxième rétrocession a connu davantage d'engouement. Il est cependant difficile de savoir si cet engouement est dû à un accroissement de la transparence sur le marché allemand ou aux multiples modifications effectuées par rapport au premier mécanisme.

⁷⁰ Aussi bien les consommateurs ou les distributeurs déjà présents sur le territoire, que les opérateurs candidats ou désireux de pénétrer le marché allemand.

2.3.2 L'expérience autrichienne

Le marché du gaz autrichien est divisé en neuf provinces. Chacune d'entre elles possède une ou plusieurs compagnies de distribution (Figure 2.4).

Figure 2.4 : Consommation de gaz naturel en Autriche par région en 2001 (Mm³)

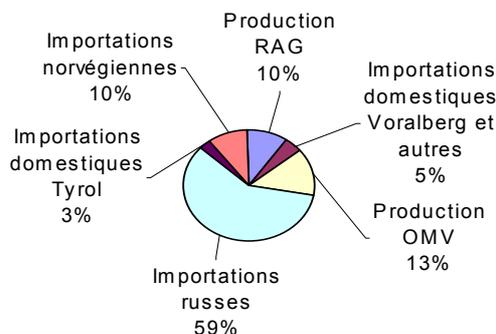


Source : Site internet d'EconGas

Bien que les quantités consommées soient faibles par rapport à ses voisins, environ 7.7 Gm³ en 2001 contre 86.5 Gm³ en Allemagne ou 68.5 Gm³ en Italie, la pénétration du gaz naturel en Autriche est importante. En effet, la demande en gaz représente 23% de la demande autrichienne totale en énergie primaire (Figure 2.1). Cette pénétration du gaz en Autriche est dans la moyenne européenne (23%).

Les compagnies de distribution s'approvisionnent pour la plupart auprès du producteur-importateur historique OMV. Les autres (province du Tyrol et du Vorarlberg notamment) importent leur gaz d'Allemagne ou l'achètent directement auprès de RAG, le deuxième producteur de gaz autrichien. Les importations de gaz proviennent pour une large part de la Russie (59%), dont OMV est un partenaire privilégié en raison des accords conclus avec l'entreprise russe GAZPROM. La Norvège (10%) et l'Allemagne (8%) sont également des partenaires gaziers de l'Autriche. Le reste est couvert par la production nationale réalisée par OMV (13%) et RAG (10%) comme nous le montre le diagramme qui suit (Figure 2.5).

Figure 2.5 : Sources gazières d’approvisionnement en Autriche (2001)



Source : Site internet d’Econgas

La base légale de l’ouverture totale du marché gazier autrichien est un amendement au *Gas Management Act* (GWG) édicté en 2002. Les principaux changements proposés par cet amendement et modifiant le GWG sont les suivants (www.e.control.at)⁷¹ :

- ouverture totale du marché le 1^{er} octobre 2002 ;
- création d’une autorité de régulation indépendante pour le gaz naturel : comme dans beaucoup de pays, les compétences de l’autorité de régulation électrique ont été étendues au secteur gazier. C’est donc l’*Energie-Control GmbH* qui s’occupe de la régulation des deux secteurs. Une autorité indépendante a aussi été créée en parallèle du nouveau régulateur, l’*Energie-Control-Kommission*, qui intervient en coopération avec ce dernier. Les autorités de régulation ont des fonctions d’observation, de surveillance et de régulation qu’elles utilisent notamment pour garantir un accès au réseau le plus transparent et non-discriminatoire possible ;
- l’accès régulé au réseau de transport pour tous les acteurs : l’accès et les tarifs sont plus transparents. Les tarifs sont déterminés par l’*Energie-Control-Kommission* et payés par le consommateur sur la base du niveau de pression et de la zone géographique dans laquelle il se situe et à laquelle il est connecté. Un refus d’accès au réseau doit être justifié par écrit ;
- la création de zones de régulation (de contrôle) et de directeurs pour ces zones : la division du réseau de transport autrichien selon les caractéristiques géographiques

⁷¹Pour des approfondissements sur ces questions, le lecteur pourra également se référer au site internet d’ECONGAS (<http://www.econgas.com>).

2.3. LES MESURES DE RÉGULATION ASYMÉTRIQUE SUITE À L'APPARITION D'UN OPÉRATEUR DOMINANT

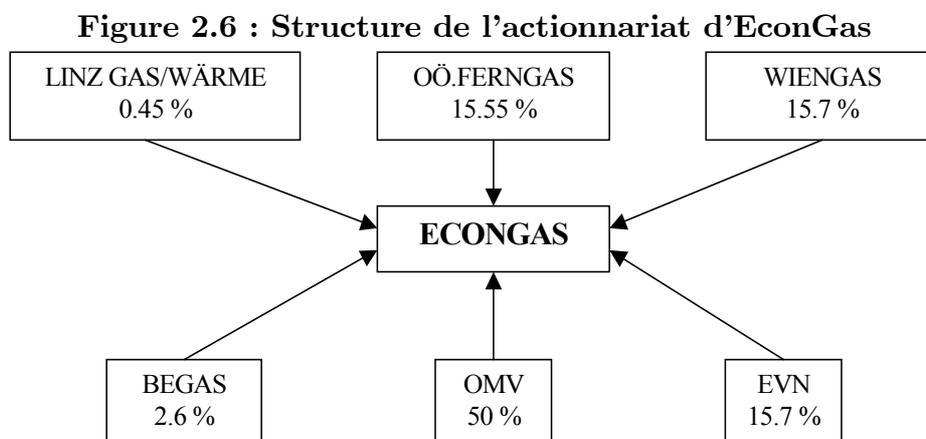
du pays est à l'origine de leur création. On en dénombre trois : la zone de contrôle de l'Est du pays, celle du Tyrol et celle du Voralberg. Chacune d'elles possède un directeur qui doit s'assurer du bon fonctionnement du système de transport (maintien de la pression, régulation du système), de la mise en œuvre des programmes de transport, de la prévision et de la planification de long terme (investissements). Les coûts engendrés par ce système sont financés par une prime fixée par l'*Energie-Control-Kommission* et payée par l'utilisateur final en même temps que les tarifs pour l'utilisation du réseau ;

- la création de « groupes d'équilibre » : chaque opérateur doit faire partie d'un « groupe d'équilibre », c'est-à-dire que les flux entrants et sortants du réseau où il opère doivent être en équilibre. Cette méthode permet de responsabiliser chaque opérateur et favorise les *swaps* entre fournisseurs, jouant en faveur d'une plus grande flexibilité. Le responsable du « groupe d'équilibre » s'assure du paiement par chacun de ce qu'il doit en fonction des quantités transitées, de la création des programmes de transport qu'il soumet au responsable de la zone de contrôle et à l'agence de compensation et de règlement ;
- la création d'une entité de compensation et de règlement (*clearing office*) pour déterminer les prix et assurer l'équilibre énergétique pour les différents « groupes d'équilibre » ;
- simplifier le modèle d'accès au réseau avec notamment une séparation comptable plus importante, un accès au stockage (négocié) et la généralisation du principe *use it or lose it*⁷². Les coûts apparaissent de façon plus transparente lorsque les activités sont séparées à la fois pour un opérateur mais également pour la zone de transport et d'application des contrats. Depuis le 1^{er} octobre 2002, tout opérateur de réseau qui intervient sur les réseaux longue distance ou qui dessert plus de 50000 clients doit être une entité légale indépendante avec un pouvoir de décision propre.

2.3.2.1 Les raisons d'un tel choix de la part du régulateur

2.3.2.1.1 La naissance d'EconGas Les opérateurs et distributeurs autrichiens dominants se sont regroupés pour faire face à cette ouverture totale et ont créé un fournisseur commun, ECONGAS, dans lequel chacun a des participations plus ou moins importantes (fusion sur le marché de la distribution) (ECONGAS [2002b]) (Figure 2.6).

⁷²Ce principe indique que toute capacité de transport réservée non utilisée est perdue.



Source : www.econgas.com

Cette fusion des compagnies pour donner naissance à une entreprise commune de distribution a été autorisée le 23 octobre 2002 par l'autorité de surveillance autrichienne des fusions (la *Kartellgericht*).

Ces opérateurs ayant fusionné sont soit des compagnies de distribution régionales (OÖ.FERNGAS servant l'Autriche du Nord-Est, BEGAS servant le Burgenland, EVN servant le Sud-Est de l'Autriche, WIENGAS servant la région de Vienne, LINZ GAS/WARME) (OCDE [2002]), soit des opérateurs gaziers (OMV qui est l'importateur de gaz de l'Autriche et qui partage la production avec RAG) (CEDIGAZ [2001]).

ECONGAS vend directement du gaz aux gros clients consommant plus de 500000 m³ par an, œuvre pour un développement rapide du *trading* (marché de court terme) en voulant notamment développer le *hub* de Baumgarten. Elle intervient dans plusieurs pays (Autriche, Sud de l'Allemagne, Nord de l'Italie, République Tchèque, Slovaquie, Hongrie, Slovénie et Croatie) et également sur les différents *hubs* européens (Zeebrugge, Emden/Bunde, Baumgarten). Elle a également des activités dans les ex-pays de l'Est (ECONGAS [2002a]).

2.3.2.1.2 L'origine de ce programme Contrairement à ce qui a été observé en Espagne, en Italie ou en France, ce programme n'est pas uniquement et directement lié à la volonté du régulateur d'accélérer l'ouverture de son marché, en favorisant de nouvelles entrées. Cette décision vient à la suite de la création d'ECONGAS et du constat que cette entreprise pourrait se trouver en position dominante dans certains secteurs d'activité.

2.3. LES MESURES DE RÉGULATION ASYMÉTRIQUE SUITE À L'APPARITION D'UN OPÉRATEUR DOMINANT

Les autorités de la concurrence n'ont pas dû seulement se prononcer sur la position dominante dont bénéficie le nouveau distributeur sur le marché des gros clients (plus de 500000 m³ par an). Cette joint-venture permet aussi une intégration verticale de certains opérateurs⁷³ et donc une concentration plus importante du secteur. ECONGAS et ses actionnaires se trouvent en position dominante sur les secteurs du gaz naturel, comme l'importation/production, le transport et la distribution, les réseaux et les stockages. De plus, ECONGAS, grâce à la forte participation d'OMV, bénéficie du savoir-faire d'une grande compagnie pétrolière et gazière et, grâce aux participations des compagnies de distribution régionales, d'un accès et d'une proximité avec les clients favorisés. OMV contribue aux activités de *trading* de la nouvelle compagnie, ainsi qu'à une certaine sécurité d'approvisionnement en raison de sa position privilégiée dans les négociations gazières avec la Russie. Les compagnies de distribution régionales permettent une négociation facilitée avec les clients et l'expérience dans le domaine de la vente finale (ECONGAS [2002a]).

Cette position dominante est confortée par le fait que certains interviennent également dans le secteur de l'électricité (OCDE [2002]).

C'est pour cela que cette autorisation de fusion était assujettie à un certain nombre d'accords dont les principaux sont nommés ci-après. D'abord, les fournitures de gaz réalisées par les compagnies régionales de distribution ne participant pas à ECONGAS ne devaient pas pâtir de la création de cette nouvelle entreprise. OMV devait continuer à fournir les volumes négociés aux prix négociés avec les compagnies de distribution régionales (pas de stratégie de forclusion ou d'augmentation des coûts des rivaux). Ces dernières pouvaient réduire le montant délivré convenu par contrat à 80% de ce dernier sans subir de désavantages en terme de prix jusqu'en 2008 (Central European Gas Hub [2003a]). Si elles exercent ce droit, une mesure de *gas release* est prévue. En effet, le gaz ainsi libéré (les 20% au maximum) et retourné à OMV doit faire l'objet d'enchères. ECONGAS doit également mettre aux enchères 250 Mm³/an au *hub* de Baumgarten. Ensuite, elle doit fournir du gaz flexible pour équilibrer le réseau et les déficits Offre/Demande. Enfin, ses actionnaires sont obligés d'intervenir sur le marché de façon non-discriminatoire.

⁷³OMV qui agissait dans le secteur de l'importation-production a désormais un accès à la distribution via ECONGAS, les compagnies de distribution régionales peuvent avoir accès à la ressource et à un marché plus important.

2.3.2.2 Le processus de sélection des candidats

2.3.2.2.1 Le déroulement du programme de *gas release* Le processus de *gas release* porte sur deux actifs :

- une rétrocession obligatoire de 250 Mm³ due à la création d'ECONGAS (représentant environ la consommation annuelle de 125000 ménages) ;
- une rétrocession du gaz éventuellement retourné par les compagnies régionales de distribution à OMV et qu'ECONGAS doit mettre alors aux enchères.

Le 17 juillet 2003, ces quantités ont été rétrocédées par le biais d'enchères au *hub* de Baumgarten. ECONGAS et les vainqueurs de l'enchère ont signé alors des contrats de fourniture d'une durée d'un an. ECONGAS s'est engagée à réitérer ce type d'enchères annuelles jusqu'à ce qu'un *hub* assez développé existe à Baumgarten. Le processus peut donc être stoppé avant 2008 si la liquidité du *hub* est jugée suffisante par les autorités de concurrence et le gestionnaire du *hub* (The HEREN Report [2003a]). Les conditions de fonctionnement jugées suffisantes pour cet arrêt sont :

- qu'un minimum de 350 Mm³/an soit échangé et délivré ;
- l'existence d'au moins 7 intervenants sur le *hub* réalisant 30 opérations (nominations) par an ;
- la création d'un gestionnaire du *hub* indépendant ;
- un système internet de transfert des droits de propriété.

C'est l'opérateur de ce *hub*, *Central European Gas hub Baumgarten GmbH* (CEGH), possédé à 100% par OMV, qui est chargé de s'occuper de cette rétrocession. Il n'est pas partie prenante dans les contrats annuels obligatoires qui seront signés. Il n'est que l'organisateur du système (ECONGAS [2003]).

2.3.2.2.2 L'inscription au programme La section 1 de l'acte de protection du consommateur donne le type de compagnies qui peuvent participer à l'enchère. ECONGAS, ses filiales et ses actionnaires en sont exclus (Central European Gas Hub [2003b]).

Les entreprises qui étaient intéressées par cette enchère et qui voulaient y participer avaient jusqu'au 30 juin 2003 pour s'y inscrire via le site *Internet* du responsable de l'enchère (ECONGAS [2003]). L'inscription et la participation à l'enchère sont totalement gratuites. Les candidats doivent cependant donner des garanties notamment financières pour être admis. Ces garanties sont obtenues grâce au *credit rating process*, c'est-à-dire

2.3. LES MESURES DE RÉGULATION ASYMÉTRIQUE SUITE À L'APPARITION D'UN OPÉRATEUR DOMINANT

une méthode d'évaluation (de notation) des futurs participants en fonction de plusieurs critères, notamment leur liquidité, le niveau de profit, l'origine de leur financement... (ECONGAS [2003b]).

Les candidats doivent également proposer des offres obligatoires (*obligatory bids*) en début de session. Le responsable de l'enchère publie un prix minimum et un prix maximum de départ (*minimum and maximum starting prices*). Chaque candidat doit donner la quantité qu'il achèterait pour chacun de ces prix. La quantité que chacun est prêt à acheter au prix maximum devra selon toute logique être inférieure ou égale à celle demandée pour un prix plus bas. Ces offres obligatoires peuvent porter sur la totalité des lots mis aux enchères (Central European Gas Hub [2003b]).

La participation est assujettie à l'enregistrement en bonne et due forme, à la communication des offres obligatoires et au respect des critères de solvabilité.

2.3.2.3 L'attribution des quantités et la détermination du prix

2.3.2.3.1 Le sous-jacent de l'enchère Le produit de l'enchère est une quantité de gaz naturel, divisée en 25 lots. Chaque lot comprend une quantité de 10 Mm³ sous la forme d'un contrat de fourniture d'un an (sur la base d'un flux horaire constant pour l'année) (Central European Gas Hub [2003a]). La quantité mise aux enchères pour une durée annuelle est donc de 250 Mm³. Le programme doit durer 6 ans (2003-2008). La consommation autrichienne a été de 9.1 Gm³ en 2003 (en augmentation de 10.3% par rapport à 2002 où la consommation était de 8.2 Gm³) (EUROGAS [2004]). La quantité rétrocédée représente donc 2.8% de la consommation totale de 2003. En 2004, cette part reste à peu près constante (car la consommation est de 9.2 Gm³) (EUROGAS [2005]).

2.3.2.3.2 Le système d'enchère Le processus est un système d'enchères ascendantes, c'est-à-dire que le commissaire-priseur (ici CEGH) donne un prix courant (*current posted price*) en c€/kWh à chaque période (*round* ou *bidding interval*). Celui-ci est toujours plus élevé à la période suivante. Les enchérisseurs font alors des offres via *Internet* (Central European Gas Hub [2003a]). Une offre est une indication de la quantité de lots de gaz naturel qu'un enchérisseur voudrait acheter au prix courant proposé par le commissaire-priseur. Cette quantité ne peut pas dépasser l'offre initiale. Cette dernière est celle effectuée pour le prix de départ et doit respecter certaines exigences (Central European Gas Hub [2003b]) :

- elle doit être plus importante que l’offre obligatoire pour le prix maximum de départ (offre obligatoire maximale) ;
- elle doit être moins importante que l’offre obligatoire pour le prix minimum de départ (offre obligatoire minimale) ;
- si le prix de départ est égal au prix minimum de départ, alors l’offre est égale à l’offre obligatoire.

Le nombre maximal de lots demandé par un enchérisseur n’est pas limité mais il ne doit pas dépasser son offre obligatoire maximale. Le participant peut donc réduire ou laisser inchangée son offre à chaque étape mais ne peut pas l’augmenter (Central European Gas Hub, 2003a). Chaque candidat peut demander la totalité des quantités rétrocédées.

Pour chaque prix donné par le commissaire-priseur et dans l’intervalle de temps où il est pertinent, les enchérisseurs revoient leur position. Ils peuvent ajuster leurs offres aux variations de prix. La nouvelle offre consiste (Central European Gas Hub [2003b]) :

- à donner le montant de lots que l’offreur est prêt à acheter à ce nouveau prix ;
- à effectuer une offre de sortie (*exit bid*) c’est-à-dire qu’il doit proposer un prix inférieur au prix actuel mais supérieur au prix antérieur (en tenant compte du fait que d’autres peuvent faire la même chose), prix pour lequel il achète les lots résultants de la différence entre son ancienne et sa nouvelle offre⁷⁴.

ECONGAS donne un prix de réserve, c’est-à-dire un prix minimum auquel elle juge que le gaz doit être vendu pour ne pas encourir de pertes. Ce prix est basé sur les prévisions de prix de ses contrats de long terme pour l’année suivante. Les enchérisseurs ne connaissent pas ce prix. Le prix minimum (ou de départ) pour lequel les offres obligatoires sont faites sera inférieur à ce prix de réserve. L’une des raisons que l’on pourrait éventuellement avancer est que cette technique permet de juger ce prix de réservation⁷⁵.

ECONGAS peut refuser de vendre les quantités de gaz prévues aux enchères si le prix est inférieur à ce prix de réserve.

2.3.2.3.3 La clause d’arrêt du processus Le processus d’enchères prend fin lorsque le nombre de lots demandé est inférieur à la totalité des lots mis aux enchères. Le mode

⁷⁴Cette différence est égale selon toute logique à son ancienne offre puisqu’il sort du marché à la nouvelle proposition de prix.

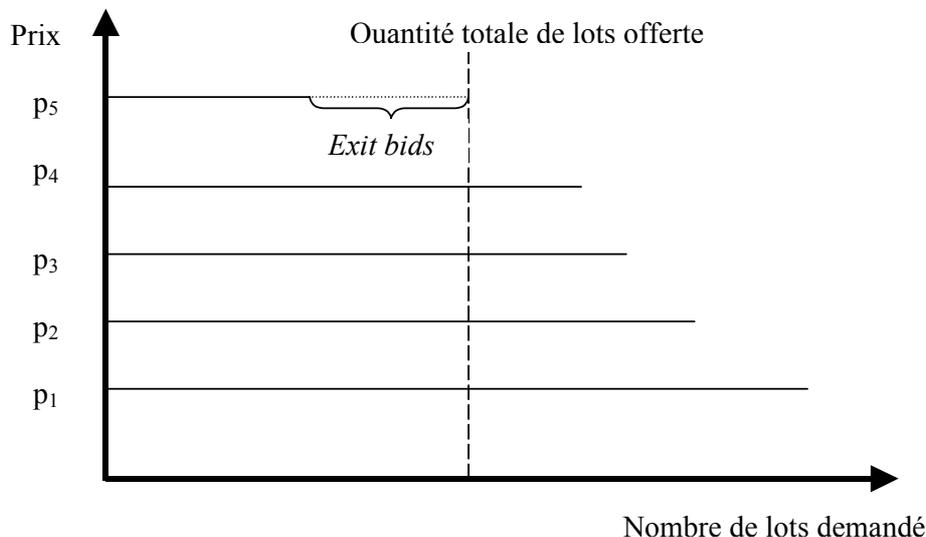
⁷⁵Si pour un prix inférieur, la majorité des lots n’est pas demandée, alors il se pourrait que le prix de réservation soit sur-évalué.

2.3. LES MESURES DE RÉGULATION ASYMÉTRIQUE SUITE À L'APPARITION D'UN OPÉRATEUR DOMINANT

d'allocation des lots est alors le suivant (Central European Gas Hub [2003b]) :

- si le prix (*current posted price*) est inférieur au prix de réserve, alors les lots ne sont pas attribués ;
- sinon, chaque offreur se voit attribuer la quantité de lots qu'il a demandée à ce prix ;
- si tous les lots ne sont pas attribués par cette méthode, alors les offres de sortie sont classées par ordre décroissant. Les lots restants sont alloués aux offreurs qui ont réalisé l'offre de sortie la plus importante, et ainsi de suite jusqu'à allocation complète ou jusqu'à ce que l'offre de sortie soit inférieure au prix de réserve (Figure 2.7) ;
- dans le cas d'offres de sorties identiques pour plusieurs offreurs, ces offres sont rangées selon la période où elles ont été faites.

Figure 2.7 : Mécanisme du processus de rétrocession par un système d'enchère ascendante



Source : Central European Gas Hub [2003a]

Le prix final de l'enchère est égal à la plus petite offre de sortie à laquelle a été attribué le lot. Chaque gagnant paye ce prix final pour chaque lot qu'il a obtenu. Le prix payé ne sera pas p_5 (Figure 2.7) mais le prix de la dernière offre de sortie retenue et qui permet d'allouer toute la quantité offerte (Central European Gas Hub [2003b]). Tous les gagnants de l'enchère payent le même prix donc il n'y a pas de discrimination dans cette enchère.

Toute coopération qui pourrait modifier le résultat de l'enchère est interdite. Cela s'applique aussi aux collusions possibles entre les candidats ou les enchérisseurs. Les me-

nances contre les autres candidats, l'annonce publique des offres ou des stratégies d'offres, peuvent conduire à l'exclusion des participants (Central European Gas Hub [2003b]).

Les consommateurs (ou gagnants de l'enchère) doivent s'occuper eux-mêmes de la signature d'un contrat de transport. Les montants achetés seront livrés au *hub* de Baumgarten (point nodal) (ECONGAS [2003]). La période de fourniture a commencé le 1^{er} octobre 2003 et se terminera un an après (1^{er} octobre 2004). Durant cette période, le prix payé (en avance d'un mois par rapport au mois de fourniture) est constant et fixé lors de l'enchère. Nous voyons ici que les enchérisseurs courent un risque lié à l'évolution des marchés *spot* et du prix qui s'appliquera sur ces derniers. Ils ont émis des prévisions sur un développement ralenti du *hub* et donc sur des prix qui ne diminueraient pas trop sur le *spot*. Si ces prévisions se révélaient fausses, alors ils encourraient un risque de compétitivité, s'approvisionnant à un coût plus important que d'éventuels concurrents qui agissent sur le *spot* (cf. le cas de BG durant la période d'application de la régulation asymétrique en Angleterre). Ce risque a été mis en avant par plusieurs participants non-retenus (The HEREN Report [2003b]), ainsi que l'absence de moyens de couverture sur le *hub* (marché organisé avec des produits dérivés de couverture, CLASTRES et SEVI [2003]).

Tableau 2.15 : Caractéristiques du *gas release* autrichien

	2003	2004
Nombre de lots rétrocédés	25	25
Taille d'un lot (Mm ³)	10	20
Nombre de candidats enregistrés	21	31
Nombre de candidats gagants	8	12
Nombre de <i>rounds</i>	23	7

Source : <http://www.gashub.at>

2.3.2.4 Les résultats et interprétations

Le résultat a été jugé dans un premier temps de façon satisfaisante (à la fois par le régulateur et les organisateurs) pour plusieurs raisons. Tout d'abord, le nombre d'entreprises participantes a été assez élevé (21 entreprises en 2003, 31 en 2004) ; huit consommateurs industriels et *traders* ont été retenus (deux d'origine autrichienne, les autres étant suisses, anglais ou italiens) en 2003, 12 en 2004. Ensuite, le prix de rétrocession observé (12€/MWh) (The HEREN Report [2003a]), obtenu après 23 *rounds* en 2003, a

2.3. LES MESURES DE RÉGULATION ASYMÉTRIQUE SUITE À L'APPARITION D'UN OPÉRATEUR DOMINANT

été supérieur de 10% au prix plancher proposé par ECONGAS (basé sur les coûts moyens d'approvisionnement d'OMV)⁷⁶. Bien que certains aient été surpris par ce faible niveau au vu de l'engouement qu'a suscité cette rétrocession (notamment auprès des italiens), l'organisateur a été satisfait et toutes les quantités ont été demandées et allouées. Enfin, le gaz rétrocédé est parti vers l'Italie pour une grande partie (seulement 13% sont restés en Autriche), donc ne vient pas alimenter le marché gazier autrichien. C'est sans doute pour cette raison que certains acteurs ont été satisfaits, en particulier l'organisateur de l'enchère, le *Central European Gas Hub Baumgarten GmbH* (CEGH). En effet, ce dernier est possédé à 100% par OMV, qui intervient sur le *hub*. La majorité de ce gaz (87%) n'est pas destinée au marché autrichien mais permet, comme le point d'enlèvement est Baumgarten, d'avoir plusieurs opérateurs qui vont intervenir sur le *hub* et peut-être y rester, voire en attirer d'autres puisque ce point d'entrée est l'un des principaux pour le gaz venant de Russie. Si l'on peut rester sceptique sur l'objectif explicite de développer la concurrence et de contrebalancer l'effet négatif possible dû à la création d'ECONGAS⁷⁷, il semblerait en revanche que l'objectif de développer le *hub* de Baumgarten ait été en meilleur chemin, malgré les critiques de certains à son encontre, notamment basées sur le fait qu'il est trop dépendant des importations de gaz russe. Il est vrai que l'une des caractéristiques (voire même condition) pour la création d'un *hub*, assurant tout d'abord une sécurité d'approvisionnement et ensuite une première couverture sur d'éventuelles variations de prix, à savoir la diversité des sources d'approvisionnement, n'est pas remplie à Baumgarten.

D'autres opérateurs et intervenants du marché gazier autrichien (notamment un grand nombre de consommateurs), ont été dès le départ plus réservés quant au succès de cette rétrocession (The HEREN Report [2003a]). Les enchérisseurs gagnants qui agissent désormais sur le *hub* ont mis en avant le manque de transparence dans l'offre de services et de leur tarification sur le *hub*. Le prix auquel le gaz a été vendu a également été jugé trop élevé par des consommateurs pour espérer être compétitif ou diminuer les coûts par rapport aux contrats d'approvisionnement déjà signés. Ils évoquent le fait qu'il leur est possible d'acquérir du gaz moins cher par importation. ECONGAS dément cette affirmation en donnant comme justification que l'engouement lors des enchères est notamment

⁷⁶Le prix 2004 n'est pas connu mais a été obtenu plus rapidement, après seulement 7 *rounds*.

⁷⁷L'*E-Control* a d'ailleurs revu sa position sur le succès du GR quelques temps après la rétrocession. En effet, ECONGAS a perdu peu de parts de marché et le *hub* ne s'est finalement que peu développé. L'accès à la capacité non-utilisée dans les deux gazoducs ne s'est pas amélioré, ce qui réduit encore les possibilités de développement de Baumgarten.

dû à la possibilité pour une fois en Autriche d'obtenir un gaz relativement bon marché (The HEREN Report [2003b]) et au fait que le prix payé par les opérateurs retenus est resté inférieur à celui qui prévalait sur le *hub* (The HEREN Report [2003a]). Une stratégie de revente sur le *hub* aurait alors pu être adoptée pour réaliser un bénéfice (surtout pour un *trader*) mais, au regard des informations disponibles, nous pouvons penser qu'elle n'a pas eu lieu, soit parce que le gaz est parti en Italie, soit parce que cela a été interdit par les organisateurs⁷⁸. Cet engouement mis en exergue est également discuté car bon nombre d'enchérisseurs ont participé aux premiers *rounds* en demandant de faibles quantités (1 ou 2 lots) et en se retirant par la suite. Le but de cette manœuvre était davantage de se familiariser avec les systèmes d'enchères et les transactions via une place électronique plutôt que de vouloir réellement acquérir le gaz. Les industriels du sud de l'Allemagne n'ont pas participé aux enchères car ils jugeaient que les prix n'étaient pas une affaire. Ils sont davantage intéressés par un accès au *hub* de Baumgarten. Toutefois, ce *hub* est en concurrence avec plusieurs autres et le fait que les prix ne soient pas déterminés de façon satisfaisante peut jouer contre son développement, au profit de ceux de Zeebrugge ou d'Emden/Bunde. Les principaux intéressés ont donc été les *traders* italiens qui ont trouvé une source de gaz apparemment bon marché par rapport à celle qu'ils peuvent acquérir par ailleurs et relativement abondante (le *hub* de Baumgarten dispose d'une liquidité réduite en général). De plus, cela suit le communiqué du régulateur italien qui, dans le rapport de 2003, évoque des prix encore assez élevés dans son pays (Autorita per l'energia elettrica e il gas [2003]). Cette rétrocession peut donc servir soit, d'un point de vue améliorant, à une augmentation des sources de gaz en Italie et donc à une augmentation du nombre de fournisseurs susceptible d'entraîner une diminution des prix, soit, d'un point de vue plus privé, de revendre du gaz avec une marge assez importante sur un marché à prix élevé.

La rétrocession ne comprend que les quantités et non les capacités de transport. Les participants aux enchères se sont assurés de disposer des capacités nécessaires de transport, aussi bien en Autriche que dans les pays voisins (les enchères de capacité en Italie ont bénéficié du *gas release* autrichien). Ceux qui n'avaient pas de capacités disponibles avaient soit l'intention de vendre le gaz sur place (en signant des contrats de transport ou de stockage avec OMV), soit la possibilité de faire des *swaps* avec d'autres fournisseurs.

La procédure suivie pour les futures enchères devrait être similaire à celle qui vient de se dérouler. Le seul changement pourrait survenir d'une observation d'une quelconque

⁷⁸Nous laisserons de côté la rumeur d'achats des quantités rétrocédées à un prix supérieur à celui de l'enchère par des opérateurs.

2.3. LES MESURES DE RÉGULATION ASYMÉTRIQUE SUITE À L'APPARITION D'UN OPÉRATEUR DOMINANT

discrimination lors du processus, ce qui conduirait l'autorité de régulation, l'*E-Control*, à édicter de nouvelles règles. Cette décision est reçue de façon mitigée. En effet, cette rétrocession a fait apparaître un risque prix sur les quantités achetées. Ce risque est dû à l'obligation de faire des offres alors que le prix du *spot* du jour de l'enlèvement est inconnu. Lors de l'enlèvement des quantités, le prix payé peut être supérieur à celui du marché *spot*, renchérissant les coûts de l'enchérisseur qui n'aura pas eu la possibilité de se couvrir contre le risque prix. Ce dernier peut se trouver avec un approvisionnement plus coûteux que ses concurrents qui s'approvisionnent alors sur le *spot (hub)* à un coût plus faible. Ce risque est cependant atténué par les clauses d'arrêt du processus en cas de développement rapide du *spot* et par la durée limitée du processus (la rétrocession a lieu pour une seule année).

Une question restera cependant à traiter pour les prochaines rétrocessions : celle de l'indépendance de l'organisateur de l'enchère. Le CEGH Gmh est une filiale à 100% d'OMV, actionnaire d'ECONGAS. Pour lever toute ambiguïté sur les résultats des enchères (aussi bien sur les attributions que sur la détermination du prix), la séparation de l'organisateur et des opérateurs semble nécessaire. Il est vrai que le résultat est à première vue surprenant, une mesure servant à contrebalancer le poids d'un nouvel opérateur se transforme en accroissement de l'offre de gaz pour un marché plus large, mais il peut se justifier à l'aide de deux arguments :

- le développement du *hub* semblait être en bonne voie, ce qui permettrait à d'autres intervenants d'y agir et indirectement de proposer une alternative fiable à ECONGAS ;
- restreindre le système d'enchères à quelques opérateurs opérant sur le marché national pourrait être vu comme contraire à la législation européenne (qui lutte contre le cloisonnement des marchés et la discrimination).

2.4 Bilan et conclusion du Chapitre 2

Le succès d'une mesure de *gas release* ou d'une régulation asymétrique dépend des réels objectifs que le régulateur ou l'autorité de concurrence veulent atteindre en décidant de les appliquer. Les objectifs sont généralement la volonté de diminuer les barrières liées à la présence d'un opérateur dominant intégré, de faire entrer des concurrents en leur donnant un accès facilité à la ressource pour augmenter le choix des fournisseurs pour les consommateurs ou encore de développer la liquidité d'un *hub* par une augmentation du nombre d'opérateurs qui enlèvent le gaz rétrocedé à ce point. Dans tous les pays étudiés, il est indéniable que le *gas release* ou les objectifs de perte de parts de marché permettent l'entrée de nouveaux opérateurs. En effet, tous les programmes ont trouvé des acquéreurs, pour tout ou partie du gaz rétrocedé. L'objectif de faire entrer de nouveaux opérateurs est donc atteint, avec cependant des controverses sur les processus de sélection et d'attribution des quantités. Les bénéficiaires des rétrocessions ne sont a priori pas ceux qui connaissent des difficultés majeures pour s'approvisionner en gaz naturel⁷⁹. Leur principal problème est sans doute celui du transport ou de l'importation : ce sont ces capacités qui leur manquent plus que l'accès à la ressource⁸⁰. Nous pouvons également noter que ces mesures, qui ont été prises et ont débuté pour la plupart lorsque le degré d'ouverture déclaré des marchés était inférieur à 100%, ont certainement permis d'arborer un taux d'ouverture réel, calculé en général comme le ratio entre les volumes totaux de gaz ayant fait l'objet d'une tarification ATR et les volumes totaux transportés, plus élevé que ce qu'il ne l'était réellement. En revanche, les résultats sont tout de suite plus mitigés si ces mesures recherchaient le développement de la concurrence sur le marché de gros ou aval. A ce niveau, les programmes de *gas release* ont fait l'objet de critiques, aussi bien de la part des consommateurs que des opérateurs non-retenus comme retenus. En effet, le temps d'application de ces mesures n'est pas assez important pour atteindre les objectifs fixés⁸¹. Toutefois, cette durée ne permet pas de s'investir dans l'activité en attendant la mise en place des nouvelles infrastructures d'importation et de transport qui

⁷⁹Les pétrogaziers ont accès à la ressource, les électriciens consomment en général de grosses quantités donc peuvent facilement signer des contrats de long terme avec les producteurs, phénomène que l'on observe d'ailleurs sur le marché actuellement.

⁸⁰On constate que de nombreux électriciens ou pétrogaziers ont entrepris des investissements dans ce secteur, gazoducs comme infrastructures de gazéification/regazéification de GNL.

⁸¹Le caractère temporaire est cependant nécessaire, ce n'est-ce que parce qu'une concurrence artificielle n'est à terme pas viable et pour que les entrants se soucient également de la sécurité d'approvisionnement.

2.4. BILAN ET CONCLUSION DU CHAPITRE 2

arrivent en fonctionnement un laps de temps après la fin de la mesure. Aussi, lorsque la concurrence s'est développée, d'autres facteurs l'ont favorisée comme la forte croissance de la consommation de gaz⁸², les modifications des tarifications ATR ou la diminution des marges dans un maillon de la chaîne, ou encore des interventions de la part de nombreux petits producteurs sur le marché aval pour vendre des quantités *spot*. Les entrées de *traders* ont été limitées, ce qui réduit également la portée concurrentielle de la mesure. Les entreprises qui bénéficient de ces mesures ne sont pas toujours disposées à se concurrencer, surtout lorsqu'elles agissaient auparavant dans des marchés connexes, avec des relations et intérêts communs dans des projets. Les pétrogaziers, ayant pénétré le marché par une RA, peuvent adopter par la suite des stratégies de forclusion pour augmenter leurs ventes. En effet, ces derniers peuvent limiter leurs fournitures à des concurrents (nouveaux ou anciens) afin de leur faire perdre des parts de marché à leur profit⁸³. Les opérateurs adossés à ces pétrogaziers ne sont pas concernés. D'ailleurs, il est intéressant de noter que les OH ayant subi des mesures de RA (*gas release*) sont tous affiliés à un pétrogazier⁸⁴, à l'exception de GAZ DE FRANCE, qui dispose tout de même de participations dans des champs de production. Même si certains pétrogaziers sont des actionnaires discrets et non présents tout au long de la chaîne gazière (REPSOL), leurs filiales, d'une manière générale, devaient moins se soucier de la sécurité de leurs approvisionnements et leur accès possible et facilité à la ressource pouvait orienter voire retenir certains de leurs clients malgré les régulations asymétriques.

Les quantités rétrocédées à chacun des candidats retenus sont déterminées soit au cours d'un système d'enchères, soit par un mécanisme d'allocation au prorata des quantités demandées par chacun. Le mécanisme d'enchères permet sans doute une meilleure allocation car, bien qu'il réduise le nombre d'opérateurs gagnants, les quantités qu'ils peuvent chacun acquérir sont plus importantes. Leurs offres deviennent dès lors plus crédibles puisqu'ils disposent d'un accès à la ressource suffisamment élevé pour servir une partie de la clientèle rentable tout en bénéficiant des économies d'échelle dans le secteur du transport, avec des gammes de tarifs ATR mieux adaptées pour le transport de grosses quantités. Ce mode d'attribution corrige en partie les critiques qui ont souvent été émises sur les trop faibles

⁸²Cette croissance tient entre autre au fait de l'engouement de la production d'électricité à base de gaz et du caractère "protection de l'environnement" attaché au gaz naturel.

⁸³Les clients, voyant une contrainte pesant sur certains approvisionnements, vont choisir la sécurité, surtout les gros industriels, clients privilégiés des nouveaux entrants.

⁸⁴GAS NATURAL à REPSOL YPF, SNAM à l'ENI, EONGAS à OMV, BG avait des relations privilégiées avec les producteurs de la mer du Nord, EON dispose d'une participation dans le gazier GAZPROM.

quantités allouées au prorata des demandes de chacun des nombreux candidats retenus. En revanche, les quotas sur les quantités maximales que chaque enchérisseur peut acquérir modèrent cette correction car, bien que nécessaires pour que plusieurs acteurs puissent disposer de gaz, ils réduisent tout de même les quantités disponibles pour chacun. Dès lors, même si les quantités rétrocédées sont jugées suffisantes, des quotas faibles peuvent réduire l'aspect positif de l'enchère, notamment en ne permettant pas par exemple l'allocation de toutes les quantités car les seuls intéressés sont limités dans leurs achats. Lorsque les quantités sont à la base faibles, alors le processus est cumulatif.

Un troisième mode d'allocation a été l'attribution par négociations de gré à gré. Ce mode d'attribution permet aux opérateurs de négocier avec leurs concurrents la possibilité de contreparties dans leurs marchés respectifs. En effet, les entreprises qui en général bénéficient de ces négociations sont les anciens monopoles ou les pétrogaziers présents sur d'autres marchés. Les laisser entrer sur le marché national peut permettre l'ouverture de nouvelles opportunités plus intéressantes à la fois en terme de structure de consommation et de prix sur le marché final. Toutefois, ce mode laisse une large place aux possibilités de contournements. L'exemple qui l'illustre le mieux est sans doute celui de l'ENI et des quotas à l'importation et à la vente qui lui étaient imposés, quotas l'obligeant à procéder entre autre à des ventes de gré à gré. Ces quotas ne prenaient pas en compte l'autoconsommation de gaz ; la première des stratégies a été d'investir dans des centrales de production d'électricité pour augmenter son autoconsommation et diminuer ainsi ses ventes sur le marché final, sans libérer de la capacité. Ensuite, le gaz a été vendu soit à la source, c'est-à-dire directement aux champs de production à d'autres opérateurs gaziers, soit à la frontière du pays, à des consommateurs proches des frontières, à des gros consommateurs plus éloignés ou à quelques distributeurs bien choisis. Enfin, l'ENI a également restructuré son portefeuille clients pour ne garder que les plus rentables, laissant les clients à faible marge à ses concurrents (*Reverse Cherry Picking*). Au final, l'ENI est restée en situation de position dominante, les prix sur le marché italien sont restés assez élevés⁸⁵ à tel point que les autorités ont décidé, à la suite d'une enquête, d'imposer un *gas release* jusqu'en 2008 avec une attribution des quantités au coût moyen d'importation observé pour réduire le poids de l'ENI sur le marché.

Le prix de rétrocession est fixé soit par un système d'enchères, avec un prix minimal d'acquisition (prix plancher) qui est en général inconnu des enchérisseurs et en-deçà duquel l'opérateur rétrocédant n'est pas tenu de vendre le gaz, soit à un niveau reflétant le

⁸⁵Et ce malgré une législation avancée et des contrats d'approvisionnement bien négociés.

coût moyen d'importation augmenté d'une prime de fonctionnement. Ces deux prix (prix plancher et au coût moyen) sont fixés à la suite de concertations entre le régulateur et les opérateurs concernés par la revente de leur gaz. Le régulateur, lorsqu'il décide d'une telle mesure (*gas release*), doit avoir une bonne information sur les coûts des opérateurs concernés par la rétrocession (OH) pour déterminer ce prix de revente (ou le prix de réserve minimum pour un mécanisme d'enchères). En cas d'asymétries informationnelles trop importantes, une perte en terme d'efficacité allocative apparaît⁸⁶, l'OH gagne une rente informationnelle et les entrants ont accès, intuitivement, à un gaz plus cher. Ces derniers doivent donc gagner en efficacité sur un autre secteur de la chaîne pour proposer des prix compétitifs. Certaines observations pourraient justifier cela, comme la tentative de manipulation du prix WACOG par BG ou encore l'allocation au prix minimal (plancher) en Allemagne. Toutefois, au vu des expériences, il semblerait que l'information soit disponible pour le régulateur et que ce soit des facteurs annexes qui justifient le cas allemand, comme des conditions ATR extrêmement complexes. La rétrocession par enchères, avec son prix plancher non-communicé aux enchérisseurs, permet au régulateur de s'assurer que le prix plancher n'est pas trop élevé. Le prix de début des enchères peut d'ailleurs être fixé en-dessous de ce prix plancher. Le régulateur observe alors les offres de chaque candidat et peut juger du niveau correctement estimé de ce prix si de nombreux enchérisseurs proposent des prix supérieurs. Le système par enchères est également un meilleur moyen de connaître la vraie valeur du gaz pour les enchérisseurs, en particulier lorsque les enchères sont uniformes, au prix de la dernière offre retenue ou de la première offre rejetée. Cependant, les conditions de certaines enchères ont été jugées trop favorables à leurs organisateurs qui ont dégagé des rentes de ces reventes.

Dans la plupart des marchés qui ont appliqué ces mesures (Allemagne, Autriche, Italie, Espagne), l'opérateur rétrocedant est resté en position dominante, capable d'exercer un pouvoir sur les prix finals qui sont restés élevés. Le problème de l'ATR et des capacités disponibles semblent être la clé des entrées et du développement de la concurrence. Les régulateurs italien et espagnol se sont d'ailleurs tournés vers la résolution de ces problèmes et oeuvrent pour l'augmentation des interconnexions et adoptent des mesures pour favoriser les investissements⁸⁷. Certains régulateurs sont tout à fait conscients que ces mesures

⁸⁶Le bien n'est plus distribué à un prix reflétant les coûts mais incluant une rente informationnelle.

⁸⁷Une RA se voit dès lors comme une mesure provisoire en attendant que les incitations aux investissements, venues trop tardivement par rapport au calendrier d'ouverture, jouent leur rôle. Les capacités de transport et d'importation seront alors plus importantes et diminueront l'effet "goulet d'étranglement" (*bottleneck*), rendant une RA inutile.

provisoires ne remplacent pas la diminution de l'effet goulet d'étranglement du transport, mais espèrent qu'elles vont réduire les comportements stratégiques et positions dominantes le temps que les investissements entrepris entrent en fonctionnement.

Tableau 2.16 : Récapitulatif des mesures de Régulation Asymétrique en Europe

Pays	Allemagne	Autriche	Espagne	France	Grande-Bretagne	Italie
Causes de la RA	Fusion EON/RUHRGAS	Création d'ECONGAS	Réduire l'impact des réseaux (congestions) et la position dominante de GAS NATURAL	Manque de concurrents dans le Sud de la France, attribué à la difficulté d'obtenir du gaz concurrentiel	Réduire la position dominante de BG, favoriser l'accès aux producteurs de la mer du Nord	Réduire la position dominante d'ENI, faciliter l'accès au réseau, aux consommateurs, au gaz
Type de RA adopté	<i>Gas Release</i>	<i>Gas Release</i>	<i>Gas Release</i> (part de marché de GAS NATURAL inférieure à 70% du marché en 2004)	<i>Gas Release</i>	<i>Gas Release</i> + objectifs de perte de parts de marché	Quotas pouvant conduire à un <i>Gas Release</i> ou à un objectif de perte de parts de marché pour ENI au vue de sa position dominante et un <i>Gas Release</i>
Législation	Gouvernement fédéral allemand par autorisation ministérielle a autorisé la fusion contre des cessions et un <i>Gas Release</i>	Demande de la <i>Higher Provincial Court Vienna (cartel court)</i> contre l'autorisation de la fusion	Le gouvernement espagnol par le décret 6/2000 du 26 juin 2000 et l'ordre du 29 juin 2001 a décidé un <i>Gas Release</i>	Aucun texte n'ordonne une telle mesure. La CRE a demandé aux opérateurs (TOTAL et GAZ DE FRANCE) de rétrocéder une partie de leurs approvisionnements	Rapport OFT de 1991, faisant suite à celui de la MMC en 1988 a conduit le DTI à décider ces mesures	Décret du gouvernement italien du 23 mai 2000 imposant ces deux mesures de quotas à respecter ; décision des autorités de régulation et de concurrence pour le <i>Gas Release</i>
Objectifs du régulateur	Contrebalancer l'effet de la fusion EON/RUHRGAS	Contrebalancer l'effet de la création d'ECONGAS, développer le <i>hub</i> de Baumgarten	Favoriser les entrées, l'accès à la ressource	Favoriser les entrées dans le Sud de la France par l'accès à la ressource	Favoriser les entrées, l'accès à la ressource et aux clients, diminuer le poids de l'opérateur dominant	Favoriser les entrées, l'accès à la ressource, aux clients, diminuer le poids de l'opérateur dominant

CHAPITRE 2. LES EXPERIENCES DE GAS RELEASE EN EUROPE

Pays	Allemagne	Autriche	Espagne	France	Grande-Bretagne	Italie
Quantités rétrocédées	18.6 Gm ³ (sur 6 ans)	250 Mm ³ (chaque année pendant 6 ans)	4.22 Gm ³ (sur 26 mois)	GAZ DE FRANCE rétrocède 1.39 Gm ³ (15 TWh) et TOTAL 0.1 Gm ³ (1.1 TWh) par an pendant trois ans (respectivement 4.16 Gm ³ ou 45 TWh et 0.31 Gm ³ ou 3.3 TWh au total)	4 Gm ³ (sur 4 ans)	Quotas à l'importation/production et à la vente (jusqu'en 2010), <i>Gas Release</i> de 2.3 Gm ³ jusqu'en 2008 (par an sur 4 ans)
Attribution des quantités	Enchères (par <i>rounds</i> divisés en lots) ; chaque opérateur ne peut acheter qu'un tiers des lots par an au maximum	Enchères (par <i>rounds</i> divisés en lots) ; un seul opérateur peut acheter la totalité des lots	Fonction des offres, seules les quantités sont apparemment allouées, pas de transfert des contrats mais seulement de la propriété du gaz ; un seul opérateur ne peut pas demander plus de 25% du gaz rétrocédé	Rétrocession par négociations de gré à gré de 9 TWh par an par GAZ DE FRANCE et rétrocession par enchères de 6 TWh par an pour GAZ DE FRANCE et de 1.1 TWh par an pour TOTAL (chaque enchérisseur ne peut pas demander plus de 40% du total des lots)	Offres (quantités) émises par les candidats Attribution au prorata des quantités demandées par chacun en cas de rationnement nécessaire	Négociations, en fonction des partenaires avec transfert de propriété du gaz et des contrats
Fixation du prix de rétrocession	Enchères avec prix plancher (le prix atteint est le prix plancher)	Enchères avec prix plancher (le prix atteint est supérieur de 10% à celui-ci)	Basé sur les coûts d'importation + prime de fonctionnement	Composante liée à l'enchère (avec un prix plancher) et un terme indexé sur les produits substitués	Coût moyen pondéré des contrats concernés plus une petite marge (frais de fonctionnement)	Négociations avec les candidats et partenaires bénéficiaires des ventes et fixation au coût moyen d'importation pour le <i>Gas Release</i>

2.4. BILAN ET CONCLUSION DU CHAPITRE 2

Pays	Allemagne	Autriche	Espagne	France	Grande-Bretagne	Italie
Durée de la mesure	6 ans (dernier contrat rétrocedé en 2009 pour trois ans, c'est-à-dire jusqu'en 2011)	6 ans (chaque année, une nouvelle rétrocession d'une quantité égale à la première aura lieu)	Oct 2001- janv 2004 (date de retour des quantités à GAS NATURAL/ENAGAS)	3ans à partir du 1 ^{er} janvier 2005	1992-1995	Imp/prod : de 75% à 61% du 01/01/02 au 31/12/2010 ; Ventes : 50% du 01/01/03 au 31/12/2010 ; <i>Gas Release</i> jusqu'en 2008
Contrats (champs) concernés	nd	nd	Gaz contracté avec l'Algérie	nd	Gaz contracté avec plusieurs champs de production	Libre choix du gaz soumis à ces quotas donc plusieurs sources non nominatives
Mode d'enlèvement	80% de la quantité annuelle contractée, avec un minimum de 50% de la quantité journalière prévue pour 2004 (contre 60% pour les enchères de 2003)	nd	Obligation d'enlèvement de 80% de la quantité annuelle, avec un minimum de 60% de la quantité journalière prévue	90% des quantités annuelles contractées, avec un minimum de 75% de la quantité journalière prévue	nd	nd
Lieu d'enlèvement	Emden et Waidhaus	Baumgarten	Tarifa	PEG Sud pour GAZ DE FRANCE, PEG Sud-Ouest pour TOTAL	Point d'arrivée à la frontière des gazoducs	Point d'arrivée à la frontière des gazoducs

CHAPITRE 2. LES EXPERIENCES DE GAS RELEASE EN EUROPE

Pays	Allemagne	Autriche	Espagne	France	Grande-Bretagne	Italie
Opérateurs retenus	En 2003, BP et RWE sont les seuls à avoir demandé du gaz (la moitié des quantités mises aux enchères à ce <i>round</i>) ; en 2004, 7 opérateurs ont obtenu des quantités	21 candidats , 8 retenus pour l'enchère de 2003 ; 31 candidats et 12 retenus pour celle de 2004	Pétroliers (BP et SHELL pour 27% du gaz) et électriciens nationaux (IBERDROLA, UNION FENOSA, ENDESA, HIDROCANTABRICO pour les 73% restants), selon la CRE [2003] des gros industriels ont également profité de ces rétrocessions (peut être au travers des opérateurs retenus?)	DISTRIGAZ, TOTAL et GAS NATURAL pour les enchères de GAZ DE FRANCE, EDF et IBERDROLA pour celles de TOTAL (seulement la moitié des quantités a été allouée pour les enchères de TOTAL)	Beaucoup de distributeurs et <i>traders</i> nationaux	Electriciens (EDISON, ENEL), opérateurs étrangers (GAZ DE FRANCE), et des distributeurs et gros consommateurs (DALMINE, PLURIGAS, ENERGIA)
Effets et Résultats	mitigés	Satisfaisants puis mitigés	mitigés	Non connus car programme récent	succès	Mitigés (contournement du dispositif par ENI)
Effets sur l'OH	RUHRGAS a profité des rétrocessions pour retirer un bénéfice, les quantités sont faibles pour lui causer des problèmes	OMV a été l'organisateur de l'enchère donc a reçu des bénéfices sans être concurrencé car le gaz est parti en Italie (92%), développement du <i>hub</i> (moins rapide que voulu par les autorités de régulation) dont l'une des filiales d'OMV est l'organisatrice	GAS NATURAL n'a pas vu ses bénéfices diminuer, sa part de marché a baissé mais la croissance de la consommation de gaz en Espagne est très forte	Il semblerait que ce <i>Gas Release</i> entraîne une perte de parts de marché avec lui et une augmentation des renégociations	Perte de parts de marché de BG importante dès les premières rétrocessions	ENI reste toujours très présent et ce sont en majorité des électriciens qui ont pénétré le marché (une partie des rétrocessions d'ENI est allée remplacer les contrats avec ces derniers)

2.4. BILAN ET CONCLUSION DU CHAPITRE 2

Deuxième partie

Les régulations asymétriques et la théorie économique

Chapitre 3

La régulation asymétrique et la littérature économique

3.1 Introduction

Les industries de réseau sont très particulières dès que l'on parle de concurrence. En effet, celle-ci est inefficace si l'on ne l'accompagne pas d'une régulation. Cette inefficacité tient au fait que les fonctions de coût sont sous-additives et à la présence d'économies à la fois d'échelle et d'envergure. Ces caractéristiques, ajoutées à celles vues précédemment¹, justifiaient la présence d'une structure de monopole, régulé et intégré verticalement, parfaitement soutenable. Il est donc aujourd'hui difficile d'introduire une concurrence dans ces industries².

La communauté européenne ouvre les maillons de l'industrie qui ne sont pas en monopole naturel, régule l'activité de transport pour favoriser la concurrence mais se heurte aux barrières précédentes. L'ouverture ne se déroule pas aussi rapidement que voulu et tout écart de temps retarde d'autant plus les effets positifs attendus de la libéralisation. Pour accélérer cette ouverture, la Commission avance seulement le calendrier qui était prévu lors de la directive originelle et accroît la transparence (deuxième directive adoptée en juin 2003) mais ne donne aucune consigne supplémentaire. Chaque Etat est libre quant au choix de recourir à une Régulation Asymétrique (RA) aux dépens des opérateurs domi-

¹Ces principales caractéristiques sont les contrats à long terme, les capacités de transport et les missions de service public.

²Ces marchés sont caractérisés par des monopoles publics en situation de position forcément dominante lors de l'ouverture des marchés.

3.1. INTRODUCTION

nants (mesures de *gas release* et de pertes de parts de marché) pour accélérer l'ouverture de son marché gazier.

Deux visions théoriques de la concurrence dans les activités de réseau peuvent être relevées :

- La première consiste à observer le nombre d'entrées sur un marché ou l'évolution des parts de marché de chaque entreprise depuis la date de transposition de la directive. Pour cela, l'autorité concernée (le régulateur ou la Commission Européenne) peut utiliser les indices de concentration d'HERFINDAHL-HIRSCHMAN (HHI, utilisés aux Etats-Unis) ou les ratios de concentration (CR_n , utilisés par l'Office Fédéral des Cartels allemand), ou encore l'indice de Lerner³. Si la concentration ou le pouvoir de marché sont trop importants (parts de marché élevées), l'idée de favoriser l'entrée de concurrents peut être une solution pour développer la concurrence. En effet, il ne faut pas qu'une entreprise qui dispose d'une trop forte part de marché puisse manipuler les prix (PERCEBOIS [2003]). Il faut que les entreprises du secteur restent preneuses de prix, qu'elles ne disposent pas d'un pouvoir de marché. Par cette augmentation du nombre d'acteurs, le régulateur espère une diminution des asymétries d'information et une incitation naturelle à l'effort portée par la concurrence, donc une réduction des inconvénients dus à la bureaucratie ;
- la seconde consiste à appréhender la concurrence à travers la théorie des marchés contestables, traitée notamment par BAUMOL, PANZAR et WILLIG (1982). Une façon d'introduire une forme de concurrence est de rendre ces marchés gazier et électrique contestables, c'est-à-dire introduire entre autre la libre entrée et sortie du marché et lutter contre les subventions croisées. Si nous nous situons dans le cadre de cette théorie, la structure de l'industrie est la structure naturelle de l'activité. Dans ce cas, un monopole régulé peut être efficace pour réaliser l'activité puisqu'il est soumis à des menaces crédibles d'entrées s'il adopte un comportement anticoncurrentiel. S'il pratique un prix qui est tel que toute la demande ne soit pas satisfaite, alors des opportunités de profit apparaissent pour des entrants. Ceux-ci peuvent, en proposant un prix juste en-dessous de celui du monopole, capter des clients. Cette solution permet de conserver les bienfaits des économies d'échelle et d'envergure, de réaliser des économies de coûts. Mais, elle est soumise aux différents problèmes soulevés à la fois par la théorie de la bureaucratie, ainsi qu'aux asymétries d'information

³Cet indice mesure le pouvoir de marché d'une entreprise grâce à l'écart entre le coût marginal de production et le prix effectivement pratiqué.

(LAFFONT [1992]) et nécessite un recours à la théorie des incitations⁴.

Cette façon de voir la concurrence à travers l'augmentation des intervenants sur un marché plutôt qu'à travers la contestabilité des marchés semble être celle retenue par la Commission Européenne. Même si les directives cherchent à abaisser certaines barrières pour augmenter la contestabilité du marché, ce sont les nouvelles entreprises qui ont pu pénétrer le marché et les parts de marché des différents acteurs qui sont le plus souvent regardées pour jauger la concurrence qui s'exerce sur ce marché. En effet, il semblerait que le nombre d'acteurs soit privilégié, espérant de ce fait gommer en partie les inefficacités et asymétries qui pourraient apparaître lors de la libéralisation (bureaucratie, inefficacité, incitation à l'effort...). Cette vision est partagée par un certain nombre de régulateurs (Grande-Bretagne, Espagne, Italie, France) qui souhaitent accroître le nombre d'acteurs sur leurs marchés respectifs rapidement. D'autres (Allemagne et Autriche) cherchent à contrebalancer le poids d'un opérateur dominant pour éviter les éventuels pouvoirs de marché, notamment de la part des détenteurs à la fois d'activités commerciales et d'infrastructures essentielles (*essential facility*). Pour cela, ces autorités de régulation ou de concurrence prennent des dispositions supplémentaires pour baisser certaines barrières⁵.

Pour certains régulateurs, les marchés ne sont donc pas contestables puisque l'entrée n'est pas libre, notamment en raison d'un accès aux *inputs* essentiels (ici le gaz naturel) difficile. Le marché est concentré, notamment le marché de gros (SEC [2003]), ce qui rend possible d'éventuelles manipulations de prix. La Commission Européenne, après avoir édicté des règles visant à diminuer les barrières à l'entrée du marché⁶, voit plutôt un marché concurrentiel sous la forme de plusieurs entreprises que sous celle d'une seule

⁴L'entreprise révèle ses vrais coûts, ce qui permet au régulateur de lui abandonner une rente informationnelle plus faible, coûteuse pour la collectivité (pour la détermination d'un contrat optimal en présence d'asymétries d'information, voir LAFFONT et MARTIMORT [2002], p43). Dans la suite du document, nous considérerons qu'il n'y a pas d'asymétrie informationnelle entre le régulateur et l'opérateur historique. Nous les évoquerons seulement de façon brève dans certains cas. Les expériences empiriques justifient notre choix puisque les régulateurs ont une bonne information sur les coûts d'approvisionnement des opérateurs historiques. Cette information leur permet de déterminer le prix moyen de rétrocession ou le prix plancher en cas d'enchères. Pour une étude de la régulation des prix d'accès à un bien essentiel, en information complète et avec des asymétries d'information entre le régulateur et l'opérateur, le lecteur pourra se référer par exemple à FOROS et al. (2002).

⁵Ces dispositions sont de diminuer le poids de l'opérateur dominant et lui imposer un prix minimum, de donner l'accès aux ressources aux entrants.

⁶Ces règles sont entre autre la séparation juridique pour réduire les subventions croisées, un bon accès à l'information sur les tarifs ATR et les capacités de transport disponibles, sur les éligibles.

régulée, laissant une place à l'aléa moral.

Toutefois, vouloir aller trop vite et trop accélérer l'ouverture du marché en favorisant les entrées, en abaissant voire en éliminant certaines barrières, peut avoir cet effet pervers : des entrées inefficaces peuvent se produire, mettant en danger la qualité du service (l'industrie du rail en Grande-Bretagne nous l'a montré) et la santé financière des opérateurs déjà en place, créant des coûts échoués (l'impossibilité de BRITISH GAS d'honorer ses contrats de long terme après la régulation asymétrique appliquée par OFGAS⁷ en est un bon exemple). Une autre préoccupation est la possible apparition de stratégies d'écramage⁸, en ouvrant les parties rentables de l'activité au concurrent et en laissant l'opérateur historique assurer les missions sociales (BEESLEY [1997] ; ARMSTRONG [1999] ; CARSBURG [1993]). Les industries de réseau ont cette caractéristique, à savoir que la concurrence peut être déloyale et destructrice. L'opérateur historique, qui est concurrencé par un entrant qui a bénéficié d'une régulation asymétrique, va devoir s'il veut rester compétitif, baisser ses tarifs. Il va devoir pratiquer un prix proche de son coût marginal. Ce tarif ne lui permettra plus de recouvrer les coûts fixes qu'il a engagés dans l'activité⁹.

Dans une première section, nous étudierons les enseignements de la littérature sur les régulations asymétriques. De nombreux auteurs ont étudié les avantages et les problèmes que ce type de régulation engendre dans les industries de réseau. Nous verrons que le caractère "favoriser les entrées" est toujours présent dans ces analyses mais qu'il ne suffit pas pour s'assurer d'une concurrence sur ces marchés qui restent la plupart du temps oligopolistiques. Le rôle du régulateur est primordial pour s'assurer du bon fonctionnement du marché, de la viabilité de l'activité et de la conservation de l'efficacité, notamment productive. La deuxième section s'attachera à montrer que le problème des régulations asymétriques, et plus particulièrement lors de l'adoption d'un programme de GR, peut être représenté par une concurrence oligopolistique de type BERTRAND avec des contraintes sur les capacités de production (représentées ici par l'accès à la molécule de gaz). Dès lors, les équilibres ne sont plus facilement calculables (la majorité sont en stratégies mixtes) et des stratégies de rétention peuvent apparaître afin de manipuler les prix ou de servir

⁷L'OFGAS, le régulateur anglais gazier, et l'OFFER, son homologue pour le secteur électrique, ont été rassemblés dans une seule entité de régulation en décembre 2000, l'OFGEM.

⁸L'écramage (ou *cream-skimming*) est une stratégie que peut adopter un entrant et qui consiste à cibler les parties (clients) les plus rentables de l'activité.

⁹BRITISH ENERGY, avec la diminution des prix de l'électricité en Grande-Bretagne, n'a pas pu honorer ses obligations et, sans l'aide de l'Etat britannique, aurait été mise en faillite.

seulement une partie du marché (demande résiduelle) pour maximiser son profit. Nous verrons également que l'existence de contraintes de capacités favorise la collusion et que la rétrocession de capacités (GR) peut conduire à des limitations de parts de marché pour les entreprises efficaces. Dès lors, les consommateurs peuvent être pénalisés car ces effets pervers augmentent les prix pratiqués sur le marché final et réduisent leur surplus.

3.2 Le traitement de la Régulation Asymétrique dans la littérature économique

Le terme de RA est apparu dans la seconde moitié des années 90, notamment avec le cas d'AT&T. Employé tout d'abord dans le secteur des télécoms, il se généralise aujourd'hui à d'autres secteurs (gazier et électrique). Cette notion est liée aux mesures décidées par certains régulateurs et qui ont pour objectifs d'augmenter artificiellement le degré de concurrence dans leur marché respectif (notion de « concurrence forcée »). L'idée est de diminuer certaines barrières à l'entrée, en favorisant certains opérateurs (la plupart du temps des entrants) au détriment d'autres (les OH). Le régulateur cherche à gommer autant que possible les asymétries liées à l'ancienne structure monopolistique des industries aujourd'hui libéralisées. Toutefois, ne voir d'une RA que son côté « défavoriser l'OH » occulte une partie de la portée de ces mesures. En effet, cette régulation pourrait s'appliquer à certains entrants qui bénéficient également d'avantage par rapport au monopole en place. Bien que l'OH possède une position forcément dominante et une part de marché en général importante, la connaissance des différents métiers de l'industrie, des clients, les avantages liés aux économies d'envergure, l'entrant n'est pas désarmé devant lui. Ce dernier dispose lui aussi d'atouts qui peuvent favoriser son implantation, à savoir la possibilité d'utiliser et de suivre en vue de les adopter dès que possible les dernières technologies plus efficaces sans le souci de rentabiliser les anciennes plus coûteuses, ou encore pratiquer un écrémage (PERRUCCI et CIMATORIBUS [1997]). Cette notion d'écrémage est importante. Une fois que le marché sera pleinement ouvert, les entrants s'étant positionnés sur le segment des consommateurs rentables dans les premiers temps de l'ouverture, en général les gros industriels, risquent de laisser la charge du marché des particuliers¹⁰ aux anciens opérateurs. Les deux types d'acteurs bénéficient donc d'asymétries. Les classer au vu de pratiquer une RA au profit du plus défavorisé paraît à première vue difficile et dépend du marché étudié¹¹ et de la vision du régulateur. Ce dernier, lorsqu'il décide de son mode de régulation, doit faire en sorte que son intervention ne dégrade ni l'efficacité du secteur, ni les atouts concurrentiels que ce dernier possède.

¹⁰Ce marché est en général moins rentable et plus contraignant, notamment vis-à-vis des missions de service public.

¹¹Certaines asymétries peuvent être plus importantes que d'autres car certaines stratégies ne peuvent pas par exemple être adoptées.

3.2.1 Définition d'une Régulation Asymétrique

SCHANKERMAN (1996) nous donne une définition de la Régulation Symétrique (RS). Cette dernière nous permettra ensuite de donner celle d'une RA par déduction. Selon cet auteur, une RS est une forme de régulation qui donne à tous les acteurs du marché les mêmes règles à respecter pour se concurrencer. Chacun d'entre eux doit recevoir les mêmes signaux de prix et subir les mêmes restrictions et obligations.

Une RA peut donc être définie comme une régulation qui impose à un ou plusieurs acteurs des règles à respecter que les autres ne subissent pas. Les mesures de *gas release* (GR) ou de pertes de parts de marché peuvent donc bien se définir comme des RA. En effet, elles ne s'appliquent qu'à quelques opérateurs, et même le plus souvent uniquement à l'opérateur historique. Ces deux mesures peuvent être utilisées seules ou en complément, la clientèle perdue par l'Opérateur Historique (OH) étant alors approvisionnée par un entrant grâce au gaz rétrocedé. Toutefois, sous certaines conditions, la question de la redondance de ces deux mesures peut être posée¹².

Lorsqu'une RA est adoptée, cela signifie donc, en adéquation avec la définition donnée précédemment, qu'un entrant est dégagé de certaines obligations qui pèsent sur l'OH. Dans le cas qui nous intéresse (marché gazier), l'entrant serait par exemple exempté de l'obligation de sécurité d'approvisionnement¹³ ou de l'obligation de continuité de fourniture, l'OH restant le fournisseur en dernier ressort. Nous voyons ici apparaître le caractère nécessairement temporaire d'une RA et le problème de financement de missions de services publics. Si l'OH reste garant de la sécurité d'approvisionnement et de la continuité de fourniture, ces missions ont un coût qu'il faut financer, d'autant plus si l'OH subit une stratégie d'écrémage de la part des entrants.

3.2.2 Les courants de pensée de la Régulation Asymétrique

Deux courants de pensée s'opposent sur ce sujet : les défenseurs de la régulation asymétrique et les tenants de la régulation symétrique (PERRUCCI et CIMATORIBUS [1997]).

¹²C'est le cas par exemple lorsque le marché est couvert et les rendements d'échelle constants, ce qui est généralement admis sur le secteur de la distribution.

¹³Le régulateur permet un accès au gaz facilité mais n'impose pas la recherche d'une autre source donc d'œuvrer pour la sécurité d'approvisionnement dans l'immédiat.

3.2.2.1 Les partisans de la Régulation Asymétrique

Ces auteurs basent leur argumentation sur l'idée que le monopole historique détient des avantages de fait, dus à sa position antérieure. Cette position lui permet de conserver une rente informationnelle (aléa moral) et une certaine protection vis-à-vis des concurrents qui peut diminuer son incitation à l'effort. Bien que l'entrant ne soit pas désarmé devant lui¹⁴, une RA est nécessaire pour diminuer cette position afin que la concurrence se développe, en augmentant les entrées et ainsi réduire l'aléa moral et réinstaurer l'incitation à l'effort. Toutefois, le régulateur sera alors certainement soumis à un problème de sélection adverse corrélée positivement avec le risque de favoriser des entrées inefficaces. En facilitant l'entrée de nouveaux opérateurs et une concurrence plus importante, la RA peut de plus favoriser l'adoption des dernières technologies améliorant la compétitivité et le développement de nouveaux progrès technologiques, en particulier dans le long terme (les opérateurs, anticipant d'autres entrées, vont chercher les meilleures technologies de production).

3.2.2.2 Les critiques de la RA

Bien que reconnaissant l'aspect favorable pour les entrées, ils s'appuient sur la baisse en terme d'efficacité qu'entraîne une RA. D'abord, des entrants avec des coûts élevés peuvent pénétrer le marché et proposer un prix plus bas que le monopole qui doit financer certaines missions particulières. Ensuite, le monopole ne peut plus bénéficier des économies d'envergure et peut ainsi se retrouver privé d'un certain retour sur les investissements qu'il a déjà réalisés si l'autorité lui demande de se dessaisir soit d'une partie de sa clientèle, soit d'une activité particulière. Enfin, les incitations à innover sont affectées par une RA qui favorise l'effet d'imitation pour les entreprises qui ne peuvent ou ne veulent pas se lancer dans des processus de R&D coûteux et aux résultats incertains. Cet effet agit sur le retour financier attendu de la recherche par l'entreprise qui l'a financée, d'où un sous-investissement possible. Cet effet est cependant contesté par LYON et HUANG (1995) pour lesquels une RA permet au contraire de déclencher ces investissements car elle crée pour ses bénéficiaires (entrants) une sorte d'assurance sur l'exclusivité de ce retour, au moins pour une période de temps donnée suffisante d'un point de vue de la rentabilité.

¹⁴L'entrant possède un large choix de technologies récentes, moins de problèmes de financement d'anciennes infrastructures ou de missions sociales, possibilité de pratiquer une stratégie d'écramage.

3.2.3 Les incitations à l'application d'une Régulation Asymétrique

Quatre principales raisons peuvent être avancées pour justifier le choix du régulateur lorsqu'il se lance dans un mode de RA. La première réside dans la volonté d'établir une concurrence par l'augmentation artificielle du nombre d'acteurs, ayant comme objectifs d'entraîner une incitation à la concurrence plus importante, une réduction de la possibilité d'exercer un pouvoir de marché et le passage d'une situation de faiseur de prix à celle de preneur de prix. La seconde consiste à se substituer au développement difficile et ralenti des *hubs* et des marchés *spot* gaziers qui permettront, à terme, une fluidité et une flexibilité de l'offre de gaz plus importante, notamment grâce à une augmentation de la liquidité et avec l'apparition d'instruments de couverture vis-à-vis des variations de prix. La troisième est de prendre des mesures provisoires pour développer suffisamment le marché en attendant la mise en fonctionnement de nouvelles infrastructures de transport et d'interconnexions, maillon qui s'érige de plus en plus en véritable goulet d'étranglement de toute activité de réseau au fur et à mesure de l'avancée de la libéralisation. Enfin, la dernière justification est l'objectif de réduire les positions dominantes de certains acteurs (OH) et l'influence des rigidités gazières qui retardent l'entrée de nouveaux concurrents. Ces rigidités sont les suivantes : la présence de contrats à long terme et surtout d'une clause de destination, les capacités de transport limitées et les missions de service public telles que la continuité de fourniture ou la sécurité d'approvisionnement.

3.2.4 La nature du régulateur

L'application par le régulateur d'une régulation asymétrique relance les débats sur la nature de ce régulateur. En effet, il n'est pas évident d'accepter le fait que le rôle du régulateur soit de favoriser les entrants aux dépens de son opérateur historique. Certains voient le régulateur comme une entité bienveillante, recherchant à protéger son opérateur et les consommateurs contre tout abus. D'autres pensent qu'il recherche en priorité son intérêt personnel, qu'il est soumis à des groupes de pression (PERCEBOIS [2001]). Selon la directive, ce doit être une entité indépendante, qui doit favoriser au maximum l'intérêt collectif, maximum susceptible d'être atteint grâce au développement de la concurrence. La régulation asymétrique est un moyen pour le régulateur de montrer qu'il n'est soumis à aucun groupe de pression et qu'il ne recherche pas son intérêt personnel puisqu'il favorise

la concurrence. L'objectif est de faire bénéficier tous les agents économiques des bienfaits de la libéralisation qui sont ceux que la concurrence amène avec elle : diminution des prix, libre choix du fournisseur, libre entrée et sortie.

3.2.5 L'accès aux *inputs* et les contrats de long terme

ARMSTRONG (1999) nous indique que la théorie économique n'a pas émis de principes généraux sur la RA, ou la concurrence « forcée ». Selon le type de barrières auquel les acteurs font face, promouvoir l'entrée peut avoir des effets positifs (éviter à un concurrent de contourner le réseau) ou négatifs (entrées inefficaces, baisse de l'efficacité productive, ...). ARMSTRONG, COWAN et VICKERS (1994) se posent la question de l'accès aux *inputs* et de l'existence de contrats à long terme comme barrières à l'entrée de nouveaux concurrents. Selon ces auteurs, un marché est soupçonné de comporter des barrières à l'entrée lorsqu'un acteur (OH) peut réaliser des profits importants sans provoquer d'entrée. Les entrants et les opérateurs en place peuvent alors être soumis à deux types d'asymétries :

- une asymétrie absolue : l'un des acteurs a accès aux *inputs* cruciaux de production (asymétrie relative à la position historique de l'opérateur) ;
- une asymétrie stratégique : l'un des acteurs peut adopter un comportement anti-concurrentiel grâce à sa position dominante (asymétrie en relation avec la stratégie de l'opérateur).

Le problème de l'accès aux *inputs* est donc posé et présenté comme une source possible de barrière à l'entrée. Ils poursuivent en évoquant l'idée que si un marché concurrentiel sur lequel ces *inputs* peuvent être échangés existe, alors la question de leur accès ne se pose pas. En revanche, s'ils sont possédés par un OH, alors ce dernier gagne une rente à les détenir mais cela ne constitue pas, à leur sens, une barrière à l'entrée au sens strict.

En ce qui concerne l'existence de contrats à long terme, ces derniers peuvent être considérés comme des barrières à l'entrée dans deux situations :

- si son possesseur refuse de les ouvrir lorsque l'entrant n'a pas accès à des sources d'approvisionnements alternatives ;
- ou s'ils confèrent à leurs détenteurs un droit de préemption sur les nouveaux fournisseurs. La position de monopsonne de BRITISH GAS vis-à-vis des producteurs de la mer du Nord au début des années 90 est un bon exemple du problème de concurrence que peut engendrer la présence de tels contrats. Cette idée rejoint celle exposée par

AGHION et BOLTON (1987). Ces derniers concluaient entre autre que sur un marché, la signature de contrats réduisait l'accès aux consommateurs pour les concurrents car elle rendait, en quelque sorte, la clientèle captive vis-à-vis de son fournisseur.

Toutefois, ARMSTRONG, COWAN et VICKERS (1994) ne concluent pas de façon catégorique que les contrats à long terme soient des barrières à l'entrée. De plus, il ne faut pas oublier le caractère pour l'instant indispensable de ces contrats, à la fois pour les consommateurs et pour les producteurs. En effet, les zones de consommation et de production sont éloignées les unes des autres. Ils oeuvrent non seulement pour la sécurité d'approvisionnement des pays importateurs, ce qui dans ce contexte troublé est un atout indéniable, mais aussi permettent le développement de l'industrie gazière en étant le sous-jacent au financement des grands projets gaziers. De même, les pays producteurs sont très attachés à ce type de contrats car ils assurent des revenus stables à leurs économies très dépendantes pour la plupart des ventes d'hydrocarbures. Ces contrats ne sont pour l'instant pas menacés, compte tenu du caractère encore naissant de la libéralisation, des *hubs* gaziers et du manque de maturité des marchés. Ce serait la clause de destination qui ferait l'objet d'attentions particulières en raison du cloisonnement des marchés qu'elle entraîne. De plus, nous voyons que de nombreux opérateurs gaziers, à la fois historiques et nouveaux, continuent ou se mettent à signer des contrats de long terme. Les durées sont certes plus courtes (5 à 10 ans contre 20 à 25 ans auparavant) mais leur nombre important. Les électriciens, souvent parmi les premiers nouveaux opérateurs à pénétrer le marché gazier, signent ce type de contrats pour deux raisons majeures :

- sécuriser à la fois leurs approvisionnements pour la génération électrique à base de gaz (sécurité d'approvisionnement électrique) et pour la vente aux consommateurs finals de gaz (sécurité d'approvisionnement gazière). Ils n'ont en général recours aux marchés *spot* que de façon encore marginale pour gagner en flexibilité et pour rendre leurs consommateurs réactifs par rapport aux prix ;
- s'assurer contre les possibles volatilités des prix sur le *spot* compte tenu de l'absence sur la majorité des *hubs* européens d'instruments de couverture contre les risques (absence de contre-partie et de marché « papier »).

Les OH ont développé pour la plupart les infrastructures nécessaires pour assurer l'approvisionnement de leurs marchés respectifs et les missions qui leur étaient attribuées. Ces investissements, destinés à garantir le fonctionnement d'un marché, où ils étaient en situation de monopole, de la façon la plus efficace possible, peuvent peser lourd dans

leur bilan dans cet environnement de concurrence. Une politique d'aide à l'entrée doit être surveillée de façon à ne pas aller trop loin dans l'accord d'avantages. Le régulateur doit veiller à ne pas défavoriser l'OH de manière irréversible, rendant la réparation plus coûteuse d'un point de vu collectif que le gain lié à l'effet positif attendu en cas d'entrées efficaces. Une justification empirique pourrait être le cas anglais où la libéralisation, dans un premier temps, avait tellement fait baisser les prix que BRITISH GAS ne pouvait plus honorer ses engagements de long terme. En effet, le prix de ses contrats était plus élevé que le prix du marché auquel s'approvisionnaient ses concurrents. BRITISH GAS a dû renégocier une partie de ses contrats (REVOL [1998]).

3.2.6 Les missions de service public et la part de marché imposée

ARMSTRONG (1999) traite deux façons de favoriser l'entrée de concurrents. La première est le cas d'un entrant qui est dégagé de certaines obligations qui pèsent sur l'OH. L'exemple le plus souvent utilisé est celui des télécoms et des obligations de service universel. Dans le cas gazier, ces obligations pourraient être la continuité de fourniture ou la sécurité d'approvisionnement (comme dans le cas électrique). En effet, le régulateur permet par une RA un accès facilité au gaz et aux clients et peut différer dans le temps les obligations de fourniture et de sécurité d'approvisionnement¹⁵ qui seront toujours assurées par l'OH. Une telle possibilité fait apparaître le caractère temporaire nécessaire de la RA et également le problème du financement des missions de service public, traité par de nombreux auteurs.

La seconde est celle d'une part de marché maximale imposée par le régulateur à l'opérateur en place. L'OH doit délaissier une partie de sa clientèle, mais comment choisir celle qui va être concernée ? Plusieurs problèmes apparaissent ici, outre celui du caractère forcé de délaissier une clientèle qui n'avait pas naturellement l'intention de changer de fournisseur.

D'abord, la dominance par l'observation de la part de marché est toujours difficile à établir. La situation de départ étant celle d'un monopole naturel, certaines parts de marché vont être élevées par définition. Par conséquent, les décisions prises à l'encontre d'un

¹⁵Un entrant peut alors ne s'approvisionner qu'auprès de la source la plus rentable, laissant l'OH assurer l'équilibre du marché en cas de défaillance (l'entrant préfère payer la pénalité en cas de possible défaillance et diminuer ses coûts sur le marché des approvisionnements en les sécurisant le moins possible).

opérateur, visant à prévenir tout comportement anticoncurrentiel¹⁶, en regardant uniquement les parts de marché et les indices de concentration associés (HHI, CR_n) pourraient s'avérer biaisées. Certains auteurs remettent en cause l'utilisation des seuls indicateurs de concentration pour juger du degré de concurrence d'un marché. D'autres variables sont importantes¹⁷ et agissent directement sur l'incitation à adopter des comportements anticoncurrentiels. En effet, un opérateur ayant une part de marché concurrentielle mais qui est le fournisseur de plusieurs autres intervenants est plus à même d'adopter des stratégies anticoncurrentielles (forclusion) qu'un opérateur qui possède une part de marché plus importante mais qui est soumis à la concurrence accrue d'un autre ou à des menaces crédibles d'entrées (DANIEL [2002]). Toutefois, ces critiques se basent sur des marchés qui sont déjà matures et organisés, ce qui dans le cas gazier n'est pas encore vrai pour tous les pays. Lorsque l'élasticité de la demande résiduelle est faible, alors les acteurs, indépendamment de leurs parts de marché (faibles ou élevées), sont incités à exercer un pouvoir de marché. Cette incitation dépend cependant de leur position sur le marché (vendeur net ou acheteur net) et elle est d'autant plus forte qu'ils sont vendeurs nets (BORENSTEIN [2002]). Les régulateurs utilisent ces indicateurs sus-cités pour mesurer le degré d'ouverture de leur marché, ce qui explique en partie les mesures touchant parfois les parts de marché des opérateurs.

Ensuite, la notion de marché pertinent apparaît ici importante (dès lors que l'on parle de parts de marché) pour orienter les décisions du régulateur. Selon la définition du marché pertinent que l'on adopte, la part de marché peut varier et, paraissant importante sur un marché, peut se retrouver petite par rapport à celle d'autres concurrents qui interviennent sur les mêmes marchés¹⁸. L'introduction de cette notion augmente toutefois la complexité de l'analyse, notamment en raison de la difficulté à le définir. Si des parts de marché optimales existent, elles vont avoir des valeurs différentes selon la zone géographique et le produit pris en compte (BOISSELEAU [2003]; MERITET [2003]). Toutefois, compte tenu de la concurrence que se livrent les deux énergies et du fait que les acteurs interviennent souvent dans les deux secteurs¹⁹, il est nécessaire de définir ce marché pertinent de façon

¹⁶Ces comportements peuvent prendre la forme d'une forclusion amont/aval ou d'un accès à l'infrastructure essentielle (*essential facility*) limité.

¹⁷L'existence et la structure des relations commerciales entre les différents acteurs sont susceptibles d'entraîner des effets anticoncurrentiels même en présence de parts de marché faibles.

¹⁸Cela dépend notamment si l'on ne prend que l'espace du produit, ici le gaz, où l'espace des produits avec lesquels il est en concurrence sur ses usages, fioul et électricité.

¹⁹Ces entreprises peuvent aussi intervenir dans le secteur du fioul, concurrent direct de l'électricité et

précise avant de prendre toute mesure destinée à pénaliser un opérateur et ayant comme base sa part de marché.

Enfin, selon le type de clients délaissés par obligation, deux effets opposés sont observables. Le premier est le *reverse cherry picking*, c'est-à-dire que l'OH garde les clients rentables et délaisse les moins rentables. Le second est l'écrémage (*cream-skimming*), cas dans lequel l'entrant se positionne sur les parties les plus rentables de l'activité. Enfin, une part de marché imposée peut favoriser l'entrée d'entreprises inefficaces, qui n'auraient pas pénétré le marché sans une RA, comme nous le verrons par la suite. Les rôles de surveillance et de contrôle du régulateur pour l'octroi de licences et d'autorisations d'exploitation sont alors primordiaux.

D'un point de vue plus théorique, l'introduction d'une contrainte sur les parts de marché d'un opérateur ne favorise pas de façon intuitive une concurrence saine entre opérateurs, bénéficiant aux consommateurs. BRETON et ZACCOUR (2001) ont étudié les effets d'une contrainte sur les parts de marché d'un opérateur à l'aide de modèles oligopolistiques de type COURNOT ou STACKELBERG. La contrainte est appliquée à l'opérateur qui est le plus efficace. La demande qui s'adresse sur le marché est supposée linéaire et les fonctions de coûts quadratiques. Ces spécifications rendent possibles l'analyse en terme de bien-être de l'effet de la contrainte par rapport à une concurrence oligopolistique libre. Ils concluent que la contrainte est néfaste pour les consommateurs car elle conduit à une baisse des quantités vendues donc à une augmentation des prix, laquelle implique une baisse de leur surplus. D'un point de vue des opérateurs, celui qui subit la contrainte voit ses profits diminuer alors que ceux de celui qui en bénéficie augmentent. Cette contrainte agit comme une récompense vis-à-vis de celui qui en bénéficie, comme une punition pour celui qui la subit, tout ceci aux dépens des consommateurs.

3.2.7 La Régulation Asymétrique et la baisse de l'efficacité productive

La littérature économique discerne en général deux grandes formes d'efficacité. La première, l'efficacité allocative, est la vente d'une quantité de biens à un prix reflétant le coût marginal de fourniture de cette quantité. La seconde, l'efficacité productive, est la production d'une gamme de produits ou de services donnée au coût le plus bas possible (SCHANKERMAN [1996]).

du gaz dans le marché du chauffage.

La littérature qui emploie le terme de RA est principalement issue de l'analyse du secteur des Télécoms. Toutefois, certaines des conclusions théoriques peuvent certainement être transposées au secteur gazier. En effet, d'une manière générale, les auteurs étudiés sont de toute évidence tous d'accord sur le fait qu'une RA favorise les entrées. Ils soulignent cependant les effets négatifs qu'elle amène avec elle et notamment les entrées inefficaces possibles induisant une baisse de l'efficacité productive (investissements inefficaces, augmentation des prix²⁰, écrémage). L'instauration par la suite de normes de qualité pour restaurer une certaine efficacité n'est pas forcément optimale. En effet, CRAMPES et HOLLANDER (1995) montrent que la mise en place de normes de qualité réduit le profit de la firme qui offrait déjà un service de qualité et augmente celui de la firme qui était moins regardante à ce sujet. L'effet sur les consommateurs et le bien-être est positif uniquement si la firme qui offrait un service de bonne qualité ne réagit pas en l'augmentant encore, plus que proportionnellement à l'augmentation de qualité de son concurrent qui doit se plier à la nouvelle norme (le prix augmente avec la qualité); dans ce cas, l'effet concurrence est supérieur à l'augmentation des coûts liée à la mise en conformité du concurrent qui offrait un service de basse qualité.

BEESLEY (1997) évoque la possibilité de favoriser les entrées dans les marchés où les contraintes sont fortes. Pour arriver aux objectifs de concurrence fixés, l'une des conditions est de regarder et prédire les changements technologiques futurs et l'évolution des conditions du marché à venir afin de déterminer si une RA est nécessaire et quels types d'entrées sont souhaitables et doivent être favorisés. Si cette évolution est favorable²¹, alors la RA risque d'être inutile et coûteuse, entraînant des effets irréversibles²².

SCHANKERMAN (1996) construit son argumentation sur l'idée qu'une RS est toujours préférable à une RA sauf si :

- un comportement anticoncurrentiel de la part de l'OH est démontré. La question est de savoir si les contrats de long terme TOP sont anticoncurrentiels : la réponse est mitigée, selon le point de vue théorique ou empirique que l'on adopte²³. En

²⁰L'entrant moins efficace doit recouvrer ses coûts et obtenir un taux de rentabilité suffisant une fois qu'il est entré.

²¹Les investissements sont réalisés pour réduire l'effet "goulet d'étranglement".

²²Une fois que l'entrée inefficace s'est produite, il sera nécessaire, durant un certain temps, de s'en accommoder, accommodation qui peut conduire à une augmentation des coûts de la régulation.

²³Les contrats de long terme sont considérés comme anticoncurrentiels par nature et en raison de certaines clauses qu'ils incorporent (AGHION et BOLTON [1987]). Il est possible de voir également les contrats de long terme comme des engagements qui peuvent limiter les incitations à exercer un pouvoir de marché par des firmes puissantes (producteurs gaziers) et favoriser l'intervention de ces dernières sur les

3.2. LE TRAITEMENT DE LA RÉGULATION ASYMÉTRIQUE DANS LA LITTÉRATURE ÉCONOMIQUE

revanche, la clause de destination est, elle, clairement définie comme un frein au développement de la concurrence dans le marché européen ;

- si c'est le moyen le moins coûteux pour introduire la concurrence.

La régulation doit être stable de façon à ce que les prévisions d'investissements puissent être faites dans un contexte le plus certain possible, ce qu'une RA, en général temporaire, ne favorise pas. Il montre également que favoriser les entrées peut conduire à un équilibre de duopole difficile à modifier par la suite²⁴ et entravant la marche vers un marché de plus en plus concurrentiel²⁵.

CARSBERG (1993) souligne le risque d'écémage et la nécessité pour les entreprises qui pénètrent le marché de respecter un certain critère d'efficacité. Dans le cas d'une RA, il faut faire rentrer plusieurs entreprises afin que celles-ci ne se sentent pas trop protégées et éviter les comportements collusifs. Ce risque de collusion a été mis en évidence par GREEN et NEWBERRY (1992) pour le marché électrique. En favorisant le développement de marchés *spot* (donc de la concurrence), les acteurs qui y agissent ont tendance à s'entendre et à pratiquer un prix supérieur à celui qui résulterait de la simple confrontation de l'offre et de la demande. Cependant, limiter les entrées peut s'avérer nécessaire si le marché ne devient profitable pour aucune entreprise au delà d'un certain nombre d'intervenants (ARMSTRONG [1999]).

ABEL et CLEMENTS (2001) définissent une RA comme un transfert de profit de l'OH vers l'entrant. Ils utilisent un modèle économétrique pour étudier les effets d'une RA sur le nombre d'entrées. La corrélation entre ces deux variables est positive mais elle n'est pas

marchés *spot* en injectant quelques liquidités gazières non-contractées (*free gas*). En signant des contrats de long terme, les acteurs peuvent proposer des prix plus faibles (moins de capacités nécessaires pour satisfaire les pics de demande) et stabiliser leurs coûts d'achat (BORENSTEIN [2002]). Cette vision irait dans le sens d'un accroissement de la concurrence par le nombre d'acteurs pouvant avoir accès au gaz. En effet, un producteur qui a vendu une grosse partie de sa production par contrats de long terme (la plupart du temps avec de gros importateurs ou des consortia de gros consommateurs, ayant un certain pouvoir de négociation) s'est assuré un revenu stable. Il peut donc mettre des volumes de gaz marginaux supplémentaires sur le *spot (hubs)* afin que de petites entreprises (*trading*) aient également accès à la ressource. Ils permettent de plus de développer les infrastructures gazières de transport (*bottleneck*). Ces infrastructures sont essentielles (*essential facilities*); leur accès et développement sont nécessaires pour tout développement de la concurrence sur le marché gazier. En ce sens, les contrats peuvent être vus comme « pro-concurrentiels ». Cette vision est cependant à prendre avec toutes les précautions d'usage.

²⁴La structure oligopolistique du marché est conservée car d'autres entrées peuvent être bloquées par la suite.

²⁵Une fois qu'une entrée inefficace a eu lieu, il faut pendant un certain temps s'en accommoder.

la seule à expliquer ces entrées. En effet, les conditions de demande, les opportunités de profits et les conditions de coût jouent également un rôle important dans le mécanisme d'entrée. Par conséquent, plusieurs variables jouent et la RA n'est pas le seul moyen de permettre des entrées. Ils mettent, comme les auteurs précédents, en garde contre les inefficacités engendrées par une concurrence artificielle.

3.2.8 La Régulation Asymétrique et l'asymétrie de coût

SCHANKERMAN et WAVERMAN (1997) comparent les performances d'un marché régulé symétriquement ou non régulé avec celles d'un marché où une RA est introduite. Les deux types de pertes d'efficacité qui peuvent être observés sont les pertes d'efficacité allocative et productive. La seconde perte est intéressante à regarder ici. Le fait que les coûts ne diminuent pas peut être lié aux actions des entreprises qui ne cherchent plus à innover (investissements plus faibles en R&D). Cette perte atteint donc le développement futur de l'industrie.

Un travail théorique permet de comparer les coûts et les bénéfices d'une RA par rapport à un marché sans restriction. L'asymétrie de coût entre les firmes va être une variable déterminante de cette comparaison car elle va jouer fortement sur les bénéfices et les probabilités d'entrer. Les auteurs montrent que plus le degré d'asymétrie en terme de coût est fort, plus les performances d'un marché non régulé, ou régulé de façon symétrique, sont importantes. En effet, les entrées qui se produisent dans ce cas sont celles qui sont socialement désirables et économiquement rentables. Les entrants sont plus efficaces, ce qui rend le marché plus performant. En revanche, sur un marché régulé asymétriquement, plus les asymétries de coûts sont importantes, plus les chances de faire rentrer sur le marché une entreprise inefficace sont grandes ; d'autant plus grandes si l'asymétrie informationnelle entre le régulateur et les entreprises croît avec cette différence. Les performances d'un tel marché sont donc une fonction décroissante des asymétries de coûts. La principale raison à cette observation est qu'une RA impose au régulateur d'acquérir de l'information supplémentaire sur le type des entrants potentiels pour ne laisser entrer sur le marché que ceux qui ont un effet positif sur le bien-être. Cette acquisition est d'autant plus difficile et d'autant plus cruciale si les entreprises sont hétérogènes en terme de coût car se tromper a dans ce cas un effet négatif sur le bien-être supérieur à un cas de coûts quasi-symétriques.

Le point de départ de l'analyse est un marché régulé de façon symétrique. Deux firmes, H et L, respectivement à coût élevé et à coût faible, veulent rentrer sur le marché. Elles

3.2. LE TRAITEMENT DE LA RÉGULATION ASYMÉTRIQUE DANS LA LITTÉRATURE ÉCONOMIQUE

ont une probabilité d'entrée qui est une fonction de l'effort en terme de coût qu'elles ont engagé²⁶. Lorsqu'elles entrent, elles paient un coût fixe d'entrée. Deux incertitudes sont à prendre en compte : l'incertitude sur les caractéristiques de l'entrant (sélection adverse) mais aussi sur la régulation future qui ne doit pas forclure l'entrant le plus efficace. Nous voyons ici que le meilleur schéma est celui où seule la firme qui a les coûts les plus faibles entre sur le marché (firme L). Il n'est pas socialement désirable que l'autre entre, d'autant plus si l'asymétrie en terme de coûts entre les deux entreprises est importante. Ce type d'entrée est en général ce qui se produit si les marchés sont contestables ou si la régulation n'est pas asymétrique. Dans le cas contraire, trois types d'inefficacité peuvent apparaître :

- la double entrée : les deux entreprises entrent alors qu'une seule aurait dû pénétrer le marché. La collectivité supporte alors un coût supplémentaire qui est celui de la firme qui ne devait pas entrer ;
- la mauvaise sélection : l'entrée de la firme à coût élevé ce qui fait peser sur la collectivité un coût supplémentaire égal à la différence entre le coût de H et celui de L ;
- pas d'entrée : aucune entrée ne se produit alors qu'une était désirable et rentable. Le coût supporté est alors soit celui lié à la non production du service, soit à l'absence de choix alternatif de fournisseur.

Toutefois, dans certaines circonstances²⁷, le fait qu'il n'y ait pas d'entrées peut être une meilleure situation que l'entrée d'une entreprise inefficace.

Les probabilités d'entrée sont affectées par l'asymétrie de coût entre les entreprises. Si celle-ci est forte, alors la probabilité d'entrée de l'entreprise L augmente tandis que celle de H diminue²⁸. De même, la probabilité d'entrée de H augmente avec la diminution de cette asymétrie de coût. Ces caractéristiques agissent donc sur les trois formes d'inefficacités vues précédemment. D'abord, l'augmentation de l'asymétrie entre les coûts permet d'augmenter la probabilité d'entrer de L en diminuant celle de H. La double entrée est moins probable car le marché permet l'entrée de L et son efficacité augmente, s'il n'est pas régulé, et le fait que H soit moins incité à entrer réduit également l'entrée des deux entreprises en cas de marché asymétriquement régulé. Ensuite, la probabilité de L augmentant, a priori, la probabilité pour le régulateur de se tromper diminue. Toutefois, cette

²⁶L'entreprise L a une probabilité d'entrée plus importante que l'entreprise H.

²⁷Comme si par exemple une entreprise régulée est déjà en place pour la production et la fourniture du bien ou que l'asymétrie d'information est forte.

²⁸Ceci implique que l'asymétrie informationnelle entre les entreprises et le régulateur soit faible.

inefficacité dépend sans doute plus que les autres de l'asymétrie d'information que subit le régulateur plutôt que l'asymétrie sur les coûts²⁹. Enfin, le comportement de non entrée est d'autant plus fort que les coûts sont proches ou les asymétries informationnelles importantes, chaque entreprise pensant que l'autre peut être plus efficace. Si l'hétérogénéité des coûts est assez élevée, alors cette peur diminue et la probabilité d'entrer de l'une augmente. La résolution de cette inefficacité suppose toutefois que l'asymétrie d'information sur les caractéristiques des deux entreprises n'est pas trop importante.

La RA agit directement sur les trois inefficacités en augmentant la probabilité de H d'entrer³⁰, au contraire d'un marché régulé symétriquement ou non régulé. Les effets positifs d'une augmentation de l'asymétrie des coûts (entrée de L) peuvent être contrebalancés par l'augmentation de la probabilité de H d'entrer si l'entrée est favorisée. Les coûts liés à la régulation sont alors plus importants car l'acquisition d'information joue un rôle important pour atteindre un niveau souhaité d'efficacité du marché. Cette dernière devient plus coûteuse et difficile. Ce problème peut être atténué si l'information disponible pour le régulateur augmente avec l'asymétrie de coût. Si ce n'est pas le cas, il a une probabilité d'erreur (faire entrer H) qui augmente, de même que ses coûts. Si les entreprises sont proches, le coût est plus faible pour la collectivité en cas d'entrée de H.

Adopter une RA n'est pas forcément une bonne solution dans ces environnements complexes, où la régulation est déjà délicate et à fort à faire. La RA est un instrument assez difficile à manier et coûteux d'un point de vue informationnel. L'entrée d'une entreprise inefficace peut limiter les perspectives d'évolution technologique et d'innovation.

Les deux auteurs montrent donc qu'il existe une relation positive entre les performances d'un marché régulé symétriquement et l'asymétrie en terme de coût. Un traitement équitable accroît la probabilité d'entrées efficaces. A contrario, une RA augmente la probabilité d'entrée d'une entreprise inefficace, d'autant plus si les asymétries de coût entre opérateurs et d'information entre le régulateur et les entrants sont importantes. Pour éviter de détériorer la situation, les coûts liés à la régulation vont augmenter pour acquérir la meilleure information possible afin de ne permettre que les entrées ayant un effet bénéfique sur le bien-être³¹.

²⁹Si l'asymétrie de coût augmente, elle peut peut-être faciliter cet accès à l'information.

³⁰Une possibilité de profit post-entrée pour une entreprise inefficace existe car elle agit dans un univers protégé.

³¹Cette meilleure information permet d'éviter l'absence d'entrée lorsque celle-ci est désirable, trop d'entrées qui pourraient nuire à la rentabilité de l'industrie, et de réduire la probabilité d'une mauvaise sélection des candidats.

3.2.9 La Régulation Asymétrique et l'incitation à investir et innover

Une RA réduit la stabilité de l'environnement dans lequel opèrent les entreprises énergétiques. En effet, c'est une industrie où les investissements à réaliser sont en général lourds et s'étendent dans la durée. Leur prévision doit se faire relativement à l'avance et, pour cela, la lisibilité de long terme joue un rôle important. Celui-ci l'est d'autant plus que la logique structurelle de ces marchés est en train de changer. Le passage de la situation du monopole régulé à celui d'entreprises indépendantes voire privées nécessite des adaptations et des contrôles rigoureux de la part des autorités de régulation pour que les investissements à réaliser soient effectifs. En effet, le monopole investissait pour le bien de la collectivité, faisant peser le coût de ces investissements sur l'ensemble de ses clients, en utilisant des subventions croisées pour amortir les non-rentables. De plus, comme il savait que toute la demande lui serait adressée, l'environnement dans lequel il opérait était relativement stable. La logique d'investissement des entreprises privées est sensiblement différente. A la notion de bien-être collectif s'ajoute ou se substitue l'aspect « rentabilité » de l'investissement. Dans un univers de concurrence imparfaite, les investissements peuvent vite devenir stratégiques en donnant un avantage à celui qui les réalise³² et obliger les autres concurrents à réagir (SMEERS [1997]). Ces entreprises interviennent désormais dans un univers concurrentiel (plus ou moins parfait) et régulé, où les prix peuvent fluctuer de même que la demande qui s'adresse à elles (CLASTRES [2001]). L'univers est donc moins stable que le précédent, d'autant plus si les régulations le modifient (les RA sont en général temporaires ce qui accentue l'instabilité). Une certaine frilosité et un sous-investissement pourraient en découler.

Pour SCHANKERMAN (1996), les régulateurs doivent établir des règles stables encadrant la concurrence le plus tôt possible pour s'assurer des modèles d'entrées et d'investissements efficaces. Une RA envoie un mauvais signal de rentabilité qui pourrait induire des investissements ne reflétant pas les véritables besoins. Elle crée des protections pour des entrées efficaces d'un point de vue privé mais inefficaces socialement.

SCHANKERMAN et WAVERMAN (1997) pensent que une RA entraîne une perte d'efficacité productive, ce qui conduit à un sous-investissement en terme de R&D, donc à une baisse de l'incitation à l'innovation. Le manque d'innovation ne permet pas une diminu-

³²Ces avantages peuvent prendre la forme d'accès aux infrastructures de transport ou à la ressource privilégiés.

tion des coûts³³. Les incitations à innover et investir sont réduites et leurs niveaux est sous optimal d'un point de vue social. Le développement futur de l'industrie s'en trouve dès lors affecté.

Cette pensée a priori peut être contrebalancée par l'aspect « protection de l'entrant » que revêt une RA (CARSBERG [1993] et ARMSTRONG et alii [1994, p207] mettent en garde contre une telle protection, ARMSTRONG [1999] contre trop d'entrées). En effet, celui-ci sait que l'OH est le seul à subir certaines contraintes. S'il innove, ces contraintes peuvent empêcher l'OH de l'imiter et il sera seul à bénéficier des effets positifs de l'innovation le temps de la RA (il dispose d'une sorte de brevet pour un temps déterminé). LYON et HUANG (1995) ont étudié ce phénomène à l'aide d'un modèle à trois étapes. Ils se placent dans une situation de RA : l'OH est contraint sur ses profits³⁴. A la première étape, l'entrant innove car il n'est soumis à aucune contrainte. Ensuite, à la seconde étape, il bénéficie des effets positifs de cette innovation (réduction des coûts) et l'OH choisit de l'imiter ou non. Enfin, la troisième étape permet à l'OH de réduire également ses coûts s'il a décidé d'imiter l'entrant. Nous voyons que cette dernière étape permet à l'OH d'augmenter ses profits. Sa décision d'imitation va donc dépendre de l'ampleur de la RA qu'il subit. En effet, si la RA diminue son profit de telle sorte que celui-ci est inférieur à celui qu'il aurait réalisé sans imiter, alors l'entrant sera le seul à innover. Son incitation sera également d'autant plus importante que la RA contraindra l'OH. Les résultats du modèle sont les suivants. Le premier résultat donne les incitations en fonction des coûts liés à l'innovation. Si les coûts d'innovation sont faibles, alors les deux entreprises vont être incitées à innover. S'ils sont forts, alors l'effet inverse se produit : les deux vont être en situation d'attente, elles innoveront si les coûts diminuent. Si les coûts se situent dans une plage de valeurs intermédiaires, alors une seule trouvera bénéfique d'innover. L'entrant sera sans doute plus à même de prendre cette décision car il n'est pas soumis à des restrictions. Le second résultat est que la probabilité que l'entreprise qui innove bénéficie d'effets positifs (réduction de son coût) est un facteur important dans la décision d'innover. Enfin, le dernier résultat est que cette RA peut permettre de déclencher l'innovation si les deux entreprises étaient dans un schéma d'attente³⁵.

Les deux auteurs trouvent deux justifications à l'adoption d'une RA. Deux sont trou-

³³L'un des effets attendus de l'innovation est bien entendu une baisse des coûts et une augmentation de la compétitivité de l'innovateur.

³⁴Il est soumis à une sorte de *price-cap*.

³⁵L'entreprise qui innove est ici celle qui bénéficie de la RA et non pas celle qui la subit.

vées suivies d'un problème majeur. La première est que l'entrant, se sentant protégé en cas de RA, va avoir une incitation supplémentaire à innover car il sait que l'OH va être soumis à des contraintes et qu'il ne pourra exploiter le bénéfice de cette innovation (imitation) que plus tardivement. La seconde est que dans certains cas, un innovation peut n'être profitable pour la collectivité que si une seule entreprise prend l'initiative. A partir du moment où plusieurs innovent, l'effet positif est gommé par l'effet négatif. Le problème qui suit ces explications est informationnel. Ces justifications supposent que le régulateur ait une information parfaite sur les coûts de l'innovation et les circonstances dans lesquelles celle-ci est profitable. Toutefois, dans cet environnement changeant, les défaillances informationnelles, telles que la sélection adverse ou le hasard moral, ne permettent pas au régulateur de conclure de façon univoque sur la nécessité et les bienfaits d'une RA.

Leurs conclusions sont en conséquence prudentes. La RA peut être désirable dans certaines situations et le problème est justement de discriminer entre les situations où ces effets seront positifs et celles où la baisse du bien-être collectif sera la règle.

L'innovation peut être vue ici également comme un investissement à réaliser : chacun attend pour ne pas être le seul à investir et à en faire profiter le concurrent. Dans un contexte concurrentiel et de RA³⁶, la question des investissements doit être prise en compte par le régulateur pour éviter les cycles de sous-investissement, la défaillance, et pour réduire l'effet "goulet d'étranglement" du transport. Le fait que l'un des acteurs soit contraint peut débrider la situation car l'investisseur sait qu'il va pouvoir bénéficier seul des effets positifs de son action durant un certain temps.

3.2.10 Commentaires et Conclusions

Nous pouvons noter qu'il n'y a pas, en théorie économique, de principes généraux sur les effets bénéfiques ou néfastes d'une RA. Elle peut être coûteuse et inutile si les évolutions du marché sont favorables à l'entrée de nouveaux concurrents et de nouvelles sources d'approvisionnements (BEESLEY [1997]), ou au contraire contribuer à un développement accéléré du marché et des facteurs favorisant la concurrence³⁷ en déclenchant des investissements de la part des bénéficiaires de cette régulation (LYON et HUANG [1995]). Tous les auteurs sont cependant d'accord sur le fait qu'une RA favorise les entrées. Elle crée

³⁶Les opérateurs agissent en situation d'incertitude sur la demande et sous une régulation temporaire donc changeante.

³⁷Tels que le développement des réseaux ou des sources d'approvisionnement.

des opportunités de profits qui n'existaient pas auparavant, aussi bien pour des opérateurs efficaces qu'inefficaces, et permet aux concurrents de bénéficier d'avantages³⁸. Selon ARMSTRONG (1999), ces avantages seraient une dispense d'assurer certaines obligations (la sécurité d'approvisionnement) ou de profiter d'une part de marché imposée à l'OH. Cette dernière mesure crée une obligation de délaisser certains clients, d'où des stratégies d'écrémage ou de *reverse cherry-picking* possibles. Certains auteurs mettent en garde contre les objectifs de perte de parts de marché et l'observation des parts de marché pour jauger d'une position dominante (BORENSTEIN [2002], DANIEL [2002]) et notent que les effets sur les consommateurs ne sont pas forcément positifs (BRETON et ZACCOUR [2001]). Si l'on suppose un marché couvert et des rendements d'échelle constants, notamment sur le maillon de la distribution, une mesure de GR équivaut à une perte de parts de marché pour l'OH qui ne pourra plus servir une partie de sa clientèle en raison d'un manque de capacités. Toutefois, une condition de succès d'une RA est non seulement de faire entrer des entreprises efficaces, mais aussi en nombre suffisant pour limiter voire éviter les comportements stratégiques et collusifs qui pourraient découler de cette régulation (CARBERG [1993]).

Une régulation symétrique permet de conserver l'efficacité productive et améliore les performances du marché, en particulier lorsque les asymétries de coûts entre les opérateurs sont importantes (SCHANKERMAN et WAVERMAN [1997]). Elle est souvent préférable à une RA sauf si un comportement anticoncurrentiel est observé ou s'il n'existe pas de moyens moins coûteux socialement pour introduire une concurrence³⁹ (SCHANKERMAN [1996]). Selon ARMSTRONG, COWAN et VICKERS (1994), la possession d'un *input* (la ressource gazière) n'est pas a priori une barrière à l'entrée, ou sous-jacente à un comportement anticoncurrentiel, mais confère juste une rente à celui qui le possède. Si ces *inputs* sont associés à des contrats de long terme, alors ils peuvent conduire à des mesures de RA si leur propriétaire refuse de les ouvrir alors que ses concurrents n'ont pas accès à l'*input* ou s'il lui procure un droit de préemption sur les fournisseurs. Les expériences empiriques de GR montrent que, le plus souvent, ces mesures ont été adoptées dans l'attente d'un développement des infrastructures de transport et d'importation ainsi qu'à la suite de l'observation de la couverture totale de la demande par contrats de long terme.

Les effets négatifs d'une RA sur les investissements, à cause de son caractère temporaire, ne sont pas certains. Une régulation stable et symétrique permet de s'assurer

³⁸En terme d'approvisionnements, de partie du marché délaissée, ou libérés de certaines obligations.

³⁹C'est-à-dire pour rendre des entrants actifs sur le marché.

3.2. LE TRAITEMENT DE LA RÉGULATION ASYMÉTRIQUE DANS LA LITTÉRATURE ÉCONOMIQUE

des investissements et des entrées efficaces (SCHANKERMAN [1996], SCHANKERMAN et WAVERMAN [1997]), en particulier en cas d'asymétries informationnelles entre le régulateur et les nouveaux entrants. Ces aspects sont contrebalancés par l'aspect "protection de l'entrant" que revêt une RA et qui peut jouer comme déclencheur à la construction de nouvelles infrastructures. L'incitation à investir pour des opérateurs soumis à une RA dépend des coûts liés à la recherche et au développement de l'investissement lui-même. Si ces derniers sont faibles, alors toutes les entreprises vont investir. S'ils sont forts, alors les situations d'attente⁴⁰ vont être la règle. La RA peut alors débloquer la situation en permettant à certains opérateurs un taux de rentabilité de leurs investissements « garanti ». S'ils sont dans des valeurs intermédiaires, alors un ou plusieurs opérateurs peuvent trouver bénéfique d'investir. A ce stade, la probabilité de bénéficier seul, ou dans une proportion importante, des effets positifs de l'investissement joue un grand rôle. En Italie, par exemple, le fait que le régulateur favorise l'accès aux nouvelles infrastructures aux opérateurs les ayant financées incitent certainement les nouveaux acteurs à investir car ils savent qu'ils retireront un bénéfice de ces investissements (Autorita per l'energia elettrica e il gas [2003]). Une RA peut donc déclencher les investissements en cas de schémas d'attente. Les investisseurs seront alors les entreprises qui bénéficient de cette RA. Ce sont des observations qui vont à l'encontre d'une idée a priori sur l'incertitude engendrée par une régulation temporaire et changeante, allant à l'encontre de la lisibilité de long terme nécessaire pour programmer les investissements gaziers, lourds et coûteux à mettre en œuvre. Il est toutefois difficile de conclure de façon tranchée sur le rôle déclencheur de la RA. Cet effet est observé dans le cas où l'entrant, se sentant protégé, prend la décision. Cet effet déclencheur peut alors être source d'effets négatifs d'un point de vue social si plusieurs entreprises investissent alors qu'il était socialement préférable et profitable qu'une seule le fasse (cas de sous-additivité des coûts). L'information du régulateur sur les bénéfices de l'investissement est alors un élément important lorsqu'il décide d'appliquer une RA. L'une de ses missions est de s'assurer que les investissements entrepris sont socialement désirables d'un point de vue collectif et d'éviter ainsi un sur-investissement qui ralentirait les bénéfices attendus de la libéralisation (baisse des prix).

⁴⁰Attente de l'évolution du marché et de l'environnement pour prendre une décision.

3.3 Le *gas release* au travers d'une concurrence de type oligopolistique avec contraintes de capacités

3.3.1 Le marché du gaz : un marché oligopolistique

Le marché du gaz naturel n'est pas, au sens de la théorie économique, un marché parfaitement concurrentiel car il viole la quasi-totalité des hypothèses qui sont sous-jacentes à ce type de modèle. La production, tout d'abord, fait l'objet d'un nombre relativement restreint d'offreurs, obéissant cependant à des logiques⁴¹ qui limitent leur pouvoir de marché mais laissant toutefois des marges de manœuvre. Sur le secteur de la distribution, nous observons, aussi bien sur le marché de gros que de détail, une vague de fusions-acquisitions qui diminuent le nombre d'acteurs et rend les restants encore plus « gros » (BAZART [2003]). Ce phénomène de concentration est observé à la fois sur les marchés électrique et gazier, marchés sur lesquels les mêmes acteurs agissent dans la plupart des pays (mis en évidence pour l'Angleterre par RUTLEDGE et WRIGHT [2003]).

Sur le marché gazier, les restrictions quantitatives, liées à la SA, et les pouvoirs de marché jouent un certain rôle dans l'imperfection de la concurrence. Les premières réduisent les possibilités d'arbitrage des acteurs et augmentent le niveau du prix final⁴² car une forme de rationnement s'opère. Les seconds conduisent à la possibilité d'établir des *mark-up* non plus basés sur la rareté du bien mais sur la possibilité de contrôler directement les prix, ou indirectement à travers les quantités vendues (SMEERS [1997]). L'exercice d'un pouvoir de marché se réalise en général durant les périodes de consommation de pointe ou de saturations des réseaux, c'est-à-dire lorsque les opérateurs peuvent proposer des prix plus élevés sans modifier leur demande ; le pouvoir de marché est profitable à chaque fois que l'élasticité de la demande est faible, ce qui se produit notamment lorsque les capacités sont utilisées de manière importante (BORENSTEIN [2002]). Dans ces cas là, augmenter le nombre d'offreurs n'a aucun effet car chacun a intérêt de pratiquer la même stratégie ; la solution efficace est de réduire l'effet "goulet d'étranglement" (*bottleneck*) du transport en augmentant les infrastructures de transport (SMEERS [1997]).

Les opérateurs et leurs stratégies ont un effet direct sur les prix des différents marchés⁴³ sur lesquels des manipulations sont possibles (PERCEBOIS [2003]). Les opérateurs se

⁴¹ *Netback*, contrats de long terme pour financer les infrastructures...

⁴² Un niveau de prix plus élevé est le coût devant être supporté pour une sécurité et un développement de l'industrie accrus.

⁴³ Les cotations journalières sur les marchés électriques ou les *hubs* futurs, les possibilités de congestions

3.3. LE GAS RELEASE AU TRAVERS D'UNE CONCURRENCE DE TYPE OLIGOPOLISTIQUE AVEC CONTRAINTES DE CAPACITÉS

trouvent en conséquence dans une situation de faiseurs de prix plutôt que dans celle de preneurs de prix (*price-takers*). Les prix sur le marché électrique californien (2000-2001) et, plus récemment, ceux du Nordpool, ont par exemple fait l'objet de manipulations de la part des intervenants. Il est vrai qu'une différence entre les marchés électrique et gazier est que le gaz ne possède pas d'usage captif et peut donc trouver des substituts dans toutes ses utilisations. Toutefois, la croissance du gaz est très importante, surtout pour la génération électrique. Certains consommateurs sont de facto captifs car ils ne peuvent pas changer d'énergie rapidement et à un coût économiquement viable. Cette observation a été faite lors des incidents électriques californiens, dont l'une des nombreuses causes est l'augmentation des prix du gaz, liée non pas à une manipulation des prix mais à une saturation des réseaux de transport lors d'une augmentation forte de la demande (WILSON [2002]). Les producteurs d'électricité à base de cycles combinés ont dû s'approvisionner à des coûts très élevés pour alimenter le réseau et servir leurs clients. Ils n'ont bien entendu pas pu modifier leur mode de production. Parmi les origines de la crise, nous pouvons également citer les opérateurs, propriétaires des moyens de production, qui ont trouvé profitable, à certaines heures, d'agir stratégiquement en retenant une partie de leurs capacités pour faire monter les prix sur les marchés de gros électriques. Ceci dénote un pouvoir de marché avéré de la part de certains fournisseurs dont les parts de marché ne sont pas forcément élevées (BORENSTEIN [2002]). Ce possible effet stratégique est toutefois atténué sur le marché gazier par le fait qu'un prix trop élevé peut nuire au développement de l'industrie gazière en créant une baisse de demande et par des contraintes techniques⁴⁴. D'autant plus que certains accords (Kyoto) ou décisions stratégiques d'approvisionnement⁴⁵, déconnectés du marché, jouent en faveur de son développement.

A la suite de la présentation de ces faits stylisés, nous constatons que les producteurs se trouvent en situation d'oligopole⁴⁶, que les marchés sont de plus en plus concentrés, rendant certains comportements stratégiques possibles, et sur lesquels certains clients deviennent captifs : les caractéristiques d'un marché d'oligopole sont ici réunies. Le marché gazier peut donc être représenté par un modèle d'oligopole.

volontaires, la rétention de capacités si l'optique d'un stockage volontaire pour élever le niveau des prix est plus intéressante qu'une vente à l'instant sur le *hub*, sont autant de variables qui favorisent la manipulation des prix.

⁴⁴La rétention de capacités gazières implique la possession de stockages ou de moyens de production ou de transport.

⁴⁵Telles que la diversité des sources d'énergies et d'approvisionnement au sein d'un pays.

⁴⁶Il existe cependant un plafond pour les prix qui est le lien avec le prix des énergies concurrentes.

Les mécanismes de régulation asymétrique, pertes de parts de marché et *gas release*, s'appliquent en conséquence à une industrie oligopolistique. Le premier (pertes de parts de marché) s'analyse en contraignant l'opérateur qui y est soumis sur ses ventes du marché aval. Le second (*gas release*) est plus délicat à étudier. En effet, cette mesure fait apparaître une relation entre l'OH et l'entrant. Cette relation peut donc permettre, en théorie, à l'OH de forclure son rival en restreignant son accès à la ressource. Comme cette mesure est décidée par le régulateur, l'OH est a priori dans l'obligation de fournir son rival. La seule stratégie dont il dispose est la possibilité d'agir sur le prix de rétrocession. Selon les expériences empiriques étudiées, ce prix est déterminé de deux manières : soit par un système d'enchères (Espagne, Autriche, Allemagne, France), soit en fonction des coûts (en Angleterre et Italie, ce prix est respectivement égal à un coût moyen pondéré et au coût moyen d'importation constaté par le régulateur). Dans les deux cas, un prix plancher est appliqué, reflétant les coûts de l'OH et des contrats qui sont visés par la mesure, et approuvé par le régulateur. Les asymétries d'information entre le régulateur et l'OH vont jouer à ce niveau. Ces dernières peuvent permettre à l'OH de fixer un prix supérieur à ses coûts, lui permettant ainsi d'adopter une stratégie dite « d'augmentation du coût des rivaux » et de dégager une rente informationnelle. Dès lors, le prix de rétrocession peut apparaître trop élevé pour un entrant et réduire les perspectives de profits à tel point que, soit aucune entreprise ne peut entrer⁴⁷, soit un petit nombre d'entreprises sont disposées à entrer mais ne demandent pas toutes les quantités rétrocédées (Allemagne). Dans ce deuxième cas, il faut que le régulateur s'assure que les entrants, en général efficaces (car sinon, selon toute logique, ils n'auraient pas de clients excepté en cas d'objectifs de perte de parts de marché) sont disposés à œuvrer pour un véritable développement de la concurrence, sans chercher à augmenter la concentration du marché ou toutes formes de collusions. D'autres asymétries apparaissent et ont été mises en évidence par la littérature sur les RA : celles existants entre un régulateur et un entrant et le risque de faire entrer des entreprises inefficaces.

3.3.2 La contrainte sur les parts de marché : Le modèle de Breton et Zaccour [2001]

Les deux auteurs étudient une situation dans laquelle deux entreprises asymétriques produisent un bien homogène et font face à une demande concurrentielle sur le marché

⁴⁷Les quantités rétrocédées ne trouvent pas d'acquéreur.

3.3. LE GAS RELEASE AU TRAVERS D'UNE CONCURRENCE DE TYPE OLIGOPOLISTIQUE AVEC CONTRAINTES DE CAPACITÉS

final⁴⁸. Les deux entreprises se différencient à la fois par leurs coûts et par le traitement qu'elles subissent. En effet, l'une des deux est contrainte sur ses ventes aux clients finals. Autrement dit, elle ne peut pas vendre une quantité supérieure à une certaine proportion des ventes de son concurrent. Celle qui est contrainte, que nous appellerons, pour plus de commodité et faire le lien avec notre problème, l'OH, est supposée avoir des coûts plus faibles que l'entrant, qui lui n'est pas contraint. Les deux entreprises se concurrenceront tout d'abord à la COURNOT. Ensuite, elles se livreront une concurrence de type STACKELBERG, avec l'entrant dans le rôle du "meneur". Les deux opérateurs sont considérés comme des preneurs de prix. Deux justifications peuvent être avancées selon le type d'acteurs que nous étudions :

- soit les deux opérateurs sont des producteurs et les clients finals des importateurs/distributeurs. La concurrence par les quantités se justifie alors par la prépondérance de contrats de long terme, indexés sur le prix des énergies concurrentes et incorporant une composante tarifaire liée à la logique du *netback*. Les opérateurs prennent comme variables stratégiques les quantités plutôt que les prix ;
- soit les opérateurs sont des importateurs/distributeurs et les clients des consommateurs finals. La concurrence peut être également de type COURNOT (ou STACKELBERG) dans cette situation. Il est raisonnable de supposer que les deux opérateurs, comme l'un est contraint, vont mettre sur le marché ce qu'ils peuvent et que, selon la fonction de demande qui va s'adresser à eux, un prix va émerger. De plus, si la contrainte sur la part de marché a un impact sur les capacités de production, alors le problème peut être traité par un modèle de concurrence à la COURNOT comme nous le verrons par la suite.

Les coûts de l'OH sont supposés négligeables par rapport à ses recettes. Les deux opérateurs ont le même comportement, c'est-à-dire qu'ils cherchent à maximiser leur fonction de profit (de recette pour l'OH).

Les hypothèses du modèle sont les suivantes :

- la fonction de coût de l'entrant est non-négative, croissante et convexe ;
- la fonction de demande est décroissante, continue ;

⁴⁸Les deux auteurs prennent le marché gazier comme secteur d'étude, au niveau de la production. Les deux acteurs sont deux producteurs importants de gaz, à savoir la Norvège, qui est supposée avoir les coûts les plus élevés, et la Russie, qui dispose des coûts les plus faibles. Nous ferons par la suite le lien avec notre problème en supposant que l'OH est le plus efficace et que l'entrant est celui qui a des coûts plus élevés.

- les recettes sont concaves ;
- il existe une quantité pour l'entrant optimale qui est positive si l'OH vend la quantité maximale autorisée.

Si ces hypothèses du modèle général sont vérifiées, alors il existe plusieurs équilibres de NASH-COURNOT en stratégies pures tels que la contraire est saturée (l'OH vend tout ce qu'il lui est permis) ainsi qu'un équilibre unique de STACKELBERG. La contrainte de ce second équilibre est libre ou saturée en fonction de la valeur de l'élasticité de la demande. Si l'élasticité de la demande est élevée en valeur absolue, alors la contrainte est saturée. Sinon, elle est libre.

En prenant une fonction de coût quadratique et une demande linéaire, une comparaison des quantités vendues, des prix et des profits entre les différentes situations d'équilibres, contraints ou non, est rendue possible.

Conclusion 1 *L'application d'une contrainte sur la firme la plus efficace est néfaste pour le consommateur. En effet, les quantités vendues diminuent, la conséquence directe étant une augmentation du prix entraînant une baisse de son surplus. La contrainte agit comme une punition vis-à-vis de la firme la plus efficace (OH) et comme une récompense pour l'entrant moins efficace. Autrement dit, en se basant sur ces résultats⁴⁹, l'introduction d'une contrainte sur les ventes de l'OH punit celui qui la subit, enrichit celui qui en bénéficie, et tout ceci aux dépens du consommateur qui voit les quantités proposées sur le marché diminuer, entraînant une hausse du prix.*

3.3.3 Le *gas release* et les contraintes de capacités

L'objectif d'une mesure de *gas release* est de faciliter l'entrée de concurrents qui seraient bloqués par un accès réduit à la ressource. D'un point de vue théorique, cette question se rapproche d'une concurrence oligopolistique avec un opérateur qui est contraint. Cette contrainte agit sur les capacités de ce concurrent qui ne peut produire et donc vendre les quantités qu'il désire, limitant l'accès au marché et la profitabilité de l'entrée. Le GR permet de relâcher cette contrainte avec une modification des coûts du concurrent, à la

⁴⁹Ces résultats sont la baisse du surplus, l'augmentation des profits de l'entrant et la baisse de ceux de l'OH.

3.3. LE GAS RELEASE AU TRAVERS D'UNE CONCURRENCE DE TYPE OLIGOPOLISTIQUE AVEC CONTRAINTES DE CAPACITÉS

hausse ou à la baisse selon sa condition initiale d'approvisionnement. La concurrence sur le marché final (de gros ou de détail) s'apparente à une concurrence à la BERTRAND. En effet, les opérateurs vont essayer de gagner des clients en proposant des conditions tarifaires plus intéressantes que l'OH. Cette forme de concurrence sous-entend que les opérateurs peuvent desservir toute la demande. Dès lors, le résultat est celui de BERTRAND, à savoir que celui qui a le coût le plus faible remporte le marché tout entier et le prix se fixe au coût marginal directement supérieur (moins $\varepsilon > 0$) à celui du vainqueur. Si les opérateurs ont tous le même coût marginal, alors un schéma de répartition de la demande doit être adopté, le prix est égal à ce coût marginal et les profits des entreprises sont nuls (paradoxe de BERTRAND). Ce résultat ne tient plus dès lors qu'un des acteurs est contraint, ni lorsqu'il existe des asymétries d'information sur les coûts ou les capacités des concurrents. En effet, les concurrents pratiquent alors un prix qui va être supérieur à leur coût marginal et des perspectives de profit vont se dessiner (SPULBER [1995]; KREPS et SCHEINKMAN [1983]).

Le régulateur observe donc que les entrants subissent une contrainte sur leurs approvisionnements (*inputs*), jouant comme une barrière à l'entrée et leur empêchant d'être considérés comme des fournisseurs alternatifs crédibles à l'OH. Cette contrainte sur leurs *inputs*, d'un point de vue théorique, peut s'apparenter à une contrainte sur leur capacité de production⁵⁰. Le régulateur décide donc d'adopter une mesure de GR pour diminuer le poids de ces contraintes et faciliter les entrées. Deux situations découlent de cette mesure. Soit le GR est suffisamment important pour que, sur la partie concurrentielle du marché, les entreprises puissent se concurrencer librement, sans subir de contraintes. Nous nous retrouvons alors dans un schéma à la BERTRAND où les entreprises cherchent à proposer le prix le plus faible pour servir la demande. Le prix de rétrocession (donc les coûts d'acquisition du gaz de l'entrant) jouera alors un rôle déterminant dans la possible compétitivité du concurrent. Soit le GR ne permet pas de libérer les opérateurs de leurs contraintes, la concurrence est alors entravée par le fait que certains opérateurs ne pourront pas servir toute la demande qui s'adresse à eux aux prix proposés. Cette situation donne alors lieu à des comportements stratégiques possibles. Cette seconde situation, au vu des expériences déjà étudiées, semble être la plus plausible car il faudrait certainement un GR et des approvisionnements très importants pour lever toutes les contraintes qui pèsent sur les opérateurs. Le prix de rétrocession est alors moins crucial car la concurrence qui va s'éta-

⁵⁰Leurs capacités en gaz, ou quantités qu'il est possible d'importer, sont trop faibles pour concurrencer efficacement l'OH.

blir ensuite⁵¹ donnera lieu à des stratégies de prix supérieures aux coûts marginaux. Les deux entreprises réaliseront alors des profits positifs, voir même de monopole sur certains marchés (demande résiduelle) comme nous le verrons par la suite.

Les entrants et l'OH vont se livrer une concurrence oligopolistique de type BERTRAND en étant soumis à des contraintes sur leurs approvisionnements, que nous analyserons par la suite comme des contraintes sur leurs capacités. Nous présenterons en premier lieu des généralités sur la concurrence à la BERTRAND avec des contraintes, à savoir les règles de rationnement de la demande et la prédominance des équilibres en stratégies mixtes. Nous poursuivrons par deux types de comportements anticoncurrentiels qui peuvent être favorisés par cette concurrence contrainte. Le premier sera la rétention volontaire de capacités pour manipuler les prix ou pénétrer le marché sans représailles des firmes en place. Le second sera l'adoption de comportements collusifs.

3.3.3.1 Concurrence à la Bertrand et contraintes de capacités

L'une des hypothèses principales de BERTRAND, amenant au paradoxe, est que chaque firme peut satisfaire à elle seule toute la demande qui s'adresse au marché. EDGEWORTH, en 1897, a été le premier à s'intéresser à cette hypothèse par le simple constat que les entreprises ne pouvaient pas vendre plus que ce qu'elles n'étaient capables de produire (TIROLE [1993b], p18). Dès lors, elles sont susceptibles de réaliser des profits positifs en proposant des prix supérieurs à leur coût marginal⁵² et en adoptant différentes stratégies⁵³.

Les schémas de concurrence à la BERTRAND nécessitaient l'introduction d'une règle de répartition (partage) de la demande, notamment en cas de prix proposés égaux. Lorsque des contraintes de capacités sont introduites, les consommateurs ne vont pas forcément tous pouvoir s'approvisionner auprès de l'entreprise qui propose le prix le plus faible. Certains sont susceptibles d'être rationnés et, en complément des règles de partage de la demande traditionnelles, les entreprises doivent appliquer des schémas de rationnement⁵⁴.

⁵¹Une concurrence à la BERTRAND avec des contraintes sur les capacités.

⁵²Elles savent que le concurrent ne peut pas satisfaire seul la demande.

⁵³L'entreprise peut proposer un prix faible pour vendre toute sa production ou se contenter d'une demande résiduelle servie à un prix plus élevé.

⁵⁴Des justifications intéressantes pour le choix d'un mode de rationnement sont données par DAVIDSON et DENECKERE (1986). Ils notent que ce choix n'est pas évident et dépend de nombreuses variables comme l'élasticité de la demande, la localisation des consommateurs, la vitesse d'acquisition de l'information ou encore les coûts de transport.

3.3.3.1.1 Les schémas de rationnement Nous allons nous placer ici dans la situation où aucun des acteurs ne peut satisfaire seul la demande car ses capacités de production l'en empêchent. Autrement dit, le prix qu'un acteur proposerait pour remporter tout le marché lui procure une demande qu'il ne peut satisfaire en raison des contraintes que lui imposent son infrastructure de production et qui va être en conséquence rationnée. Deux schémas de rationnement sont habituellement utilisés pour traiter les modèles de BERTRAND avec contraintes de capacités; il s'agit du rationnement efficace et du rationnement proportionnel. Un troisième sera également présenté ici; il est le fruit d'une combinaison linéaire des deux précédents.

Le rationnement efficace⁵⁵ est tel que la firme qui propose le prix le plus faible vend toute sa capacité. En effet, les consommateurs vont d'abord se tourner vers elle et ceux qui ont été rationnés iront ensuite vers la firme qui propose le prix directement supérieur et ainsi de suite. Ce phénomène stoppe lorsque la dernière firme appelée pratique un prix tel que la demande résiduelle est nulle. Ce rationnement est dit efficace car il permet de servir en premier les consommateurs qui ont une disposition à payer la plus importante, maximisant ainsi leur surplus. En revanche, la demande résiduelle qui résulte de ce schéma de rationnement est la plus faible puisque les consommateurs restants ont une disposition à payer plus réduite (DAVIDSON et DENECKERE [1986]). Ce schéma d'allocation du bien est celui que l'on obtiendrait en cas de possibilités de reventes sur le marché du bien obtenu, de ceux qui ont une disposition marginale à payer faible vers les consommateurs pour lesquels le bien a le plus de valeur (TIROLE [1993b], p22). Nous voyons ici que ce type de comportement de rationnement nécessite un classement entre les consommateurs, de façon à pouvoir servir prioritairement ceux pour lesquels le bien a le plus de valeur, ou l'existence d'un marché de revente. Ces caractéristiques existent sur le marché gazier⁵⁶. Ce type de rationnement donne lieu à une demande résiduelle de pente égale à celle de la demande de départ.

Pour deux entreprises en duopole supportant chacune des contraintes de capacités k_i , $i = \{1, 2\}$, et rencontrant une fonction de demande $D(p)$, la demande $d(p_i, p_{-i})$ que servira l'entreprise i sera la suivante :

⁵⁵Il est également appelé le rationnement maximisant le surplus ou encore le rationnement parallèle.

⁵⁶Un classement des consommateurs peut être effectué, en fonction de leur activité ou de l'existence d'équipements bi-énergie, ou un marché de revente de la ressource mis en place.

$$d(p_i, p_{-i}) = \begin{cases} \min[k_i, D(p_i)] & \text{si } p_i < p_j, j \neq i; \\ \min[k_i, \max\{\frac{D(p_i)}{2}, D(p_i) - k_j\}] & \text{si } p_i = p_j, j \neq i; \\ \min[k_i, \max\{0, D(p_i) - k_j\}] & \text{si } p_i > p_j, j \neq i. \end{cases}$$

Le rationnement proportionnel diffère du rationnement efficace par le fait que la proportion de consommateurs non-servie est connue mais que sa structure, elle, est inconnue. En effet, ici, les consommateurs ne sont pas servis sur la base de leur disposition marginale à payer mais selon d'autres critères (premier arrivé, premier servi par exemple). La courbe de demande résiduelle obtenue (et sa pente) est alors supérieure ou égale à celle du rationnement efficace puisque la pire des situations pour l'entreprise qui propose le prix le plus élevé est de se trouver face à une demande résiduelle composée des consommateurs pour lesquels le bien a le moins de valeur⁵⁷. Si nous reprenons l'exemple du duopole ci-dessus, la demande que servira l'entreprise i est alors :

$$d(p_i, p_{-i}) = \begin{cases} \min[k_i, D(p_i)] & \text{si } p_i < p_j, j \neq i; \\ D(p_i) = \min[k_i, \max\{\frac{D(p_i)}{2}, D(p_i) - k_j\}] & \text{si } p_i = p_j, j \neq i; \\ D(p_i) = \min[k_i, \max\{0, D(p_i)(1 - \frac{k_j}{D(p_j)})\}] & \text{si } p_i > p_j, j \neq i. \end{cases}$$

Un troisième type de rationnement a été proposé par TASNADI (1999) pour une industrie en duopole. Cette règle laisse la possibilité aux entreprises de servir une proportion $(1 - \lambda)$ des consommateurs par le rationnement proportionnel et λ consommateurs à l'aide du rationnement efficace, λ étant une valeur arbitraire de l'intervalle $[0, 1]$. Les deux entreprises sont contraintes par leurs capacités k_i et k_j , $\{i, j\} = \{1, 2\} \times \{1, 2\}$ avec $i \neq j$. Si les deux proposent le même prix, alors elles se partagent le marché en fonction du poids de leur capacité respective. La demande qui s'adressera à l'entreprise $i = \{1, 2\}$, sera alors :

$$d(p_i, p_{-i}) = \begin{cases} D(p_i) & \text{si } p_i < p_j, i \neq j; \\ \frac{k_i}{k_i + k_j} D(p_i) & \text{si } p_i = p_j, i \neq j; \\ \max[D(p_i) - \alpha(p_i, p_j)k_j, 0] & \text{si } p_i > p_j, i \neq j, \\ \text{avec } \alpha(p_i, p_j) = (1 - \lambda)\frac{D(p_i)}{D(p_j)} + \lambda. \end{cases}$$

Ces valeurs sont celles de la demande qui s'adresse à l'entreprise i selon ses propositions de prix par rapport à sa concurrente. Elles doivent être inférieures à sa capacité totale k_i pour pouvoir être satisfaites. Dans le cas contraire, l'entreprise jouera sa capacité contrainte k_i . Ce mode de rationnement est un intermédiaire entre le rationnement proportionnel (atteint lorsque $\lambda = 0$) et parallèle (si $\lambda = 1$).

⁵⁷Les consommateurs à forte disposition à payer sont servis par l'entreprise qui propose le prix le plus faible.

3.3.3.1.2 La prépondérance d'équilibres en stratégies mixtes LEVITAN et SHUBICK (1972) clarifient l'existence d'équilibres en stratégies mixtes pour les jeux à la BERTRAND avec contraintes de capacités⁵⁸. Ils supposent que les deux entreprises font face à une demande linéaire du type $q = a - p$, que les coûts de production et de détention des capacités sont normalisés à 0⁵⁹ et que les capacités des deux acteurs sont égales à une même valeur k . La demande, si l'entreprise qui propose le prix le plus faible ne peut pas la servir totalement, est servie selon le principe du rationnement efficace. Les deux firmes se concurrencent en prix sachant qu'elles sont contraintes par leurs niveaux de production (capacités). Les deux auteurs montrent qu'il existe un intervalle de prix, dépendant du niveau des capacités k , tel que le prix offert par chacune peut être aléatoire. Cet intervalle décrit alors des équilibres en stratégies mixtes. Il appartient ou se confond avec un intervalle de prix plus large, borné inférieurement par une concurrence de type COURNOT (si les capacités sont faibles), et supérieurement par une concurrence de type BERTRAND non-contraint (si les capacités sont élevées). Pour démontrer cela, ils partent de l'idée d'EDGEWORTH et de son observation selon laquelle un jeu de type BERTRAND contraint ne possède pas en général d'équilibre en stratégies pures. Sur les deux entreprises, celle qui fixe le prix le plus bas vend toutes ses capacités, l'autre se contentant de servir à un prix plus élevé la demande résiduelle. Cette dernière pratiquera alors le prix de monopole sur cette demande résiduelle⁶⁰. EDGEWORTH a conclu de cette situation qu'il existait un intervalle dans lequel les prix pouvaient varier. Cet intervalle vient du fait que chacune, selon le prix qu'elle propose, va chercher soit à être la firme qui vend toute sa capacité, soit celle qui sert la demande résiduelle, selon les perspectives de profit des différentes situations. La firme qui propose le prix le plus bas, observant ou anticipant que l'autre va pratiquer un prix de monopole, peut vouloir proposer un prix juste en dessous de ce dernier. La première peut être incitée en conséquence à proposer un prix plus faible pour augmenter ses ventes et son profit, et ainsi de suite tant que la perspective de profit en servant k est plus grande que celui obtenu en servant la demande résiduelle. Cette situation

⁵⁸Comme nous l'indiquent ces auteurs, cette question a été étudiée tout d'abord par EDGEWORTH en 1897 qui a conclu que les modèles avec contraintes de capacités n'avaient pas toujours de solution. Ensuite, SHUBICK en 1959 a résolu et calculé un équilibre de ce type de jeu grâce aux stratégies mixtes. BECKMAN en 1965 a également repris le modèle de SHUBICK et introduit les possibilités de rationnement proportionnel.

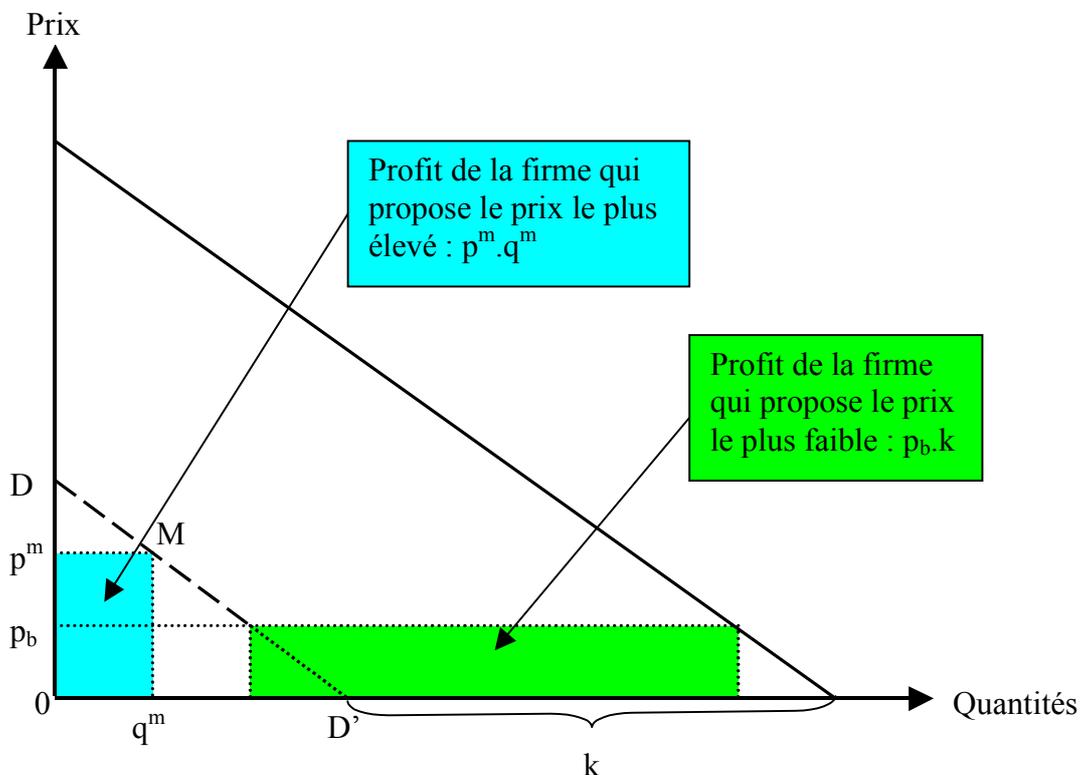
⁵⁹Cette hypothèse permet de simplifier les calculs mais supposer un coût positif ne change en rien les intuitions et conclusions.

⁶⁰Ils supposent que les capacités k permettent de servir cette quantité de monopole.

peut être illustrée facilement par un schéma (Figure 3.1).

Les deux entreprises disposent de capacités k et les coûts sont ici normalisés à 0. Si la première entreprise propose un prix $p = 0$, elle est assurée de vendre toutes ces capacités k . La seconde se retrouve donc en situation de monopole sur la demande résiduelle représentée par la droite (DD') ; elle pratique un prix de monopole p^m et vend la quantité de monopole q^m . Sachant (ou observant) cela, la première aurait alors intérêt à proposer un prix juste en dessous de p^m pour réaliser un profit positif (par exemple un prix p_b). Dans ce cas, la seconde peut trouver profitable de proposer un prix inférieur à p_b pour augmenter son profit. Nous remarquons donc ici que chacune a intérêt à proposer un prix en dessous de l'autre tant que le profit réalisé en servant la demande en priorité (aire en vert de la Figure 3.1) est supérieur à celui obtenu en position de monopole sur la demande résiduelle (aire en bleu de la Figure 3.1). Ce type de comportement définit donc un intervalle de prix dans lequel ces derniers vont fluctuer (dans cet exemple, il se situe dans l'intervalle $[0, p^m]$). Cette fluctuation ne permet pas de déterminer un équilibre en stratégie pure.

Figure 3.1 : Demande résiduelle et rationnement efficace



Soient \bar{p} et \hat{p} respectivement les bornes inférieure et supérieure de cet intervalle de

3.3. LE GAS RELEASE AU TRAVERS D'UNE CONCURRENCE DE TYPE OLIGOPOLISTIQUE AVEC CONTRAINTES DE CAPACITÉS

variation, alors l'entreprise 2, sachant que l'entreprise 1 proposera toujours \bar{p} , sera indifférente entre proposer un prix faible ou un prix plus élevé si les profits qu'elle réalise dans les deux situations sont équivalents, c'est-à-dire si $\bar{p}.k = (a - k - \hat{p})\hat{p}$. Ces deux prix seuils vont dépendre de la capacité k et cet intervalle $[\bar{p}, \hat{p}]$ sera d'autant plus faible que les capacités sont limitées⁶¹. Ceci s'explique par le fait que plus les capacités sont faibles, plus la demande résiduelle est importante. Les profits de la firme qui sert cette demande résiduelle sont susceptibles d'être alors plus importants que ceux de l'entreprise qui sert la demande en premier. Les deux entreprises préféreront donc pratiquer un prix plus élevé, réduisant ainsi l'intervalle $[\bar{p}, \hat{p}]$ de fluctuation. Les valeurs de ces deux prix sont $\bar{p} = \frac{1}{k}(\frac{a-k}{2})^2$ et $\hat{p} = \frac{a-k}{2}$.

Les deux auteurs poursuivent cette analyse en prenant deux exemples de capacités k . Si les capacités sont élevées⁶², alors il est toujours intéressant de proposer le prix le plus bas dans cet intervalle de variation car les profits sont toujours supérieurs à ceux liés à la demande résiduelle (qui est faible dans ce cas là). Si l'entreprise 1 propose toujours le prix le plus faible \bar{p} , alors l'autre proposera un prix dans l'intervalle $[\bar{p}, \hat{p}]$ car c'est pour ces valeurs qu'elle atteindra un niveau de profit maximal. En revanche, si les capacités se réduisent (par exemple $k = \frac{a}{3}$), alors la perspective de servir la demande résiduelle devient de plus en plus intéressante.

Avant de regarder les équilibres en stratégies mixtes qui émergent de ce type de jeu lorsque l'on se situe dans un intervalle $[\bar{p}, \hat{p}]$ où les prix varient, trois observations peuvent être faites. D'abord, lorsque⁶³ $k \geq a$, la concurrence est celle d'un BERTRAND classique qui nous conduit au paradoxe. Ensuite, si $k \leq \frac{a}{3}$, les deux entreprises produisent à pleines capacités et proposent toutes les deux un prix égal à $a - 2k$, prix qui est une stratégie pure. Enfin, et c'est le cas qui nous intéressera par la suite, si $k \in]\frac{a}{3}, \frac{a}{2}[$, alors il n'y a pas d'équilibre en stratégie pure, chacun pouvant être incité à proposer un prix faible ou élevé, l'incitation à proposer un prix élevé augmentant avec la diminution des capacités. Nous sommes alors dans le cas où une certaine volatilité des prix existent.

Les auteurs supposent maintenant que nous sommes dans le cas $k \in]\frac{a}{3}, \frac{a}{2}[$ et cherchent les stratégies d'équilibre (mixte), sachant que chaque entreprise joue un prix dans l'intervalle $[p_l, p_h]$. Les deux joueurs ne proposent pas dans le cas étudié le même prix sinon l'un

⁶¹Cet intervalle ira jusqu'à se réduire, pour certaines valeurs de capacités, à un point qui définit alors un équilibre en stratégie pure.

⁶²Par exemple, $k = \frac{a}{2}$ c'est-à-dire que chacune des deux entreprises peut servir la moitié de la demande au prix $p = 0$, c'est-à-dire un prix égal aux coûts.

⁶³Chaque entreprise peut servir la totalité du marché au prix le plus faible.

d'eux aurait toujours intérêt à dévier. Les ventes de la firme i sont les suivantes : si elle propose le prix le plus bas, $p_i < p_j$, alors elle servira le $\min\{k, a - p_i\}$; si elle propose le prix le plus élevé, elle servira la demande résiduelle, c'est-à-dire le $\max\{0, \min(k, a - p_i - k)\}$. Les ventes de l'entreprise i vont donc dépendre de la probabilité d'être ou non celle qui propose le prix le plus faible, donc de la distribution de probabilité de la firme j qui est telle que, pour un prix p_i , l'entreprise j proposera un prix plus faible. Cette distribution de probabilité sera notée $\Phi_j(p_i)$. Cette distribution de probabilité donne les différents équilibres en stratégies mixtes puisque à tout prix p_i , elle donne une réponse p_j de l'entreprise j affectée d'une probabilité d'occurrence. L'espérance de la quantité vendue par l'entreprise i est alors $E(x_i) = (1 - \Phi_j(p_i)) \cdot \min\{k, a - p_i\} + \Phi_j(p_i) \cdot \max\{0, \min(k, a - p_i - k)\}$. Supposer que $k < a - p_h$ laisse la sûreté d'une demande résiduelle. En effet, l'entreprise qui propose le prix le plus bas ne pourra pas servir toute la demande qui s'adresse à elle et une partie se reportera ainsi sur l'autre. Cette hypothèse nous permet de calculer le profit espéré $\Pi_i(p_i) = p_i \cdot [(1 - \Phi_j(p_i)) \cdot k + \Phi_j(p_i) \cdot (a - k - p_i)]$ d'où nous sortons l'expression de $\Phi_j(p_i)$ qui nous donne l'équilibre en stratégie mixte : $\Phi_j(p) = \frac{k - \frac{\Pi_i}{p}}{p + 2k - a}$. Cette distribution de probabilité est telle que le profit $\Pi_i(p)$ soit constant sur tout l'intervalle $[p_l, p_h]$. Les bornes de cet intervalle sont égales à celles de l'intervalle de fluctuation d'EDGEWORTH, à savoir $p_l = \bar{p} = \frac{1}{k} \left(\frac{a-k}{2}\right)^2$ et $p_h = \hat{p} = \frac{a-k}{2}$. Cette égalité n'est pas généralisable et est spécifique au modèle de LEVITAN et SHUBICK (1972). L'introduction de capacités asymétriques ne change pas les intuitions et conclusions qui sont obtenues ici.

Toutefois, le revirement le plus important de cette littérature a été l'article de KREPS et SCHEINKMAN (1983) dans lequel ils montrent qu'un modèle de BERTRAND avec contraintes peut être traité comme une concurrence de type COURNOT. Pour cela, ils utilisent un modèle de duopole symétrique, produisant un bien homogène, à deux étapes. Les entreprises, à la première étape, déterminent indépendamment leurs capacités de production. Le coût d'installation de la capacité x_i , $i = \{1, 2\}$, est noté $b(x_i)$. A la deuxième étape, chacune des deux entreprises connaissant les capacités choisies par sa concurrente, se lance dans une concurrence en prix et la production a lieu sans coût⁶⁴. Les deux entreprises font face à une demande $D(p)$ et le schéma de rationnement adopté est le rationnement efficace. La fonction de demande inverse $P(x)$ est supposée décroissante, de classe C^2 , continue et concave sur l'intervalle $[0, X]$ où elle est positive, nulle pour tout $x > X$. La fonction de coût $b(x)$, à valeurs dans $[0, +\infty[$, est de classe C^2 , strictement croissante, continue et convexe sur l'intervalle pertinent. Elle satisfait également $b(0) = 0$ et la production

⁶⁴Les coûts ont été supportés à la première étape.

3.3. LE GAS RELEASE AU TRAVERS D'UNE CONCURRENCE DE TYPE OLIGOPOLISTIQUE AVEC CONTRAINTES DE CAPACITÉS

est profitable pour certaines valeurs de x donc $b'(0) < P(0)$. Après avoir rappelé les résultats d'une concurrence COURNOT (propriétés des fonctions de réaction), ils résolvent le jeu présenté ci-dessus en commençant par le sous-jeu composé de la concurrence à la BERTRAND, sachant que les capacités contraignent les deux acteurs. Comme nous sommes dans une concurrence à la BERTRAND⁶⁵, les fonctions de paiement des joueurs sont discontinues⁶⁶. Dès lors, les théorèmes de NASH et de GLIKSBERG sur l'existence d'équilibres en stratégies mixtes ne sont pas applicables car leur utilisation impose aux fonctions de paiements d'être continues (VIVES [2000], pp44-45). Les auteurs utilisent alors les résultats de DASGUPTA et MASKIN (présentés dans FUDENBERG et TIROLE [2000], pp484-489) qui permettent néanmoins de conclure à l'existence d'un équilibre en stratégie mixte.

Les prix que les deux entreprises vont proposer à la deuxième étape tiennent compte des capacités qu'elles auront auparavant installées. Ces capacités seront choisies de façon à maximiser le profit de chaque firme, c'est-à-dire que chaque capacité choisie sera la meilleure réponse à la capacité anticipée de l'autre. Les fonctions de meilleures réponses seront notées $r_j(x_i)$ qui est la meilleure réponse du joueur j à la capacité installée du joueur i . Dès lors, trois types de régions sont obtenus dans l'espace des capacités (x_1, x_2) , chacun comportant un type d'équilibre. La première région est telle qu'aucune des deux entreprises ne peut jouer sa meilleure réponse à la capacité anticipée de l'autre. L'équilibre est alors un équilibre en stratégie pure. Chaque entreprise a intérêt à nommer les capacités COURNOT et le prix COURNOT, c'est-à-dire $P(x_1 + x_2)$. Les revenus d'équilibre sont donc également ceux de COURNOT.

Les deux autres régions sont symétriques par rapport à la première bissectrice. Si $x_i > x_j$ et $x_i > r_i(x_j)$, $\{i, j\} = \{1, 2\} \times \{1, 2\}$ et $i \neq j$, alors les équilibres en prix que choisiront les entreprises seront des équilibres en stratégies mixtes⁶⁷. Ces prix seront choisis tels que la firme qui dispose des capacités les plus importantes x_i réalise un profit de « suiveur de STACKELBERG » (TIROLE [1993b], p58), égal à $R_i(x_j) = r_i(x_j) \times P[r_i(x_j) + x_j]$, et l'autre un profit égal au moins à $\frac{x_j}{x_i} R_i(x_j)$ et au plus à $R_i(x_j)$. Ces profits sont continus pour tout couple de capacités (x_1, x_2) appartenant aux régions définies ci-dessus.

Les équilibres de BERTRAND du sous-jeu en prix étant spécifiés, les auteurs montrent que le seul équilibre possible du jeu complet est celui où les entreprises choisissent de

⁶⁵Le schéma de rationnement efficace est appliqué pour la répartition de la demande.

⁶⁶Cette discontinuité apparaît pour des firmes qui proposent les mêmes prix, c'est-à-dire le long de la première bissectrice de l'espace des prix.

⁶⁷Elles rendront leurs stratégies de prix aléatoires.

construire les capacités symétriques égales aux quantités COURNOT, dépendant du coût de construction $b(x)$, et de nommer le prix COURNOT qui accompagne ces capacités $P(x_1 + x_2)$. En effet, ce sont celles qui sont solutions du programme de maximisation des recettes nettes des coûts d'installation des capacités et qui constituent un équilibre de NASH.

Dans un jeu à deux étapes avec un choix de capacités à la première et une concurrence en prix à la seconde, le seul équilibre de NASH de ce jeu à la BERTRAND avec contraintes de capacités est celui pour lequel les deux entreprises choisissent de construire des capacités égales aux quantités de COURNOT et de nommer le prix COURNOT. Elles réalisent donc des profits de type COURNOT.

DAVIDSON et DENECKERE (1986) reprennent l'idée de KREPS et SCHEINKMAN (1983) mais concluent que, en prenant un schéma de rationnement proportionnel, ce n'est plus forcément l'équilibre de COURNOT qui émerge du jeu mais un équilibre plus concurrentiel. Le résultat de KREPS et SCHEINKMAN est donc très dépendant du mode de choix du schéma de rationnement et ne tient que pour un rationnement efficace ou si les coûts de construction des capacités sont très élevés. Dès lors que les coûts de construction sont faibles ou lorsque le rationnement est proportionnel, l'équilibre s'éloigne de celui de COURNOT pour devenir plus concurrentiel. Lorsque le type de rationnement est endogénéisé⁶⁸, les auteurs constatent qu'à l'équilibre, le choix se porte plutôt sur le rationnement proportionnel⁶⁹. Ils montrent également que les entreprises⁷⁰ vont plutôt se tourner vers des stratégies asymétriques et déterminer leurs stratégies de prix de façon aléatoire (stratégies mixtes⁷¹).

Les deux auteurs montrent tout d'abord que, lorsque le rationnement est proportionnel, les deux entreprises ne sont pas forcément incitées à jouer COURNOT. Ce résultat s'explique par le fait que le rationnement proportionnel laisse une demande résiduelle plus importante à la firme qui propose le prix le plus élevé. En effet, la pire des situations pour cette dernière est que la firme à bas prix serve tous les consommateurs pour lesquels le bien a le

⁶⁸Le rationnement est choisi selon un comportement de type maximisation du profit.

⁶⁹Ce choix s'observe d'autant plus si les fonctions de demande des consommateurs sont identiques.

⁷⁰Elles sont supposées symétriques à la fois en terme de coût de construction de capacités à la première étape et de coût de production à la deuxième étape.

⁷¹En fin d'article, ils donnent différentes significations possibles d'une stratégie mixte et de leur utilisation. La première est qu'il existe des dispersions en terme de prix dans l'industrie. Jouer un équilibre mixte, donc un intervalle de prix, permet d'extraire davantage du surplus des consommateurs. La seconde est qu'il peut exister des perturbations dans les fonctions de paiements rendant le jeu aléatoire. Les stratégies mixtes sont donc des stratégies qui tiennent compte de ces perturbations. Sans ces aléas, l'équilibre serait en stratégie pure.

3.3. LE GAS RELEASE AU TRAVERS D'UNE CONCURRENCE DE TYPE OLIGOPOLISTIQUE AVEC CONTRAINTES DE CAPACITÉS

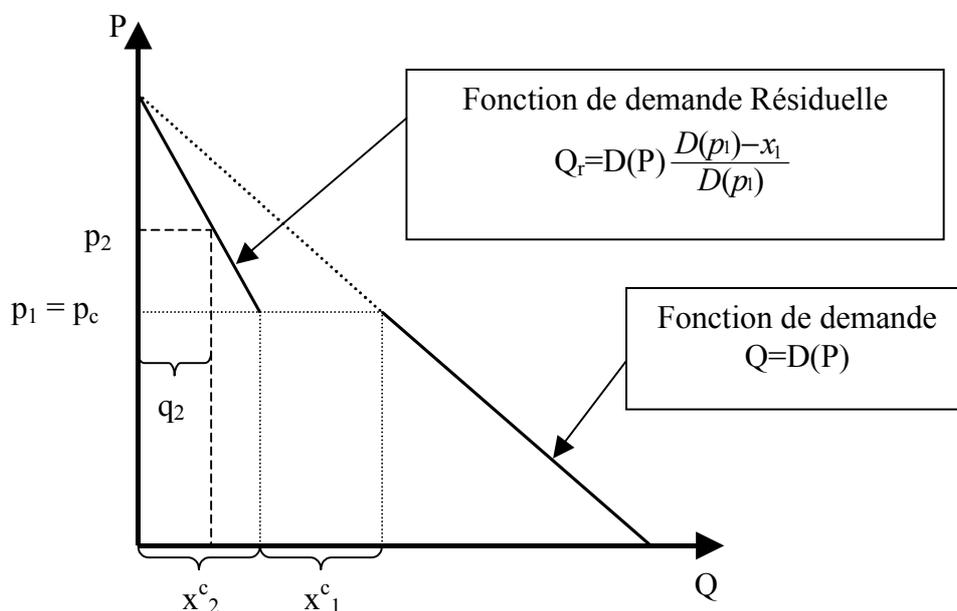
plus de valeur, c'est-à-dire que le rationnement soit efficace. Toutes les autres situations de rationnement donne lieu à une demande résiduelle plus importante. Cette demande résiduelle donne lieu à de meilleures perspectives de profits pour certaines valeurs des capacités, plus élevées que celles de COURNOT. Le choix de la règle de rationnement modifie les incitations des firmes et donc les équilibres du jeu à deux étapes. Les deux entreprises sont alors incitées à augmenter leurs prix. L'entreprise qui sert la demande résiduelle a intérêt à proposer un prix supérieur à celui de COURNOT. En effet, la fonction de demande est discontinue, en particulier au prix que propose l'entreprise servant la première la demande. La pente de la demande résiduelle proportionnelle est supérieure à celle de la demande rationnée de façon efficace (égale à la pente de la fonction de demande). Si l'entreprise qui sert cette demande augmente son prix, alors le gain qu'elle réalise grâce à cette augmentation est supérieur à la perte que lui occasionne la baisse de demande. L'idée de capacités excédentaires apparaît donc également dans cette analyse et les entreprises peuvent trouver plus profitable de laisser invendue une partie de leur production pour pratiquer un prix plus élevé sur la production vendue. En effet, la demande résiduelle Q_r est d'autant plus favorable que les capacités sont élevées donc la firme 2 proposera un prix supérieur à celui de COURNOT pour réaliser des profits supérieurs. Cette stratégie bénéficie également à la firme 1 qui sera l'entreprise qui proposera le prix le plus faible le plus souvent et qui peut également trouver plus profitable de proposer des prix supérieurs à ceux de COURNOT. Les deux entreprises, bénéficiant toutes les deux de cette situation, vont choisir leurs capacités de façon à ce que la demande résiduelle soit la meilleure possible. Les auteurs montrent que les capacités sont toujours excédentaires⁷², au moins pour l'entreprise qui propose le prix le plus élevé.

Illustrons ces propos à l'aide d'un exemple (Figure 3.2). Soit une fonction de demande linéaire décroissante et concave $Q = D(P)$. Deux entreprises 1 et 2 proposent chacune un prix p_1 et p_2 . Supposons que $p_1 < p_2$ et que chacune dispose de capacités x_1 et x_2 . Nous noterons le prix de COURNOT p_c qui est tel que chaque entreprise dispose alors de capacités de COURNOT x_1^c et x_2^c . Le schéma qui suit nous donne une idée d'un point de vue graphique de cette notion. L'entreprise 1 est ici celle qui propose le prix le plus faible qui est supposé être celui de COURNOT. La demande qui s'adresse à elle est telle qu'un rationnement est nécessaire donc que toute sa capacité x_1 est vendue. Dès lors, la firme 2 se trouve confrontée à une demande résiduelle $Q_r = D(p_2) \frac{D(p_1) - x_1}{D(p_1)}$. Si les deux ont choisi de nommer le prix et les quantités COURNOT ($p_1 = p_2 = p_c$), alors la situation

⁷²Car la pente de la demande résiduelle est alors plus forte.

n'est pas optimale pour l'entreprise 2 qui pourrait augmenter son prix et réaliser des profits supérieurs. En effet, la situation (p_2, q_2) est meilleure pour elle que celle où elle joue COURNOT. De même, l'entreprise 1 peut trouver bénéfique, restant toujours celle qui propose le prix le plus faible, de proposer un prix supérieur selon l'élasticité de la demande. En fait, plus l'élasticité de la demande par rapport au prix est faible, plus les entreprises sont incitées à proposer des prix supérieurs à ceux de COURNOT. Dès lors, l'équilibre de COURNOT n'est plus évident.

Figure 3.2 : Stratégies de prix en cas de rationnement proportionnel



Après avoir montré les limites du modèle de KREPS et SCHEINKMAN lorsque le rationnement est autre qu'efficace, les auteurs recherchent les équilibres d'un modèle à deux étapes (choix des capacités et concurrence en prix) avec un rationnement proportionnel. Ils montrent que, sous certaines hypothèses classiques sur la fonction de demande $Q(P)$ et sur les fonctions de recette totale⁷³, trois stratégies peuvent être jouées. Pour toutes les paires de capacités (x_1, x_2) telles que $0 < x_1 \leq x_2$, alors deux équilibres de NASH peuvent être trouvés en stratégies pures. Si $x_1 > D(0)$, alors nous retombons sur le paradoxe de BERTRAND. Si $P(x_1 + x_2) \geq p_m$, alors chaque entreprise a intérêt à fixer un prix égal à $P(x_1 + x_2)$, p_m étant le prix de monopole qui maximise la recette totale. Dans tous les

⁷³Les coûts de production sont normalisés à 0 donc ces fonctions sont également les profits du sous-jeu constitué par la concurrence en prix.

3.3. LE GAS RELEASE AU TRAVERS D'UNE CONCURRENCE DE TYPE OLIGOPOLISTIQUE AVEC CONTRAINTES DE CAPACITÉS

autres cas, les équilibres sont des équilibres en stratégies mixtes. S'il existe des discontinuités dans la fonction de demande et les fonctions de réaction, les profits sont en revanche toujours continus en x_1 et x_2 .

Pour trouver l'équilibre du jeu complet, deux cas se présentent. Si les équilibres sont en stratégies pures, alors il est possible de calculer les profits de façon explicite et ensuite les fonctions de réaction qui en découlent, fonctions qui nous donnent les capacités d'équilibre. En revanche, la présence d'équilibre en stratégies mixtes nous pose des problèmes pour effectuer ce calcul. Il est possible de calculer numériquement ces capacités d'équilibre en prenant une fonction de demande linéaire. Dès lors, pour des coûts de construction des capacités faibles, il est possible de déterminer les points d'intersection (équilibres) des fonctions de réaction discontinues provenant de l'optimisation des fonctions de profit. Ces équilibres nous donnent des capacités asymétriques⁷⁴ supérieures à celles de COURNOT, donc de KREPS et SCHEINKMAN. Ces résultats se rapprochent toutefois de COURNOT lorsque les coûts de construction sont élevés. L'asymétrie dans les capacités permet à l'entreprise qui dispose des plus importantes de réaliser un profit comparable à celui de COURNOT, alors que la plus petite réalise un profit nettement inférieur. L'explication vient du fait que, plus l'écart entre les capacités est important, plus la firme qui dispose des plus grosses n'a pas à se soucier de la plus petite et donc peut pratiquer un prix plus élevé, laissant la petite être celle à bas prix.

Le modèle leur permet donc de conclure que lorsque les capacités ne sont pas trop coûteuses, les équilibres obtenus diffèrent notablement de ceux de COURNOT⁷⁵. Lorsque les coûts sont faibles, alors les prix pratiqués sont également inférieurs à ceux de COURNOT car les capacités sont supérieures et la fonction de demande décroissante. Ce modèle est donc plus concurrentiel que celui de COURNOT. Malgré les hypothèses de symétrie des firmes, le choix des capacités a tendance à converger vers une solution asymétrique.

TASNADI (1999) étudie un jeu dans lequel les entreprises choisissent le mode de rationnement à la première étape (grâce au mode de rationnement combiné⁷⁶, λ_j représentant la part des consommateurs servie par le rationnement efficace) et les capacités et les prix à la seconde (la fonction de demande est $D(P)$). Compte tenu de ce schéma, il veut trouver les capacités k_1 et k_2 pour lesquelles il existe un équilibre en stratégie pure dans l'espace des capacités et décrire le mode de rationnement qui sera susceptible d'être ensuite adopté.

⁷⁴Elles deviennent symétriques si les coûts de construction sont très élevés.

⁷⁵Elles sont supérieures à celles de COURNOT.

⁷⁶Ce schéma de rationnement est présenté dans le paragraphe précédent "Les schémas de rationnement".

Soit $K(\lambda_1, \lambda_2) \in L$ l'ensemble des capacités vérifiant un équilibre en stratégies pures, $L = \{(k_1, k_2) \in R_+^2 / k_1 + k_2 \leq D(0)\}$. Il trouve d'une part que l'ensemble $K(\lambda_1, \lambda_2)$ s'accroît avec l'augmentation de la proportion λ_j la plus faible jusqu'à ne plus appartenir à l'ensemble L et d'autre part que l'équilibre de NASH en stratégies pures est tel que les deux entreprises produisent à pleines capacités, $q_j^* = k_j$, et que les deux entreprises fixent le même prix $p^* = p_j^* = D^{-1}(k_1 + k_2)^{77}$. Enfin, il conclut en observant que si les entreprises choisissent leur règle de rationnement à la première étape, alors, pour que le jeu ait un équilibre de NASH en stratégies pures, elles choisiront la règle de rationnement efficace. Cette règle ou action est un équilibre de NASH parfait en sous-jeu pour les deux firmes.

3.3.3.2 Les contraintes de capacités : une stratégie volontaire

L'univers anticoncurrentiel dans lequel jouent les firmes conduit à l'apparition de possibles comportements stratégiques. Elles peuvent jouer sur leurs capacités afin de manipuler la structure de marché ou exercer des pressions sur les prix. Le premier comportement stratégique peut être une limitation volontaire des capacités de production de la part d'un entrant. Le second consiste à verrouiller volontairement certains marchés ou secteurs pour éviter les entrées et rester en position dominante⁷⁸.

La limitation volontaire de capacités est une stratégie qui permet d'atteindre deux objectifs. Le premier est qu'en limitant ses capacités, l'entrant peut espérer que l'OH adoptera un comportement moins hostile à son égard que ce qu'il aurait été en cas de concurrence plus féroce. GELMAN et SALOP (1983) ont étudié cette situation. Le modèle comprend deux opérateurs avec un avantage de coût pour celui qui est déjà en place (l'OH). L'entrant choisit une paire (prix, quantité) de sorte que l'OH trouve plus profitable de servir la demande résiduelle plutôt que de proposer un prix inférieur pour servir toute la demande. L'entrant limite donc volontairement ses capacités pour rendre d'une part crédible son engagement, c'est-à-dire qu'il ne servira effectivement qu'une petite partie

⁷⁷Pour un rationnement efficace ($\lambda_j = 1$) et une demande linéaire $D(P) = 1 - Q$, cet ensemble $K(\lambda_1, \lambda_2)$ équivaut à celui trouvé par WOLFSTETTER (1999, p119) avec des capacités symétriques. Cet ensemble est tel que $K(\lambda_1, \lambda_2) = [0, \frac{1}{4}] \cup [1, +\infty[$ et que le prix fixé est $p^* = \max\{1 - 2k, 0\}$, avec $k_1 = k_2 = k$. TIROLE (1993b, pp27-28) montre que ce même équilibre en prix $p^* = 1 - k_1 - k_2$ existe lorsque le rationnement est efficace avec $K(\lambda_1, \lambda_2) \leq \frac{1}{3}$.

⁷⁸Si les producteurs sont de tailles importantes, alors ils peuvent saturer les réseaux pour laisser moins de capacités à leurs concurrents et exercer ensuite un pouvoir de marché (SMEERS [1997]). Cette stratégie a été observée sur certains marchés gaziers qui ont été ensuite soumis à un *gas release* (Italie, Espagne).

3.3. LE GAS RELEASE AU TRAVERS D'UNE CONCURRENCE DE TYPE OLIGOPOLISTIQUE AVEC CONTRAINTES DE CAPACITÉS

de la demande une fois entré, et d'autre part conduire l'OH à accepter son entrée car, pour lui, servir la demande résiduelle peut être plus intéressant qu'une situation du type BERTRAND non-contraint. L'effet est alors positif pour les deux entreprises qui réalisent un profit et sortent du paradoxe de BERTRAND⁷⁹. En revanche, pour le consommateur, l'effet est négatif en terme de bien-être car les quantités proposées sont plus faibles (en raison de la rétention) et les prix plus élevés.

Ils mettent également en avant la possibilité de stratégies de type *hit and run* pour un entrant (*traders*) qui ne possède pas de capacités⁸⁰, ou lorsqu'un processus de GR conduit à un prix de rétrocession trop élevé, rendant toute concurrence impossible. L'entrant peut proposer des sortes d'options d'achat au prix q de quantités à un prix assez faible, p_e , inférieur à celui de l'OH, p_{OH} . Les consommateurs vont donc vouloir en priorité acheter à l'entrant (le prix plus faible rend le bien de l'entrant rare) et ensuite se tourner vers l'OH pour ceux qui ne sont pas servis, tout cela bien entendu si $p_e + q < p_{OH}$. L'OH peut alors être conduit à racheter ces options à l'entrant au prix q pour servir la totalité du marché, au prix p_e pour les détenteurs des options, et au prix p_{OH} pour les autres. Les deux opérateurs réalisent alors un profit positif aux dépens des consommateurs dont le surplus diminue (baisse des quantités, augmentation des prix et prime fixe q captant un supplément de surplus). Cette stratégie peut être adoptée par un entrant en cas de coût d'acquisition et de fourniture de gaz élevé⁸¹ ou s'il veut proposer une quantité supérieure à celle qu'il a acquise par le GR⁸².

Le second objectif est de pouvoir agir sur les prix en retenant une partie de sa production (CRAMPES et CRETI [2003])⁸³. Les opérateurs cherchent à éviter une concurrence à la BERTRAND, néfaste pour au moins l'un d'entre eux en cas d'asymétrie de coût, et pour tous en cas de symétrie de coût. Chacun est incité à retenir une partie de sa capacité, d'autant plus si le jeu est répété. Toute la demande est servie mais à un prix plus élevé, d'où une forme de collusion implicite entre les différents opérateurs.

Le second comportement stratégique est étudié par POLO et SCARPA (2003) spécifi-

⁷⁹L'entrant qui a un désavantage en terme de coût bénéficie d'autant plus de cette stratégie.

⁸⁰Il peut ne pas disposer de capacités soit à cause d'un manque de sources d'approvisionnement, soit parce que les réseaux sont saturés, soit tout simplement car il ne désire pas en posséder.

⁸¹Les principales raisons sont un prix de rétrocession du GR élevé ou des contrats de transport coûteux.

⁸²Il propose de vendre la quantité acquise et des options d'achat sur le reste en rendant la stratégie de rachat attirante pour l'OH.

⁸³Tout comme GREEN et NEWBERRY [1992], CRAMPES et CRETI [2003] montrent l'existence de comportements anticoncurrentiels à l'aide de l'étude du marché électrique.

quement sur le marché gazier. Il consiste en la signature de contrats de long terme, à la fois de la part de l'OH et de l'entrant. Les obligations d'enlèvement qui leur sont associées ainsi que les quantités disponibles limitées modifient la structure de concurrence et les stratégies des acteurs sur le marché aval. Ils montrent que, selon la taille du marché et le degré de fluidité de l'offre, deux opérateurs, qui disposent de ressources limitées pour un coût faible et illimitées mais à un coût plus élevé, ne vont pas se livrer une concurrence à la BERTRAND. Aucun des deux n'a intérêt à augmenter ses capacités, ils préfèrent rester dans une situation contrainte où ils vendent leurs approvisionnements TOP. Une segmentation du marché va s'opérer et chacun des deux va servir en situation de monopole sa portion de marché, dont la taille correspond à leurs capacités. Ils vont ainsi échapper au paradoxe. Un GR peut conduire à ce type de stratégie, laissant les opérateurs pratiquer des prix élevés au lieu de se concurrencer car l'un, voire les deux, ne pourra pas servir la totalité de la demande seul. Une entrée peut donc s'avérer inefficace pour accroître le degré de concurrence car l'entrant peut être incité à laisser le monopole agir sur un marché et lui ne prendre qu'une faible demande résiduelle (GELMAN et SALOP [1983], LEVITAN et SHUBICK [1972]). Les deux auteurs analysent le GR comme un simple transfert de capacités et de profits de l'OH vers l'entrant. Ils notent que cela ne permet pas un accroissement du bien-être des consommateurs car cette mesure ne restaure pas l'incitation à la concurrence.

Dans ce modèle, deux opérateurs, un OH et un entrant, disposent de capacités contractées à long terme avec des obligations d'enlèvement de type *Take or Pay* (TOP). Ils ont accès aux quantités contractées à un coût marginal nul et ont la possibilité de les augmenter à un coût marginal plus élevé. Le bien est supposé homogène sur le marché final. Une faible différenciation⁸⁴ existe cependant et prend la forme de services fournis en complément des quantités gazières. Ils considèrent qu'il existe deux marchés pour ce bien sur lesquels ils peuvent entrer soit seuls, soit à deux. Ces deux marchés sont formés par un léger *leadership* de l'OH⁸⁵ qui peut choisir de servir une partie des clients en premier et, s'il lui reste des capacités, d'autres clients par la suite, clients sur lesquels une concurrence peut s'exercer si l'entrant décide de les cibler également. Dans le cas où les deux entrent sur le même marché, alors une concurrence à la BERTRAND a lieu. Si un seul pénètre l'un des deux marchés, alors il pratique un prix de monopole sur ce marché. L'OH importe

⁸⁴Cette différenciation est de type "ville linéaire" de HOTTELING (voir TIROLE [1993b], pp154-161).

⁸⁵Ce léger *leadership* est associé à la position historique de l'opérateur qui connaît mieux les consommateurs que l'entrant. Ce dernier sert alors une forme de demande résiduelle.

3.3. LE GAS RELEASE AU TRAVERS D'UNE CONCURRENCE DE TYPE OLIGOPOLISTIQUE AVEC CONTRAINTES DE CAPACITÉS

plus de quantités de gaz par contrats TOP que son concurrent ; les deux importent et peuvent augmenter leurs capacités au même coût (le marché est suffisamment liquide). Enfin, l'élasticité de la demande est considérée comme faible, voire associée à une demande complètement inélastique. Cette hypothèse est assez forte car elle suppose que, quel que soit le prix pratiqué par les opérateurs, les consommateurs ne changeront sensiblement pas leur mode de consommation ni le type d'énergie utilisé⁸⁶. Leurs résultats sont assez pessimistes quant à la possibilité de développer une concurrence lorsque les deux opérateurs sont soumis à des obligations TOP. En effet, les deux opérateurs, plutôt que de se concurrencer, préfèrent segmenter le marché. Chacun ne pénètre qu'un seul marché et pratique un prix qui leur permet de vendre la totalité de leurs approvisionnements. La demande est supposée ici égale aux quantités totales contractées par les deux opérateurs, il n'y a pas de rationnement au prix pratiqué. Chacun propose donc un prix de monopole sur un marché et vend la totalité de ses approvisionnements à ce prix. L'équilibre pour lequel un seul opérateur pénètre l'un des deux marchés sur lequel il pratique un prix de monopole est le seul équilibre parfait en sous-jeu. En effet, chacun préfère une situation de monopole sur un marché plutôt qu'une concurrence qui diminuerait les profits. Les opérateurs ne sont donc incités qu'à vendre leurs quantités contractées. Ils n'achètent pas de quantités supplémentaires qui agiraient doublement à la baisse sur leurs profits :

- en augmentant la concurrence sur les marchés donc en diminuant les prix (pour une demande donnée) ;
- en augmentant les coûts de chacun sans la certitude de pouvoir vendre la totalité des achats supplémentaires (coûts liés aux capacités enlevées mais non-utilisées).

Chacun vend donc ses quantités contractées sur un marché au prix de monopole et aucun n'a intérêt de contracter des quantités supplémentaires par rapport à leurs contrats de long terme. L'OH pénètre donc uniquement le premier marché et vend la totalité des quantités de ses contrats TOP au prix de monopole sur ce marché. L'entrant a intérêt à avoir contracté la demande résiduelle, correspondant à la demande du second marché, pour vendre la totalité de ses approvisionnements au prix de monopole. Cette segmentation du marché conduit les auteurs à deux conclusions. La première est qu'un ATR non-discriminatoire ne permet pas à lui seul le développement d'une concurrence sur le marché final⁸⁷. La seconde est que les opérateurs, lorsqu'ils disposent de contrats de long

⁸⁶Coût de *switching* élevé ou clients captifs comme par exemple des producteurs d'électricité à base de centrales à cycle combiné au gaz naturel.

⁸⁷Les auteurs ont supposé un ATR s'exerçant sur les deux opérateurs, dont les coûts sont normalisés à

terme suffisants pour servir ensemble la totalité de la demande (mais insuffisants pour la servir seul), ne sont pas incités à accroître leurs approvisionnements pour se concurrencer sur la totalité de cette demande. Là encore, nous voyons apparaître la stratégie d'une rétention ou d'une limitation volontaire des capacités de la part des deux opérateurs. Les auteurs poursuivent leur étude en observant l'impact d'un objectif de pertes de parts de marché ou de la décision d'un *gas release*⁸⁸ de la part du régulateur. Ils concluent que ces mesures ne permettent pas un accroissement de la concurrence car elles laissent la segmentation du marché inchangée. Le seul effet est un transfert de profit et de parts de marché de l'OH vers l'entrant qui verra sa demande résiduelle et ses capacités s'accroître. L'idée développée dans le modèle de GELMAN et SALOP (1983) est donc présente, à savoir qu'un opérateur limite volontairement ses capacités pour que le monopole lui laisse servir une demande résiduelle. Il profite d'une décision de régulation pour réaliser des profits supérieurs à ceux qu'il aurait réalisés avec ses seules capacités. Les auteurs notent que, parmi les moyens pour parvenir à une concurrence saine sur le marché final, la dé-intégration des monopoles et l'émergence d'un marché de gros liquide, sur lequel les fournisseurs puissent se fournir en quantités qu'ils désirent au même prix, sans subir l'impact des obligations TOP, sont ceux qui sont susceptibles de favoriser au mieux la concurrence. Les négociants, qui ne sont présents que sur le marché de gros et sont soumis aux obligations TOP, mettent toutes leurs quantités contractées sur ce marché. Les fournisseurs, uniquement présents sur le marché aval, achètent les quantités qu'ils désirent au même prix et en l'absence de clauses TOP. Une réelle concurrence se développe alors car chacun des opérateurs sait que l'autre n'a pas intérêt à dévier à l'équilibre en achetant moins de quantités que sa meilleure réponse sous peine de réaliser des profits inférieurs. L'équilibre est alors celui d'un modèle de BERTRAND classique et le prix d'équilibre sur le marché final va dépendre du prix pratiqué sur le marché intermédiaire, donc du prix pratiqué par les négociants qui eux sont soumis aux clauses TOP. La détermination concurrentielle de ce prix n'est pas évidente car des manipulations sont possibles (GREEN et NEWBERRY [1992], CRAMPES et CRETÉ [2003], SMEERS [1997]). Les négociants peuvent inclure des marges qui augmentent le prix sur le marché de gros et, par effet d'enchaînement, sur le marché final. Les fournisseurs n'ont dans ce cas pas le choix entre plusieurs sources d'approvisionnement (une moins coûteuse par rapport à l'autre). Ils se livrent une concurrence plus importante car ils ne

0. Il peut être en conséquence assimilé à un ATR non-discriminatoire.

⁸⁸Le prix de rétrocession est fixé de façon non-discriminatoire, c'est-à-dire reflétant les conditions d'approvisionnement de l'OH.

3.3. LE GAS RELEASE AU TRAVERS D'UNE CONCURRENCE DE TYPE OLIGOPOLISTIQUE AVEC CONTRAINTES DE CAPACITÉS

sont pas incités à segmenter le marché afin de n'épuiser que la ressource la moins chère. Le fait que tous aient accès au même coût aux approvisionnements et l'absence d'obligation TOP renforcent cette concurrence car chacun peut désormais acheter la quantité qu'il veut sur le marché de gros et peut donc servir toute la demande. Les contraintes de capacités s'assouplissent, favorisant la concurrence et l'apparition de l'équilibre de BERTRAND classique.

3.3.3.3 Les risques de collusion

3.3.3.3.1 Collusion et capacités de production Les régulateurs recherchent par l'introduction d'une mesure de GR à favoriser la concurrence en augmentant le nombre d'entreprises sur le marché. Cette augmentation du nombre peut entraîner une baisse des profits et donc de la rentabilité de l'activité. Cette diminution pourrait entraîner des phénomènes de collusions, d'autant plus probables que la financiarisation de l'industrie énergétique est croissante et les acteurs de plus en plus « gros »⁸⁹. Afin d'augmenter leurs profits, et échapper au paradoxe de BERTRAND, les nouveaux acteurs seront sans doute incités davantage à adopter une forme de collusion implicite plutôt qu'une guerre des prix, pouvant être destructrice à la fois pour les opérateurs en place et les entrants potentiels. Une augmentation du degré de concurrence, faisant planer un risque sur le niveau des profits et diminuant la valeur du profit de punition, peut donc favoriser les comportements collusifs, en agissant directement sur le facteur d'actualisation, diminuant la valeur de ce dernier à partir de laquelle une collusion est soutenable. Toutefois, nous avons vu que le paradoxe de BERTRAND, donc une concurrence oligopolistique en prix assez rigoureuse, peut être remis en cause par la modification de l'environnement dans lequel les entreprises opèrent. Ces modifications tiennent entre autre lieu soit en l'ajout d'asymétries informationnelles (SPULBER [1995]), soit dans la prise en compte des capacités de production limitées pour les entreprises (TIROLE [1993b], p20). Dès lors, les profits, dans le cadre d'une concurrence à la BERTRAND, ne sont plus nuls mais chaque intervenant peut proposer un prix supérieur à son coût marginal et, servant une partie de la demande à ce prix, réaliser un profit positif.

Lorsque l'on prend en compte, dans une concurrence de type BERTRAND, les capacités de production, les conclusions d'une fusion ne sont plus forcément négatives. En effet, en

⁸⁹Phénomènes de fusions-acquisitions diminuant le nombre d'acteurs au niveau européen pouvant favoriser les ententes implicites.

cas d'asymétries dans les capacités de production, les entreprises peuvent désirer fusionner, soit pour exclure un rival, soit pour devenir encore plus importantes. Ces vagues de fusions-acquisitions, néfastes en général d'un point de vue collectif, notamment par le fait qu'elles augmentent les possibilités de pouvoir de marché⁹⁰, peuvent agir de façon bénéfique sur les incitations à la collusion en rendant le marché asymétrique. La généralité veut que le risque de collusion soit plus grand dans un marché symétrique qu'en cas d'asymétries sur les capacités de production. En effet, si toutes les entreprises sont symétriques et qu'elles sont chacune capable de servir toute la demande séparément, si elles se livrent une concurrence vive, elles risquent de se confronter au paradoxe. En revanche, si elles s'entendent, elles vont pouvoir réaliser des profits positifs. De plus, l'incitation à dévier dans cette situation est diminuée par le fait que les menaces de punition, en cas de non respect de la collusion, sont crédibles puisqu'une guerre des prix est possible. Si, en revanche, les capacités sont symétriques mais insuffisantes pour chacune servir toute la demande, alors le profit de déviation devient moins intéressant. Les entreprises sont donc incitées à colluder car les déviations sont moins profitables (PENARD [1997]). La valeur du facteur à partir duquel la collusion est soutenable est donc plus faible dans ce cas que dans le cas asymétrique. Les capacités de production ont un effet ambigu sur le facteur seuil de soutenabilité de la collusion. Elles diminuent le gain espéré en cas de déviation, donc diminuent le facteur seuil à partir duquel la collusion est soutenable, mais également réduisent le pouvoir de représailles des firmes en cas de déviation de l'une d'entre elles, donc augmentent ce même facteur. Lorsque les capacités sont asymétriques, l'idée est davantage à une baisse de la soutenabilité de la collusion. Plus l'asymétrie est importante, plus la firme qui a de grosses capacités va être incitée à dévier car le gain de court terme peut être important pour elle. De plus, le pouvoir de punition des autres firmes en cas de déviation est plus faible en raison de leurs plus petites capacités. Le facteur de soutenabilité de la collusion augmente donc avec l'asymétrie dans les capacités. Une condition apparaissant alors pour soutenir la collusion est une part de marché importante pour la firme disposant de grosses capacités. Dans ce cas-là, le gain lié à la déviation peut être moindre que son revenu en cas de collusion et donc les incitations à dévier plus réduites (IVALDI et al [2003]). Prenons un exemple simple où deux entreprises asymétriques, une petite et une grande, se concurrencent. Si les coûts d'augmentation des capacités de la petite entreprise sont élevés, la collusion est peu probable car la petite entreprise n'est pas en mesure de punir efficacement la grosse entreprise en cas de déviation. Le profit actualisé en cas de déviation

⁹⁰Les effets sont alors une augmentation du niveau des prix et une contraction de l'*output*.

3.3. LE GAS RELEASE AU TRAVERS D'UNE CONCURRENCE DE TYPE OLIGOPOLISTIQUE AVEC CONTRAINTES DE CAPACITÉS

pour la grosse entreprise sera donc plus important que le profit actualisé en cas d'entente, d'où la nécessité d'un facteur d'actualisation élevé pour que la collusion soit soutenable. Cette observation peut être modifiée si les coûts d'augmentation de la capacité de la petite entreprise sont assez faibles. Les menaces de punition sont alors plus crédibles car la petite entreprise peut augmenter ses capacités à moindre coût. Le facteur d'actualisation seuil sera alors plus faible pour que l'entente perdure.

Favoriser les entrées par une RA, ici un GR, peut donc conduire les entreprises à adopter des comportements de collusion. BERNHEIM et WHINSTON (1990) montrent que, si les entreprises ne sont pas contraintes par leurs capacités, alors la collusion est d'autant plus probable que les coûts et les parts de marché sont symétriques. Ils analysent également les relations entre les entreprises qui agissent sur plusieurs marchés et qui vendent un bien homogène (les contrats multi-marchés). Ce type d'interventions renforce les possibilités de collusion car, même si la déviation est plus rentable, la punition compense cette rentabilité en étant nettement plus sévère⁹¹. FRAYSSE et MOREAUX [1985], dans un jeu « à la COURNOT » sans contrainte où les entreprises font face à des coûts fixes, montrent que la collusion peut être soutenable même si le jeu est à horizon fini. L'existence de coûts fixes permet de sortir du résultat traditionnel d'une absence de collusion dans un jeu à horizon fini car les entreprises, anticipant la déviation d'une ou plusieurs d'entre elles à la dernière étape, ne joueront par leur stratégie de collusion à l'avant-dernière ni à celle d'avant et ainsi de suite. L'équilibre du jeu est alors l'équilibre de NASH-COURNOT non-coopératif. Les auteurs se placent dans un jeu à horizon fini T , avec une demande linéaire et des coûts moyens décroissants. Si les coûts fixes ne sont pas trop élevés, alors il existe un ensemble de stratégies qui est tel que, pour k période ($k < T$), l'équilibre collusif⁹² soit soutenable sur les k périodes, le retour à l'équilibre non-coopératif se réalisant progressivement sur les $T - k$ périodes suivantes (pour atteindre l'équilibre de NASH-COURNOT non-coopératif en période T)⁹³.

BROCK et SCHEINKMAN (1985) montrent que les seuils de soutenabilité de la collusion, les prix et profits de collusion varient de façon non-monotone par rapport au nombre de firmes N . Dans leur modèle, les firmes disposent du même niveau de capacité, noté k ,

⁹¹La firme déviante ne va plus être punie sur un seul marché mais sur plusieurs.

⁹²Cet équilibre est caractérisé par la quantité de monopole conduisant au prix de monopole.

⁹³Ces résultats sont également sous-jacent à un nombre minimal et maximal de firmes qui agissent sur le marché et pour lesquels il existe des équilibres de NASH (un équilibre pour lequel une firme au moins a une production de 0 pour le seuil minimal ; un équilibre où toutes les entreprises sont actives, c'est-à-dire qu'elles produisent toutes une quantité positive associée à un profit positif pour le seuil maximal).

et jouent dans un environnement répété. La fonction de demande est linéaire⁹⁴ du type $q = a - p$ et le coût marginal c est constant. Ils examinent la possibilité pour un prix de collusion (prix de monopole) d'être soutenu lorsque les punitions sont un retour au profit de BERTRAND⁹⁵ pour le restant du jeu en cas de déviation (stratégies de déclic). Les seuils de soutenabilité de la collusion, les prix et profits de collusion varient de façon non-monotone par rapport au nombre de firmes. Lorsque les capacités sont proches de celles de monopole ou que le nombre de firmes est faible ($\frac{a-c}{2N} < k < \frac{a-c}{N+1}$ ou $N > \frac{a-c}{2k}$), les gains liés à la déviation sont supérieurs aux pertes liées aux profits de punition encourus par la suite. Le facteur de soutenabilité est élevé car la déviante doit avoir une forte préférence pour ses revenus futurs afin de ne pas dévier. Lorsque les capacités ou le nombre de firmes augmentent ($\frac{a-c}{N+1} < k < \frac{a-c}{N-1}$ ou $N = V(\frac{a-c}{k})$), alors les firmes ont un pouvoir de punition qui s'accroît. Le gain occasionné par une déviation est certes plus important mais la punition est plus crédible. Le seuil de soutenabilité de la collusion est donc plus faible car dévier entraîne une forte punition. Lorsque les capacités ou le nombre de firmes sont très élevés ($k > \frac{a-c}{N-1}$ ou $k > \frac{a-c}{2}$ ou encore $N \gg \frac{a-c}{k}$), alors la punition en cas de déviation est maximale par le retour aux profits du paradoxe de BERTRAND. L'incitation à dévier réapparaît par l'augmentation du seuil de soutenabilité de la collusion⁹⁶ car, même si le profit de punition est maximal, la part de marché en cas de collusion est tellement faible que la déviation est profitable. Lorsque les capacités excédentaires sont importantes ou très faibles par rapport à la quantité de collusion, les firmes ont des incitations à dévier car soit la punition est peu crédible, soit les parts de marché sont trop faibles en cas de collusion pour contrebalancer le gain en cas de déviation. Le prix de collusion est décroissant lorsque le nombre de firmes ou les capacités sont faibles. Son niveau est celui déterminé par la fonction de demande car les firmes produisent et vendent la totalité de leurs capacités. Pour des valeurs supérieures de N ou de k , alors il y a une augmentation du prix de collusion pour atteindre celui de monopole (qui est soutenable)

⁹⁴Les auteurs précisent que leurs résultats sont généralisables.

⁹⁵Trois types de situations sont observées, pour une demande linéaire de type $q = a - p$ et un coût marginal constant c . La première apparaît lorsque les entreprises disposent de capacités très faibles, $k \leq \frac{a-c}{N+1}$; elles produisent à pleine capacité et le prix d'équilibre en stratégie pure est donné par la fonction de demande. La seconde lorsque les capacités sont très élevées, $k \geq \frac{a-c}{N-1}$, le prix d'équilibre est encore une stratégie pure et correspond au cas du paradoxe $p = c$. C'est la situation pour laquelle le profit de punition est maximum. Enfin, la troisième correspond aux valeurs intermédiaires de capacités, $\frac{a-c}{N+1} < k < \frac{a-c}{N-1}$; le prix d'équilibre est alors en stratégie mixte.

⁹⁶Cette valeur du seuil de soutenabilité est inférieure au niveau pour des capacités ou un nombre de firmes faibles.

3.3. LE GAS RELEASE AU TRAVERS D'UNE CONCURRENCE DE TYPE OLIGOPOLISTIQUE AVEC CONTRAINTES DE CAPACITÉS

lorsque la punition en cas de déviation est crédible. Lorsque N et k sont très élevés, alors le prix de collusion doit diminuer pour être soutenable. Le but est d'augmenter les ventes et les parts de marchés de chacune pour réduire leur incitation à dévier. Les auteurs terminent leur analyse en montrant que, en présence de coûts fixes, une subvention à l'entrée sur le marché réduit le bien-être alors qu'une taxe l'augmente. Pour un nombre d'entreprises faible, le prix est celui de concurrence. Une subvention, donc des entrées favorisées, nuit à cette concurrence en augmentant les possibilités de collusion. Lorsque N est plus élevé, des entrées supplémentaires augmentent le prix sur le marché final (le prix de collusion, qui peut être le prix de monopole, est soutenable). Le surplus des consommateurs diminue et les ressources utilisées pour subventionner les entrants augmentent, d'où une diminution du bien-être. Lorsque le prix de monopole est soutenable comme prix collusif, alors seules les subventions pèsent sur le bien-être et le diminuent. Pour des valeurs de N très élevées (avec des capacités fortement excédentaires), le coût de l'entrée est également plus important que son bénéfice car le prix reste élevé en raison des menaces de représailles et de la quantité produite qui demeure la même.

HASKEL et MARTIN (1994) notent que les contraintes de capacités et la concentration de l'industrie⁹⁷ sont corrélées positivement. La concentration a un effet positif sur les marges qui augmentent et facilitent les ententes implicites. Indirectement, les contraintes de capacités, en influençant la structure de l'industrie, permettent donc aux entreprises qui interviennent sur le marché d'augmenter leurs marges. Ils ajoutent que les contraintes de capacités peuvent être volontaires car il existe une relation positive entre ces dernières et les profits des firmes.

Les comportements collusifs sont susceptibles d'apparaître surtout lorsque les jeux sont répétés (CRAMPES et CRETI [2003]) ainsi que lorsque des contraintes sont présentes (GREEN et NEWBERRY [1992]). A l'aide d'un modèle où des opérateurs symétriques proposent des couples (prix, quantités) sur un marché, GREEN et NEWBERRY (1992) montrent, comme CRAMPES et CRETI (2003), que les opérateurs cherchent à éviter par tous les moyens une trajectoire concurrentielle instable, où l'élasticité de la demande par rapport au prix est élevée. Ils ont donc une forte incitation à aller vers un équilibre collusif de type COURNOT, plus stable. L'introduction d'une contrainte de capacités réduit l'espace des stratégies des opérateurs et augmente donc cette incitation. L'écart entre le prix et le coût marginal est plus élevé que dans le cas non contraint, notamment en raison d'un coût d'opportunité lié à la contrainte.

⁹⁷La concentration de l'industrie est une variable comprenant entre autre la structure de l'industrie.

Si les capacités de production sont symétriques et non-excédentaires, alors personne ne peut servir toute la demande. Si une firme dévie, alors la diminution du prix peut ne pas être compensée par l'augmentation des quantités vendues lors de la déviation. Le profit de collusion est arrangeant pour tout le monde car, même si la crédibilité de représailles est faible, le profit de déviation est moins attirant que celui de collusion. PENARD (1997) conclut que la symétrie des entreprises favorise la collusion si le facteur d'actualisation est assez élevé⁹⁸ ou si le coût des capacités excédentaires est faible⁹⁹. Il cherche à déterminer un facteur d'actualisation minimal pour lequel la collusion est soutenable. Il trouve que cette valeur du facteur est atteinte pour des capacités symétriques. Toute asymétrie dans les capacités augmente le facteur seuil de soutenabilité de la collusion donc diminue les incitations à la collusion. A l'équilibre, ces capacités sont excédentaires. Cet excédent est interprété comme un investissement stratégique qui permet une collusion soutenable, rendant les menaces de représailles plus crédibles¹⁰⁰. En investissant dans des capacités excédentaires, l'entreprise se donne les moyens de rendre crédibles les représailles en cas de déviation d'une autre.

Si les capacités de production sont asymétriques, excédentaires pour certains opérateurs, alors l'incitation à dévier est forte puisque, en proposant un prix inférieur à celui de collusion, le déviant peut servir toute la demande. En revanche, si toutes les entreprises ont des capacités de production élevées, la crédibilité de la punition augmente puisque, en cas de guerre des prix liée à une déviation, toutes vont pouvoir produire plus que la quantité de collusion à un prix plus faible, diminuant ainsi le profit de punition. Lorsque les capacités sont asymétriques, les conclusions des différentes études ont été plutôt en faveur d'une collusion difficile à tenir car le facteur d'actualisation seuil minimal augmente (LAMBSON [1995] pour une asymétrie faible, DAVIDSON et DENECKERE [1984, 1990] et PENARD [1997] pour des marchés duopolistiques).

COMPTE, JENNY et REY (2002) concluent que l'asymétrie rend la collusion plus difficile lorsque les capacités agrégées sont limitées¹⁰¹, la favorise lorsque les capacités sont supérieures à la taille du marché¹⁰². Dans un modèle d'oligopole de type BERTRAND avec

⁹⁸Les profits futurs sont plus intéressants que les profits actuels donc l'incitation à dévier est moindre.

⁹⁹Les menaces de représailles sont crédibles.

¹⁰⁰Les coûts supportés par l'entreprise à la suite de ces investissements doivent bien entendu être inférieurs aux gains liés à la soutenabilité de la collusion.

¹⁰¹Les perspectives de punition ne sont pas crédibles et l'incitation à dévier plus importante pour un facteur d'escompte faible.

¹⁰²Les perspectives de punition et de guerre des prix rendent toute déviation moins profitable.

3.3. LE GAS RELEASE AU TRAVERS D'UNE CONCURRENCE DE TYPE OLIGOPOLISTIQUE AVEC CONTRAINTES DE CAPACITÉS

contraintes de capacités, ils montrent qu'il existe un facteur d'actualisation au-delà duquel la collusion est soutenable. Il existe donc, dans des jeux infiniment répétés, un équilibre collusif qui est tel que la somme des profits actualisée de collusion est plus importante que la somme des profits actualisée de déviation, en supposant que les acteurs adoptent des stratégies de déclic (FRIEDMAN [1971])¹⁰³. Cette analyse leur permet également de donner une alternative en terme de politique de fusions aux critères habituels d'observation de la concentration du marché (HHI). Elle conclut notamment qu'accepter une fusion sous condition de cessions d'actifs par la firme fusionnée n'est pas toujours une solution efficace à la collusion possible (diminution du nombre d'acteurs) et donc ne va pas forcément dans le sens d'un développement de la concurrence.

En cas d'augmentation des capacités :

- des très petites entreprises, alors cette augmentation a un effet positif sur leur capacité à punir et aucune sur leur incitation à dévier : la collusion est renforcée ;
- des petites entreprises, alors leurs possibilités de punir et leurs incitations à dévier augmentent : soutenabilité de la collusion ambiguë¹⁰⁴ ;
- des grosses entreprises, alors l'incitation à dévier est plus importante puisqu'elles vont être davantage en mesure de servir seule tout le marché : le risque de collusion diminue fortement (augmentation du facteur d'actualisation seuil).

3.3.3.3.2 Le modèle de Compte, Jenny et Rey (2002) Leur analyse de la soutenabilité de la collusion, en prenant en compte des contraintes asymétriques sur les capacités de production, permet non seulement de déterminer dans quelles situations une collusion sera préférée à une déviation suivie d'une concurrence mais également de donner quelques éclairages supplémentaires sur les politiques à adopter en cas de fusion. Ce qui nous intéressera tout particulièrement est la mesure souvent adoptée de cessions d'actifs imposées lorsqu'une fusion est accordée. Cette question est très intéressante pour le traitement d'une mesure de GR car c'est une mesure adoptée pour contrebalancer un certain pouvoir de marché d'une entreprise dont la source peut être vue dans l'accès favorisé aux capacités de production. La mesure de GR aura un impact sur le niveau de ces capacités

¹⁰³Le déviant réalise un profit de déviation, par exemple en proposant un prix légèrement plus faible que celui de collusion pour servir une demande plus importante, et ensuite des profits de punition tout le reste du jeu, profits pouvant être nuls selon la distribution des capacités initiales.

¹⁰⁴Elle augmente avec les possibilités de punir et diminue avec les incitations à dévier plus fortes : effets opposés sur le facteur d'actualisation seuil.

de production, entraînant une forme de concurrence oligopolistique avec des capacités plus ou moins symétriques¹⁰⁵.

3.3.3.3.2.1 Le modèle Les hypothèses de leur modèle sont les suivantes. Les entreprises agissent avec un coût marginal constant, normalisé ici à 0. Ils désignent par k la distribution initiale des capacités de production des n firmes qui agissent sur le marché. Ces capacités sont rangées par ordre croissant, à savoir $k_1 \leq \dots \leq k_i \leq \dots \leq k_n$ pour tout $i = 1..n$. M sera la taille du marché. $K = \sum_i k_i$ et $K_{-i} = \sum_{j \neq i} k_j$ seront respectivement les capacités totales dont disposent les n firmes et celles qui sont possédées par les entreprises concurrentes à la firme i (ce sont des capacités agrégées). Les auteurs établissent à ce niveau une distinction entre les capacités possédées k_i et les capacités réelles (ou pertinentes) \hat{k}_i . Ces dernières sont celles qui permettent à l'entreprise d'agir sur le marché, c'est-à-dire que ce sont soit ses capacités k_i si elle ne peut pas servir tout le marché, soit M si elle peut servir seule la demande : $\hat{k}_i = \min\{k_i, M\}$. De la même façon, les capacités réelles agrégées se notent $\hat{K} = \sum_i \hat{k}_i$ et $\hat{K}_{-i} = \sum_{j \neq i} \hat{k}_j$.

Les opérateurs agissent dans un univers de type BERTRAND-EDGEWORTH répété en proposant simultanément un prix observable par tous les consommateurs et tous leurs concurrents. Si les entreprises adoptent un comportement collusif ($K > M$), alors $p = p^m = 1$ et $\pi = \pi^m = M$ avec p^m et π^m respectivement le prix et le profit de monopole. Ils définissent un équilibre collusif du jeu comme un équilibre parfait en sous-jeu du jeu infiniment répété pour lequel la valeur actualisée des profits est strictement supérieure aux profits agrégés générés par n'importe quel équilibre de NASH du jeu. La collusion est soutenable lorsqu'il existe un équilibre collusif. La collusion parfaite est soutenable s'il existe un équilibre où les profits sont égaux à ceux de la situation monopolistique.

Leur premier objectif est de déterminer un facteur d'escompte (d'actualisation) seuil $\delta(k)$ le plus petit possible et à partir duquel la collusion est soutenable (situation d'équilibre). Les équilibres de collusion sont difficiles à déterminer notamment parce que les possibilités de punition en cas de déviation dépendent des capacités des concurrents par rapport à la firme déviante (c'est-à-dire de la distribution des k_i).

Si les entreprises ne sont pas trop petites, c'est-à-dire que $K_{-n} \geq M$, alors $(n - 1)$ entreprises peuvent servir le marché. Le profit optimal de punition sera alors celui du paradoxe de BERTRAND, à savoir un profit nul. Les auteurs déterminent un $\delta^*(k) =$

¹⁰⁵On augmente les capacités de la firme la plus petite en prenant de la capacité à la plus grosse.

3.3. LE GAS RELEASE AU TRAVERS D'UNE CONCURRENCE DE TYPE OLIGOPOLISTIQUE AVEC CONTRAINTES DE CAPACITÉS

$1 - \frac{M}{K}$ qui dépend des capacités pertinentes agrégées \widehat{K} et qui est le facteur d'actualisation minimal pour lequel la collusion est soutenable dans cette situation de distribution de capacités. Les parts de marché de chaque entreprise susceptibles de favoriser la collusion sont ici proportionnelles aux capacités pertinentes \widehat{k}_i . $\delta^*(k)$ est d'autant plus élevé que la valeur agrégée des capacités pertinentes \widehat{K} est élevée¹⁰⁶ ou la taille du marché M faible¹⁰⁷. Plus les capacités pertinentes sont élevées, plus l'incitation à dévier est forte car le profit de déviation est attirant ; le seuil de soutenabilité de la collusion $\delta^*(k)$ est plus élevé car la collusion (et les profits de collusion) peut s'avérer moins intéressante que les profits de déviation et de punition futurs. Les entreprises doivent mettre un fort poids sur les profits futurs pour que la collusion soit soutenable. Cet effet est pourtant contrebalancé par l'augmentation de la crédibilité de la menace de punition en cas de déviation¹⁰⁸.

L'analyse apparaît plus délicate lorsque les entreprises sont petites, c'est-à-dire lorsque $K_{-n} < M$ (ce qui équivaut à $k_i = \widehat{k}_i < M$ pour tout $i < n$). En effet, plusieurs effets vont entrer en compétition¹⁰⁹ et il sera difficile de les classer a priori. Les auteurs supposent ici que les entreprises conservent des parts de marché constantes et recherchent des équilibres collusifs et un seuil de soutenabilité minimal compte tenu de ces hypothèses. Deux conditions pour que la collusion soit soutenable sont calculées, ainsi que deux valeurs d'équilibre, l'une pour les parts de marché, l'autre pour le facteur d'escompte. Les deux conditions touchent, pour l'une les profits et pour l'autre les parts de marché. La valeur redistribuée des profits actualisés selon les parts de marché de chaque entreprise doit être supérieure aux profits qu'elle réalise en cas d'absence de collusion. L'autre condition, sur les parts de marché, assure que l'entreprise ne gagnera pas à dévier de sa situation collusive sous peine de réduire sa part de marché à terme. Avec des parts de marché endogènes, les auteurs déterminent une situation d'équilibre telle que la part de marché optimale pour chaque entreprise est une fonction de ses capacités réelles ($\alpha_i^*(k) = \frac{\widehat{k}_i}{K} M$) et un facteur d'actualisation minimum pour ces valeurs de parts de marché $\alpha_i^*(k)$, proportionnel à la valeur de la capacité réelle de la firme la plus grosse, à savoir $\delta^*(k) = \frac{\widehat{k}_n}{K}$.

Pour résumer, les deux seuils minimaux du facteur d'escompte au-delà desquels la collusion est soutenable sont donc :

¹⁰⁶Si l'entreprise dévie, alors elle pourra servir une part de marché plus importante à un prix certes plus faible mais qui compense la perte future liée à la déviation et aux profits de punition.

¹⁰⁷Plus M est petit, plus l'intérêt de dévier augmente car il leur est possible de servir tout le marché, ou une plus grande proportion de ce dernier.

¹⁰⁸Les concurrents peuvent servir toute la demande et évincer l'entreprise déviante du marché.

¹⁰⁹Tels que l'incitation à dévier, la crédibilité de représailles et le montant des profits de punition.

- $\delta^*(k) = 1 - \frac{M}{\widehat{k}_n + \widehat{K}_{-n}}$ si $K_{-n} \geq M$; ce seuil est décroissant en M et croissant en capacité réelle. Plus la taille du marché M sera importante, plus le profit de punition sera important, proche voire égal à celui du paradoxe de Bertrand. La collusion devient davantage soutenable car la déviation n'est plus attirante. En revanche, plus les capacités réelles sont importantes, moins la collusion est soutenable car l'incitation à dévier apparaît plus profitable que la collusion. La déviation sera d'autant plus probable, donc la collusion d'autant moins soutenable, que l'asymétrie entre les capacités de toutes les firmes (en particulier entre \widehat{k}_n et \widehat{K}_{-n}) est forte;
- $\delta^*(k) = \frac{\widehat{k}_n}{\widehat{k}_n + \widehat{K}_{-n}}$ si $K_{-n} < M$; ce seuil est décroissant en \widehat{K}_{-n} et croissant en \widehat{k}_n . Lorsque les capacités agrégées réelles des petites firmes augmentent, la crédibilité et l'ampleur de la punition en cas de déviation s'accroissent avec elles. La collusion est donc plus soutenable, malgré le fait que les $(n - 1)$ petites firmes ne puissent pas servir la totalité du marché. Une augmentation de la capacité réelle de la firme la plus importante augmente l'incitation à dévier, alors que la crédibilité et l'ampleur de la punition restent inchangées.

3.3.3.3.2.2 Commentaire Si les capacités sont symétriques et importantes, c'est-à-dire que $k_i = \frac{K}{n} > M \Leftrightarrow K_{-n} > M$, alors il n'y a pas de contrainte active sur les capacités et une augmentation des capacités ou une modification de la taille du marché n'ont pas d'effet sur la collusion car les capacités réelles, dont dépend $\delta^*(k)$, ne changent pas. Nous pouvons observer dans ce cas que la seule variable qui peut agir sur la collusion est le nombre d'entreprises qui sont présentes sur le marché. En effet, nous sommes dans le cas où $\widehat{k}_i = M$ ce qui nous conduit à $\delta^*(k) = 1 - \frac{1}{n}$, qui nous montre que plus le nombre d'entreprises se réduit, plus la collusion devient soutenable car le facteur d'escompte est une fonction croissante de n .

Si, en revanche, les capacités sont toujours symétriques mais faibles, à savoir $k_i = \frac{K}{n} < M$, alors chaque entreprise fait face à une contrainte de capacités (elle ne peut pas servir seule le marché) et une augmentation uniforme des capacités ou une diminution de la taille du marché aura une influence sur la collusion en augmentant les gains en cas de déviation. En effet, en cas de diminution de la taille du marché, celle-ci se rapproche d'autant des capacités de production. Les entreprises pourront servir, en cas de déviation, une part du marché plus importante et seront donc incitées davantage à dévier. De même, si leurs capacités de production augmentent, elles vont se rapprocher d'autant de la taille du marché et augmenter le profit en cas de déviation. L'idée est que si elles baissent leur prix

3.3. LE GAS RELEASE AU TRAVERS D'UNE CONCURRENCE DE TYPE OLIGOPOLISTIQUE AVEC CONTRAINTES DE CAPACITÉS

donc dévient, les déviantes pourront servir une proportion du marché plus importante. Elles subiront alors un profit de punition par la suite qui peut s'avérer moins pénalisant car personne ne peut servir tout le marché¹¹⁰. Il peut alors apparaître plus intéressant de dévier et réaliser un profit de déviation puis de punition (s'apparentant à la desserte d'une demande résiduelle) plutôt que d'adopter un comportement collusif. Nous voyons ici que l'augmentation des capacités de production fait apparaître un arbitrage entre d'une part l'incitation à dévier et d'autre part la crédibilité de la punition, qui augmente avec les capacités¹¹¹. Les possibilités de représailles augmentent donc également lorsque $K_{-n} = (n-1)\frac{K}{n} < M$.

Deux situations se dégagent lorsque les auteurs désirent classifier les effets :

- si $\frac{K}{n} < M < (n-1)\frac{K}{n}$, alors $(n-1)$ entreprises peuvent satisfaire la demande. Nous sommes dans le cas où $\delta^*(k) = 1 - \frac{M}{\widehat{k}_n + K_{-n}}$. Une diminution dans la taille du marché ou une augmentation uniforme dans les capacités augmente uniquement les gains en cas de déviation car les capacités réelles sont modifiées ($\widehat{k}_i = k_i = \frac{K}{n}$). Dans ces cas, $\delta^*(k)$ augmente ce qui rend la collusion moins attirante. Cette situation n'est valable que pour $n \geq 3$;
- si $M > (n-1)\frac{K}{n}$, alors $\delta^*(k) = \frac{\widehat{k}_n}{\widehat{k}_n + K_{-n}} = \frac{1}{n}$ qui ne dépend que du nombre d'acteurs. Une diminution de la taille du marché ou une augmentation uniforme des capacités augmente les possibilités de punition de la part des $(n-1)$ entreprises en rapprochant la taille du marché M des capacités réelles $(n-1)\frac{K}{n}$. Cet effet favorable à la collusion est exactement compensé par l'effet favorable à la déviation, c'est-à-dire la possibilité de servir une part plus importante de la demande M lorsque ces capacités augmentent en proposant un prix plus faible que celui de collusion. Nous voyons également, dans notre cas, que plus le nombre d'acteurs augmente, plus le facteur d'escompte seuil diminue donc plus la collusion est possible. Ce résultat contre-intuitif nous vient certainement ici du fait que plus on se rapproche de M , plus les $(n-1)$ entreprises ont un pouvoir de punition qui va être important et le profit de déviation¹¹² compense de moins en moins cette faculté à punir.

¹¹⁰La guerre des prix est peu probable, ou du moins est moins sévère, car elle ne permet pas d'arriver à des profits de punition proches de ceux du paradoxe.

¹¹¹Les entreprises sont d'autant plus capables de mener une guerre des prix destructrices qu'elles disposent de capacités.

¹¹²Le profit de punition est la perspective de réaliser un profit supérieur en vendant une quantité supérieure à un prix plus faible.

3.3.3.3.2.3 Cas d'une augmentation des capacités de production d'une entreprise Cette situation nous donne des résultats lorsque les capacités deviennent asymétriques. Si $K_{-n} \geq M$, alors les punitions sont maximales et indépendantes de k . L'augmentation de la capacité de production d'une entreprise laisse ces profits de punition inchangés. En revanche, elle augmente le désir d'une entreprise à dévier en augmentant le profit possible de déviation. Si les capacités sont importantes, une augmentation des capacités d'une des firmes, c'est-à-dire de l'asymétrie entre les entreprises, permet de diminuer les risques de collusion en augmentant uniquement l'incitation à dévier.

Si $K_{-n} < M$, alors les possibilités de punition restent limitées et la distribution initiale des capacités k joue un rôle important. Le principal problème des petites entreprises est d'empêcher la grosse de dévier. Cela va dépendre à la fois de la distribution des capacités et des possibilités de repréailles des petites firmes, c'est-à-dire de K_{-n} , et de l'incitation de la grosse firme à dévier, c'est-à-dire de \hat{k}_n . La collusion est d'autant plus tenable que \hat{k}_n est faible¹¹³ ou K_{-n} est fort¹¹⁴.

3.3.3.3.2.4 Effet d'une variation de la demande Lorsque les $(n - 1)$ petites entreprises peuvent servir le marché, alors si la demande diminue (augmente), la collusion est moins (plus) probable et soutenable car le facteur d'escompte seuil $\delta^*(k) = 1 - \frac{M}{\hat{k}_n + \hat{K}_{-n}}$ augmente (diminue).

Lorsque les $(n - 1)$ entreprises sont trop petites pour servir le marché entier, alors une réduction (augmentation) de la demande soit n'affecte pas la collusion¹¹⁵, soit modifie la capacité réelle de la firme n , c'est-à-dire \hat{k}_n , si $k_n > M > K_{-n}$. Dans cette seconde situation, une diminution (augmentation) de la demande M entraîne une diminution (augmentation) de la capacité réelle \hat{k}_n . La valeur du facteur d'escompte seuil $\delta^*(k) = \frac{\hat{k}_n}{\hat{k}_n + \hat{K}_{-n}}$ s'en trouve dès lors modifié et diminue (augmente) en cas de diminution (augmentation) de la demande M . En effet, une diminution ou augmentation de la demande n'affecte en rien le pouvoir de punition des petites firmes qui ne peuvent toujours pas servir toute la demande car leurs capacités réelles restent constantes. La seule variable affectée est l'incitation de la grosse entreprise à dévier dont la capacité réelle est modifiée comme elle peut servir seule le marché. Si la demande augmente (diminue), alors sa capacité réelle

¹¹³L'incitation à dévier de la grosse entreprise est faible car le profit de déviation n'est pas intéressant.

¹¹⁴La possibilité de repréailles des petites entreprises est assez élevée pour faire subir à la grosse entreprise des profits de punition qui annulent les gains effectués lors de la déviation.

¹¹⁵Elle ne modifie en rien les capacités réelles des entreprises si $k_n < M$ et $\hat{k}_i = k_i$.

3.3. LE GAS RELEASE AU TRAVERS D'UNE CONCURRENCE DE TYPE OLIGOPOLISTIQUE AVEC CONTRAINTES DE CAPACITÉS

\widehat{k}_n augmente (diminue) et son incitation à dévier est plus forte (faible). En cas d'augmentation de la demande, si elle dévie, elle va pouvoir servir une demande supérieure à un prix légèrement inférieur. Cette demande supplémentaire servie lui permet de réaliser des profits de déviation supérieurs qui peuvent compenser les profits de punition futurs, qui eux sont toujours les mêmes. Une augmentation de la demande, si les petites firmes ne peuvent pas servir le marché et si la plus grosse peut à elle seule le faire, réduit le risque de collusion. En revanche, une diminution de la demande favorise la collusion car l'incitation de la grosse entreprise à dévier est moindre puisque les profits de déviation seront plus faibles et ne combleront pas les profits de punition qu'elle subira par la suite.

3.3.3.3.2.5 Le transfert de capacités Si $K_{-n} < M$, alors un transfert de capacités des plus petites entreprises vers la plus grosse diminue le risque de collusion car augmente les incitations à dévier de la grosse entreprise. Si $k_n > M$, alors l'incitation à dévier était déjà assez forte et elle est renforcée par le fait que le transfert réduit les possibilités de représailles des petites entreprises. En revanche, un transfert de la grosse entreprise vers les petites réduit l'incitation de la grosse à dévier si $k_n < M$ car elle réduit la capacité réelle de cette dernière et augmente les possibilités de punition des petites firmes. De même, si $k_n > M$, le pouvoir de punition est plus important pour les petites entreprises donc l'incitation à dévier peut se trouver modifiée, d'autant plus si k_n est proche de M .

Si $K_{-n} > M$, seule l'incitation à dévier doit être prise en compte car un transfert de capacités laisse inchangées les capacités réelles donc la possibilité de représailles des petites firmes. Si le transfert se fait en faveur de la plus grosse entreprise, alors k_n augmente ainsi que l'incitation à dévier.

3.3.3.3.2.6 Résultats complémentaires Si les entreprises agissent, lorsqu'elles utilisent une stratégie de collusion, de manière à conserver leurs parts de marché inchangées et constantes (α - *equilibrium*), les résultats suivants sont observables :

- si les capacités sont suffisamment petites, $K \leq \frac{n}{n-1}M$, la distribution de capacités k qui favorise la collusion est celle qui donne à toutes les entreprises une distribution symétrique $\frac{K}{n}$;
- en revanche, si $K > \frac{n}{n-1}M$, deux sous-cas sont observables. Si $K \leq 2M$ et $n = 2$, alors toutes les distributions qui permettent aux $(n - 1)$ petites firmes de servir le

marché favorisent la collusion. Si $K > 2M$ avec $n \geq 3$, les distributions qui favorisent la collusion sont toutes les distributions asymétriques qui sont telles que $K_{-n} = M$ et $k_n = K - K_{-n} > M$.

Pour faciliter la collusion, (1) les possibilités de représailles des petites entreprises doivent être maximisées, c'est-à-dire que les capacités des petites entreprises doivent être augmentées et supérieures à M si cela est possible ; (2) parmi les distributions de capacités qui maximisent les possibilités de représailles, les gains liés à la déviation doivent être minimisés.

Lorsque la capacité totale est petite, $K \leq \frac{n}{n-1}M$, les $(n-1)$ petites firmes ne peuvent pas couvrir le marché. Dans ce cas, le principal problème est de discipliner la plus grande entreprise. En partant de n'importe quelle situation asymétrique, transférer de la capacité de la plus grosse aux plus petites augmente le pouvoir de représailles des petites et limite les incitations de la grosse à dévier ; la meilleure distribution est la distribution symétrique. En revanche, si les capacités totales sont élevées, $K > \frac{n}{n-1}M$, les possibilités de représailles sont maximales si les petites entreprises peuvent couvrir tout le marché ($K_{-n} > M$) et le principal problème est de limiter les incitations agrégées à dévier, c'est-à-dire réduire \hat{K} . Quand $K > 2M$ et $n \geq 3$, cette situation est atteinte lorsque $K_{-n} = M$. Lorsque $K \leq 2M$ et $n = 2$, toutes les distributions satisfaisant $K_{-n} \geq M$ amènent à la même quantité pertinente¹¹⁶.

Les résultats valables pour les α -*equilibrium* peuvent être adaptés pour des équilibres collusifs plus généraux. Supposons fixée la somme K de toutes les capacités ainsi que le nombre de firmes n . L'ensemble $\Gamma(K, n)$ de distribution de capacités qui minimise $\delta^*(k)$ est tel que : (1) si $K > 2M$, alors cette distribution est identique à celle des α -*equilibrium*, c'est-à-dire celle qui donne $K_{-n} = M$ et $k_n = K - K_{-n} > M$; (2) si $K \leq \frac{n}{n-1}M$, $\Gamma(K, n)$ est incluse dans la distribution symétrique mais ne permet pas une collusion soutenable. Ces résultats peuvent s'expliquer de la manière suivante : si $K > 2M$, alors la punition est maximale en cas de déviation (profit de punition nul) ce qui conduit à la même distribution que celle des α -*equilibrium* qui donne un profit de punition nul ; si $K \leq \frac{n}{n-1}M$, une asymétrie entre les entreprises rend la collusion difficile à tenir.

3.3.3.3.2.7 Impact des fusions sur la collusion tacite Une fusion pourra ici être interprétée comme un transfert de capacités de deux entreprises afin d'en former

¹¹⁶ $\hat{K} = K$ si $K < 2M$, $\hat{K} = 2M$ dans le cas duopolistique.

3.3. LE GAS RELEASE AU TRAVERS D'UNE CONCURRENCE DE TYPE OLIGOPOLISTIQUE AVEC CONTRAINTES DE CAPACITÉS

une troisième plus grosse et, bien entendu, ayant comme résultat de diminuer le nombre d'intervenants sur le marché.

Intuitivement, une fusion diminue le nombre de concurrents sur le marché donc, en cas de contraintes de capacités qui ne sont pas sévères, augmente les possibilités de collusion. Cette fusion conduit à un deuxième effet qui est d'augmenter le degré d'asymétrie en termes de capacités entre les firmes. Ceci est en particulier vrai lorsqu'une entreprise importante est concernée, donc, sa capacité à pouvoir servir seule le marché entier augmentant, cette nouvelle entreprise est davantage incitée à dévier qu'à adopter un comportement collusif.

- Si les entreprises n'ont pas de contraintes de capacités actives, alors $k_i > M$. La collusion est soutenable tant que $\delta > 1 - \frac{1}{n}$. La fusion réduit le nombre d'acteurs et favorise donc les comportements collusifs. Au contraire, une séparation en deux entreprises d'un acteur ne la favorise pas puisque la capacité pertinente agrégée des entreprises séparées sera supérieure à M , d'où une augmentation de l'incitation à dévier car $\delta^*(k)$ augmente avec \widehat{K} .

Exemple 2 si l'entreprise i , disposant d'une capacité $k_i > M$ donc d'une capacité pertinente de $\widehat{k}_i = M$, est séparée en deux nouvelles entreprises a et b , de capacités respectives k_a et k_b . Les nouvelles capacités pertinentes de ces deux nouvelles entreprises sont $\widehat{k}_j = \min\{k_j, M\}$, $j = \{a, b\}$. Comme $k_i > M$, la somme des deux k_j est supérieure à $\widehat{k}_i = M$, de même que la somme des deux capacités pertinentes \widehat{k}_j . La séparation augmente donc les capacités pertinentes agrégées \widehat{K} ce qui a pour conséquence, compte tenu de la relation $\delta^*(k) = 1 - \frac{M}{K}$, d'augmenter le facteur d'escompte seuil et donc de rendre la collusion plus difficile en augmentant l'incitation à dévier.

- Si les entreprises ne sont pas contraintes ($K_{-n} > M$), alors nous atteignons les profits de punition maximaux. L'incitation à dévier est donc la seule à considérer, incitation donnée par \widehat{K} et mesurée par $\delta^*(k) = 1 - \frac{M}{K}$. Une fusion donnant naissance à une entreprise pouvant servir seule le marché diminue \widehat{K} donc favorise les comportements collusifs (le seuil $\delta^*(k)$ diminue). Les fusions qui ne permettent pas à une entreprise de servir tout le marché n'ont pas d'effets sur la collusion car elles ne modifient pas les capacités pertinentes. Forcer une entreprise quelconque à se séparer de capacités rend la collusion plus difficile à soutenir si cela entraîne une augmentation des capacités agrégées pertinentes, ou n'a aucun effet sur la collusion si l'entreprise est trop petite.

- Si les contraintes de capacités sont plus actives ($K_{-n} < M$), toute fusion impliquant la firme la plus importante ne favorise pas la collusion. En effet, le problème est plutôt, lorsqu’il y a collusion, de permettre à cette dernière de perdurer en vérifiant que l’incitation à dévier de la grosse firme n’est pas trop importante. Toutefois, une fusion réduit les possibilités de représailles des petites entreprises¹¹⁷ et favorise les gains liés à la déviation de l’entreprise fusionnée¹¹⁸. Obliger à contrario la plus grosse entreprise à se dessaisir de capacités entraîne une augmentation du pouvoir de punition des petites firmes et une diminution de l’incitation à dévier, facilitant ainsi les comportements collusifs.

L’asymétrie peut être une meilleure distribution car elle diminue les risques de collusion au profit de comportements plus concurrentiels. Une telle distribution peut faire plus que compenser une diminution du nombre de concurrents ; en particulier, si $K_{-n} < M$, alors n’importe quelle fusion (augmentant la capacité d’une entreprise) qui comprend la firme la plus importante diminue la collusion et favorise la concurrence car, bien que n diminue, l’asymétrie entre les entreprises augmente. Cette analyse permet également d’émettre des doutes sur les cessions d’actifs souvent utilisées pour contrebalancer l’autorisation d’une fusion. Une telle mesure qui permet de conserver une certaine symétrie entre les concurrents diminue la possibilité de créer une entreprise de plus grande taille et donc augmente les risques de collusion. Les politiques de concurrence doivent donc traiter différemment les positions dominantes « simples » et les positions dominantes « collectives ».

3.3.4 Commentaires et conclusions : le *gas release*, les contraintes de capacités et les risques de collusion

L’entrant connaît des difficultés pour acquérir du gaz. Ces difficultés viennent soit du fait qu’il lui est impossible d’acquérir du gaz à un prix économiquement rentable¹¹⁹, soit des capacités de transport qui ne sont pas disponibles pour transporter les quantités voulues. Ces deux contraintes jouent comme des contraintes de capacités, c’est-à-dire que l’entrant ne peut pas vendre les quantités qu’il désire. Il est contraint par les volumes de gaz qu’il peut proposer sur le marché et sa stratégie de prix va dès lors s’en trouver

¹¹⁷Elle les prive d’une partie de leurs capacités agrégées.

¹¹⁸Elle augmente les possibilités de servir une plus grande partie du marché pour l’entreprise fusionnée.

¹¹⁹Ce prix élevé peut provenir soit d’un manque de sources d’approvisionnement, soit de coûts de transport trop élevés pour être compétitif.

3.3. LE GAS RELEASE AU TRAVERS D'UNE CONCURRENCE DE TYPE OLIGOPOLISTIQUE AVEC CONTRAINTES DE CAPACITÉS

modifiée. Le régulateur observe cette situation et, pour accélérer le développement de la concurrence, passant par l'accroissement des possibilités de choix des consommateurs et le nombre d'intervenants sur le marché, décide d'appliquer une mesure de GR. Cette mesure aura deux effets : augmenter les disponibilités en gaz de l'entrant, mais également diminuer celles de l'OH. Nous allons supposer que le gaz est rétrocédé à un prix qui reflète les coûts d'achat et donc qu'il n'y a pas d'asymétrie d'information sur les coûts d'acquisition. L'entrant ne se trouve donc pas pénalisé par rapport à l'OH. Les contraintes sur l'entrant se desserrent et celles sur l'OH deviennent plus fortes. Adossés à des objectifs de pertes de parts de marché, deux impacts sur les consommateurs peuvent être observés. Le premier est un impact négatif sur le surplus de ces derniers si l'OH reste plus efficace que le concurrent. La contrainte bénéficie aux concurrents par un transfert de profit de l'OH vers ces derniers (BRETON et ZACCOUR [2001]). Ce profit n'aurait pas existé sans ces contraintes car l'inefficacité de l'entrant ne lui permettait pas de pénétrer le marché et d'y réaliser un profit positif. Le second est en revanche un impact positif si l'entrant est plus efficace que l'OH et cherche à devenir une réelle alternative d'approvisionnement à l'OH. Il bénéficie d'une mesure favorable prise par le régulateur qui lui permet de pénétrer le marché et de séduire une certaine partie de la clientèle. Ce faisant, il peut chercher des alternatives d'approvisionnement plus sereinement sachant qu'il est présent sur le marché. Les investissements sont susceptibles d'être plus facilement entrepris puisque la mesure de régulation asymétrique lui assure une demande pour une durée fixée. Les observations empiriques étayaient ces idées. En effet, de gros investissements dans les infrastructures de transport et de production de gaz ont été entrepris dans les pays où les opérateurs ont été soumis à des régulations asymétriques, à la suite de la pénétration facilitée pour des concurrents du marché mais également de la demande en gaz croissante, entre autre pour la production d'électricité.

L'introduction d'une mesure de GR introduit une contrainte sur les quantités que peut vendre le concurrent. Au vu de la croissance de la demande et des approvisionnements limités notamment par les capacités de transport, l'OH peut lui aussi être soumis à des contraintes sur ses capacités. Dès lors, le système de concurrence peut être représenté par un modèle de concurrence oligopolistique en prix avec des capacités limitées sur l'un voire plusieurs opérateurs. Ces contraintes sur les capacités ne permettent d'avoir des équilibres en stratégies pures que lorsque les capacités sont très faibles ou très élevées pour tous les joueurs. Dès que l'un des joueurs est contraint alors que l'autre peut jouer sa fonction de meilleure réponse, les équilibres en stratégies pures n'existent plus, la maximisation

des profits conduisant tour à tour, et en fonction du prix nommé par le concurrent, à proposer un prix inférieur pour servir toute la demande ou un prix supérieur pour servir la demande résiduelle¹²⁰. Ces stratégies mixtes sont comprises dans un intervalle de prix qui est borné, en général supérieurement par les prix COURNOT (capacités faibles) et inférieurement par les prix BERTRAND (capacités élevées) (LEVITAN et SCHUBICK [1972], DAVIDSON et DENECKERE [1986] pour un rationnement de type proportionnel). En introduisant une étape de choix de capacités, sous un rationnement efficace, il est possible de ne dégager qu'un seul type d'équilibre qui est celui de construire les capacités de COURNOT et de nommer un prix COURNOT par la suite (KREPS et SCHEINKMAN [1983]). Sous un rationnement proportionnel, l'équilibre d'un tel jeu est plus concurrentiel et conduit à la construction de capacités asymétriques. Si le choix des capacités est exogène¹²¹, alors l'entreprise qui dispose de capacités les plus importantes (elle peut jouer sa fonction de meilleure réponse) va choisir une stratégie de prix telle qu'elle réalise un profit de "meneur" de STACKELBERG. Celle qui dispose de capacités plus réduites (elle ne peut pas jouer sa fonction de meilleure réponse) réalise un profit fonction de ses capacités¹²².

Lorsque des contraintes sont présentes, proposer le prix le plus faible n'est plus forcément la meilleure des stratégies. Même si un opérateur peut proposer un prix très bas, sa meilleure stratégie peut être de ne pas le faire pour servir la demande résiduelle à un prix plus élevé (proche de celui de monopole). L'idée de ne pas vendre toute sa capacité apparaît ; l'opérateur se retrouve avec des capacités excédentaires. Cette limitation volontaire de capacités peut alors biaiser l'observation de la part du régulateur du mode de concurrence. En effet, ce dernier peut décider une mesure de GR, donnant un supplément de ressource au concurrent, alors que ces derniers les limitaient volontairement soit pour manipuler les prix sur le marché (CRAMPES et CRETÉ [2003]) soit pour pouvoir entrer en minimisant la réaction hostile de l'opérateur en place (GELMAN et SALOP [1983]). L'effet positif du GR sur la concurrence risque donc d'être limité. Cette limite existe d'autant plus que la majorité des portefeuilles d'approvisionnement des opérateurs contiennent encore une forte proportion de contrats de long terme avec des clauses d'enlèvement, certes plus flexibles que par le passé mais qui jouent encore un rôle contraignant. Les opérateurs pourraient avoir une moindre incitation à se concurrencer. Ils préfèrent se retrouver

¹²⁰L'asymétrie dans les capacités ne change pas cette intuition.

¹²¹Le jeu est composé d'une seule étape avec des capacités données.

¹²²Plus ses capacités sont importantes, plus elle va se rapprocher du profit qu'elle réaliserait en jouant sa stratégie de meilleure réponse.

3.3. LE GAS RELEASE AU TRAVERS D'UNE CONCURRENCE DE TYPE OLIGOPOLISTIQUE AVEC CONTRAINTES DE CAPACITÉS

chacun en situation de monopole sur une partie du marché plutôt que de risquer une concurrence destructrice. L'introduction d'un GR ne change pas ces motivations car il ne constitue qu'un transfert de capacités d'une entreprise vers une autre (POLO et SCARPA [2003]). La dé-intégration des entreprises intégrées et le développement d'un marché de gros liquide sembleraient être plus propices au développement d'une concurrence saine¹²³ (s'il n'y a pas ensuite de manipulation de la part des négociants).

Le régulateur, en cherchant à favoriser les entrées et la concurrence, peut augmenter les risques de collusion. Il n'y a pas de règles générales sur la soutenabilité de la collusion lorsque des contraintes de capacités existent. En effet, les gains liés à la déviation et les pertes liées à la punition sont difficiles à hiérarchiser et dépendent du niveau initial de ces capacités et de l'asymétrie entre elles. La collusion est soutenable et le seuil est minimal lorsque la punition est maximisée et les gains de déviation minimisés. En cas de coûts de construction des capacités élevés, les petites firmes qui ne peuvent pas étendre leurs capacités voient leur pouvoir de punition diminuer, ce qui diminue la possibilité de collusion. La grosse entreprise doit alors avoir une forte incitation pour ne pas dévier, qui peut prendre la forme d'une répartition plus favorable des profits de collusion. Si les entreprises agissent sur plusieurs marchés, comme cela est souvent le cas sur le marché gazier, alors la punition est plus forte et la collusion est davantage soutenable (BERNHEIM et WHINSTON [1990]). Lorsque les capacités ou le nombre de firmes sont faibles ou intermédiaires, alors la collusion est soutenable. Le prix est donné par la fonction de demande pour un nombre de firmes ou des capacités faibles, proche du prix de monopole pour un nombre de firmes ou des capacités intermédiaires. Si le nombre de firmes est grand ou si les capacités sont importantes, même si les profits de punition sont maximaux, la collusion n'est pas soutenable car les parts de marché en cas de collusion sont trop faibles. Pour soutenir la collusion, il faut donc un prix collusif plus faible que celui de monopole pour augmenter ces parts de marché (BROCK et SCHEINKMAN [1985]).

Lorsque les capacités des petites firmes sont faibles, alors les profits de punition sont peu contraignants et la déviation devient profitable. Si ces capacités sont plus importantes, les punitions deviennent plus crédibles. Dans ces deux cas, l'incitation à dévier de la plus

¹²³Il est intéressant ici de rappeler le caractère temporaire de la mesure de GR. Si elle est adoptée, c'est en partie pour compenser le manque de marchés de gros liquides et d'infrastructures de transport. Ce n'est pas une mesure pérenne, mais juste une mesure transitoire dans l'attente de nouvelles infrastructures de transport qui rendront certainement les marchés plus liquides et mieux interconnectés. Toutefois, il n'est pas dit que la concurrence sera effective car les caractéristiques d'un marché oligopolistique avec certaines contraintes perdureront.

grosse tient également compte de ses capacités¹²⁴. La préoccupation des petites firmes est d'empêcher la grosse de dévier¹²⁵. Une fusion favorise les comportements collusifs car elle diminue le nombre d'entreprises. Mais, en même temps, elle augmente les incitations à dévier, surtout si elle donne lieu à une entreprise de taille importante, et réduit les capacités pertinentes des autres firmes, donc diminue leur pouvoir de punition. Des cessions d'actifs lors d'une fusion augmentent la collusion car elles augmentent ce pouvoir de punition et réduisent l'incitation à dévier (COMPTE et al [2002]). Le GR doit conserver une certaine asymétrie entre les acteurs pour que l'incitation à dévier soit plus forte que l'incitation à colluder. Il faut donc des proportions rétrocedées raisonnables pour ne pas modifier la hiérarchie entre gain à la déviation et punition. Si les capacités de la grosse entreprise sont faibles (inférieures à la taille du marché), alors un transfert de capacités vers les petites augmente la collusion car les gains de déviation sont réduits et l'ampleur de la punition s'accroît. Si elles sont supérieures, alors la collusion reste possible car le transfert augmente les possibilités de punition. En même temps, comme les capacités sont plus faibles, la plus grosse peut alors avoir une incitation à dévier pour servir tout le marché car ses coûts de gestion des capacités sont plus faibles. Une forte croissance de la demande diminue l'incitation à colluder car l'incitation à dévier devient plus forte et la punition plus faible, les capacités pertinentes des petites ne bougeant pas. Plus l'asymétrie est importante et moins la collusion est soutenable. Les systèmes de cessions d'actifs réduisent cette asymétrie et donc favorisent la collusion. Le régulateur doit alors se poser deux sortes de questions : la première est de regarder les possibilités de pouvoir de marché de la part d'une seule firme dominante sur le marché, la seconde est de diminuer le pouvoir de marché d'une seule mais d'augmenter celui de plusieurs donc les incitations à colluder en augmentant les pertes en cas de punition et en diminuant les incitations à dévier.

Le régulateur doit conserver une certaine asymétrie entre les acteurs pour diminuer les incitations à la collusion. La proportion ne doit pas être trop élevée et tenir compte des disponibilités gazières déjà existantes et accessibles pour les candidats. Il n'est cependant pas dit que le régulateur soit en mesure, selon l'importance de la collusion et l'asymétrie d'information qui existe entre ce dernier et les opérateurs (entrants) du marché, de discerner ce comportement anticoncurrentiel et veuille engager des procédures coûteuses

¹²⁴Plus elle a des capacités importantes, plus son envie de dévier va être accrue.

¹²⁵Une stratégie est de lui offrir des avantages comme une plus grande part de marché même si, au départ, cette entreprise était moins efficace et avait une part de marché faible par rapport aux autres et à ses capacités.

3.3. LE GAS RELEASE AU TRAVERS D'UNE CONCURRENCE DE TYPE OLIGOPOLISTIQUE AVEC CONTRAINTES DE CAPACITÉS

d'audit. En effet, il existe des cas pour lesquels il est socialement désirable, pour minimiser les coûts de régulation, de laisser un degré de collusion entre les opérateurs (PENARD et SOUAM [2002]). En-deçà de cette valeur acceptable, les coûts d'acquisition d'information et de régulation sont trop importants pour éviter la collusion et contrebalancer par un effet positif sur les prix l'effet négatif de cette collusion. Au-delà de cette valeur, en revanche, les coûts de régulation engagés pour éviter la collusion sont moins importants que le gain lié à l'absence de collusion.

3.4 Conclusion du Chapitre 3

L'analyse de l'introduction d'une régulation asymétrique et temporaire nous permet de mettre en avant plusieurs effets qui sont susceptibles de donner des résultats différents de ceux attendus par les décideurs (ici, les régulateurs). En effet, des impacts à la fois positifs et négatifs sur le bien-être, la structure et l'efficacité de l'industrie ou le comportement des firmes sur les marchés avals sont observés. Une telle régulation peut être à la fois coûteuse et inutile si les évolutions des marchés sont favorables, porteuse d'incitations concurrentielles¹²⁶ en diminuant certaines contraintes si cette évolution tardait à venir. Les mesures de GR et les objectifs de pertes de parts de marché, qu'elles peuvent engendrer ou qui les accompagnent, permettent l'entrée de nouveaux opérateurs sur les marchés. Cependant, l'efficacité de ces opérateurs et les bienfaits de l'augmentation de leur nombre ne sont pas triviaux. Le rôle des régulateurs, à la suite de ce changement de régulation, consiste à s'assurer que ces entrées améliorent réellement la performance du marché¹²⁷ et ne conduisent pas à l'accentuation de phénomènes anticoncurrentiels (collusion). Il est intéressant de noter que, contrairement à des intuitions a priori qui pourraient être adoptées sur une régulation temporaire et changeante, les régulations asymétriques permettent souvent de déclencher des investissements d'infrastructures. Les expériences empiriques concernant le marché gazier européen confirment cette observation. Les nouveaux entrants, présents sur le marché et bénéficiaires de cette régulation, investissent pour asseoir davantage leur position et conserver voire accroître le nombre de leurs clients. La forte croissance de la demande dans certains pays européens permet de faciliter cette pénétration, de même que l'assurance de pouvoir bénéficier seul d'une partie de ces investissements. Les législations sur la sécurité d'approvisionnement vont également dans ce sens car, pour obtenir ou conserver une licence de fourniture, une diversification des sources d'approvisionnement est imposée.

Les approvisionnements du marché gazier peuvent se traiter comme des contraintes sur les capacités de chaque fournisseur. Les stratégies adoptées par les opérateurs peuvent être les prix (concurrence oligopolistique de type BERTRAND), ou les quantités proposées, justifiées notamment par la présence de contrats de long terme ou de capacités limitées (concurrence oligopolistique de type COURNOT). Nous nous sommes ici principalement concentrés sur la représentation à l'aide d'un marché d'oligopole de BERTRAND avec des

¹²⁶Comme le développement des infrastructures, des marchés de gros, du choix entre plusieurs fournisseurs, de propositions d'offres multi-énergies.

¹²⁷En évitant l'écrémage, le *reverse cherry picking* ou le sur-investissement.

3.4. CONCLUSION DU CHAPITRE 3

capacités limitées. Les stratégies d'équilibre en prix des différents acteurs sont alors aléatoires, la perspective de servir une demande résiduelle pouvant être plus intéressante. Un GR introduit une relation commerciale entre l'opérateur en place et ses concurrents ; relation obligatoire dès lors que les concurrents manifestent le désir d'acheter tout ou partie des quantités rétrocédées. Cette volonté de développer la concurrence du régulateur peut s'accompagner d'une incitation à colluder pour les firmes, incitation accentuée par l'impact des capacités limitées et l'incertitude pour une entreprise de pouvoir servir le marché entier. L'un des résultats généraux de la littérature est qu'une concurrence oligopolistique avec des contraintes de capacités symétriques favorise les comportements collusifs en minimisant le facteur d'escompte seuil au-delà duquel la collusion est soutenable. Le GR, en diminuant les asymétries entre firmes, peut favoriser cette collusion en diminuant les gains liés à la déviation et en augmentant le pouvoir de punition en cas de déviation¹²⁸. D'autres résultats plus spécifiques mettent en avant deux effets, lorsque les capacités sont et restent asymétriques. Le premier effet observable est que le GR permet, selon la situation initiale de distribution de capacités ou les bénéficiaires des rétrocessions, de diminuer l'écart entre les approvisionnements de l'OH et ceux de l'entrant et les rendre plus symétriques. Si ce dernier avait déjà accès à des sources d'approvisionnements alternatives (mais subissant une contrainte sur les capacités de transport pour les acheminer toutes), alors un GR peut, en donnant la possibilité de transporter du gaz supplémentaire, favoriser les comportements de collusion entre les opérateurs par la diminution des écarts entre les capacités. Le résultat est dès lors une diminution du bien-être (surplus) des consommateurs qui verront les quantités proposées sur le marché diminuer et les prix augmenter. Le deuxième effet est une augmentation des capacités des entrants et une diminution de celles de l'OH, en conservant l'asymétrie. Le pouvoir de représailles des entrants augmente en même temps que leurs capacités puisqu'ils peuvent entraîner l'OH dans une guerre des prix, bénéfique pour les consommateurs mais pas pour les entreprises¹²⁹. L'OH est donc moins incité à dévier car les profits de collusion peuvent apparaître plus intéressants. Cette incitation est également diminuée par le fait que l'OH, voyant ses capacités se réduire, subit une menace sur sa possibilité de servir la totalité du marché. Dès lors, une déviation du comportement collusif est susceptible de ne pas compenser la perte qu'il subit en raison des profits de

¹²⁸L'entreprise sert une plus faible part de la demande en cas de déviation et les profits de punition vont être plus faibles car les concurrents peuvent servir une partie plus importante de la demande.

¹²⁹Les prix vont alors diminuer d'où une augmentation du surplus des consommateurs mais des profits pouvant être inférieurs à ceux d'une collusion, voire nuls en cas de symétrie des coûts.

punition adoptés par les entrants.

Une relation commerciale s'instaure entre l'opérateur historique et ses concurrents lorsque le régulateur décide un GR. Ces derniers vont acquérir le gaz rétrocedé à un prix basé sur les coûts, auquel peut s'ajouter une prime liée à un mécanisme d'enchères par exemple. Les opérateurs peuvent, comme nous l'avons vu, colluder au lieu de se concurrencer. Si la collusion n'est pas soutenable, le monopole historique peut essayer de modifier le prix de rétrocession pour modifier la concurrence sur le marché aval ; il peut pratiquer une stratégie d'augmentation des coûts des rivaux (*Raising Rivals' Cost* ou RRC). Ce faisant, il défavorise ses concurrents qui seront moins efficaces par la suite sur le marché aval. Le chapitre 4 nous permet de tirer plusieurs types de conclusions à l'aide d'un modèle de concurrence oligopolistique à la COURNOT sous contraintes de capacités. Ces conclusions portent sur les différents équilibres joués dans un tel contexte et les effets sur le surplus des consommateurs et le bien-être de l'introduction d'un GR. Les incitations pour un opérateur historique à adopter une stratégie de RRC sont également étudiées et nous verrons qu'il est possible pour le régulateur de fixer une proportion de gaz rétrocedée qui est telle que d'une part le bien-être soit maximisé et d'autre part que l'incitation à l'efficacité soit restaurée.

3.4. CONCLUSION DU CHAPITRE 3

Chapitre 4

Comportement stratégique et obligation de fourniture d'un bien essentiel : le cas d'un monopole (Opérateur Historique) soumis à un *Gas Release*

4.1 Introduction

Le *Gas Release* (GR) est une mesure de régulation asymétrique décidée par le régulateur. Elle n'est inscrite dans aucune des directives européennes ; chaque état ou régulateur est donc seul juge de l'utilité de son application. Ce mode de régulation consiste à obliger un ou plusieurs opérateurs actifs sur le marché considéré à rétrocéder une partie de leurs volumes de gaz contractés par des engagements de long terme pour favoriser l'accès à la ressource et l'entrée de nouveaux concurrents. Cette mesure a été appliquée en Grande-Bretagne de 1992 à 1995, période durant laquelle BRITISH GAS devait rétrocéder 5 Gm³. Plus récemment, en Espagne, Gas Natural a dû rétrocéder 25% du gaz importé d'Algérie par le gazoduc Maghreb-Europe (octobre 2001-janvier 2004). En Italie, le régulateur a établi des seuils maxima à l'importation et d'intervention sur le marché aval, seuils obligeant l'ENI à rétrocéder une partie de ses approvisionnements pour les respecter. A ces seuils s'est également ajouté un GR de 2.3 Gm³/*an* pendant 4 ans, rétrocession qui

s'effectue aux coûts d'importation de l'OH, à savoir l'ENI. En France, Gaz de France et Gaz du Sud-Ouest ont rétrocedé à partir du 1^{er} janvier 2005 respectivement 4.24 Gm³ et 0.31 Gm³ sur 3 ans. En Allemagne et Autriche, la rétrocession est l'une des conditions à l'autorisation de la fusion Eon-Ruhrgas et à la création d'Econgas, pour corriger les éventuelles positions dominantes, à la fois sur le marché de la distribution et dans le secteur de l'importation, que ces fusions pourraient engendrer. Le conglomérat Eon-Ruhrgas doit rétroceder 18.6 Gm³ sur 6 ans, Econgas 0.25 Gm³/*an* jusqu'en 2008. Le mode de fixation des quantités rétrocedées¹ lors de ces GR reste assez ambigu. En général, elles concernent une proportion de la demande observée (3 à 5%). Ces quantités sont souvent vues insuffisantes par les uns pour engendrer une concurrence efficace et équitable, ou tout à fait justifiées pour les autres. Il faut de plus ne pas perdre de vue que le but premier d'une telle rétrocession est de permettre à des concurrents présents sur un marché d'être actifs. Ce n'est en aucun cas un mode d'approvisionnement durable mais une mesure qui permet aux concurrents de se positionner sur une partie du marché final le temps de s'assurer des approvisionnements propres. Ces mesures, comme l'ont montré les expériences empiriques, sont d'ailleurs temporaires (de l'ordre de 3 à 5 ans). Le gaz rétrocedé est la propriété des nouveaux concurrents pour ce laps de temps qui, une fois fini, verra l'opérateur rétrocedant le récupérer. Les bénéficiaires doivent donc se soucier de trouver un approvisionnement continu pour se substituer au GR une fois la mesure terminée. A cela se rajoute la préoccupation croissante de la sécurité d'approvisionnement qui est l'affaire de tous et pas uniquement d'un seul opérateur. La fixation du prix est, elle, beaucoup plus claire. Il est le plus souvent déterminé par un système d'enchères ascendantes auquel participent les opérateurs retenus, avec en général un prix minimum, fixé d'un commun accord entre les opérateurs rétrocedants et le régulateur et inconnu des enchérisseurs. En-deçà de ce prix, l'opérateur n'est pas tenu de vendre les quantités. Un autre mode de fixation suit l'idée que le prix de rétrocession doit refléter les coûts d'importation de l'OH (comme en Italie), ou le coût moyen pondéré par les volumes rétrocedés en fonction de leur provenance (comme en Angleterre). Il semblerait toutefois que les enchères permettent une meilleure allocation des quantités en raison du nombre plus faible d'opérateurs gagnants; petit nombre qui permet à chacun de disposer de suffisamment de quantités pour représenter une vraie alternative aux autres opérateurs sur une partie du marché. Ces programmes de GR permettent, comme l'intuition le suggère, aux concurrents de devenir actifs sur

¹Ces quantités peuvent également être une proportion des approvisionnements de l'opérateur historique (Espagne).

CHAPITRE 4. COMPORTEMENT STRATÉGIQUE ET OBLIGATION DE FOURNITURE D'UN BIEN ESSENTIEL : LE CAS D'UN MONOPOLE (OPÉRATEUR HISTORIQUE) SOUMIS À UN GAS RELEASE

le marché. Toutefois, leurs résultats sont mitigés et les entrées ou développement de la concurrence dans les marchés considérés trouvent souvent des explications annexes. La forte croissance de la consommation, l'intervention de petits producteurs sur les marchés finals ont souvent accéléré le développement de la concurrence et la diminution observée dans un premier temps des prix. Les associations de consommateurs, les candidats retenus ou non pour l'allocation des quantités ont jugé ces mesures utiles mais trop restrictives en raison des quantités rétrocédées perçues comme trop faibles et des conditions de rétrocession profitables à l'entreprise organisatrice. Les processus de sélection opaques et les tarifications ATR discriminatoires et non-transparentes se sont ajoutés à ce sentiment de mécontentement. Les régulateurs se félicitent en général de l'engouement que suscitent ces programmes² et les jugent positivement et en faveur du développement concurrentiel du marché, en étant conscients de leur caractère nécessairement temporaire.

Le régulateur peut donc décider d'appliquer une Régulation Asymétrique (*Gas Release*) pour faciliter l'entrée de concurrents ou rendre les existants plus actifs sur un marché s'il juge celui-ci empreint à de trop fortes barrières à l'entrée. Les conditions de tarification ATR, les capacités forcément limitées de transport, les positions dominantes peuvent réduire le nombre d'opérateurs susceptibles d'être actifs. En facilitant ici l'accès à la ressource, le régulateur souhaite diminuer le poids des opérateurs présents dans le secteur de l'importation. Toutefois, cette régulation modifie la nature des relations entre les concurrents et l'opérateur rétrocédant, que nous appellerons pour plus de simplicité et au vue des expériences empiriques l'Opérateur Historique (OH). En effet, l'OH devient le fournisseur de son concurrent. Chaque opérateur doit adapter ses stratégies en fonction du nouveau contexte dans lequel il opère. Le caractère obligatoire de la rétrocession ne permet pas l'utilisation de stratégies de forclusion. En revanche, le prix de rétrocession est, comme nous l'avons vu, souvent fixé à partir de l'observation des coûts d'importation (soit au coût moyen, soit par un système d'enchères avec un prix plancher qui reflète ces coûts). L'OH peut donc adopter une stratégie de type "augmentation des coûts des rivaux" (*Raising Rivals' Costs*), augmentant ainsi le prix de rétrocession et donc le coût d'acquisition du gaz de son concurrent, le rendant moins efficace ou attractif. Les contrats de long terme disposent dans leurs clauses des phases de renégociation des coûts à dates fixes pour une évolution des marchés prévue et acceptable à la fois aux yeux des importateurs et des producteurs. Ces renégociations peuvent en revanche être provoquées en

²Cet engouement est souvent jugé sur le nombre de dossiers de candidature reçus par les organisateurs.

cas d'évolutions imprévues et très défavorables à l'une des deux parties. L'OH était, lors de sa situation de monopole, le seul à négocier au mieux pour la collectivité les approvisionnements. Dans ce nouvel environnement concurrentiel, la question de l'incitation pour un opérateur, dans notre cas l'OH, à renégocier de la meilleure façon possible des contrats qu'il est susceptible de rétrocéder se pose. Nous analyserons cette incitation dans un contexte où le prix de rétrocession reflète les coûts. En augmentant les niveaux de prix de rétrocession par l'intermédiaire d'une variation de ses coûts, l'OH peut modifier la structure de concurrence sur le marché aval et le comportement de son concurrent, le prix de rétrocession étant le coût unitaire d'achat de ce dernier auquel une éventuelle prime de fonctionnement est ajoutée. En augmentant le prix de rétrocession, il est susceptible de modifier les quantités proposées par son concurrent à son profit.

Dans cet environnement imparfaitement concurrentiel (oligopole), il n'est donc pas exclu que l'OH soit incité à adopter un comportement stratégique du type "augmentation des coûts des rivaux"³. Il est favorisé par la complexité des stratégies que chaque opérateur peut adopter dans un contexte de *gas release*. Cette stratégie a un impact négatif sur le bien-être, impact qui peut être atténué par l'action du régulateur. Dans un premier temps, nous présenterons notre choix du mode de modélisation. Nous donnerons la justification du choix d'une modélisation de type COURNOT pour étudier notre problème qui, à première vue, serait approché plutôt par une concurrence à la BERTRAND avec des contraintes de capacités. Nous présenterons également les hypothèses sous-jacentes à la modélisation retenue ainsi que le déroulement du jeu. Nous poursuivrons par une analyse, qui n'est certes pas envisageable au vu des exigences européennes, de la situation optimale pour le régulateur, à savoir la maximisation du bien-être par un seul opérateur intégré sous contrainte d'un profit positif ou nul. Cette étape est intéressante car elle nous permettra de borner les situations d'approvisionnement de notre OH. Le régulateur désire alors que des concurrents soient actifs sur le marché. Il souhaite que se développe une concurrence à la COURNOT mais l'accès à la ressource n'est possible pour les concurrents que pour des prix ne leur permettant pas d'être actifs. A la suite de ces étapes, le régulateur décide un *gas release*. Nous poursuivrons par la résolution des équilibres du modèle qui en découlent

³La stratégie que nous allons étudier ici n'est pas celle de l'augmentation des coûts des rivaux (*Raising rivals' costs*) au sens strict du terme car l'OH, en augmentant le prix de rétrocession et donc les coûts de son concurrent, accroît les siens par la même occasion. Toutefois, elle s'apparente à cette dernière dans ses effets qui sont de diminuer l'efficacité du concurrent. L'OH accroît par cette stratégie à la fois son poids sur le marché et ses profits.

CHAPITRE 4. COMPORTEMENT STRATÉGIQUE ET OBLIGATION DE FOURNITURE D'UN BIEN ESSENTIEL : LE CAS D'UN MONOPOLE (OPÉRATEUR HISTORIQUE) SOUMIS À UN GAS RELEASE

pour étudier ensuite, à partir des régionallements obtenus, les incitations que pourrait avoir un OH à jouer sur le prix de rétrocession en augmentant ses coûts d'approvisionnement. Nous concluons en mettant notamment l'accent sur les incitations apparues selon les conditions d'approvisionnements et de proportion rétrocedée. Enfin, nous terminerons par une analyse de l'impact de la mesure de *gas release* sur le surplus des consommateurs et sur le bien-être. Nous verrons que le régulateur peut, en maximisant le bien-être, fixer une proportion qui restaure l'incitation à l'efficacité de manière permanente.

4.2 Présentation de la modélisation

4.2.1 Situation observée et choix du cadre général de concurrence oligopolistique

Un concurrent à l'OH est présent sur le marché mais il est inactif car il n'a pas accès à la ressource dans des conditions lui permettant d'être compétitif. Le régulateur décide donc d'appliquer une RA qui prend la forme d'un Gas Release. Il donne les quantités à rétrocéder, la durée de la régulation étant considérée comme permanente⁴. Le prix de rétrocession est déterminé par le régulateur. Les deux opérateurs déterminent, dans un univers de type COURNOT, leurs stratégies représentées ici par les quantités qu'ils vont vendre sur le marché en tenant compte du fait que leur accès à la ressource peut être limité. Il est vrai, à première vue, que le mode de concurrence oligopolistique qui se prête le mieux à la représentation de ce problème est un oligopole de BERTRAND. En effet, les entreprises vont venir proposer des conditions tarifaires plus intéressantes que les autres afin d'emporter une demande. Toutefois, le choix d'une modélisation de type COURNOT se justifie à la fois d'un point de vue théorique et empirique. D'un point de vue théorique d'abord, comme nous nous situons dans une situation de GR, les entreprises sont confrontées aux contraintes d'approvisionnement gazier. Le modèle qui pourrait être adopté est donc un oligopole de type BERTRAND avec des contraintes d'approvisionnement⁵. Nous sommes dès lors confrontés aux problèmes de la dominance d'équilibres en stratégies mixtes dans ces modèles (clarifiée par LEVITAN et SHUBICK [1972]). Il existe des équilibres en stratégies pures lorsque les deux joueurs ne peuvent pas jouer leurs meilleures réponses. Si la demande est linéaire, il existe également un équilibre en stratégie pure si les deux entreprises disposent de capacités de production très élevées (WOLFSTETTER [1993]). KREPS et SCHEINKMAN concluent leur analyse en montrant que finalement, lorsque les joueurs agissent dans un environnement contraint à la BERTRAND, ils choisissent de produire les quantités de COURNOT et nomment un prix égal à celui de COURNOT⁶. TIROLE (1993b, p30) nous indique que "KREPS et SCHEINKMAN (1993) ont montré que si la fonction de demande est concave et si la règle de rationnement est la règle de rationnement efficace...

⁴Les faits stylisés nous montrent que ces RA sont temporaires. Toutefois, sur la période d'étendue de ces mesures, nous pouvons les considérer comme permanente.

⁵Ces contraintes peuvent être vues comme des contraintes de capacités.

⁶Nous rappelons que ce résultat n'est valable que pour un schéma de rationnement efficace ou des coûts de construction des capacités très élevés (DAVIDSON et DENECKERE [1986]).

CHAPITRE 4. COMPORTEMENT STRATÉGIQUE ET OBLIGATION DE FOURNITURE D'UN BIEN ESSENTIEL : LE CAS D'UN MONOPOLE (OPÉRATEUR HISTORIQUE) SOUMIS À UN GAS RELEASE

le résultat (choix de capacités, prix du marché) du jeu à deux étapes est le même que celui du jeu de COURNOT à une étape⁷ ; le jeu à deux étapes étant un jeu à la BERTRAND avec contraintes de capacités. WOLFSTETTER (1999) nous indique, à la page 125 de son ouvrage lorsqu'il évoque le modèle de KREPS et SCHEINKMAN (1983), que "*The surprising result will be that the equilibrium outcome of the game is as if duopolists played a COURNOT-market game. Hence, COURNOT competition may be a good predictor of oligopolistic behaviour even if firms set prices without the help of a fictitious auctioneer*". De même, HASKEL et MARTIN (1994), rappelant les résultats de KREPS et SCHEINKMAN (1983), écrivent qu'un modèle de BERTRAND contraint peut être approché par une concurrence à la COURNOT. Une justification supplémentaire, toujours liée à HASKEL et MARTIN, est que les opérateurs, notamment le concurrent, risquent d'être contraints. Les quantités qu'ils vont pouvoir proposer sur le marché seront par conséquent limitées. Ils vont donc proposer les quantités maximales qu'ils peuvent⁷ et laisser le prix se déterminer par ailleurs, s'assurant de ne pas réaliser de pertes. BRETON et ZACCOUR (2001) reprennent cette idée en justifiant une concurrence de type COURNOT par la présence de contrat de long terme dans les stratégies d'approvisionnement gazier. Les opérateurs vont proposer les quantités qu'ils peuvent, laissant le prix se déterminer par ailleurs. SMEERS (1997) évoque le fait qu'en général, lorsqu'un marché dispose de capacités limitées voire saturées, le modèle de COURNOT se prête bien à la modélisation de celui-ci⁸. D'un point de vue empirique maintenant, ce choix se justifie également. Le marché gazier est sujet à une certaine concentration à la fois dans l'amont⁹ et dans l'aval¹⁰. Le modèle d'oligopole de COURNOT est l'un de ceux pouvant être utilisés pour traiter ce type de problème, notamment par sa prise en compte des possibilités de pouvoir de marché en fonction entre autre de la part de marché et de l'élasticité de la demande. Enfin, la dernière justification se trouve dans l'essence même d'une mesure de GR. En effet, si une telle mesure est décidée, le sous-jacent est une difficulté pour un nouvel opérateur de proposer les quantités qu'il désire car il ne peut pas les acheter (ou les produire). La concurrence de type COURNOT est alors justifiable car un client risque de ne pas aller vers un fournisseur qui ne peut pas

⁷L'objectif est alors d'essayer d'augmenter leur part de marché.

⁸En revanche, en cas de capacités largement excédentaires, le modèle de BERTRAND est alors plus approprié.

⁹L'offre est centralisée par des producteurs peu nombreux soumis à la logique du *netback* et à l'indexation.

¹⁰Les phénomènes de fusions-acquisitions sur le marché européen et de descente vers l'aval des producteurs accentuent cette concentration (BAZART [2003], RUTLEDGE et WRIGHT [2003]).

lui fournir les quantités qu'il désire, même si ce dernier pratique des conditions tarifaires plus intéressantes.

4.2.2 Les hypothèses du modèle

Les deux opérateurs choisissent leurs quantités (capacités) à produire à une première étape et nomment un prix à la seconde. Comme ils sont soumis à des contraintes, ils risquent d'être rationnés. Le schéma de rationnement peut être ici considéré comme efficace. Chaque opérateur peut choisir de servir d'abord les entreprises pour lesquelles le bien possède le plus de valeur et ainsi de suite. L'information sur cette valeur est facilement accessible selon les caractéristiques des clients, notamment leur secteur d'activité, la possession d'équipements bi-énergie...etc. Le résultat de KREPS et SCHEINKMAN (1983) peut s'appliquer ici. Ce jeu est le même que le jeu que nous considérerons par la suite, c'est-à-dire un jeu à la COURNOT avec des contraintes d'approvisionnement (capacités). Deux acteurs, un OH et un concurrent, se livrent une concurrence de type COURNOT sur le marché aval. L'OH dispose d'un portefeuille d'approvisionnement $K_o \in]0, 1]$ qu'il a négocié au coût unitaire $u \in]0, 1]$. Ces deux variables seront exogènes. En effet, nous supposons que ces approvisionnements sont le fruit de négociations passées et qu'ils sont fixés. Par décision du régulateur, il doit rétrocéder une partie $\alpha \in]0, 1]$ de ses importations de gaz par contrats à long terme à un concurrent. Le prix de rétrocession r est fixé de façon non-discriminatoire par le régulateur ; il reflète les coûts d'approvisionnement de l'OH. La demande qui s'adresse sur le marché final est linéaire, du type $P(q) = 1 - q$ avec $q = q_o + q_e$, q_o et q_e étant les quantités proposées respectivement sur le marché par l'OH et son concurrent. Nous supposons que les marchés de court terme (*hubs*), l'une des alternatives au GR pour un développement rapide de la concurrence et du nombre d'acteurs, ne sont encore que peu liquides. Le concurrent ne peut s'approvisionner qu'auprès de l'OH ; il ne dispose pas de sources alternatives économiquement rentables. L'OH n'est pas sûr de pouvoir écouler de grosses quantités sur ces marchés de court terme ; il fait donc du marché national sa priorité et, s'il lui reste des quantités non-vendues, il ne peut en vendre qu'une quantité marginale sur le *spot*. La revente éventuelle de quantités marginales sur le *spot* par l'OH bénéficie à d'autres opérateurs que le concurrent ; ce gaz est destiné à d'autres marchés. Les deux opérateurs se concurrencent sur le marché final

CHAPITRE 4. COMPORTEMENT STRATÉGIQUE ET OBLIGATION DE FOURNITURE D'UN BIEN ESSENTIEL : LE CAS D'UN MONOPOLE (OPÉRATEUR HISTORIQUE) SOUMIS À UN GAS RELEASE

dans un univers d'information imparfaite et complète¹¹. Même si le jeu est simultanément à information imparfaite, il est possible d'atténuer fortement ce problème informationnel en supposant que le concurrent, connaissant les quantités qui vont être rétrocédées, les approvisionnements de l'OH et la demande du marché, a une idée de la position contrainte ou non de l'OH. De même, l'OH, en fonction des coûts d'acquisition du gaz, du prix de revente du GR, de la proportion rétrocédée et des conditions de demande, a une idée de la situation contrainte ou non de son concurrent. Le régulateur quant à lui, dispose également d'informations sur les conditions du marché, à savoir le niveau des approvisionnements de l'OH, ses coûts d'approvisionnement, les coûts d'acquisition du gaz pour le concurrent auprès d'une source alternative d'approvisionnement¹². La dernière hypothèse concerne les coûts de transport et de distribution qui sont supposés constants et subis par les deux opérateurs. Nous les normaliserons à 0 par la suite.

Nous faisons également l'hypothèse¹³ que le concurrent est obligé de vendre ce qu'il a acheté¹⁴. Il achète donc uniquement ce qu'il vend car le régulateur, en cas d'achat de quantités excédentaires, le pénalise¹⁵. Les observations empiriques justifient cette hypothèse. En effet, lors du processus de sélection des candidats pour l'obtention du gaz rétrocédé, une attention particulière est portée aux portefeuilles de clients finals que ces derniers possèdent (ou posséderont) et une obligation de vendre la totalité du gaz rétrocédé sur le marché final est imposée par le régulateur. Ceci permet d'éviter les achats stratégiques de gaz rétrocédé pour motif de spéculation, résultat qui irait à l'encontre des objectifs souhaités par l'adoption d'une telle mesure, à savoir l'augmentation du choix et des fournisseurs pour les clients finals (associée à une baisse espérée des prix).

¹¹L'imperfection de l'information vient du fait que le jeu est simultané. La complétude informationnelle du jeu signifie que chacun connaît les règles du jeu et sait que l'autre les connaît aussi.

¹²Cette connaissance peut être plus ou moins parfaite. En effet, le concurrent peut bénéficier d'une asymétrie informationnelle de type sélection adverse. Il peut désirer faire croire au régulateur qu'il n'a pas accès à un gaz concurrentiel afin de conduire à une rétrocession qui peut contraindre l'OH, ou lui permettre d'acquérir un gaz meilleur marché lui entrouvrant des perspectives de profits positifs.

¹³Cette hypothèse est dictée par la construction de notre modèle.

¹⁴La rétention de gaz n'est pas possible lors des processus de GR.

¹⁵Les expériences empiriques démontrent que le gaz acquis a été en général vendu par les opérateurs. Le rythme des ventes a certes été différent en fonction des possibilités alternatives d'approvisionnement dont disposaient les opérateurs bénéficiaires du GR et de leur demande. A notre connaissance, les régulateurs n'ont pas dû intervenir pour pénaliser d'éventuels achats stratégiques.

4.2.3 Le déroulement du jeu

Nous nous situons dans le cas où le régulateur veut développer une concurrence sur son marché. Il observe les actions des concurrents sur ce dernier. Le concurrent est actif si sa situation est réellement profitable, sans aide. Si tel est le cas, alors cela signifie que le concurrent dispose de toutes les caractéristiques requises pour lui permettre de réaliser des profits positifs et qu'il peut concurrencer l'OH de façon efficace. Il n'a pas besoin que l'on diminue certaines contraintes liées soit au marché, soit aux caractéristiques de l'industrie gazière¹⁶ et qui pourraient être vues comme des barrières au développement de la concurrence.

Dans le cas qui nous intéressera plus particulièrement, le régulateur a jugé que des barrières allant à l'encontre de concurrents potentiels actifs existaient et a donc décidé de les diminuer, leur donnant ainsi un "coup de pouce". A ce niveau, deux cas se présentent. Soit le concurrent reste inactif même en cas de GR, auquel cas le régulateur ne met pas en place de telles mesures¹⁷. Cela peut être dû à un prix de rétrocession trop important pour que le concurrent ait une perspective de profit positif¹⁸. Le régulateur peut également refuser certaines candidatures et, dans un cas extrême, ne retenir aucun candidat qui participe à l'enchère pour raison d'efficacité ou parce qu'ils ne remplissent pas certains critères de sélection, notamment financiers. Rendre un concurrent actif dans un tel cas entraînerait certainement des effets contraires à ceux désirés¹⁹.

Si la mesure est décidée, cela signifie que le régulateur a jugé que le prix de rétrocession sera suffisamment concurrentiel pour rendre actif l'autre opérateur du marché. Dans ce cas là, les deux acteurs se concurrencent à la COURNOT avec des contraintes sur leurs capacités (que fait apparaître le GR).

Le déroulement du jeu sera le suivant :

- Etape 1 : L'OH a négocié antérieurement ses approvisionnements K_o au coût unitaire u .
- Etape 2 : Une situation optimale pour le consommateur et la collectivité, et pouvant être préférée par le régulateur, serait que l'OH maximise le bien-être sous contrainte

¹⁶Ces caractéristiques sont par exemple la présence d'un réseau ou le cloisonnement des marchés.

¹⁷Le régulateur agit dans un environnement exempt de toute asymétrie informationnelle.

¹⁸Le coût que lui occasionne l'achat du GR est trop élevé pour lui permettre de réaliser des profits positifs compte tenu du prix déterminé par la structure de la demande.

¹⁹Comme une augmentation des prix pour que le concurrent ait un taux de rentabilité satisfaisant, la diminution du bien-être, l'entrave au développement d'une concurrence future saine...etc

CHAPITRE 4. COMPORTEMENT STRATÉGIQUE ET OBLIGATION DE FOURNITURE D'UN BIEN ESSENTIEL : LE CAS D'UN MONOPOLE (OPÉRATEUR HISTORIQUE) SOUMIS À UN GAS RELEASE

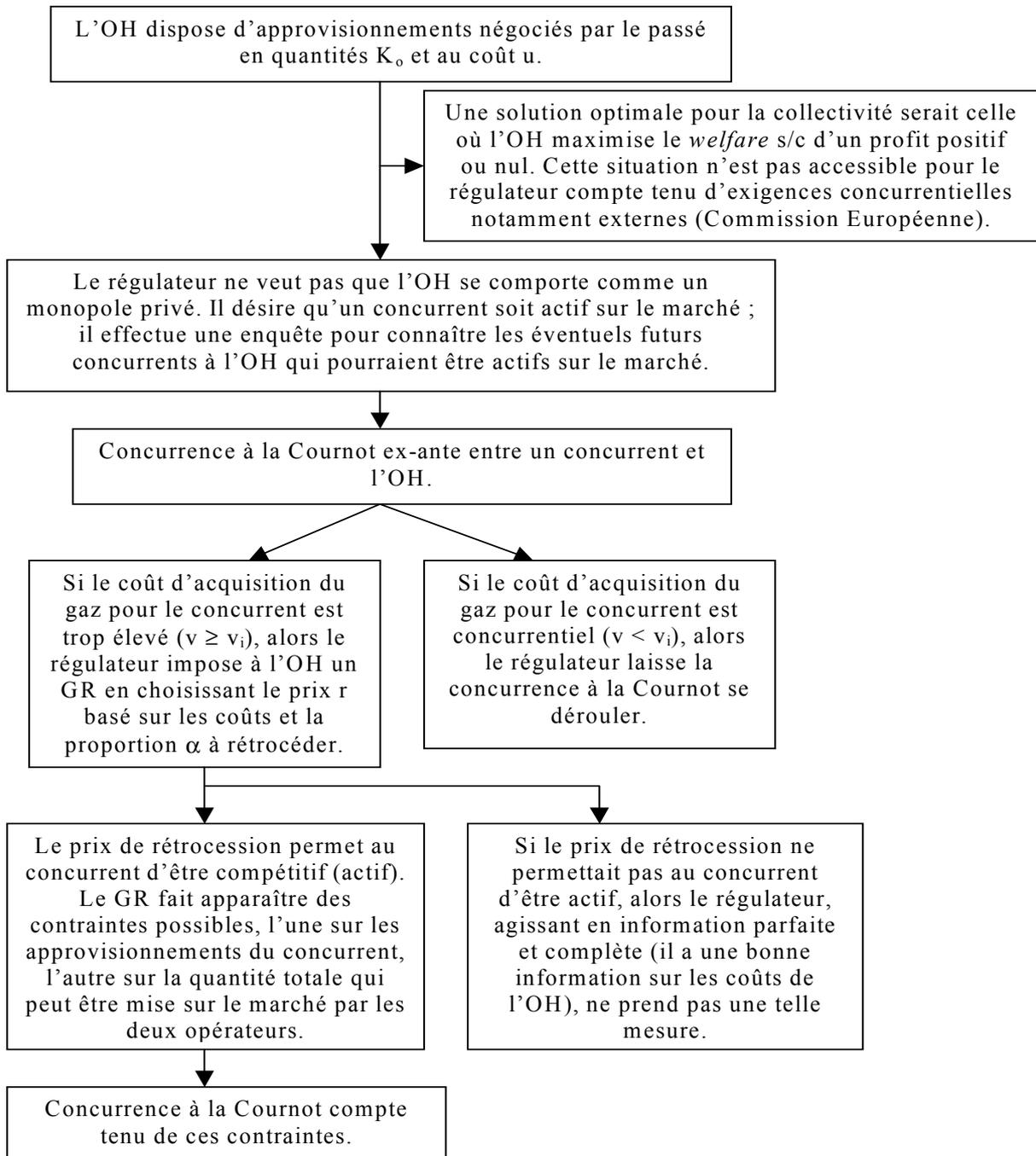
d'un profit positif ou nul. Le régulateur, ne pouvant atteindre cette situation²⁰, souhaite qu'une concurrence se développe sur le marché, c'est-à-dire des concurrents actifs.

- Etape 3 : Un concurrent se présente sur le marché pour concurrencer l'OH. Les deux opérateurs se concurrencent à la COURNOT sur le marché final.
- Etape 4 : Le régulateur, agissant dans un univers informationnel complet et parfait, observe le marché et déduit que le concurrent ne dispose pas d'un accès concurrentiel à la ressource lui permettant de servir la quantité qu'il désire (coût d'acquisition du gaz élevé). Il impose donc à l'OH une régulation asymétrique qui prend la forme d'un *gas release* (rétrocession forcée) pour que le concurrent ait accès à un "gaz concurrentiel". L'OH doit rétrocéder une quantité αK_o à son concurrent.
- Etape 5 : Le régulateur détermine la proportion α qui doit être rétrocédée. Il détermine le mode de fixation du prix de rétrocession r de ces quantités de façon non-discriminatoire. Ce prix de rétrocession est souvent déterminé un intervalle de temps après les quantités rétrocédées. Si le régulateur adopte un GR, c'est qu'il sait que le prix de rétrocession permet au concurrent d'être actif. Le concurrent peut s'ériger en fournisseur alternatif à l'OH. L'étape de concurrence oligopolistique peut alors avoir lieu.
- Etape 6 : Les deux opérateurs déterminent simultanément leurs stratégies q_e et q_o , en fonction de leur propre situation et de celle anticipée du concurrent. En effet, le GR peut faire apparaître des contraintes sur les quantités que chacun pourra servir. Cette étape s'apparente à celle du choix des capacités dans le modèle de KREPS et SCHEINKMAN (1983).
- Etape 7 : La rétrocession a lieu et les deux opérateurs se concurrencent dans une situation de court/moyen terme. D'après les résultats de KREPS et SCHEINKMAN (1983), nous savons que les quantités produites à l'étape précédente sont celles de COURNOT et que le prix proposé est celui de COURNOT.

²⁰L'une des causes est certainement que la commission européenne désire que le consommateur ait le choix du fournisseur.

4.2. PRÉSENTATION DE LA MODÉLISATION

Figure 4.1 : Schéma du déroulement de l'histoire du jeu



4.3 La maximisation du bien-être ou le développement d'une concurrence de type Cournot

4.3.1 Une solution optimale pour la collectivité : la maximisation du bien-être

Cette situation est celle qui procure à la collectivité le bien-être le plus élevé et donc celle qui serait préférée par le régulateur. Les quantités q_o^B et le prix pratiqué $P(q_o^B)$ sont tels que le bien-être collectif soit maximisé sous contrainte d'un profit nul et de quantités inférieures ou égales au montant des approvisionnements. Le programme est

$$\begin{cases} q_o^{B*} = \underset{q_o^B}{\operatorname{argMax}} W(q_o^B) \\ s/c \begin{cases} \Pi_o(q_o^B) \geq 0 \quad (\lambda) \\ q_o^B \leq K_o \quad (\mu) \end{cases} \end{cases}$$

où $W(q_o^B) = \Pi_o(q_o^B) + S_c$ avec $S_c = \int_0^{q_o^B} P(q) dq - P(q_o^B)q_o^B$ le surplus du consommateur et $\Pi_o(q_o^B) = P(q_o^B)q_o^B - uK_o$ le profit de l'OH.

Ce programme d'optimisation nous donne les quantités optimales $q_o^{B*} = \frac{1}{2} + \frac{1}{2}\sqrt{1 - 4uK_o}$ pour $u < \frac{1}{4K_o}$, ainsi que le multiplicateur de lagrange optimal $\lambda^*(q_h^*) = \frac{1}{2} \frac{1 - \sqrt{1 - 4uK_o}}{\sqrt{1 - 4uK_o}}$. L'OH peut servir cette quantité si $u \in \left[1 - K_o, \frac{1}{4K_o}\right]$ (si $u = 1 - K_o$, alors $q_o^{B*} = K_o$ et $\mu^* = 1 - K_o + \lambda - 2\lambda K_o$, positif pour $\lambda > \frac{1 - K_o}{1 - 2K_o}$). Si $u \in]0, 1 - K_o[$, alors $q_o^{B*} = K_o$. L'OH sert donc K_o et réalise un profit positif.

Nous dérivons de ces quantités, grâce à la fonction de demande, le prix qui va être pratiqué sur le marché,

$$P(q_o^{B*}) = \begin{cases} \frac{1}{2} - \frac{1}{2}\sqrt{1 - 4uK_o} & \text{si } u \in \left[1 - K_o, \frac{1}{4K_o}\right] \\ 1 - K_o & \text{si } u \in]0, 1 - K_o[\end{cases}$$

ainsi que l'expression du surplus collectif

$$W(q_o^{B*}) = \begin{cases} \frac{1}{8} (1 + \sqrt{1 - 4uK_o})^2 = S_c & \text{si } u \in \left[1 - K_o, \frac{1}{4K_o}\right] \\ -\frac{1}{2}K_o^2 + K_o - uK_o & \text{si } u \in]0, 1 - K_o[\end{cases}$$

Cette expression qui est toujours positive, continue et décroissante en u . Le profit de l'OH est nul si $u \in \left[1 - K_o, \frac{1}{4K_o}\right]$, positif si $u \in]0, 1 - K_o[$. Si $u > \frac{1}{4K_o}$, alors le problème n'a pas de solutions réelles. Le profit ne s'annule jamais et est négatif en raison des coûts

4.3. LA MAXIMISATION DU BIEN-ÊTRE OU LE DÉVELOPPEMENT D'UNE CONCURRENCE DE TYPE COURNOT

d'approvisionnement qui ne permettent pas à l'OH de réaliser au moins un profit nul. Une politique d'aide est alors à envisager pour soutenir la production de ce dernier. Si $u \rightarrow \frac{1}{4K_o}$, alors le multiplicateur devient infini et les quantités tendent vers $\frac{1}{2}$. Nous mettrons ce cas de côté car il ne donne pas lieu à un point candidat²¹.

La condition $u \in \left]0, \frac{1}{4K_o}\right[$ nous assure que l'OH ne réalisera pas de pertes. Il est donc incité à négocier au mieux ses approvisionnements pour diminuer au maximum l'effet négatif de ces derniers sur ses profits (s'il est efficace, des perspectives de profit existent).

Toutefois, compte tenu de contraintes extérieures, cette situation n'est pas accessible pour le régulateur. Il va donc essayer de développer une concurrence sur le marché final.

Conclusion 2 *Ce Benchmark nous permet de sélectionner deux équilibres selon les valeurs de coût : $q_o^{B*} = \frac{1}{2} + \frac{1}{2}\sqrt{1 - 4uK_o}$ si $u \in \left[1 - K_o, \frac{1}{4K_o}\right[$, $q_o^{B*} = K_o$ si $u \in]0, 1 - K_o[$. Il nous permet également d'établir un intervalle borné pour les conditions d'approvisionnement de l'OH $u \in \left]0, \frac{1}{4K_o}\right[$. Le respect de ces conditions d'approvisionnement permet à l'OH de s'assurer l'existence de profits positifs.*

Preuve. Voir Annexe 4.1. ■

4.3.2 Le régulateur désire développer une concurrence de type Cournot

Le régulateur désire que des concurrents actifs soient présents sur le territoire. Les fonctions de profit respectivement du concurrent et de l'OH sont : $\Pi_e(q_e, q_o, r) = P(q)q_e - vq_e$ et $\Pi_o(q_e, q_o, r) = P(q)q_o - uK_o$. Deux cas sont alors possibles :

- soit le concurrent dispose d'un accès à la ressource et peut concurrencer l'OH car ce coût d'accès est concurrentiel ($v < v_i$);
- soit le coût d'accès au gaz est trop élevé ($v \geq v_i$) ce qui ne permet pas au concurrent d'être actif. Dans cette seconde hypothèse, le régulateur décide alors de donner un accès concurrentiel à la ressource au concurrent. Cet accès prend la forme d'un GR imposé à l'OH, GR qui rend possible des situations contraintes pour les deux opérateurs (contrainte de marché pour l'OH, de marché et d'approvisionnement ou de GR pour le concurrent).

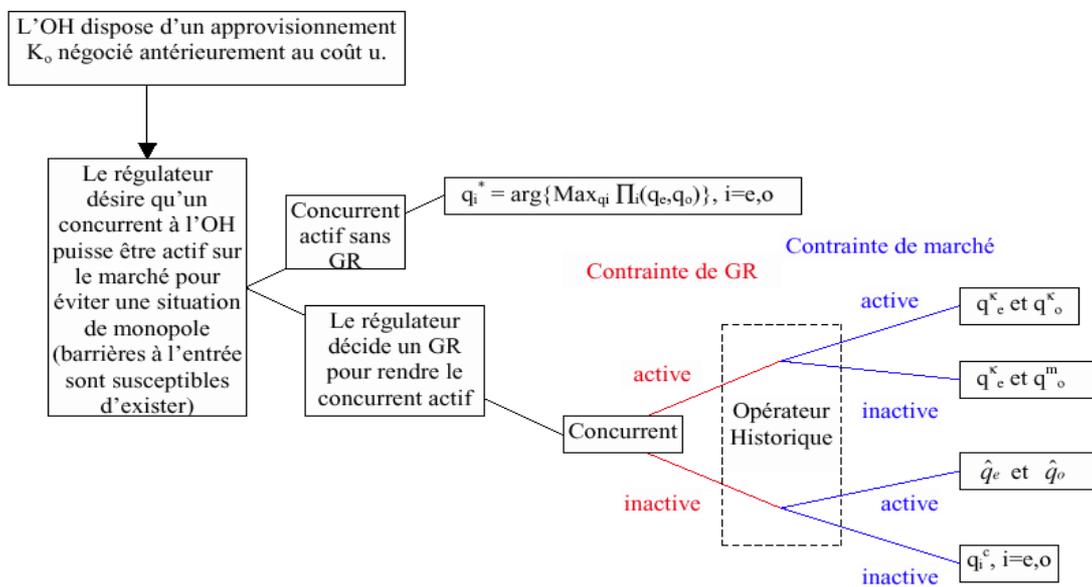
²¹Se référer à la démonstration de l'annexe 4.1 pour ce cas là.

CHAPITRE 4. COMPORTEMENT STRATÉGIQUE ET OBLIGATION DE FOURNITURE D'UN BIEN ESSENTIEL : LE CAS D'UN MONOPOLE (OPÉRATEUR HISTORIQUE) SOUMIS À UN GAS RELEASE

L'arbre du jeu ci-dessous résume les différentes situations qui peuvent apparaître dans notre modèle.

Figure 4.2 : L'arbre du jeu et concurrence à la Cournot

Arbre du jeu

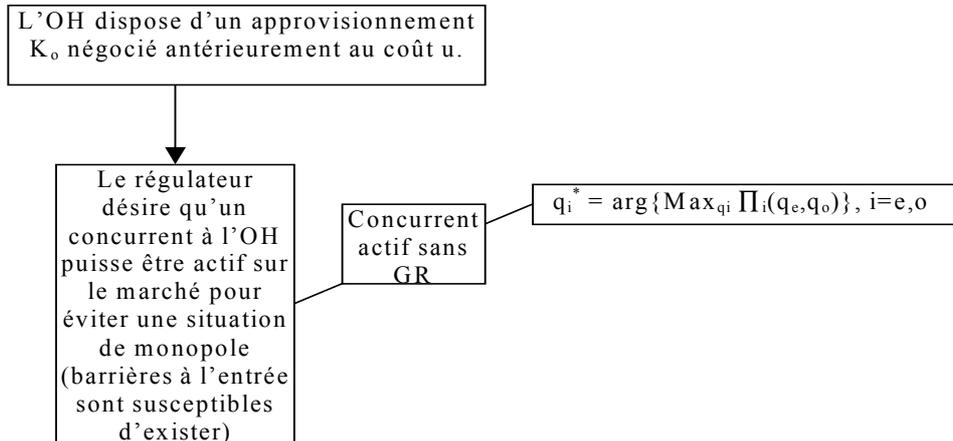


4.3.3 Une concurrence Cournot sans contrainte d'approvisionnement

Nous nous situons ici dans la branche supérieure de l'arbre du jeu présenté ci-dessus. Le concurrent dispose d'un coût d'accès à la ressource qui lui permet de concurrencer l'OH : $v < v_i$.

4.3. LA MAXIMISATION DU BIEN-ÊTRE OU LE DÉVELOPPEMENT D'UNE CONCURRENCE DE TYPE COURNOT

Figure 4.3 : Le concurrent a accès à une source d'approvisionnement



Les profits du concurrent sont donnés par l'expression $\Pi_e(q_o, q_e) = (P(q) - v)q_e$. Ceux de l'OH sont donnés par l'expression suivante : $\Pi_o(q_e, q_o) = P(q_e + q_o)q_o - uK_o$. Ses approvisionnements sont composés de contrats de long terme qu'il doit honorer quelles que soient les conditions de demande et de concurrence. Il devra au minimum acheter la quantité K_o au coût unitaire u .

La résolution de cette situation nous conduit à des stratégies d'équilibre de type COURNOT qui sont du type :

$$\begin{cases} q_o^* = \frac{1}{3} + \frac{1}{3}v \\ q_e^* = \frac{1}{3} - \frac{2}{3}v \end{cases}$$

Les conditions de second ordre sont vérifiées ce qui nous garantit que les points trouvés sont bien des maxima. Dans cette situation, le concurrent n'achète plus de quantité (il n'est plus actif) soit pour les situations de concurrence où son profit devient négatif, soit lorsque les quantités qu'il peut acquérir sont négatives. Le premier cas ne se produit jamais car, quels que soient les coûts v , l'expression de son profit est, à l'équilibre, $\Pi_e^*(q_e, q_o) = (\frac{1}{3} - \frac{2}{3}v)^2$, expression qui est toujours positive. En revanche, lorsque $v \geq \frac{1}{2}$, alors nous nous trouvons dans la deuxième situation, à savoir que les quantités jouées par le concurrent sont négatives ou nulles, ce qui est impossible. Le concurrent ne peut donc être actif sur le marché que s'il a un coût d'approvisionnement v inférieur à $v_i = \frac{1}{2}$. Au-delà de ce coût, il ne sera pas actif. Ce coût élevé peut s'expliquer de plusieurs manières d'un point de vue empirique :

CHAPITRE 4. COMPORTEMENT STRATÉGIQUE ET OBLIGATION DE FOURNITURE D'UN BIEN ESSENTIEL : LE CAS D'UN MONOPOLE (OPÉRATEUR HISTORIQUE) SOUMIS À UN GAS RELEASE

- soit les coûts de transport sont trop élevés pour qu'un concurrent à l'OH soit compétitif. Nous mettrons ici de côté cette cause car les coûts de transport sont supposés constants et supportés par les deux acteurs. De plus, cela relève davantage d'un problème tarifaire (accès des tiers aux réseaux) que d'un accès réel à la ressource ;
- soit le concurrent n'a pas accès à des sources alternatives d'approvisionnement (marché *spot* peu liquide) lui permettant d'acquérir du gaz à un coût compétitif ;
- soit le manque de capacité de transport le pénalise pour acheminer son gaz jusqu'aux clients finals et renchérit ses coûts.

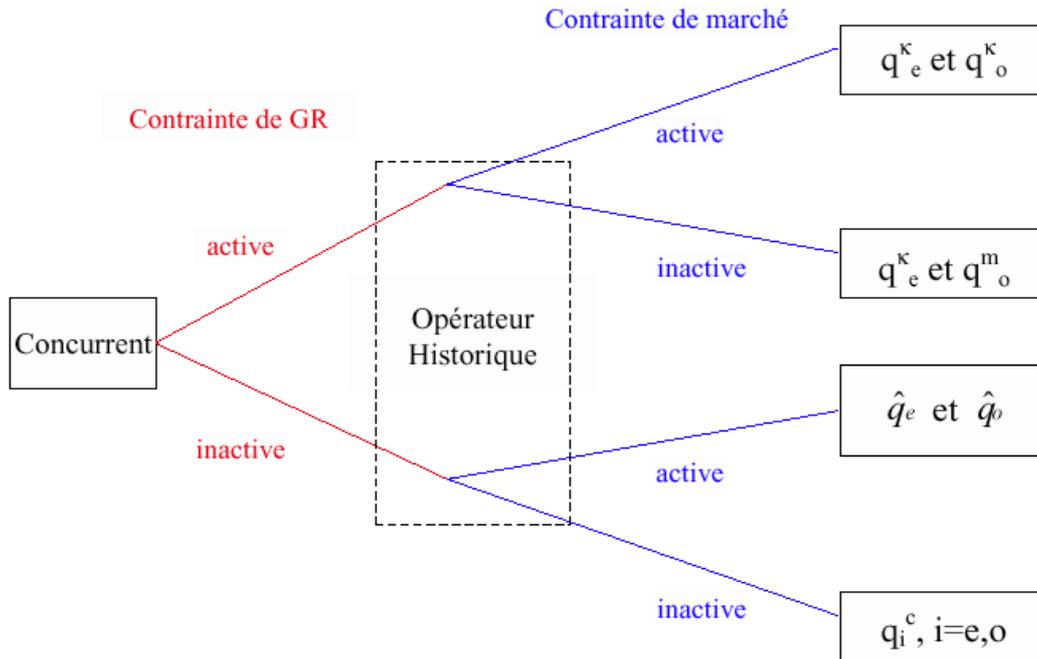
Preuve. Voir Annexe 4.2. ■

4.4 Le régulateur impose à l'opérateur historique un *gas release*

Les coûts d'accès au gaz du concurrent sont trop élevés pour que le concurrent soit actif sur le marché ($v \geq v_i$). Le régulateur, voyant que l'OH dispose de coûts d'approvisionnement concurrentiels, lui impose un GR. Le concurrent va alors pouvoir acheter des quantités à un prix concurrentiel et être actif. En effet, la perspective d'un profit positif associée à des quantités positives comme stratégies de meilleure réponse à celle de l'OH apparaît grâce au GR. Dès lors, chacune des deux entreprises réalise un profit de duopole. Le concurrent ne peut s'approvisionner qu'auprès de l'OH²². Il est donc contraint par les capacités qu'il peut acheter et vendre sur le marché. Selon la quantité rétrocédée, l'OH peut lui aussi être contraint et ne pas satisfaire toute la demande qui s'adresse à lui. Nous nous situons dans la branche inférieure de l'arbre du jeu présentée ci-dessus (figure 4.2) :

²²L'introduction d'une alternative d'approvisionnement pour le concurrent remettrait tout d'abord en cause l'utilité du GR (si elle offre des quantités suffisantes à un prix concurrentiel) et ensuite ne conduirait certainement qu'à un arbitrage de la part du concurrent en fonction du coût des deux approvisionnements (si elle offre des quantités plus limitées ou un prix trop élevé). le concurrent saturera tout d'abord ses approvisionnements les plus concurrentiels pour compléter ensuite sa meilleure réponse pas les quantités dont le coût est le plus élevé. L'effet sur la concurrence (les prix) et le bien-être sera certainement ambigu car cette stratégie augmente d'un côté les quantités vendues par les deux opérateurs (donc diminue le prix final en augmentant l'offre) mais en même temps rend l'entrant moins compétitif, ce qui pourrait avoir une influence à la hausse sur ce même prix.

Figure 4.4 : Le GR est l'unique source d'approvisionnement du concurrent



L'OH rétrocède une partie α de ses approvisionnements au prix r . La quantité totale qu'il achète par contrat est K_o . Le gaz ainsi rétrocédé est susceptible de faire apparaître des contraintes, soit pour le concurrent, soit pour les deux opérateurs. Le concurrent est contraint et ne peut pas vendre une quantité q_e supérieure à αK_o . Les deux opérateurs ne peuvent pas satisfaire une demande supérieure à K_o . La première $q_e \leq \alpha K_o$ sera la contrainte de GR, la seconde la contrainte de marché qui s'écrit $q_e + q_o \leq K_o$.

Les profits des deux opérateurs sont les suivants :

- L'OH : $\Pi_o(q_e, q_o, r) = P(q_e + q_o)q_o - uK_o + rq_e$
- Le concurrent : $\Pi_e(q_e, q_o, r) = P(q_e + q_o)q_e - rq_e$

Les quantités qui vont résulter de la résolution de ces programmes devront vérifier les deux contraintes précédentes.

Pour que le GR fonctionne, une condition apparaît. Cette dernière est que le concurrent puisse se fournir auprès de l'OH à un coût qui lui permette de réaliser des profits. Il faut donc que le prix de rétrocession vérifie $r < \frac{1}{2}$. En effet, $v_i = \frac{1}{2}$ est le coût pour lequel le concurrent ne peut plus acheter de gaz sur un autre marché, (i,e) c'est le coût d'un éventuel approvisionnement alternatif. Ce coût ne lui permet pas de s'approvisionner

4.4. LE RÉGULATEUR IMPOSE À L'OPÉRATEUR HISTORIQUE UN GAS RELEASE

comme il le voudrait, se situant ainsi dans une situation de type COURNOT non-contraint. Il faut, pour que le concurrent puisse acheter des quantités et donc que le GR soit une réelle alternative d'approvisionnement, que le prix de rétrocession r soit inférieur à ce coût. Le régulateur connaît cette information et, s'il anticipe que le concurrent ne pourra pas acheter de quantités positives (être actif sur le marché), alors il ne prend pas une telle mesure qui serait inutile. Si $r < \frac{1}{2}$, alors, quels que soient la proportion α choisie ou le niveau des approvisionnements K_o de l'OH, l'équilibre où les deux contraintes sont libres existent. Le concurrent achète toujours tout ou partie des quantités rétrocédées ; la mesure de GR est donc efficace de ce point de vue car elle rend actif le concurrent. Si, en revanche, $r \geq \frac{1}{2}$, alors l'OH se retrouve en situation de monopole, excepté pour des valeurs d'approvisionnement faibles, d'autant plus faibles que le prix de rétrocession est élevé²³.

Les coûts du concurrent deviennent ici le prix auquel il peut acquérir le gaz lors de la rétrocession. Les profits des deux opérateurs se modifient donc par rapport à la situation de type COURNOT sans contrainte. L'OH est dans l'obligation de revendre son gaz, il devient alors le fournisseur de son concurrent. Cette rétrocession conduit à l'apparition d'une nouvelle situation : celle où les deux opérateurs peuvent être contraints, en fonction de la quantité qui est imposée à la rétrocession et le prix de rétrocession.

Dans une situation de type BERTRAND, sachant que le concurrent est susceptible d'être contraint, une stratégie disponible pour l'OH serait de laisser son concurrent servir une partie du marché (de la demande), en se contentant d'une demande résiduelle, qu'il pourrait satisfaire à un prix plus élevé (GELMAN et SALOP [1983]). Dans la situation de type COURNOT, cela va être de déterminer ses stratégies ou quantités de façon à répondre de la meilleure façon possible à la stratégie du concurrent.

Remarque 1 *Nous mettrons de côté les cas où $K_o = 0$ et ceux pour lesquels $\alpha = 0$. En effet, si $K_o = 0$, les deux opérateurs n'achètent et ne vendent rien. C'est une solution qui d'un point de vue théorique est envisageable mais qui d'un point de vue empirique est irréaliste. De plus, K_o étant exogène, nous pouvons raisonnablement faire l'hypothèse qu'il n'est pas nul. De même, les cas où $\alpha = 0$ ne sont pas très intéressants car ils nous renvoient à la situation sans GR, c'est-à-dire à une situation où il n'y a pas de concurrent actif, sauf si ce dernier a accès à une source d'approvisionnement alternative et économiquement viable. La concurrence est alors un COURNOT classique et il n'est pas*

²³La preuve sera apportée par la suite, lors de la détermination des différentes stratégies des opérateurs.

nécessaire d'envisager un GR.

4.4.1 Le déroulement du jeu avec la mesure de *gas release*

Le régulateur a jugé que des barrières allant à l'encontre de concurrents potentiels actifs existaient et a donc décidé de les diminuer, leur donnant ainsi un "coup de pouce". Si la mesure est décidée, cela signifie que le régulateur a jugé que le prix de rétrocession sera suffisamment concurrentiel pour rendre actif l'autre opérateur du marché. Dans ce cas là, les deux acteurs se concurrencent à la COURNOT avec des contraintes sur leurs capacités²⁴.

Le déroulement du jeu sera le suivant :

- Étape 1 : Les deux opérateurs déterminent simultanément leurs stratégies q_e et q_o , en fonction de leur propre situation et de celle anticipée du concurrent. Cette étape s'apparente à celle du choix des capacités dans le modèle de KREPS et SCHEINKMAN (1983). Les quantités qui vont être choisies correspondent à celle du jeu COURNOT simultané associé.
- Étape 2 : La rétrocession a lieu et les deux opérateurs se concurrencent dans une situation de court/moyen terme. D'après les résultats de KREPS et SCHEINKMAN (1983), nous savons que le prix proposé est celui de COURNOT, compte tenu des quantités choisies à l'étape précédente.

Ces deux étapes peuvent être considérées comme simultanées puisque chacun choisit ses stratégies lorsque le processus de rétrocession a lieu. Le prix est alors déterminé simultanément par l'expression de la fonction de demande.

4.4.2 Recherchons les stratégies d'équilibre des deux opérateurs

4.4.2.1 Présentation des différentes situations du jeu

Le concurrent et l'OH disposent tous les deux des mêmes stratégies : soit être libre de jouer la quantité qui constitue la meilleure réponse à la quantité anticipée de l'autre et qui maximise son profit, soit être contraint et jouer la quantité qui est sa meilleure

²⁴Le GR fait apparaître ces nouvelles contraintes.

4.4. LE RÉGULATEUR IMPOSE À L'OPÉRATEUR HISTORIQUE UN GAS RELEASE

réponse compte tenu de cette contrainte. Le respect des contraintes va nous permettre de discriminer entre les différents cas. Nous allons obtenir des régionnements dans lesquels les opérateurs auront leur meilleure stratégie. K_o et u restent des variables exogènes. α et r sont supposées être le choix du régulateur donc exogènes également pour l'instant, sachant que r reflète les coûts ou est une fonction croissante de ces derniers.

Chacun des opérateurs dispose de quatre stratégies possibles, selon les cas dans lesquels ils se trouvent :

- si les deux entreprises ne subissent pas les contraintes (ce cas sera indicé par "c") compte tenu du niveau des approvisionnements et de la proportion rétrocedée élevés, ou en raison d'un prix de GR trop haut, les deux opérateurs jouent alors un COURNOT classique. Leurs quantités sont déterminées par la maximisation de leurs profits respectifs. Nous noterons q_i^c ($i = e, o$) les quantités qui résultent de cette situation : $q_i^c = \arg \left\{ \max_{q_i} \Pi_i(q_e, q_o, r), i = e, o \right\}$;
- si les deux entreprises subissent la contrainte (ce cas sera indicé par " κ "), alors elles joueront leurs quantités contraintes, à savoir $q_e^\kappa = \alpha K_o$ et $q_o^\kappa = (1 - \alpha) K_o$;
- si le concurrent est contraint par le *gas release* mais que l'OH peut jouer sa meilleure réponse (la contrainte de *gas release* est saturée, celle de marché est libre) alors le concurrent jouera sa quantité $q_e^\kappa = \alpha K_o$. L'OH pourra jouer sa stratégie de meilleure réponse, à savoir $q_o^m = \arg \left\{ \max_{q_o} \Pi_o(q_o, q_e^\kappa, r) \right\}$;
- si la contrainte de *gas release* est libre mais que la contrainte de marché est saturée, alors chacun jouera sa quantité \hat{q}_i , $i = \{e, o\}$ qui est telle qu'elle est la solution du programme : $\hat{q}_i = \arg \left\{ \max_{q_i} \Pi_i(q_i, q_j, r) \text{ s/c } q_i + q_j = K_o, j \neq i \right\}$.

Le concurrent choisit sa quantité q_e sachant :

- le niveau des approvisionnements K_o de l'OH ;
- la proportion rétrocedée α de ces approvisionnements ;
- les conditions de demande et de concurrence sur le marché aval ;
- la situation dans laquelle l'OH est susceptible de se retrouver.

L'OH choisit sa quantité q_o sachant :

- les conditions de demande et de concurrence sur le marché aval ;
- anticiper la quantité que désire acheter le concurrent étant donnés les couples possibles (α, r) .

4.4.2.2 Les différentes stratégies disponibles pour les opérateurs

Les deux joueurs agissent de façon simultanée. Le programme à résoudre, compte tenu de ce qui précède, est le suivant :

$$\left\{ \begin{array}{l} \underset{q_o}{Max} \Pi_o(q_o, q_e, r) = P(q)q_o - K_o u + r q_e \\ \underset{q_e}{Max} \Pi_e(q_o, q_e, r) = P(q)q_e - r q_e \end{array} \right. \quad s/c \left\{ \begin{array}{l} q_e \leq \alpha K_o \quad (\lambda_e) \\ q_e + q_o \leq K_o \quad (\mu_o, \mu_e) \end{array} \right.$$

La contrainte de marché pèse ici sur les deux opérateurs. En se basant sur le modèle de BRETON et ZACCOUR (2001), un multiplicateur pour chacun des opérateurs est associé à cette contrainte. En effet, le coût de desserrement de cette contrainte d'une unité n'est pas le même pour chacun des deux acteurs.

Afin de résoudre ce programme, plusieurs techniques sont possibles. Nous avons choisi de procéder à un régionnement par étapes, en prenant tout d'abord une contrainte et en vérifiant ensuite les conditions pour que la seconde soit vérifiée. Cette méthode, avec l'aide des conditions de KUHN et TUCKER, nous permet de résoudre notre problème et d'effectuer les régionnements dans lesquels un unique équilibre sera joué.

Nous allons tout d'abord considérer uniquement la contrainte de GR. Cette contrainte n'agit que sur le concurrent. Le système à résoudre est donc un système simultané, dans lequel le concurrent maximise son profit sous contrainte que la contrainte de GR soit respectée et où l'OH maximise son profit dans un programme libre. Le multiplicateur associé à la contrainte de GR sera noté λ_e . La résolution du système nous conduit à deux équilibres possibles. Le premier est celui où les deux acteurs jouent leurs stratégies COURNOT, c'est-à-dire que la contrainte est libre et le multiplicateur λ_e^c associé nul :

$$\left\{ \begin{array}{l} q_e^c = \frac{1}{3} - \frac{2}{3}r \\ q_o^c = \frac{1}{3} + \frac{1}{3}r \\ \lambda_e^c = 0 \end{array} \right.$$

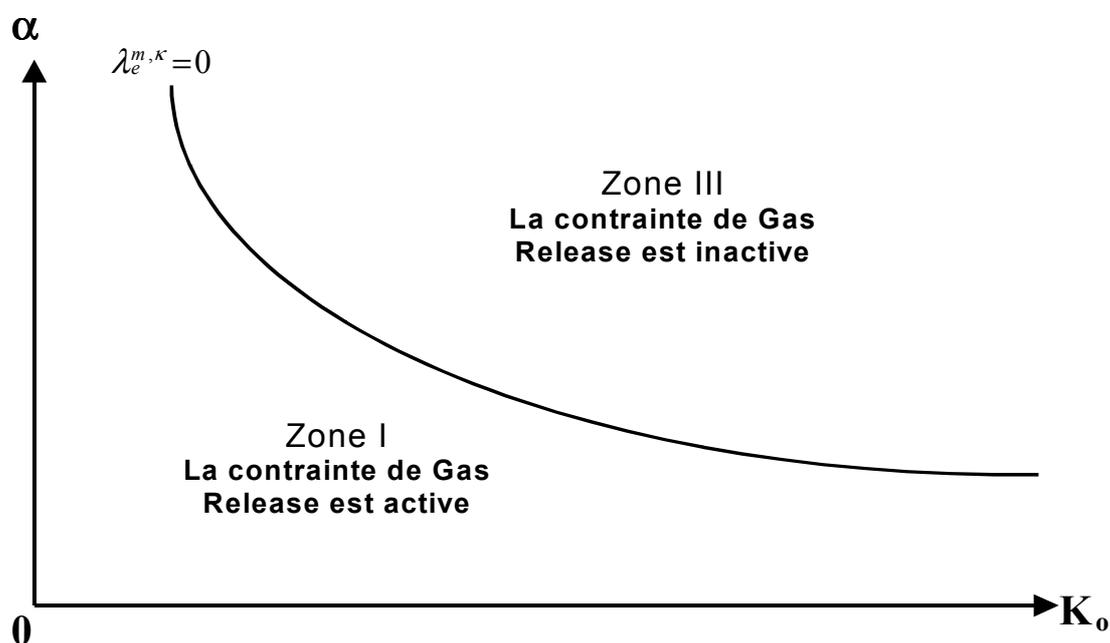
Nous remarquons que cet équilibre n'est valable que pour un prix de rétrocession r inférieur à $\frac{1}{2}$, la quantité du concurrent étant nulle ou négative pour des valeurs égales ou supérieures. Le second est celui où le concurrent subit la contrainte, alors que l'OH joue sa stratégie de meilleure réponse. La contrainte est alors saturée et le multiplicateur $\lambda_e^{\kappa, m}$ qui lui est associé doit être positif :

4.4. LE RÉGULATEUR IMPOSE À L'OPÉRATEUR HISTORIQUE UN GAS RELEASE

$$\left\{ \begin{array}{l} q_e^k = \alpha K_o \\ q_o^m = \frac{1}{2} - \frac{1}{2}\alpha K_o \\ \lambda_e^{\kappa,m} = \frac{1}{2} - \frac{3}{2}\alpha K_o - r \end{array} \right.$$

Ces quantités et multiplicateurs dépendent des variables α , r et K_o que nous considérons comme exogènes au modèle. Il est possible de représenter ce cas et les deux équilibres dans un repère (K_o, α) , où le prix de rétrocession r est considéré comme fixé. Les différents cas seront ensuite obtenus en faisant varier r . Les régions doivent être telles que à la fois les quantités q_i^c et le multiplicateur $\lambda_e^{\kappa,m}$ soient positifs. Toutes ces quantités sont positives pour $\alpha \in]0, 1]$ et $K_o \in]0, 1]$, ainsi que si $r < \frac{1}{2}$. Dans le plan (K_o, α) , $\lambda_e^{\kappa,m}$ doit être positif pour tout r . Toutes ces conditions nous permettent de distinguer deux zones mises en évidence dans le graphique suivant (figure 4.5) :

Figure 4.5 : Les zones d'activité de la contrainte de GR



Dans la zone I, la contrainte est active puisque le multiplicateur $\lambda_e^{\kappa,m}$ est positif. Nous savons donc que $q_e^k = \alpha K_o$. Dans la zone III, nous savons que $\lambda_e^{\kappa,m}$ est négatif donc la contrainte est inactive ; le concurrent n'achètera pas toutes les quantités rétrocédées.

A la suite de ces observations et de ce premier régionallement, nous allons maintenant introduire ex-post la contrainte de marché et regarder ce qu'il se passe dans les différentes zones déjà obtenues.

CHAPITRE 4. COMPORTEMENT STRATÉGIQUE ET OBLIGATION DE FOURNITURE D'UN BIEN ESSENTIEL : LE CAS D'UN MONOPOLE (OPÉRATEUR HISTORIQUE) SOUMIS À UN GAS RELEASE

La zone III est définie par l'équation $\lambda_e^{k,m} < 0$. Les deux acteurs peuvent subir la contrainte de marché dans cette zone. Le programme à résoudre est donc le suivant :

$$\begin{cases} \underset{q_o}{Max} \Pi_o(q_o, q_e, r) = P(q)q_o - K_o u + r q_e \\ \underset{q_e}{Max} \Pi_e(q_o, q_e, r) = P(q)q_e - r q_e \end{cases} \quad s/c \quad q_e + q_o \leq K_o \quad (\mu_o, \mu_e)$$

(μ_o, μ_e) sont les deux multiplicateurs associés à la contrainte. La résolution de ce programme nous donne deux types d'équilibres possibles. Le premier est l'équilibre de COURNOT que nous avons déjà obtenu précédemment, les deux multiplicateurs étant nuls ($\mu_e^c = \mu_o^c = 0$) et la contrainte par conséquent libre. Le second type d'équilibre nous conduit à une multiplicité mise en évidence par BRETON et ZACCOUR (2001), liée à la sous détermination du système lorsque la contrainte est saturée. L'équilibre multiple donné par cette multiplicité est :

$$\begin{cases} \hat{q}_e = 2K_o + \hat{\mu}_o - 1 \\ \hat{q}_o = 1 - \hat{\mu}_o - K_o \\ \hat{\mu}_e = 2 - 3K_o - \hat{\mu}_o - r \\ \hat{\mu}_o > 0 \end{cases}$$

La variation du paramètre $\hat{\mu}_o$ permet de se déplacer d'un équilibre à l'autre. Toutes les variables doivent être positives pour que cet équilibre existe. Cela nous donne plusieurs conditions. Le fait que les quantités doivent être positives nous permet de borner l'intervalle de variation de $\hat{\mu}_o$ à $] \max(0, 1 - 2K_o), 1 - K_o[$. De même, comme $\hat{\mu}_e > 0$, il faut que $2 - 3K_o - \hat{\mu}_o - r > 0$ ce qui nous conduit à $K_o < \frac{2}{3} - \frac{1}{3}r$. Cette condition a comme complément celle qui permet le respect de la contrainte de marché lorsque l'équilibre est celui de COURNOT, avec les deux contraintes inactives : $q_e^c + q_o^c \leq K_o \Leftrightarrow K_o \geq \frac{2}{3} - \frac{1}{3}r$.

Dans la zone I, nous savons que la contrainte de GR pèse sur le concurrent. La contrainte de marché peut également peser sur les deux opérateurs en plus de celle de GR.

Nous savons que la contrainte de GR est saturée, donc $q_e^k = \alpha K_o$. Dès lors, l'OH maximise son profit sous contrainte que la contrainte de marché soit vérifiée. Le programme est donc de $\max \Pi_o(q_o, q_e^k, r)$ s/c $\alpha K_o + q_o \leq K_o$. Nous associerons le multiplicateur μ_o^k à cette contrainte. La résolution nous amène à deux équilibres possibles. Le premier est celui que nous avons trouvé au tout début de la résolution, à savoir le concurrent contraint par la contrainte de GR et l'OH pouvant jouer sa fonction de meilleure réponse, la contrainte de

4.4. LE RÉGULATEUR IMPOSE À L'OPÉRATEUR HISTORIQUE UN GAS RELEASE

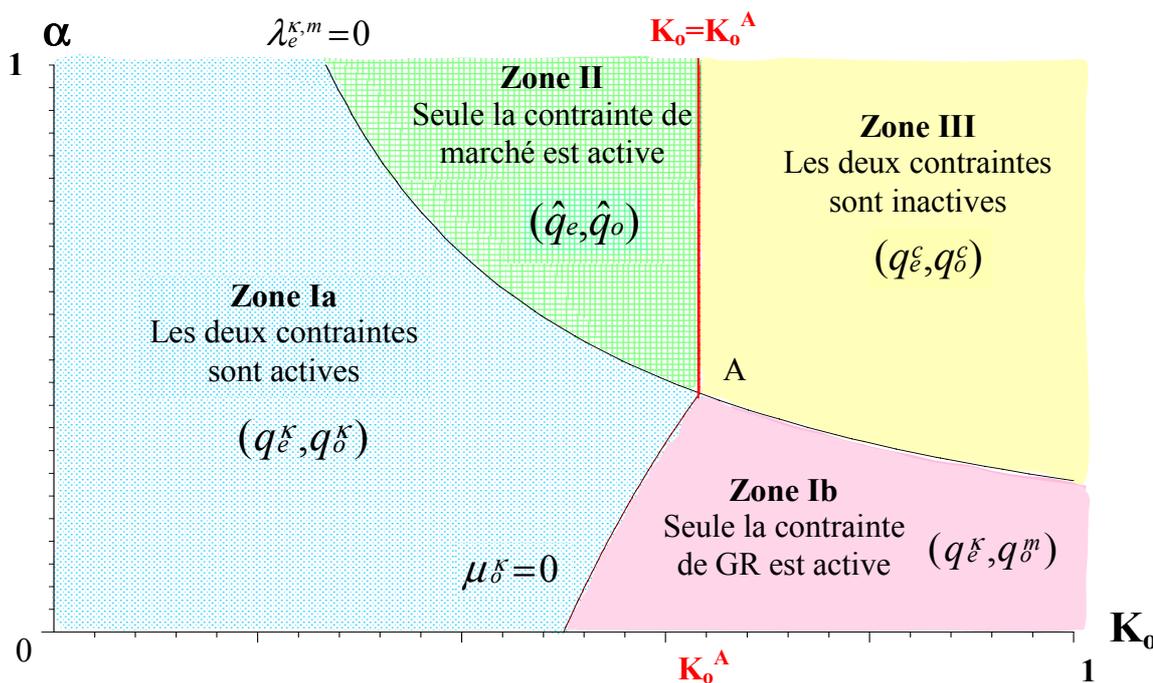
marché étant libre. Le second est le cas où la contrainte de marché est active, c'est-à-dire que le multiplicateur μ_o^κ est positif. L'équilibre est alors :

$$\begin{cases} q_e^\kappa = \alpha K_o \\ q_o^\kappa = (1 - \alpha)K_o \\ \mu_o^\kappa = 1 + \alpha K_o - 2K_o \end{cases}$$

La positivité ou négativité du multiplicateur $\mu_o^\kappa = 1 + \alpha K_o - 2K_o$ dans le plan (K_o, α) découpe la Zone I en deux zones plus petites, que nous nommerons Zone Ia lorsque la contrainte de marché est active et Zone Ib lorsque cette dernière est libre.

Finalement, nous obtenons les zones (ou régionnements) suivantes²⁵ :

Figure 4.6 : Les différents équilibres du jeu



Les trois courbes qui définissent notre régionnement²⁶, à savoir $\lambda_e^{\kappa,m} = 0$, $\mu_o^\kappa = 0$ et $K_o = \frac{2}{3} - \frac{1}{3}r$, se coupent en un point, que nous nommerons le point A, de coordonnées $(K_o^A = \frac{2}{3} - \frac{1}{3}r, \alpha^A = \frac{1-2r}{2-r})$. Les coordonnées de ce point sont décroissantes en fonction de r .

²⁵Les schémas des quatre équilibres de notre jeu sont présentés en annexe 4.3.

²⁶Se référer à l'annexe 4.8 pour un schéma plus complet avec les équations des courbes.

CHAPITRE 4. COMPORTEMENT STRATÉGIQUE ET OBLIGATION DE FOURNITURE D'UN BIEN ESSENTIEL : LE CAS D'UN MONOPOLE (OPÉRATEUR HISTORIQUE) SOUMIS À UN GAS RELEASE

Nous constatons que toutes ces courbes, qui définissent nos différentes zones d'équilibre, sont des fonctions de α , K_o et r . Elles sont tracées dans ce plan (K_o, α) pour un niveau de prix de rétrocession donné. En faisant varier ce prix, elles vont se modifier. Si le prix de rétrocession augmente, ces courbes se déplacent toutes vers l'origine, à l'exception de $\mu_o^k = 0$ qui est constante en r , dans le plan (K_o, α) . Leur point d'intersection A, qui se situe toujours sur la courbe $\mu_o^k = 0$, évolue dans le même sens que ces courbes. Cette sensibilité à r va nous intéresser plus particulièrement par la suite.

A la suite du calcul de ces différents régionallements, trois paramètres sont à observer :

- le premier est le niveau des approvisionnements K_o , que nous considérons dans notre modèle comme exogène et fixé à une certaine valeur car il est le fruit de négociations passées. En effet, ce niveau des approvisionnements existants est souvent fixé à court ou moyen terme, les infrastructures d'acheminement étant le plus souvent utilisées à pleines capacités pour profiter au mieux des économies d'échelle. Ces infrastructures sont de plus majoritairement développées en consortia ou partenariat avec d'autres opérateurs, ce qui renforce la première idée. A cela se rajoute le fait que les phases de renégociation prévues dans les contrats de long terme portent le plus souvent (et presque exclusivement) sur le niveau des prix et non sur les quantités à importer. Un accroissement significatif du niveau des approvisionnements nécessite des investissements dont la durée de mise en place est en général longue. L'effet de K_o que nous allons présenter ici n'est donc pas contrôlable par les opérateurs à court ou moyen terme. Nous observons que, lorsque le niveau des approvisionnements est faible, les deux opérateurs subissent la contrainte de marché. Si le niveau de ces approvisionnements est plus élevé, alors cette contrainte se desserre petit à petit pour devenir inactive et permettre à l'un, voire aux deux opérateurs, de jouer leurs stratégies de meilleure réponse. Si ces approvisionnements sont faibles, alors la contrainte de GR est également active. Il faut alors de fortes proportions rétrocédées pour la desserrer. La valeur élevée de ces proportions décroît avec l'augmentation du niveau des approvisionnements ou du prix de rétrocession. Ce desserrement de la contrainte de marché dépend donc également d'autres paramètres : la proportion rétrocédée α et le prix de rétrocession r , qui vont jouer pour le desserrement de la contrainte de GR mais également de la contrainte de marché ;
- le second est la proportion rétrocédée α qui agit directement sur l'activité de la contrainte de GR. Nous considérons que cette proportion est fixée par le régulateur

4.4. LE RÉGULATEUR IMPOSE À L'OPÉRATEUR HISTORIQUE UN GAS RELEASE

et nous n'étudions pas pour l'instant son mode de fixation ; elle est en conséquence considérée comme exogène. Si celle-ci est faible, alors la contrainte de GR est toujours active. Le niveau de la proportion est trop faible pour libérer le concurrent de son emprise. Ce dernier désire toujours acheter toutes les quantités rétrocedées, sa stratégie de meilleure réponse n'étant pas atteignable. Si cette proportion s'accroît, alors la contrainte de GR se desserre pour ne plus être active au-delà d'un certain seuil. La proportion rétrocedée est suffisante pour permettre au concurrent de jouer sa stratégie de meilleure réponse. Le type de concurrence dépend bien évidemment du niveau initial des approvisionnements, mais également du niveau du prix de rétrocession r ;

- le troisième et dernier paramètre est le prix de rétrocession qui agit directement sur les quantités rétrocedées que peut acquérir le concurrent, donc sur les conditions d'activité de la contrainte de GR. Selon toute logique, plus ce prix sera élevé, moins le concurrent pourra ou aura intérêt à acheter de quantités. Si ce prix est faible, alors le concurrent va vouloir acheter le maximum de quantités pour proposer ce qu'il peut sur le marché et réaliser un profit supérieur. Ce cas arrive le plus souvent lorsque l'OH est efficace, en gardant notre hypothèse de prix de rétrocession qui reflète les coûts. Lorsque, en revanche, ce prix augmente, les quantités que ce dernier va pouvoir acquérir diminuent. La contrainte de GR se desserre petit à petit pour des valeurs faibles de K_o ou de α au profit soit de l'OH, qui peut vendre davantage de quantités sur le marché final, soit d'une concurrence COURNOT dans laquelle les deux opérateurs vont jouer leurs stratégies de meilleure réponse.

L'équilibre (q_e^κ, q_o^m) n'est jamais en coin. Même pour des niveaux d'approvisionnement très élevés, l'OH a toujours intérêt à servir le marché et ne pas se contenter de l'unique vente de quantités à son concurrent sur le marché intermédiaire. En effet, la courbe $q_o^m = 0$ est toujours supérieure à $\lambda_e^{\kappa, m} = 0$, elles n'ont pas de point d'intersection et la zone d'équilibre (q_e^κ, q_o^m) se situe toujours dans la partie pour laquelle $q_o^m > 0$. Le seul équilibre en coin que l'on peut avoir dans notre jeu est un équilibre pour un prix de rétrocession maximal, c'est-à-dire $r = \frac{1}{2}$. Pour ce prix, la concurrence COURNOT nous donne l'équilibre $q_e^c = 0$ et $q_o^c = \frac{1}{2}$ qui est l'équilibre de monopole $(q_e^m, q_o^m)^{27}$.

Lorsque le prix de rétrocession r est tel que $r > \frac{1}{2}$ et $K_o > K_o^A$, l'OH se retrouve

²⁷Se référer à l'annexe 4.7 pour la preuve.

CHAPITRE 4. COMPORTEMENT STRATÉGIQUE ET OBLIGATION DE FOURNITURE D'UN BIEN ESSENTIEL : LE CAS D'UN MONOPOLE (OPÉRATEUR HISTORIQUE) SOUMIS À UN GAS RELEASE

alors en situation de monopole²⁸. Cette zone est telle que le concurrent, en raison du prix trop élevé de la rétrocession, n'achète plus de quantités. L'équilibre est celui qui maximise le profit de l'OH, c'est-à-dire $\begin{cases} q_o^m = \min\{K_o, \frac{1}{2}\} \\ q_e^m = 0 \end{cases}$. Son profit est alors $\Pi_o^m = \begin{cases} \frac{1}{4} - uK_o \text{ si } K_o > \frac{1}{2} \\ K_o - K_o^2 - K_o u \text{ si } K_o < \frac{1}{2} \end{cases}$. Si l'OH se retrouve dans cette situation, il est susceptible de réaliser des pertes sur le marché final. La situation de monopole n'est donc pas une bonne situation pour lui car ses obligations d'enlèvement pèsent sur ses gains. Il est toujours incité à vendre une partie du GR sur le marché intermédiaire, donc à accepter l'entrée de son concurrent car c'est une source de profit supplémentaire qui peu contrebalancer la diminution des ventes sur le marché final et les éventuels coûts échoués. Il aura comme cela des perspectives de profits positifs sur le marché final. De plus, en accord avec nos hypothèses informationnelles, le régulateur ne déciderait pas une mesure de GR si aucun concurrent n'était soit intéressé, soit susceptible d'acheter une partie des quantités en raison d'un prix de rétrocession trop élevé.

Conclusion 3 *Nous obtenons quatre stratégies d'équilibre pour chacun des deux acteurs lors de la résolution de notre problème d'optimisation. Chaque stratégie est jouée dans une seule zone du plan (K_o, α, r) . Les premières stratégies d'équilibre (q_e^k, q_o^k) sont jouées dans la zone Ia (zone bleue), définie par les équations $\alpha K_o > 0$, $\mu_o^k > 0$ et $\lambda_e^{k,m} > 0$. Le second couple de stratégie (q_e^m, q_o^m) est joué dans la zone Ib (zone mauve), définie par les relations $\alpha K_o > 0$, $\mu_o^k < 0$ et $\lambda_e^{k,m} > 0$. Les troisièmes (\hat{q}_e, \hat{q}_o) sont jouées dans la zone II (zone verte) définie par les inégalités $\lambda_e^{k,m} < 0$ et $\frac{2}{3} - \frac{1}{3}r - K_o > 0$. Enfin, les stratégies COURNOT (q_e^c, q_o^c) sont jouées dans la zone III (zone jaune), définie par les relations $\lambda_e^{k,m} < 0$ et $\frac{2}{3} - \frac{1}{3}r - K_o < 0$. Pour $r \geq \frac{1}{2}$ et $K_o > K_o^A$, l'OH se retrouve en monopole et joue sa quantité qui maximise son profit $q_o^m = \min\{K_o, \frac{1}{2}\}$. Pour $r \geq \frac{1}{2}$ et $K_o \leq K_o^A$, l'équilibre est celui de la zone II (\hat{q}_e, \hat{q}_o) .*

Proposition 1 *Dans la zone Ia, les approvisionnements sont trop faibles pour pouvoir libérer les deux acteurs des contraintes, même pour une proportion rétrocedée élevée (équilibre (q_e^k, q_o^k)). Si les approvisionnements sont plus élevés, alors pour des proportions α plus grandes, le concurrent se libère progressivement de la contrainte de GR qui pèse sur lui, d'autant plus rapidement que le prix de rétrocession r est élevé (équilibre (\hat{q}_e, \hat{q}_o)).*

²⁸Si, pour $r > \frac{1}{2}$, $K_o < K_o^A$, alors l'équilibre est celui où seule la contrainte de marché est active, c'est-à-dire l'équilibre (\hat{q}_e, \hat{q}_o) .

4.4. LE RÉGULATEUR IMPOSE À L'OPÉRATEUR HISTORIQUE UN GAS RELEASE

Pour de plus forts niveaux d'approvisionnement, alors la contrainte de marché ne pèse pas sur les opérateurs. Si la proportion rétrocedée est faible (zone Ib), le concurrent subit la contrainte de GR (d'autant moins toutefois que le prix de rétrocession est élevé) alors que l'OH peut jouer sa fonction de meilleure réponse (équilibre (q_e^r, q_o^m)). En revanche, si la proportion est assez élevée (zone III), alors les deux opérateurs se libèrent des contraintes, d'autant plus si le prix de rétrocession est élevé (équilibre (q_e^c, q_o^c)).

Proposition 2 Pour de fortes valeurs de prix de rétrocession, la mesure de GR est inefficace puisqu'elle conduit à la monopolisation du marché par l'OH. Seuls deux équilibres existent alors, l'un pour des niveaux faibles d'approvisionnement ($K_o < K_o^A$) et l'autre pour des niveaux plus élevés. Le premier équilibre est l'équilibre multiple (\hat{q}_e, \hat{q}_o) . Celui pour des niveaux d'approvisionnement plus élevés ($K_o > K_o^A$) est l'équilibre de monopole (q_e^m, q_o^m) .

Preuve. Voir annexe 4.4. ■

Remarque 2 Le concurrent actif va, dans notre cas, entraîner une concurrence de type oligopolistique. Toute la quantité achetée par l'OH peut ne pas être vendue étant donné la modification de la structure de concurrence sur le marché aval. Dès lors, en fonction du prix de vente $P(q)$, de rétrocession du gaz r et des conditions d'approvisionnements (u, K_o) , l'OH est susceptible de se retrouver avec du gaz qu'il doit impérativement enlever et qui va peser sur le niveau de ses profits. La régulation asymétrique fait apparaître des stranded costs. La condition d'approvisionnement trouvée dans le cas d'un seul opérateur maximisant le bien-être, qui est telle que $u \in \left] 0, \frac{1}{4K_o} \right]$, trouve ici son utilité. Elle permet la fixation d'un prix de rétrocession par le régulateur qui est tel que l'OH ne réalise pas de perte, même s'il supporte les clauses TOP pour un gaz non-vendu. Dans cet intervalle, la fixation d'un prix au coût d'approvisionnement est possible lorsque les conditions d'approvisionnement sont favorables. Sinon, il doit fixer un prix qui s'éloigne des coûts et qui permet ainsi de financer ces stranded costs (surtout lorsque l'on considère que l'OH a négocié ces contrats par le passé pour le bien-être de la collectivité). L'OH ne supporte pas les conséquences de la présence d'un concurrent actif sur le marché et donc l'introduction artificielle d'une concurrence. Il réalise alors un profit toujours positif ou nul. En revanche, si ces contrats ont été très mal négociés, alors leur financements ne peut pas se

CHAPITRE 4. COMPORTEMENT STRATÉGIQUE ET OBLIGATION DE FOURNITURE D'UN BIEN ESSENTIEL : LE CAS D'UN MONOPOLE (OPÉRATEUR HISTORIQUE) SOUMIS À UN GAS RELEASE

faire sans mettre en oeuvre des transferts²⁹. Une hypothèse plus empirique permet également de limiter le poids des contrats TOP lorsque toutes les quantités ne sont pas vendues. Il s'agit de supposer la possibilité pour l'OH d'intervenir sur un hub pour revendre son excédent gazier vers un autre marché (action externe de l'OH liée à la mesure de GR). A ce moment-là, il peut limiter sa perte si le prix sur le hub est inférieur à ses coûts, voire même réaliser un gain dans le cas inverse. A ce niveau, l'introduction de la concurrence sur son marché a un effet positif sur le développement des hubs puisqu'il met à disposition du gaz sur ces derniers. L'effet négatif peut être un arbitrage entre la fourniture du marché national et l'intervention sur le hub, pouvant restreindre l'offre sur le premier donc y augmenter le prix de vente, au profit du second. L'OH, s'il en a la possibilité, peut également avoir recours à un stockage (amorti donc à coût très faible) pour conserver le gaz et le libérer ultérieurement. A nouveau, une possibilité d'arbitrage entre stocker et servir le marché peut alors apparaître. Dans notre modèle, nous avons supposé que la priorité de l'OH était son marché national; lorsque les conditions d'approvisionnement sont mal négociées, il subit des stranded costs.

Preuve. Voir Annexe 4.5 pour la preuve de cette remarque. ■

Proposition 3 Lorsque l'OH n'est pas efficace, $u > \frac{1}{4K_0}$, alors l'OH est susceptible, pour certaines valeurs d'approvisionnement et de prix de rétrocession, de réaliser des pertes sur le marché final. La mesure de GR fait apparaître des stranded costs. Il est alors impossible de concilier leur financement avec l'introduction de la mesure de GR sans introduire de transferts ou d'actions externes.

Remarque 3 Le concurrent pénètre toujours le marché pour un prix de rétrocession $r \in]0, \frac{1}{2}[$ car le prix de vente du GR sur le marché final $P(q)$ est toujours supérieur à son coût d'acquisition r . Il réalise donc toujours des profits positifs quelles que soient les conditions de rétrocession et d'approvisionnement de l'OH.

Preuve. Voir l'annexe 4.6 pour la preuve de la remarque précédente. ■

²⁹Les contrats de long terme peuvent être considérés soit comme des coûts échoués (*stranded costs*) (BEZZINA, [2001]), soit comme une mission de service public liée à la sécurité d'approvisionnement (article 3 de la directive européenne 2003/55/CE du 26 juin 2003). Ils sont donc susceptibles de faire l'objet de financement par des transferts externes qui peuvent prendre par exemple la forme soit d'une logique "pay or play", soit d'un financement par tous les opérateurs présents et actifs sur le marché (droit d'entrée).

4.5 Les incitations à l'efficacité lors de l'introduction d'une mesure de *gas release*

Les mesures de GR sont en général communiquées à l'avance pour optimiser le nombre de candidats participant au mécanisme de rétrocession. Aussi, la proportion rétrocedée est connue dès l'annonce par le régulateur d'une telle mesure, de même que le niveau des approvisionnements de l'OH. Les candidats connaissent les quantités rétrocedées, le prix auquel ils vont les acquérir étant souvent déterminé par la suite. Ce prix peut être soit la résultante d'un système d'enchères³⁰, soit fixé de telle façon qu'il reflète les coûts d'approvisionnement de l'OH (comme en Grande-Bretagne ou en Italie). Ce prix de rétrocession est en général fixé au dernier moment, lors de la rétrocession des capacités. Aussi, entre l'annonce de la mesure et son caractère effectif, il existe un intervalle de temps, souvent de plusieurs mois, durant lequel les entreprises désireuses de participer à la rétrocession se font connaître, certaines d'entre elles seront ensuite sélectionnées. Durant cette période, l'OH peut renégocier une partie de ses contrats d'approvisionnement avec les producteurs. La question sous-jacente est d'étudier l'incitation que va désormais avoir l'OH à bien renégocier ces contrats auprès des producteurs sachant qu'il va en rétroceder une partie à son concurrent à un prix qui va refléter ses coûts. En effet, cet OH peut avoir une incitation, selon la proportion rétrocedée, son niveau d'approvisionnement et la zone d'équilibre dans laquelle il pense se retrouver, à accepter les conditions des producteurs. La variation de coût de ses approvisionnements aura alors un impact direct sur la zone de concurrence par l'intermédiaire de l'augmentation du prix de rétrocession r qui engendre une modification des achats du concurrent. Ce dernier n'a pas d'autre choix que de jouer sa quantité d'équilibre car lui n'a aucun impact sur le niveau du prix de rétrocession. Seul l'OH, par une modification de son niveau de coût d'approvisionnement u peut, pour une proportion α et un niveau d'approvisionnement K_o , modifier les zones d'équilibre et passer d'une zone à une autre plus profitable pour lui. L'OH réalise un arbitrage entre l'augmentation de coût que lui occasionne cette renégociation moins bien menée, entraînant une augmentation du prix de rétrocession donc des coûts du concurrent et une diminution des quantités achetées sur le marché intermédiaire, et l'accroissement de ses ventes sur le marché final vendues au prix de marché qui lui occasionne un supplément de profit. Nous allons donc par la suite nous placer du point de vue d'un OH et comparer les différents types d'équilibres, mettant

³⁰Les enchères sont souvent soumises à un prix plancher reflétant les coûts d'approvisionnement de l'OH, comme en France, en Allemagne, en Espagne ou encore en Autriche.

CHAPITRE 4. COMPORTEMENT STRATÉGIQUE ET OBLIGATION DE
FOURNITURE D'UN BIEN ESSENTIEL : LE CAS D'UN MONOPOLE
(OPÉRATEUR HISTORIQUE) SOUMIS À UN GAS RELEASE

en évidence les différentes zones d'équilibres dans lesquelles il serait préférable pour lui de se retrouver en terme de profit. Nous raisonnons toujours pour un couple (K_o, α) donné. L'OH est incité à modifier ses coûts et par la même occasion le prix de rétrocession si le profit qu'il réalise en changeant de zone d'équilibre est supérieur à celui qu'il réalisait avant cette modification.

Plus r est faible, plus nous nous situons dans les cas contraints pour un couple (K_o, α) donné car les courbes se déplacent vers la droite (s'éloignent de l'origine), en se croisant toujours au point A. Si nous reprenons les conclusions de BRETON et ZACCOUR (2001) et que nous faisons l'hypothèse que le prix de rétrocession r reflète les coûts, cela signifie que plus les coûts u de l'OH seront faibles, moins le prix de rétrocession risque d'être élevé. En l'occurrence, pour un couple (K_o, u) donné, nous aurons une probabilité importante de nous situer dans les cas contraints. Plus l'OH sera efficace, plus il sera rationné, notamment lorsque la contrainte de marché est active. Ce rationnement s'effectue aux dépens des consommateurs qui, au lieu d'avoir un fournisseur efficace au coût u , auront deux fournisseurs, l'un au coût u , l'autre au coût $r \geq u$.

Proposition 4 *L'opérateur historique va d'autant plus subir les contraintes liées à l'introduction de la concurrence artificielle (forcée) qu'il est efficace.*

Pour des approvisionnements faibles, $K_o < K_o^A$, la concurrence bénéficie d'autant plus au concurrent si l'OH est efficace en lui permettant de réaliser des profits aux dépens des ventes de l'OH qui se retrouve rationné. Nous retrouvons dans la zone de multiplicité d'équilibres les conclusions de BRETON et ZACCOUR (2001), à savoir que le concurrent, grâce à la contrainte de marché, peut réaliser un profit positif aux dépens de l'OH qui est rationné car il voudrait vendre plus de quantités. L'opérateur le plus efficace, ici l'OH, est rationné au profit du moins efficace, le concurrent.

Si le régulateur désire une concurrence sans contrainte, pour un couple (K_o, α) , il peut soit fixer un prix de rétrocession de GR assez élevé si le couple (K_o, α) est faible, soit un prix plus faible mais s'assurer d'un niveau à la fois d'approvisionnement et de proportion rétrocédée suffisant. Ce prix plus élevé permet un déplacement des courbes vers la gauche (vers l'origine des axes), ce qui réduit les zones d'activité de la contrainte de GR et augmente la zone où seule la contrainte de marché est active et surtout la zone COURNOT.

Si le prix de rétrocession est fixé aux coûts, alors l'OH a intérêt à augmenter ses coûts si, pour un triplet (K_o, α, u) donné, ses profits dans les zones où la contrainte de marché

est seule active et COURNOT sont plus élevés que dans les cas où la contrainte de GR est active. La diminution des gains du côté du GR, liée à l'augmentation des coûts donc du prix de rétrocession, doit être compensée par l'augmentation des ventes de l'OH au prix de marché.

4.5.1 Les incitations a priori à l'efficacité

4.5.1.1 Crédibilité de la menace

Le comportement de l'OH va dépendre en tout premier lieu de la crédibilité de la menace du régulateur et d'une éventuelle réitération de cette mesure. Si celle-ci est faible, alors il a intérêt à renégocier le mieux possible ses contrats, dans ce contexte de concurrence où les prix, dans un premier temps, risquent de diminuer fortement (en Grande-Bretagne, lors des premiers essais de libéralisation, ils ont chuté de 40%) pour ensuite fluctuer. Cette marque de compétitivité lui permettra d'absorber plus facilement les variations de prix et de s'aligner sur ses concurrents.

Si celle-ci est forte, l'OH doit avoir une incitation à bien renégocier, en dehors du fait que l'on se situe dans un environnement concurrentiel. S'il procède à des rétrocessions, l'incitation à augmenter le coût des contrats rétrocédés est grande car, par effet d'enchaînement, elle entraînera une augmentation des prix et une baisse de la profitabilité de l'activité pour le concurrent (renchérissant également ses coûts) et une certaine frilosité à s'investir dans le marché.

4.5.1.2 Rente liée à la fixation du prix de vente de gaz

La rente que l'OH va pouvoir dégager de la vente de ce gaz est une bonne incitation à l'efficacité. Cette possibilité de rente doit lui fournir une bonne incitation à minimiser ses coûts d'approvisionnement sachant qu'il risque de perdre des clients. Ce niveau sera d'autant plus élevé que l'asymétrie d'information entre le régulateur et l'entreprise sur les contrats rétrocédés est forte. Au prix de rétrocession se rajoutera dès lors une rente informationnelle renchérissant ce dernier. Toutefois, cette rente peut diminuer le pouvoir de négociation du distributeur vis-à-vis de ses producteurs. Ces derniers pourraient demander le partage de cette rente et donc fixer un prix de négociation plus élevé.

Le prix de rétrocession doit refléter au mieux les coûts pour un résultat optimal. A ce niveau, la possibilité d'une autre Régulation Asymétrique (RA) dans le futur joue un

certain rôle. Si l'OH n'anticipe pas d'autres rétrocessions dans le futur, alors il renégociera au mieux les contrats qu'il sera seul à posséder et qui lui permettront d'être le plus efficace et compétitif possible. En revanche, s'il anticipe une autre rétrocession, deux cas sont à considérer, chacun fonction du mode de fixation du prix. Si le prix de rétrocession couvre tous les coûts, alors l'OH n'est pas incité à mieux négocier des contrats qu'il rétrocèdera par la suite car il les revendra à un prix couvrant les coûts. En revanche, si le prix de rétrocession est un prix fixé³¹, alors plus les coûts seront faibles, plus la rente qu'il pourra retirer de la vente sera importante. Des problèmes similaires à ceux de la tarification du transport du gaz se retrouvent ici (*cost-plus* ou *price-cap*).

4.5.1.3 Mesure temporaire ou permanente

En général, les mesures de RA ne sont que temporaires. Elles ne permettent que des entrées dans un contexte de barrières à l'entrée mais pas une concurrence soutenue et efficace. Les concurrents doivent pouvoir trouver d'autres sources de gaz et ne pas agir dans un environnement protégé aux dépens de l'OH. Le gaz qui a été rétrocédé est donc ensuite rendu à l'OH. Celui-ci se retrouve alors avec des quantités de gaz supplémentaires qui seront un fort handicap s'il les a mal renégociées.

En revanche, s'il ne les récupère pas, cette incitation à bien renégocier s'atténue et dépend d'autres facteurs vus précédemment. L'incitation pour les producteurs à augmenter leur prix de négociation est donc plus forte puisque la rente que va dégager la rétrocession n'est plus temporaire mais permanente. Il est raisonnable de penser que, en raison de l'importance de leur partenariat avec leurs distributeurs historiques, une rétrocession temporaire peut être acceptée par les producteurs. La volonté de conserver de bonnes relations, en particulier à l'aube du développement croissant du GNL qui pourrait les mettre en concurrence, peut contrebalancer efficacement les désirs de partager cette rente. En revanche, cet effet risque d'être renversé si la rétrocession (donc la rente) est permanente. Le désir de profiter de cette rente ou d'intervenir seul sur le marché aval se fera de plus en plus pressante, aux dépens des fournisseurs historiques qui verront leur pouvoir de négociation diminuer³².

³¹Il peut être par exemple basé sur l'information disponible pour le régulateur et sur un facteur d'efficacité.

³²Cette diminution du pouvoir de négociation est accentuée par les contraintes imposées par la Commission européenne aux différents opérateurs gaziers. La limitation des tailles des opérateurs et leur mise en concurrence, pour éviter les positions dominantes, et les dissociations juridiques entre activités af-

4.5.2 Présentation de notre problématique

Le GR introduit une relation entre l'OH et son concurrent. Dès lors, l'OH, ne pouvant pratiquer une stratégie de forclusion, peut essayer de manipuler les coûts de son concurrent pour l'amener à jouer une stratégie plutôt qu'une autre. Cette manipulation, ou stratégie de RRC, lui permettra de modifier la zone d'équilibre dans laquelle ils se retrouveront à l'étape de concurrence. Augmenter ses coûts pour augmenter le prix de rétrocession et atteindre des niveaux de profits supérieurs peut donc être une stratégie pour l'OH. Son incitation à l'efficacité (effet direct des coûts), sachant qu'il en fera profiter son concurrent, est intéressante à mettre en balance avec un effet stratégique : augmenter ses coûts pour avoir une influence sur le prix de rétrocession et gagner un profit supérieur.

Plusieurs auteurs ont étudié ce problème d'accès à un *input* essentiel³³ et les possibles stratégies d'augmentation des coûts des rivaux (RRC) qui pouvaient en découler. Ainsi, ECONOMIDES (1998) étudie les incitations qu'aurait un monopole fournissant un *input* essentiel à ses concurrents et intervenant sur le marché aval à augmenter les coûts de ses rivaux sur ce marché final. Les différents acteurs se comportent comme dans un oligopole de type COURNOT et subissent des coûts fixes. Le monopoleur, qui sert un *input* essentiel à ses concurrents et a une influence sur une composante des coûts des concurrents³⁴, est toujours incité à adopter une stratégie de RRC, indépendamment de son efficacité par rapport à ses concurrents. Cette stratégie entraîne une augmentation des ventes et du prix sur le marché final du monopole, une diminution de l'*output* de ses concurrents, de l'*output* total et du bien-être. Les effets sur les profits de l'OH sont triples : (1) perte de profit liée à la réduction des ventes sur le marché intermédiaire ; (2) gain lié à l'augmentation du prix et du profit du monopole sur ce marché aval si sa quantité est considérée comme constante ; (3) gain lié à l'augmentation de ses quantités vendues sur le marché final si le prix est considéré comme constant. L'auteur démontre que le premier effet est

faiblissent les entreprises gazières et diminuent leur pouvoir de négociation face à des producteurs qui restent encore limités et puissants, malgré la concurrence que le GNL peut faire planer sur eux. De plus, la croissance de la production électrique à base de gaz en Europe fait émerger une sorte de marché "captif" du gaz qui renforce le pouvoir de négociation des producteurs.

³³La ressource gazière peut être vue comme un bien essentiel dans certains cas (BARANES, MIRABEL et POUDOU [2003]).

³⁴Cette influence peut également prendre la forme d'un contrôle de la qualité du bien fourni au concurrent. Une dégradation de la qualité diminue l'activité des concurrents sur le marché aval en raison de la faible disponibilité à payer pour leur bien de la part des consommateurs.

CHAPITRE 4. COMPORTEMENT STRATÉGIQUE ET OBLIGATION DE FOURNITURE D'UN BIEN ESSENTIEL : LE CAS D'UN MONOPOLE (OPÉRATEUR HISTORIQUE) SOUMIS À UN GAS RELEASE

toujours inférieur au second : la perte sur le marché intermédiaire est compensée par l'augmentation du prix de vente sur le marché final. L'incitation à l'adoption d'une stratégie de RRC est donc permanente pour un monopole intégré et indépendante de l'efficacité de sa filiale sur le marché aval par rapport à ses concurrents. En revanche, le monopole n'est jamais incité à augmenter le coût de l'activité toute entière. Ses résultats sont obtenus en l'absence de contrainte de capacités. SIBLEY et WEISMAN (1998) retrouvent des résultats analogues en utilisant une structure de marché similaire à celle d'ECONOMIDES (1998). Ils se placent dans une structure de marché où un monopole fournit un bien essentiel à ses concurrents sur le marché final, marché sur lequel il intervient également. Le monopole a deux sources de profits : ses ventes sur le marché intermédiaire (*input* essentiel) et sur le marché final. Les auteurs supposent que le monopole agit sur un facteur θ présent dans la fonction de coût des concurrents comme facteur d'efficacité. Si le facteur θ augmente, alors l'efficacité des concurrents augmente. Ils observent deux effets contraires liés à une éventuelle stratégie de RRC. Le premier est un effet positif sur le profit de la firme sur le marché aval car l'augmentation des coûts de ses concurrentes entraîne une baisse de leur *output*³⁵ et accroît celui du monopole, ainsi que le prix de vente final. Le deuxième est un effet négatif sur ce même profit car la réduction de l'*output* des concurrents entraîne une réduction de la demande sur le marché intermédiaire pour l'accès à l'*input* essentiel. Au regard de ces deux effets contraires sur les profits du monopole, les auteurs obtiennent plusieurs résultats. Lorsque la structure monopolistique est intégrée, alors le monopole a intérêt d'augmenter le coût de ses concurrents sur le marché aval car l'effet positif de l'augmentation de ses ventes sur le marché final l'emporte sur la réduction des ventes de l'*input* essentiel³⁶. Cette stratégie apparaît d'autant plus plausible que le prix de cession de l'*input* sur le marché intermédiaire est proche du coût marginal du monopole³⁷ ou est inférieur à celui-ci³⁸. Si, en revanche, ce prix de cession de l'*input* sur le marché intermédiaire est supérieur au coût marginal, alors le monopole est incité à diminuer le

³⁵Les entreprises agissent dans un environnement de type COURNOT.

³⁶Ils obtiennent ce résultat avec des structures de profits de type Cournot et en regardant leur sensibilité par rapport à θ .

³⁷Ce comportement met à jour l'effet contre-productif d'un accès au coût marginal.

³⁸Le monopole, dans cette situation de déficit, cherche à vendre le moins possible sur le marché intermédiaire pour minimiser sa perte sur ce marché. Il augmente donc les coûts de ses concurrents afin d'une part de diminuer ses ventes sur le marché intermédiaire et d'autre part d'accroître ses ventes sur le marché final à un prix plus élevé (lié à la contraction de l'*output* qu'entraîne la diminution des ventes des concurrents, diminution non-compensée par l'augmentation des ventes du monopole).

4.5. LES INCITATIONS À L'EFFICACITÉ LORS DE L'INTRODUCTION D'UNE MESURE DE GAS RELEASE

coût de ses concurrents pour augmenter ses ventes sur le marché intermédiaire, même si cette augmentation diminue ses quantités vendues et le prix sur le marché final. La perte occasionnée par la diminution du prix et de ses ventes sur le marché final est compensée par l'augmentation des ventes et du prix sur le marché intermédiaire. Lorsque le monopole intégré a la possibilité de fixer le prix de l'*input* essentiel, ce dernier va le fixer au-dessus du prix de monopole pour exclure ses rivaux du marché aval et se retrouver en situation de monopole³⁹. Ils observent, à l'aide d'un modèle dynamique avec l'introduction d'une contrainte de capacité sur les concurrents, contrainte que ces derniers peuvent moduler grâce au choix de leur niveau d'investissement, qu'à l'équilibre, il existe une valeur seuil de la part de marché du monopole qui permet de déterminer les incitations. En effet, si la part de marché du monopole est inférieure à ce seuil⁴⁰, alors son poids sur le marché final est insuffisant pour diminuer ses ventes sur le marché intermédiaire (par une stratégie de RRC) et compenser cette diminution par l'augmentation de ses ventes et du prix sur le marché final. Lorsque le monopole est déintégré, les stratégies de RRC sont toujours présentes. La filiale qui intervient sur le marché final ne cherche qu'à maximiser son profit et non plus celui de la structure intégrée. Le monopole agit de façon à maximiser son seul profit, maximum qu'il peut atteindre en diminuant l'efficacité des firmes avales donc ses ventes sur le marché intermédiaire. WEISMAN et KANG (2001) reprennent l'idée d'ECONOMIDES (1998) avec une demande linéaire et une absence de coût fixe. Un monopole intégré fournit à un concurrent un bien essentiel⁴¹ à un prix régulé, supérieur au coût marginal. Les deux opérateurs supportent un coût différent d'acquisition de la ressource, qui peut être considéré comme un coût de distribution. Le monopole n'agit pas directement sur le prix de cession du bien intermédiaire (l'accès est régulé) mais sur le coût d'acquisition de la ressource du concurrent. L'action (ou distorsion) du monopole sur ce coût est limitée à un niveau seuil δ , au-delà duquel le régulateur peut observer la stratégie de RRC du monopole et lui infliger une lourde pénalité. Avec cette structure, les auteurs démontrent des incitations du monopole à adopter une stratégie de RRC lorsque le monopole est plus efficace que son concurrent. Lorsque le concurrent est plus efficace que le monopole, avec une demande linéaire et une distorsion $\delta > 0$, le monopole n'a

³⁹Il pratique une stratégie de forclusion en fixant un prix de cession tel que la demande pour l'*input* essentiel soit nulle.

⁴⁰Lorsque le monopole pénètre juste le marché ou si le marché final est largement concurrentiel, alors sa part de marché est faible et tend à être inférieure à cette valeur seuil qui rend la stratégie de RRC profitable.

⁴¹Le bien essentiel est ici un accès aux infrastructures.

CHAPITRE 4. COMPORTEMENT STRATÉGIQUE ET OBLIGATION DE FOURNITURE D'UN BIEN ESSENTIEL : LE CAS D'UN MONOPOLE (OPÉRATEUR HISTORIQUE) SOUMIS À UN GAS RELEASE

pas intérêt de distordre les coûts de son concurrent. En effet, une distorsion induirait une baisse de la demande du concurrent sur le marché intermédiaire entraînant une perte en terme de profit pour le monopole non-compensée par l'augmentation de ses ventes sur le marché final. Ce résultat dépend cependant du niveau de distorsion possible δ et du niveau initial des coûts d'approvisionnement du concurrent. Si le monopole peut distordre de façon importante les coûts de son concurrent, alors l'augmentation de ses ventes et du prix sur le marché final rend la distorsion profitable. De même, lorsque les coûts d'approvisionnement des deux acteurs sont importants, la perte réalisée sur le marché intermédiaire liée à une distorsion des coûts est compensée par l'augmentation du prix et des ventes du monopole sur le marché final⁴². Les auteurs concluent également sur des politiques de régulation possibles. L'autorisation pour une intégration verticale entre un fournisseur de bien essentiel et un distributeur sur le marché final doit procurer des gains d'efficacité assez importants pour contrebalancer les stratégies de RRC qui pourraient apparaître. Si le monopole ne sert pas le marché aval mais seulement le marché intermédiaire, il ne distord pas les coûts des entreprises avales. L'effet pervers est une exclusion d'un fournisseur potentiellement efficace du marché. Le laisser servir nécessite un contrôle permanent pour diminuer et éviter les comportements stratégiques anticoncurrentiels. Le régulateur est ici face à un dilemme car, en voulant favoriser l'efficacité productive, il est susceptible de diminuer l'efficacité allocative⁴³.

Nous allons étudier cette incitation dans le cas où la rétrocession s'effectue aux coûts d'approvisionnement $u \in [0, 1]$, en reprenant la structure modélisée précédemment. Nous introduisons par rapport aux différents auteurs précédents la possibilité de contraintes de capacités rigides, pouvant devenir des coûts échoués pour l'OH. De plus, le monopole, ou

⁴²Lorsque les coûts sont faibles, le concurrent demande beaucoup de quantités sur le marché intermédiaire. Il faut donc une forte variation du prix final (une réduction importante de l'*output* total) pour que la diminution des ventes sur le marché intermédiaire soit compensée par la hausse du prix sur le marché final. Le monopole n'est donc pas incité à adopter une stratégie de RRC sauf s'il peut distordre suffisamment les coûts de manière à diminuer fortement l'*output* total, entraînant une forte augmentation du prix. Lorsque les coûts sont déjà élevés, la diminution des quantités sur le marché intermédiaire doit être plus faible pour engendrer une forte augmentation du prix. Le monopole est incité à adopter une stratégie de RRC car la diminution de l'*output* total (déjà peu élevé) est largement compensée par l'augmentation du prix de vente sur le marché final.

⁴³L'efficacité productive sera améliorée avec l'entrée d'un fournisseur efficace. Cette entrée peut amener à une réponse du monopole conduisant à une baisse de l'efficacité allocative (distorsion des coûts, exclusion du marché des concurrents ou du fournisseur efficace).

4.5. LES INCITATIONS À L'EFFICACITÉ LORS DE L'INTRODUCTION D'UNE MESURE DE GAS RELEASE

OH, n'a d'autre choix que d'augmenter ses propres coûts d'approvisionnement s'il veut pratiquer une stratégie de RRC, la durée d'instruction des dossiers, la qualité du bien rétrocedé (gaz) et le *planning* des rétrocessions étant fixés par contrat. Pour certaines valeurs du couple (K_o, α) , lorsque $r = u$, est-il possible que l'effet direct des coûts, une réduction du profit, soit plus faible que l'effet stratégique⁴⁴ ?

Nous allons reprendre les différents régionnements présentés plus haut. Nous raisonnerons dans le plan (K_o, α) pour un niveau de coût (ou de prix de rétrocession) donné. Les différentes équations des courbes qui marquent les frontières entre les équilibres sont $\mu_o^\kappa = 0$, $\lambda_e^{\kappa,m} = 0$ et $K_o = K_o^A$. Il est intéressant de noter que, pour $r \rightarrow 0$, la limite de la frontière d'activité de la contrainte de GR $\lambda_e^{\kappa,m} = 0$ a pour équation $1 - 3\alpha K_o = 0$. Au-delà de cette limite, tous les couples (K_o, α) qui sont tels que $1 - 3\alpha K_o < 0$ nous donneront un équilibre où la contrainte de GR est inactive, quelque soit le niveau du prix de rétrocession r . En d'autres termes, si les couples (K_o, α) sont tels que $1 - 3\alpha K_o \geq 0$, alors une modification du prix de rétrocession peut entraîner la saturation de la contrainte de GR. Si $1 - 3\alpha K_o < 0$, alors n'importe quel prix de rétrocession ne pourra jamais saturer cette contrainte. Les niveaux de proportion rétrocedée et d'approvisionnement sont assez élevés pour que la stratégie de meilleure réponse du concurrent soit telle qu'il n'achète jamais la totalité des quantités rétrocedées.

Afin d'étudier les incitations, nous allons tour à tour prendre un couple (K_o, α) tel que nous nous situons dans une zone particulière de départ et voir les évolutions lorsque le prix de rétrocession (égal au coût) se modifie, soit à la hausse, soit à la baisse. Pour simplifier, il est possible, sans perte de généralité, de scinder les différentes zones d'équilibre en trois régions, en fonction uniquement de la valeur des approvisionnements K_o :

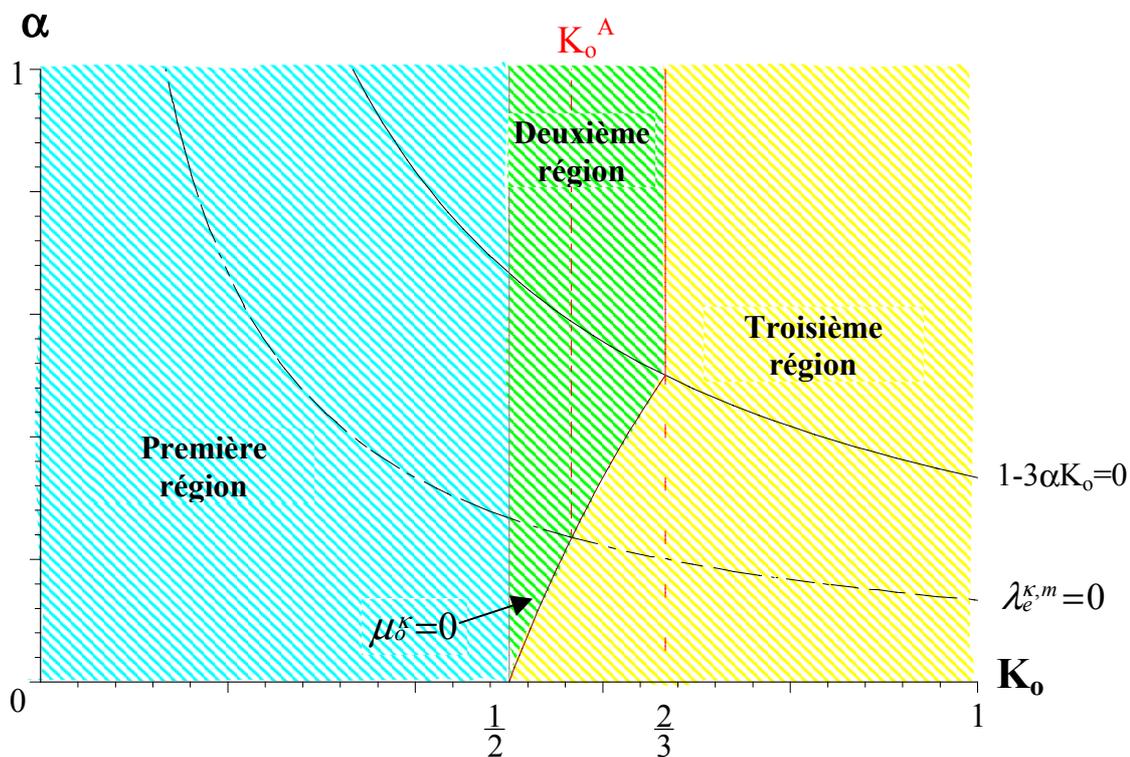
- La première région sera telle que $K_o \in]0, \frac{1}{2}]$ (région hachurée bleue de la figure 4.7). Dans cette région, la contrainte de marché est toujours active. Seuls les équilibres (q_e^κ, q_o^κ) , (\hat{q}_e, \hat{q}_o) et (q_e^m, q_o^m) sont atteignables, en fonction du niveau des coûts. L'équilibre COURNOT n'est jamais atteignable dans cette région, ni celui où seule la contrainte de GR est active. La limite supérieure de l'intervalle $\frac{1}{2}$ nous est donnée par l'équation $\mu_o^\kappa = 0$ lorsque $\alpha \rightarrow 0$.
- La seconde région est telle que $K_o \in [\frac{1}{2}, \frac{2}{3}]$, avec $\mu_o^\kappa > 0$ (région hachurée verte de la figure 4.7). Dans cette région, les deux contraintes peuvent être soit libres, soit saturées. L'équilibre où seule la contrainte de GR est active n'est pas atteignable en

⁴⁴L'OH, en augmentant ses coûts, se retrouve dans une meilleure situation en terme de profit.

raison de l'indépendance de la courbe $\mu_o^k = 0$ par rapport à r . La borne supérieure $\frac{2}{3}$ est la valeur maximale de K_o pour laquelle la contrainte de marché peut être active. C'est la limite de K_o^A lorsque $r \rightarrow 0$. Au-delà de cette limite, pour tout couple (K_o, α) , la contrainte de marché ne sera jamais active, quel que soit le niveau du prix de rétrocession. Les approvisionnements K_o seront suffisamment importants pour que l'OH puisse toujours jouer sa stratégie de meilleure réponse.

- Enfin, la troisième région est telle que $K_o \in [\frac{1}{2}, 1]$, avec $\mu_o^k \leq 0$ (région hachurée jaune de la figure 4.7). Dans cette région, seule la contrainte de GR peut être active, le multiplicateur μ_o^k associé à la contrainte de marché étant toujours négatif. La stratégie du concurrent est d'acheter toutes les quantités rétrocédées si le prix de rétrocession est faible ou la proportion rétrocédée peu élevée. Il achètera les quantités COURNOT en cas de prix ou de proportion plus élevés. En revanche, les approvisionnements de l'OH sont toujours suffisamment élevés, soit strictement, soit par rapport à la proportion rétrocédée qui est faible, pour ne pas rendre la contrainte de marché active.

Figure 4.7 : Les différentes régions d'étude des incitations



4.5.3 Valeurs seuils, choix d'équilibre et profits de l'opérateur historique

4.5.3.1 Les valeurs seuils des coûts permettant le passage d'un équilibre à un autre

Ces valeurs seuils sont celles qui sont associées aux différentes frontières de nos ré-
gionnements. Pour plus de clarté, nous allons utiliser les régions définies ci-dessus (figure
4.7).

La première région est définie par $K_o < \frac{1}{2}$ (région hachurée bleue de la figure 4.7).
Les différentes zones d'équilibre sont définies en fonction des frontières représentées par
les courbes $1 - 3\alpha K_o = 0$ et $K_o = K_o^A$. Cette dernière courbe (droite) ne joue de rôle
que pour des valeurs de prix de rétrocession supérieures à $\frac{1}{2}$. En effet, pour des valeurs
inférieures de prix, K_o^A n'appartient pas à l'intervalle $]0, \frac{1}{2}]$ définissant la première région.
Pour des valeurs de prix de rétrocession supérieures à $\frac{1}{2}$, nous savons que la zone de
concurrence COURNOT n'existe plus, de même que les zones où la contrainte de GR
est active⁴⁵. La zone COURNOT laisse la place à la zone de monopole dans laquelle le
concurrent n'achète plus de quantités et où l'OH vend sa quantité de monopole. Pour
 $u > \frac{1}{2}$, tant que $K_o < K_o^A$, l'équilibre est celui où seule la contrainte de marché est active,
c'est-à-dire (\hat{q}_e, \hat{q}_o) . Lorsque u est tel que $K_o \geq K_o^A$, alors l'équilibre est celui de monopole
 (q_e^m, q_o^m) . A la suite de ces observations, nous pouvons déterminer les valeurs seuils qui
nous permettent de passer d'un régime à l'autre dans cette première région. Soit un couple
 (K_o, α) qui soit tel que $\mu_o^\kappa > 0$ et $\lambda_e^{\kappa,m} > 0$ (il appartient à la zone où les deux contraintes
sont actives) pour un $r = u$ donné. Une augmentation des coûts d'approvisionnement
permet de diminuer l'influence de la contrainte de GR. Cette influence est neutre lorsque
l'on se situe sur $\lambda_e^{\kappa,m} = 0$ et disparaît pour $\lambda_e^{\kappa,m} < 0$. Le passage de (q_e^κ, q_o^κ) à (\hat{q}_e, \hat{q}_o)
s'effectue lorsque les coûts u sont tels que $\lambda_e^{\kappa,m}$ devient négatif. Soit u^p le coût qui est tel
que $\lambda_e^{\kappa,m} = 0 \Leftrightarrow u^p = \frac{1}{2} - \frac{3}{2}\alpha K_o$. Tant que $u < u^p$, $\lambda_e^{\kappa,m} > 0$ et l'équilibre est (q_e^κ, q_o^κ) .
Dès que $u \geq u^p$, $\lambda_e^{\kappa,m} \leq 0$ et l'équilibre devient (\hat{q}_e, \hat{q}_o) . En procédant de la même façon,
nous déterminons l'autre valeur seuil, que nous nommerons u_o . Cette valeur seuil est telle
que, si $K_o < K_o^A$, alors l'équilibre est (\hat{q}_e, \hat{q}_o) , sinon, l'équilibre devient (q_e^m, q_o^m) . $K_o = K_o^A$
nous donne $K_o = \frac{2}{3} - \frac{1}{3}u_o \Leftrightarrow u_o = 2 - 3K_o$. Si $u < u_o$, alors l'équilibre est (\hat{q}_e, \hat{q}_o) . Sinon,

⁴⁵Le prix de rétrocession est trop élevé pour que l'entrant puisse et désire acheter la totalité des quantités
rétrocédées.

l'équilibre devient (q_e^m, q_o^m) .

Finalement, si $0 \leq u < u^p$, l'équilibre est (q_e^κ, q_o^κ) . Si $u^p \leq u < u_o$, l'équilibre devient (\hat{q}_e, \hat{q}_o) . Si $u \geq u_o$, alors l'équilibre est celui de monopole (q_e^m, q_o^m) .

Les seuils se calculent de la même manière dans la deuxième et troisième région. La seule différence est que, dans ces cas, l'équilibre COURNOT (q_e^c, q_o^c) est atteignable. Nous raisonnons toujours pour des couples (K_o, α) donnés et un prix de rétrocession $r = u$.

Soit un couple (K_o, α) qui appartient à la deuxième région (région hachurée verte de la figure 4.7), c'est-à-dire respectant les conditions $K_o \in [\frac{1}{2}, \frac{2}{3}]$ et $\mu_o^\kappa > 0$ et qui est tel que les deux contraintes sont saturées, c'est-à-dire que $\lambda_e^{\kappa, m} > 0$. Si $0 \leq u < u^p$, alors l'équilibre est à nouveau (q_e^κ, q_o^κ) . Si les coûts augmentent pour être dans l'intervalle $[u^p, u_o[$, alors l'équilibre est (\hat{q}_e, \hat{q}_o) . Si cette augmentation est telle que $u \in [u_o, \frac{1}{2}[$, alors les deux opérateurs jouent COURNOT (q_e^c, q_o^c) . Enfin, si $u \geq \frac{1}{2}$, la situation de monopole (q_e^m, q_o^m) apparaît.

Soit un couple (K_o, α) qui appartient à la troisième région (région hachurée jaune de la figure 4.7), c'est-à-dire respectant $K_o \in [\frac{1}{2}, 1]$ et $\mu_o^\kappa < 0$. Supposons qu'il respecte également la condition $\lambda_e^{\kappa, m} > 0$; nous sommes dans la zone d'équilibre où seule la contrainte de GR est saturée. Si les coûts sont tels que $0 \leq u < u^p$, alors l'équilibre est (q_e^κ, q_o^m) . Si $u^p \leq u < \frac{1}{2}$, alors cet équilibre devient (q_e^c, q_o^c) . Pour $u \geq \frac{1}{2}$, alors la zone de monopole (q_e^m, q_o^m) apparaît.

4.5.3.2 Le choix d'un équilibre parmi la multiplicité

Le jeu est simultané, il n'y a donc pas de *leadership* a priori. Chaque opérateur joue simultanément sa stratégie de meilleure réponse en fonction de celle anticipée du concurrent. La contrainte de marché s'applique théoriquement aux deux opérateurs. Toutefois, l'observation du contexte d'un GR nous permet de façon *ad-hoc* de sélectionner un équilibre qui a le plus de probabilité d'émerger compte tenu de nos hypothèses. Le concurrent peut acheter les quantités qu'il désire lors de la rétrocession tant qu'elles ne dépassent pas la totalité rétrocédée. L'OH ne peut pas refuser de lui vendre les quantités qu'il désire acheter tant que $q_e \leq \alpha K_o$. Ce dernier ne subit donc que marginalement la contrainte de marché, qui pèse surtout sur l'OH. L'information qui est disponible sur les conditions de demande et d'approvisionnements de l'OH lui permet de savoir si cette contrainte de

4.5. LES INCITATIONS À L'EFFICACITÉ LORS DE L'INTRODUCTION D'UNE MESURE DE GAS RELEASE

marché est active. Même si l'OH voulait vendre davantage de quantités sur le marché, le concurrent peut le restreindre en demandant la quantité qu'il anticipe être la meilleure pour lui compte tenu de la saturation du marché. L'OH est alors dans l'obligation de lui fournir cette quantité demandée tant qu'elle respecte la contrainte de GR. Dès lors, les quantités que l'entrant va vouloir acheter sont celles telles que $\hat{\mu}_e = 0$ ⁴⁶. L'équilibre qui émerge est donc $\begin{cases} \hat{q}_e = 1 - K_o - r \\ \hat{q}_o = 2K_o - 1 + r \end{cases}$. En effet, sachant que la contrainte de marché est saturée, les profits de l'entrant sont en ce point maxima. Il ne lui est pas possible d'atteindre des courbes d'isoprofit supérieures lorsqu'il achète et vend les quantités qui sont déterminées par l'intersection de la contrainte de marché et de sa fonction de meilleure réponse. S'il dévie, il lui est impossible d'atteindre des courbes d'isoprofit supérieures car il ne se situera alors plus sur sa fonction de meilleure réponse⁴⁷.

4.5.3.3 Les profits de l'opérateur historique

Les valeurs maximales et minimales de ces profits pour les différentes valeurs seuils des coûts sont présentées en annexe 4.10, avec les correspondances de notation pour chacun des maxima et minima. La rétrocession s'effectue au coût donc $r = u$.

Si les deux contraintes sont actives, le profit de l'OH est $\Pi_o^\kappa = K_o - \alpha K_o - K_o^2 + \alpha K_o^2 - K_o u + u \alpha K_o$ avec $\begin{cases} q_e^\kappa = \alpha K_o \\ q_o^\kappa = (1 - \alpha) K_o \end{cases}$. Ce profit est continu, monotone et décroissant en u . Son maximum est atteint pour $u \rightarrow 0$ et a pour valeur $\Pi_o^{*\kappa} = K_o - \alpha K_o - K_o^2 + \alpha K_o^2$. Son minimum est atteint pour $u \rightarrow u^p$ et a pour valeur $\Pi_o^{*\kappa} = \frac{1}{2} K_o - \frac{1}{2} \alpha K_o - K_o^2 + \frac{5}{2} \alpha K_o^2 - \frac{3}{2} \alpha^2 K_o^2$.

Si seule la contrainte de GR est active, le profit est $\Pi_o^{\kappa,m} = \frac{1}{4} - \frac{1}{2} \alpha K_o + \frac{1}{4} \alpha^2 K_o^2 - K_o u + u \alpha K_o$ avec $\begin{cases} q_e^\kappa = \alpha K_o \\ q_o^m = \frac{1}{2} - \frac{1}{2} \alpha K_o \end{cases}$. Il est également monotone, décroissant et continu

⁴⁶Cet équilibre peut également être trouvé en résolvant en q_e et q_o le système composé de la contrainte de marché saturée et de la fonction de réaction du concurrent : $\begin{cases} q_e + q_o = K_o \\ q_e = \frac{1}{2} - \frac{1}{2} q_o - \frac{1}{2} r \end{cases} \Leftrightarrow$

$$\begin{cases} \hat{q}_e = 1 - r - K_o \\ \hat{q}_o = 2K_o - 1 + r \end{cases}$$

⁴⁷Nous sommes tout à fait conscients du caractère *ad-hoc* du choix de cet équilibre qui implique un léger *leadership* de la part du concurrent. Toutefois, la logique de notre problème et nos hypothèses nous permettent de faire ce choix.

CHAPITRE 4. COMPORTEMENT STRATÉGIQUE ET OBLIGATION DE FOURNITURE D'UN BIEN ESSENTIEL : LE CAS D'UN MONOPOLE (OPÉRATEUR HISTORIQUE) SOUMIS À UN GAS RELEASE

en u . Son maximum $\Pi_o^{*\kappa,m} = \frac{1}{4} - \frac{1}{2}\alpha K_o + \frac{1}{4}\alpha^2 K_o^2$ est atteint pour $u \rightarrow 0$ et son minimum $\Pi_o^{\kappa,m} = \frac{1}{4} - \frac{5}{4}\alpha^2 K_o^2 - \frac{1}{2}K_o + \frac{3}{2}\alpha K_o^2$ pour $u = u^p$.

Lorsque seule la contrainte de marché est active, le profit est $\widehat{\Pi}_o = 3K_o - 1 + 2u - 2K_o^2 - 3K_o u - u^2$ avec $\begin{cases} \widehat{q}_e = 1 - K_o - u \\ \widehat{q}_o = 2K_o - 1 + u \end{cases}$. Il est continu et concave en u . Il atteint son maximum en $\widehat{u} = 1 - \frac{3}{2}K_o$ et a pour valeur $\widehat{\Pi}_o^* = \frac{1}{4}K_o^2$. Cette fonction peut avoir deux minima, à savoir pour $u \rightarrow u^p$, sa valeur est alors $\widehat{\Pi}_o^1 = \frac{3}{2}K_o - \frac{3}{2}\alpha K_o - 2K_o^2 + \frac{9}{2}\alpha K_o^2 - \frac{1}{4} - \frac{9}{4}\alpha^2 K_o^2$, et le second pour $u \rightarrow u_o$, sa valeur est alors $\widehat{\Pi}_o^2 = 3K_o - 1 - 2K_o^2$. $\widehat{\Pi}_o^1$ peut devenir le maximum de cette fonction si $\widehat{u} \notin]u^p, u_o]$ ⁴⁸. Nous appellerons $\Phi(K_o, \alpha) = 1 - 3K_o + 3\alpha K_o$ la fonction qui, si elle est négative dans le plan (K_o, α) , assure que le maximum \widehat{u} appartient à l'intervalle de coût pour lequel l'équilibre $(\widehat{q}_e, \widehat{q}_o)$ est joué.

Lorsque les deux contraintes sont inactives, le profit est $\Pi_o^c = \frac{1}{9} + \frac{5}{9}u - \frac{5}{9}u^2 - K_o u$ avec $\begin{cases} q_e^c = \frac{1}{3} - \frac{2}{3}u \\ q_o^c = \frac{1}{3} + \frac{1}{3}u \end{cases}$. Ce dernier est concave et continu en u . Son maximum $\Pi_o^{*c} = \frac{1}{4} - \frac{1}{2}K_o + \frac{9}{20}K_o^2$ est atteint pour $u^c = \frac{1}{2} - \frac{9}{10}K_o$. Il a deux minima : le premier est atteint pour $u \rightarrow u_o$ et a pour valeur $\Pi_o^{1c} = 3K_o - 1 - 2K_o^2$. Le second est atteint pour $u \rightarrow \frac{1}{2}$ et a pour valeur $\Pi_o^{2c} = \frac{1}{4} - \frac{1}{2}K_o$. Lorsque nous sommes dans la troisième région, le minima Π_o^{1c} est remplacé par $\Pi_o^{3c} = \frac{1}{4} - \frac{5}{4}\alpha^2 K_o^2 - \frac{1}{2}K_o + \frac{3}{2}\alpha K_o^2$ atteint lorsque $u \rightarrow u^p$. Si $u^c \notin]u_o, \frac{1}{2}]$ (deuxième région), alors Π_o^{1c} est le maximum de cette fonction. Si $u^c \notin]u^p, \frac{1}{2}]$ (troisième région), alors Π_o^{3c} devient le maximum de cette fonction.

Enfin, le profit de monopole $\Pi_o^m = \begin{cases} K_o - K_o^2 - K_o u \text{ si } K_o < \frac{1}{2} \\ \frac{1}{4} - K_o u \text{ si } K_o \geq \frac{1}{2} \end{cases}$ avec $\begin{cases} q_e^m = 0 \\ q_o^m = \frac{1}{2} \end{cases}$ est également monotone décroissant et continu en u .

Ses maxima sont $\Pi_o^{*m} = \begin{cases} -K_o + 2K_o^2 \text{ avec } u \rightarrow u_o \text{ si } K_o < \frac{1}{2} \\ \frac{1}{4} - \frac{1}{2}K_o \text{ avec } u \rightarrow \frac{1}{2} \text{ si } K_o \geq \frac{1}{2} \end{cases}$.

Ses minima sont $\Pi_o^m = \begin{cases} -K_o^2 \text{ avec } u \rightarrow 1 \text{ si } K_o < \frac{1}{2} \\ \frac{1}{4} - K_o \text{ avec } u \rightarrow 1 \text{ si } K_o \geq \frac{1}{2} \end{cases}$.

Preuve. Se référer aux annexes 4.10, 4.11 et 4.12 pour des explications plus détaillées sur ces profits. ■

⁴⁸Nous savons que $\widehat{u} < u_o$ pour tous les couples (K_o, α) . Voir l'annexe 4.11 pour la preuve.

Pour $K_o < \frac{1}{2}$, ces profits sont discontinus pour toutes les valeurs seuils de coûts calculées précédemment. Lorsque $K_o > \frac{1}{2}$, ces profits sont continus pour tout $u > u^p$. Le seul point de discontinuité persistant est $u = u^p$. Il est intéressant de noter également que le maximum u^c n'est jamais dans l'intervalle de coût $[u_o, \frac{1}{2}]$ pour lequel l'équilibre (q_e^c, q_o^c) est joué ; dans cet intervalle, nous sommes toujours dans la partie décroissante de Π_o^c . Dès que $u > \hat{u}$, les profits sont décroissants et continus.

Preuve. Se référer à l'annexe 4.11. ■

4.5.4 Les incitations de l'opérateur historique

L'OH, dans un contexte de GR, est confronté à deux types d'incitations : être efficace ou accepter des conditions moins favorables en terme de coûts d'approvisionnement. Lorsqu'il accepte les conditions des producteurs (augmentation des coûts), cette stratégie peut être une stratégie dominante ou alternative à une autre non-atteignable⁴⁹. Si l'incitation est globale, alors il est toujours incité, compte tenu des niveaux initiaux de ses approvisionnements, de la proportion rétrocedée et de ses coûts, à accroître ses coûts pour augmenter son profit. Si l'incitation est locale, alors les conditions initiales d'approvisionnement, de proportion et de coût sont telles qu'il est incité globalement à l'efficacité. Toutefois, une renégociation se heurte aussi au pouvoir de négociation des producteurs. Diminuer ses coûts n'est pas forcément envisageable dans tous les cas de figures. Les producteurs peuvent rester inflexibles quant aux prix de vente du gaz. Les profits les plus élevés, c'est-à-dire pour des coûts plus faibles, n'étant pas atteignables⁵⁰, l'OH peut être incité localement à augmenter ses coûts pour accroître ses profits. Cette stratégie est toujours possible car les producteurs, étant inflexibles à la baisse du prix, ne le sont probablement pas à la hausse de ce dernier. En effet, le GR fait apparaître la possibilité pour l'OH de revendre son gaz avec une certaine marge. Cette marge va être directement lié aux conditions octroyées par les producteurs, suite entre autre à la logique *netback*. Ces derniers vont alors désirer profiter de la rente que peut dégager cette revente. L'un des moyens les plus simples est d'augmenter le prix de vente du gaz lors de renégociations. Il est intéressant de noter ici que le GR, si le prix de revente entraîne une marge trop importante, peut jouer en défaveur de l'OH qui négocie les contrats. En effet, il perd de

⁴⁹Nous les nommerons respectivement les incitations globales à augmenter ses coûts ou les incitations locales à augmenter ses coûts suite à l'impossibilité d'être plus efficace.

⁵⁰Le distributeur ne peut pas mieux négocier ses approvisionnements.

son pouvoir de négociation car les producteurs pourraient désirer profiter de cette revente pour augmenter leurs prix. Cette volonté est d'autant plus probable que les programmes de GR se sont développés en Europe ces dernières années⁵¹. Cependant, cette volonté d'augmenter les prix de rétrocession peut être mise en balance avec :

- le désir de garder de bonnes relations avec les importateurs-distributeurs historiques, qui ont de larges partenariats notamment dans les réseaux de transport mais aussi dans la production avec les pays producteurs ;
- et le fait que les quantités rétrocédées sont en général faibles et que la détérioration des relations serait plus préjudiciable que le gain espéré lié au partage de la rente et à l'augmentation du prix de cession. Ceci est d'autant plus vrai que le développement du GNL pourrait mettre en concurrence certains fournisseurs historiques avec de nouveaux pays émergents (Russie, Algérie, Norvège avec le Qatar, l'Égypte ou encore la Libye et l'Iran).

Par la suite, nous allons raisonner pour un couple (K_o, α) donné. Ce couple pourra se situer tour à tour dans différentes zones d'équilibre. Nous allons également partir de la situation $r = u = 0$ et ensuite regarder, en fonction des différentes valeurs seuils de u , les profits lorsque ces coûts augmentent et permettent au couple (K_o, α) donné de changer de zone d'équilibre.

4.5.4.1 Les incitations globales

Lorsque $u < \hat{u}$ avec $\hat{u} > u^p$ ($\Phi(K_o, \alpha) < 0$), alors il existe des zones d'appartenance du couple (K_o, α) qui sont telles que l'OH est incité à augmenter ses coûts jusqu'à atteindre \hat{u} . Le profit qu'il réalise alors est supérieur à celui qu'il aurait réalisé pour des coûts plus faibles. En effet, lorsque les relations $\left\{ \begin{array}{l} 1 - 3\alpha K_o > 0 \\ \Delta_2^1 = 4 - 4\alpha - 5K_o + 4\alpha K_o < 0 \end{array} \right.$ sont vérifiées $\Delta_2 = \overset{*}{\Pi}_o - \hat{\Pi}_o^*$ est négatif (du signe de Δ_2^1). Cela signifie que, pour tout couple (K_o, α) vérifiant $\lambda_e^{\kappa, m} > 0$, $u < \hat{u}$ et les deux relations précédentes, le profit que l'OH réalise lorsque seule la contrainte de marché est active est supérieur à ceux qu'il réaliserait dans une situation où les deux contraintes seraient actives ou dans une situation de

⁵¹Quatre pays européens gros importateurs rétrocèdent du gaz à un prix en général plus élevé que le prix plancher qui est censé refléter les coûts des opérateurs rétrocédants.

4.5. LES INCITATIONS À L'EFFICACITÉ LORS DE L'INTRODUCTION D'UNE MESURE DE GAS RELEASE

monopole⁵². Il a donc intérêt à vendre des quantités à son concurrent au prix \hat{u} . Il a donc une incitation stratégique à aller vers \hat{u} . L'effet stratégique l'emporte sur l'effet direct des coûts. Cette incitation existe pour de fortes valeurs de proportion rétrocedée et des niveaux d'approvisionnement faibles. L'OH préfère vendre moins de GR et davantage de quantités sur le marché au prix de marché qui, compte tenu de son niveau élevé lié aux faibles approvisionnements, lui procure un gain de profit. Dans cette zone (zone jaune de la figure 4.8), il vend tous ses approvisionnements donc ne subit pas les obligations d'enlèvement. Il diminue, en augmentant le prix de rétrocession, les quantités mises sur le marché par le concurrent (la contrainte de GR est libre) à son profit.

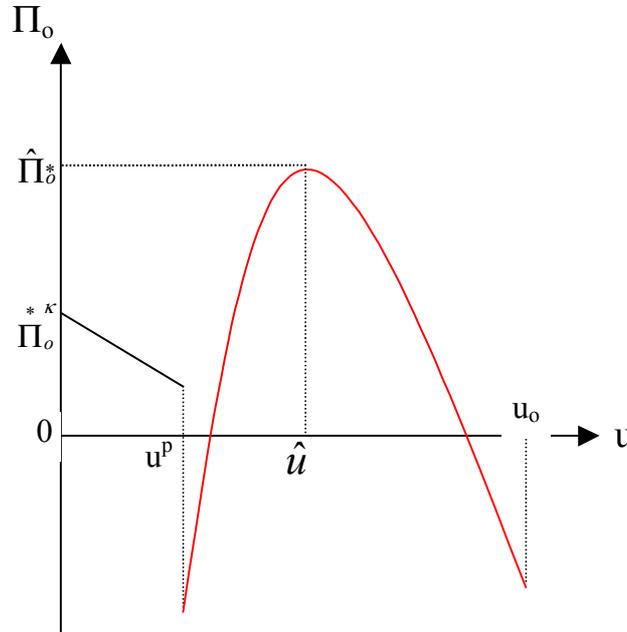
Lorsque $u < \hat{u}$ ($\Phi(K_o, \alpha) < 0$), il existe également une incitation globale lorsque $1 - 3\alpha K_o < 0$ et $K_o < \frac{2}{3}$ (zone verte de la figure 4.8). L'OH, dans cette situation, subit la contrainte de marché. Les couples (K_o, α) sont tels que la contrainte de GR ne sera jamais saturée. Il est incité à augmenter ses coûts à nouveau jusqu'à atteindre \hat{u} , niveau de coût pour lequel son profit est maximum. En diminuant les quantités achetées par son concurrent, l'OH vend davantage au prix de marché. Cet accroissement des ventes sur le marché final compense la diminution des ventes par le GR et l'augmentation de coût qui s'applique à la totalité de son approvisionnement.

Preuve. Se référer à l'annexe 4.11. ■

Exemple 3 Lorsque le couple (K_o, α) vérifie $1 - 3\alpha K_o > 0$, $u < u^p$, $\Phi(K_o, \alpha) < 0$ et $\Delta_2 = \overset{*}{\overset{\kappa}{\Pi}}_o - \hat{\overset{*}{\overset{\kappa}{\Pi}}}_o < 0$, alors le schéma des profits, pour tout u de l'intervalle de définition, est du type⁵³ :

⁵² $\overset{*}{\overset{m}{\Pi}}_o$ est négatif compte tenu du niveau de coût très important qu'il lui faut atteindre pour être en monopole.

⁵³Ce schéma n'est pas à l'échelle et n'est là que pour illustrer notre cas.



Si le couple (K_o, α) respecte les relations ci-dessus (zone jaune sur la figure 4.8) et s'il est tel que $u < u^p$, alors l'équilibre est (q_e^k, q_o^k) . Nous voyons que, pour un coût supérieur \hat{u} , le profit $\hat{\Pi}_o^*$ qu'il réalisera est supérieur à celui qu'il réaliserait pour un coût très faible, Π_o^{*k} . Il est donc incité à accroître ses coûts jusqu'à \hat{u} pour passer à l'équilibre (\hat{q}_e, \hat{q}_o) et gagner un profit supérieur en vendant moins par le GR mais davantage de quantités au prix de marché.

Lorsque $1 - 3\alpha K_o < 0$ et $K_o < \frac{2}{3}$, avec $\Phi(K_o, \alpha) < 0$ (zone verte sur la figure 4.8), le schéma est sensiblement le même à l'exception que la zone $u < u^p$ disparaît. Si $u < \hat{u}$, alors il est incité à augmenter ses coûts jusqu'à \hat{u} . Cette augmentation accroît son profit mais ne le fait pas changer de zone d'équilibre qui reste (\hat{q}_e, \hat{q}_o) . Son supplément de profit vient du fait que le concurrent, en raison d'un prix plus élevé, achète moins de quantités, donc l'OH dispose d'une plus grosse proportion de ses approvisionnements qu'il met sur le marché. Il vend davantage au prix de marché, ce qui lui procure un profit supérieur.

4.5.4.2 Les incitations locales

A côté de ces incitations globales, d'autres plus locales peuvent exister. L'OH est dans ce cas incité de façon globale à diminuer ses coûts, car le profit pour un coût tendant vers 0 est supérieur à celui qu'il réaliserait dans toute autre situation. Toutefois, si ces

4.5. LES INCITATIONS À L'EFFICACITÉ LORS DE L'INTRODUCTION D'UNE MESURE DE GAS RELEASE

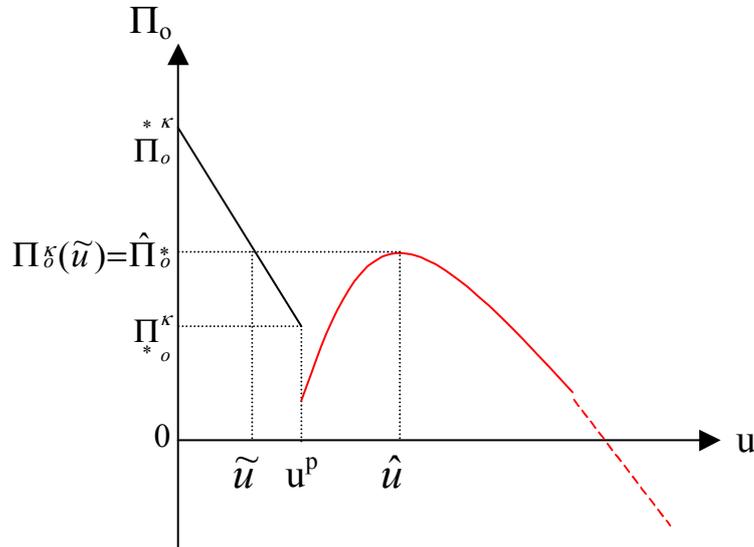
niveaux de coût faibles ne sont pas atteignables, il peut être incité localement à accepter des conditions moins favorables pour modifier les quantités achetées par le concurrent. Cette augmentation de coût peut modifier la zone d'équilibre, de (q_e^k, q_o^k) à (\hat{q}_e, \hat{q}_o) , ou modifier simplement les quantités jouées à l'intérieur de la zone où seule la contrainte de marché est active, \hat{q}_e étant décroissante et \hat{q}_o croissante en r . Ces changements dépendent du niveau initial du couple (K_o, α) et des coûts u . Lorsque le couple (K_o, α) permet de vérifier les relations $u < u^p$, $\Phi(K_o, \alpha) < 0$, $1 - 3\alpha K_o > 0$, $\Delta_2 > 0$ et $\Delta_3 = \Pi_o^k - \hat{\Pi}_o^* < 0$ (du signe de $\Delta_3^1 = 2 - 2\alpha - 5K_o + 10\alpha K_o - 6K_o\alpha$), alors des incitations locales existent (zone mauve de la figure 4.8). Soit \tilde{u} le niveau de coût tel que $\hat{\Pi}_o^* = \Pi_o^k(\tilde{u})$. Tous les niveaux de profits tels que $u < \tilde{u}$ sont supérieurs à $\hat{\Pi}_o^*$. Si $u \in]\tilde{u}, u^p[\cup]u^p, \hat{u}[$, les conditions de coûts qui sont telles que $u < \tilde{u}$ ne sont pas nécessairement atteignables. Dès lors, l'OH peut gagner un profit supérieur en augmentant ses coûts jusqu'à \hat{u} . Il préfère vendre moins de GR et davantage de quantités au prix de marché car la meilleure solution pour lui, qui est de vendre le maximum de GR à un prix faible et le complément de ses approvisionnements au prix de marché, n'est pas atteignable.

Lorsque les précédentes relations sont vérifiées à l'exception de $\Delta_3 = \Pi_o^k - \hat{\Pi}_o^*$ qui est positive, alors ces incitations n'existent que dans la zone d'équilibre pour laquelle seule la contrainte de marché est active. Si $u < u^p$, alors l'OH n'a pas intérêt à modifier sa position, sauf s'il peut diminuer davantage ses coûts d'approvisionnement. En revanche, si le couple (K_o, α) et le niveau de coûts sont tels que $u \in]u^p, \hat{u}[$, alors, si les conditions $u < u^p$ ne sont pas atteignables, l'OH peut être incité à augmenter ses coûts jusqu'à \hat{u} pour augmenter son profit en arbitrant entre ventes aux prix de marché et ventes par le GR.

Preuve. Se référer à l'annexe 4.11. ■

Exemple 4 Lorsque le couple (K_o, α) permet de vérifier les relations $u < u^p$, $\Phi(K_o, \alpha) < 0$, $1 - 3\alpha K_o > 0$, $\Delta_2 > 0$ et $\Delta_3 = \Pi_o^k - \hat{\Pi}_o^* < 0$, la structure des profits de l'OH en fonction des coûts d'approvisionnement a la forme suivante⁵⁴ :

⁵⁴Ce schéma n'est pas à l'échelle et n'est là que pour illustrer notre cas.



Lorsque $u \in]\tilde{u}, u^p[\cup]u^p, \hat{u}[$, si les conditions de coûts $u < \tilde{u}$ ne sont pas atteignables, alors l'OH est incité à renégocier ses coûts d'approvisionnement jusqu'à \hat{u} . Ce faisant, il augmente son profit et modifie les quantités d'équilibre de chacun soit en changeant la nature de l'équilibre, soit en restant au sein du même équilibre mais en se déplaçant vers des valeurs de quantités de son point de vue plus profitables (zone mauve de la figure 4.8).

Lorsque $\Delta_3 = \Pi_o^kappa - \hat{\Pi}_o^kappa > 0$, alors $\Pi_o^kappa > \hat{\Pi}_o^kappa$. Dès lors, les incitations locales n'existent plus que pour $u \in]u^p, \hat{u}[$ (c'est-à-dire au sein de la zone d'équilibre où seule la contrainte de marché est active) si les conditions de coûts $u < u^p$ ne sont pas atteignables (zone hachurée bleue de la figure 4.8). D'autres valeurs seuils et profit entrent en jeu mais elles sont telles que $u > \hat{u}$ et les profits sont tous continus et décroissants pour ces intervalles de coûts (incitations à l'efficacité).

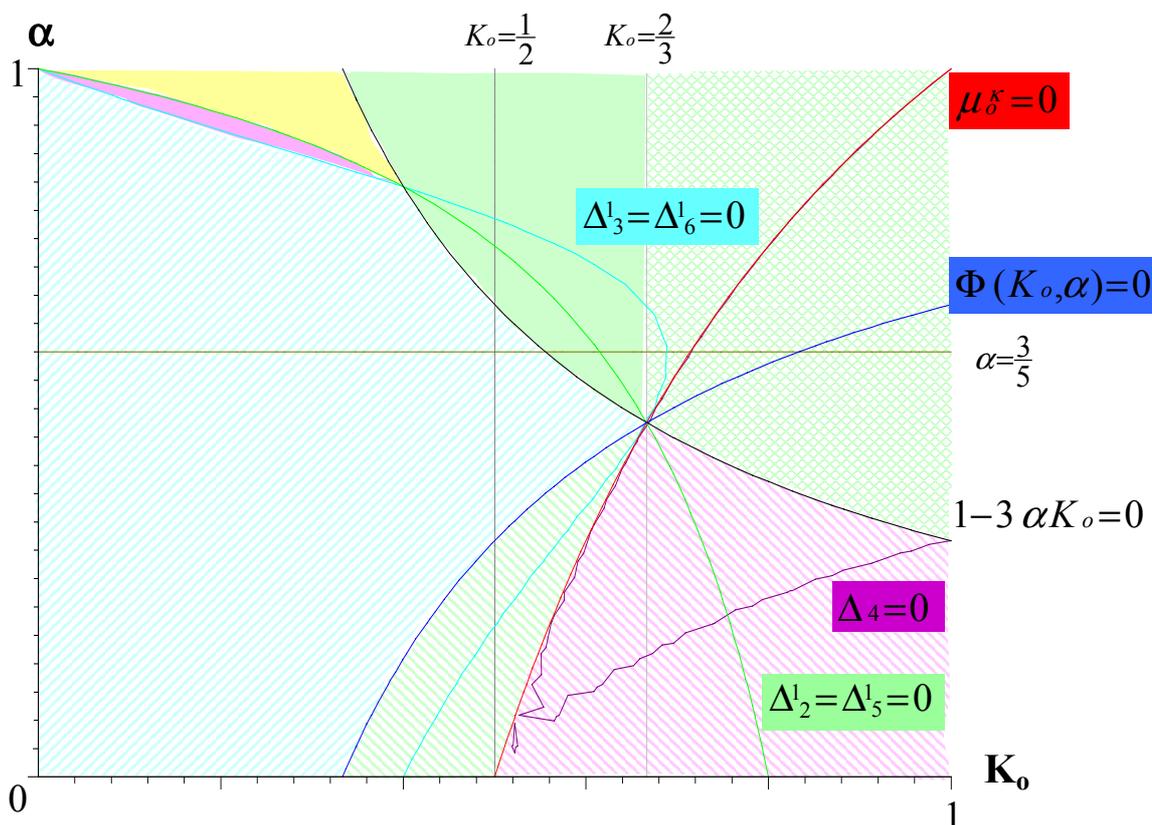
4.5.4.3 Les incitations à l'efficacité

Nous venons de voir que, si $u > \hat{u}$ dans les cas précédents, l'OH était incité à diminuer ses coûts pour atteindre au moins le niveau de coût \hat{u} et augmenter ses profits en vendant davantage de GR et moins de quantités sur le marché. Nous avons vu également que l'incitation à l'efficacité existait dans de nombreux cas sauf si des contraintes liées à la renégociation ne permettaient pas d'atteindre ces niveaux de coûts faibles (incitations locales).

4.5. LES INCITATIONS À L'EFFICACITÉ LORS DE L'INTRODUCTION D'UNE MESURE DE GAS RELEASE

Dans tous les autres cas que ceux évoqués ci-dessus (zone mauve hachurée, zone verte hachurée et verte quadrillée de la figure 4.8), notamment pour des niveaux élevés d'approvisionnement, l'OH a intérêt à être le plus efficace possible. En effet, les niveaux de profits sont tous monotones décroissants. Les niveaux de profits les plus élevés se situent donc dans les intervalles de coûts faibles. Il n'a donc jamais intérêt à modifier sa situation de coût ou à accepter des conditions moins favorables à son égard, mais plus favorables pour les producteurs. Ce manque d'incitation provient notamment de la réduction d'*output* qu'entraîne l'introduction d'une concurrence COURNOT sur le marché aval et du manque de flexibilité de ses approvisionnements (obligations d'enlèvement). Comme il ne vend plus toutes les quantités qu'il achète par contrats de long terme et comme ses approvisionnements sont élevés, il subit les obligations d'enlèvement. Les ventes supplémentaires au prix du marché final ne compensent plus l'augmentation des coûts et la diminution des quantités vendues par le GR. Il est donc incité à vendre le maximum de quantités à la fois sur le marché final et par le GR, d'où la stratégie dominante d'efficacité retrouvée.

Figure 4.8 : Les incitations de l'OH à l'efficacité ou aux stratégies de RRC



4.5.5 Le prix de rétrocession est fixé à un niveau supérieur aux coûts

Nous avons supposé que le prix de rétrocession était fixé aux coûts d'approvisionnement. Si ce dernier est désormais fixé à $r = u + \varepsilon$, $\varepsilon > 0$ étant une prime de fonctionnement ou l'élément déterminé par un système d'enchères, les incitations exposées ci-dessus perdurent. L'effet d'une augmentation du prix ($\varepsilon > 0$) accroît le profit de l'OH et réduit les zones d'activités de la contrainte de GR. L'effet d' ε sur les valeurs seuils des coûts de passage d'un équilibre à un nouveau est identique sur toutes celles-ci ; elles sont décroissantes en ε dans les mêmes proportions⁵⁵. La zone COURNOT s'accroît donc aux dépens

⁵⁵Les dérivées par rapport à ε sont identiques.

des autres zones qui diminuent : l'intervalle des nouvelles valeurs seuils $u^{p'}$ et $u'_{o'}$, avec $u^{p'} = u^p - \varepsilon = \frac{1}{2} - \frac{3}{2}\alpha K_o - \varepsilon$ et $u'_{o'} = u_o - \varepsilon = 2 - 3K_o - \varepsilon$, garde la même ampleur que celui avec les valeurs seuils initiales u^p et u_o mais $u^{p'}$ est d'autant plus proche de l'origine 0 que ε est grand ; en revanche, l'intervalle entre $u'_{o'}$ et $\frac{1}{2}$ (deuxième zone) ou $u^{p'}$ et $\frac{1}{2}$ (troisième zone) s'accroît, ce qui augmente la zone d'équilibre COURNOT. De même, les optima des profits sont tous croissants en ε dans les mêmes proportions, à l'exception de Π_{2^c} qui est décroissant en ε et les optima de Π_o^m qui sont constants en ε ⁵⁶. Toutefois, cette décroissance et absence de continuité des profits pour $K_o > \frac{1}{2}$ et $u \rightarrow \frac{1}{2}$ ne modifient pas les incitations précédentes. Cette modification du prix de rétrocession ne fait que diminuer les valeurs de coûts seuils pour lesquelles des incitations stratégiques pouvaient apparaître. Elles n'introduisent pas d'incitations à se diriger vers la situation de monopole car les profits que l'OH réalise dans cette zone sont toujours inférieurs à ceux qu'il réalise pour des coûts plus faibles. Ceci est entre autre dû à ses obligations d'enlèvement qui pèsent sur ses profits lorsqu'une partie de ses approvisionnements n'est pas vendue. Cependant, ces obligations pèsent d'autant moins que le prix de rétrocession (ou la prime ε) est élevé. En effet, même si cette augmentation diminue les quantités achetées par l'entrant, elle augmente, pour toutes les valeurs de u (sauf pour certains cas de $u \geq \frac{1}{2}$), les profits de l'OH donc diminue le poids de ses obligations d'enlèvement.

Preuve. Pour la preuve, se référer à l'annexe 4.14. ■

4.5.6 Conclusion sur les incitations à une plus ou moins grande efficacité

4.5.6.1 Les incitations à augmenter les coûts d'approvisionnement

Il existe des couples (α, K_o) qui sont tels que, si $u < \hat{u}$, l'OH va être incité à augmenter ses coûts pour accroître ses profits. Ces incitations existent pour de fortes valeurs de α et de faibles valeurs de K_o . Pour ces couples (K_o, α) , l'incitation locale ou globale stratégique est supérieure à l'effet direct de l'augmentation des coûts d'approvisionnement. L'OH préfère vendre moins de GR et davantage sur le marché (s'il passe de l'équilibre (q_e^k, q_o^k) à l'équilibre (\hat{q}_e, \hat{q}_o)) ou il préfère que l'entrant lui achète moins de quantités pour que lui puisse en vendre davantage sur le marché au prix de marché (si l'équilibre est (\hat{q}_e, \hat{q}_o)) et

⁵⁶Seul le maximum pour $K_o < \frac{1}{2}$ de Π_o^m est croissant, dans les mêmes proportions que les optima des autres formes de profit pour ce niveau d'approvisionnement.

CHAPITRE 4. COMPORTEMENT STRATÉGIQUE ET OBLIGATION DE
FOURNITURE D'UN BIEN ESSENTIEL : LE CAS D'UN MONOPOLE
(OPÉRATEUR HISTORIQUE) SOUMIS À UN GAS RELEASE

qu'il reste en son sein). Il est intéressant de noter que, dans tous les cas, il n'a pas intérêt à se situer dans la zone de monopole qui lui procure des profits inférieurs compte tenu des obligations d'enlèvement. Il est incité à vendre des quantités par le GR.

Lorsque $K_o \in [\frac{1}{2}, \frac{2}{3}]$ avec $\mu_o^\kappa > 0$, l'OH n'est jamais incité globalement à augmenter ses coûts sauf si $1 - 3\alpha K_o < 0$. L'effet direct l'emporte toujours sur l'effet stratégique. Toutefois, si les profits pour des niveaux de coûts faibles ($u \leq u^p$) ne sont pas atteignables, et si $u^p < u < \hat{u}$, alors il peut être incité localement à augmenter ses coûts pour atteindre le niveau de profit $\hat{\Pi}_o^*$. En réalisant cela, il réduit les quantités vendues à son concurrent et augmente ses ventes au prix de marché. Cette augmentation compense la diminution des achats du concurrent.

Lorsque $K_o > \frac{1}{2}$, avec $\mu_o^\kappa < 0$ et $1 - 3\alpha K_o > 0$, alors pour tous les couples (K_o, α) qui respectent ces conditions, l'effet stratégique est toujours dominé par l'effet direct. L'OH n'est jamais incité à augmenter ses coûts car il diminue alors son profit. Lorsque $K_o > \frac{2}{3}$ et $1 - 3\alpha K_o < 0$, cette hiérarchie entre les deux effets perdure.

Ces incitations de RRC apparaissent lorsque l'OH est efficace ($u < \hat{u}$). Nous retrouvons les résultats de WEISMAN et KANG (2001) qui démontrent que l'OH (le monopole) a intérêt à distordre les coûts du concurrent lorsque ce dernier est moins efficace que lui.

Proposition 5 *Lorsque le prix de rétrocession est fixé aux coûts d'approvisionnement, les incitations à l'efficacité sont nombreuses, même si l'OH est soumis à un GR. L'effet direct d'une augmentation des coûts l'emporte sur l'effet stratégique.*

Toutefois, il existe des situations, représentées par les triplets (K_o, α, u) , pour lesquelles il peut réaliser des profits supérieurs en augmentant ses coûts : l'effet stratégique prend le pas sur l'effet direct. Si le niveau des approvisionnements est faible et la proportion rétro-cédée élevée, alors l'OH a une incitation globale à mal négocier. Il va préférer augmenter le prix du GR, donc ses coûts, plutôt que d'être efficace. En adoptant cette stratégie, il augmente les quantités qu'il peut proposer sur le marché en diminuant celles vendues par son concurrent, sans modification du prix de marché. Dès lors, la diminution des ventes du GR est compensée par les ventes supplémentaires au prix de marché.

Plus le niveau d'approvisionnement s'accroît, plus les incitations disparaissent, en passant par des incitations uniquement locales. Si les niveaux de profit réalisés pour des coûts faibles ne sont pas atteignables, notamment par une rigidité des producteurs vis-à-vis d'une baisse du prix d'approvisionnement, alors l'OH peut accroître son profit en augmentant ses coûts jusqu'à \hat{u} : l'effet stratégique est alors à nouveau supérieur à l'effet direct des coûts. Il diminue les quantités vendues par le GR mais augmente ses ventes sur le marché

4.5. LES INCITATIONS À L'EFFICACITÉ LORS DE L'INTRODUCTION D'UNE MESURE DE GAS RELEASE

au prix de marché. Cette augmentation du côté du marché compense la diminution du côté du GR et accroît son profit. Ces résultats ne se modifient pas lorsque le prix tient compte de l'ajout d'une prime au coût d'importation u.

4.5.6.2 La temporalité de la mesure

Cette modélisation ne tient pas compte de la temporalité de la mesure. Même si la régulation est permanente, comme nous pouvons le supposer ici, l'OH n'est pas forcément incité à mal renégocier ses approvisionnements comme des croyances a priori pourraient le laisser entendre. Il peut atteindre des niveaux de profit supérieurs en gagnant en efficacité, c'est-à-dire en renégociant au mieux ses contrats. Ceci peut nous laisser penser, bien que cette modélisation ne l'étudie pas, que même s'il récupère ses contrats par la suite⁵⁷, il n'est pas forcément incité à bien négocier des approvisionnements sur la période de rétrocession. En effet, lorsqu'un programme de GR est décidé par le régulateur et que l'OH sait que les conditions d'approvisionnement vont être le sous-jacent à la détermination du prix de rétrocession, il va pouvoir réaliser un arbitrage entre les quantités vendues par le GR, les quantités qu'il vend en complément de celles de son concurrent sur le marché final et les prix auxquels il vend ces quantités, c'est-à-dire le prix de rétrocession et le prix déterminé par le marché. La temporalité de la mesure peut alors passer au second plan, derrière tous ces arbitrages qui vont dépendre du prix de rétrocession anticipé, du niveau des approvisionnements et de la proportion rétrocedée. Ces types de stratégies et d'arbitrage laissent penser qu'ils sont possibles indépendamment de la temporalité de la mesure. En effet, s'il récupère les quantités rétrocedées, augmenter ses coûts à un instant donné lui permet de rendre le concurrent moins efficace et ainsi limite son activité sur le marché. En conséquence, même s'il choisit de moins bien négocier des approvisionnements, d'autres phases de renégociation sont prévues dans les contrats de long terme⁵⁸. Une fois la rétrocession terminée et s'il récupère ses contrats, il pourra donc les renégocier au mieux pour être le plus efficace possible. Cette renégociation lui permet de ne pas subir sur

⁵⁷La durée du programme est temporaire.

⁵⁸Une renégociation tous les trois ans peut avoir lieu, en fonction entre autre de l'évolution des marchés. Cette durée correspond sensiblement à la durée d'un mécanisme de GR. Les stratégies consistant à moins bien négocier des contrats pour une période donnée afin de défavoriser son concurrent, et obtenir un profit supérieur, pour redevenir efficace à la fin du processus de GR sont parmi celles qui peuvent émerger lors de la libéralisation des marchés gaziers.

CHAPITRE 4. COMPORTEMENT STRATÉGIQUE ET OBLIGATION DE
FOURNITURE D'UN BIEN ESSENTIEL : LE CAS D'UN MONOPOLE
(OPÉRATEUR HISTORIQUE) SOUMIS À UN GAS RELEASE

une longue période sa stratégie de moindre efficacité qui peut lui être profitable dans un contexte de GR. L'OH peut donc réaliser un profit supplémentaire lors de l'application de la mesure de GR en diminuant son efficacité. Il augmente le niveau du prix de rétrocession et se situe dans une zone d'équilibre plus profitable et redevient à la fin de la mesure efficace par une phase de renégociation bien menée.

Proposition 6 *La régulation asymétrique (la mesure de Gas Release) est ici considérée comme permanente. Même si l'OH ne récupère pas les quantités rétrocédées, il n'est pas pour autant systématiquement incité à augmenter ses coûts d'approvisionnement pour désavantager son concurrent en augmentant les coûts d'accès au gaz de ce dernier.*

4.6 Impact du *gas release* sur les consommateurs et le bien-être

4.6.1 L'impact du *gas release* sur les consommateurs

Nous allons exclure dans cette analyse la possibilité d'une monopolisation du marché par l'OH, c'est-à-dire les situations qui conduiraient à $r \geq \frac{1}{2}$. En effet, nous avons vu précédemment que l'OH n'avait pas intérêt à s'y retrouver. De plus, cette structure de marché n'est pas envisageable car nous avons supposé qu'une mesure de GR n'était adoptée que lorsque le concurrent pouvait acheter des quantités. Si ce n'est pas le cas, le régulateur ne décide pas un tel programme qui ne rendra pas le concurrent actif.

Nous avons vu que, selon les conditions initiales (K_o, α, u) , l'OH pouvait désirer modifier sa position en modifiant le prix de rétrocession par l'intermédiaire d'une action sur ses coûts. Il peut ainsi changer de zone d'équilibre pour un couple (K_o, α) donné et améliorer sa situation en terme de profit. Les quantités proposées pour un couple (K_o, α) donné peuvent donc augmenter ou diminuer en fonction de la zone d'équilibre dans laquelle il va se trouver.

Nous allons regarder désormais, d'un point de vue des consommateurs, quel est l'équilibre qui leur procure le meilleur surplus compte tenu du couple (K_o, α) donné. Nous ne regarderons pas le comportement du concurrent pour deux principales raisons. La première raison est qu'il réalise un profit positif quelle que soit la zone d'équilibre dans laquelle il se trouve. Il a toujours intérêt à être actif sur le marché en cas de GR car il réalise des profits positifs⁵⁹, donc toujours supérieurs à ceux de la situation sans GR. Cette modification de situation est suffisante pour qu'il participe toujours à la rétrocession. La deuxième raison est que ce dernier n'a aucune influence sur sa situation puisque ses achats lui sont dictés par des variables exogènes, sur lesquelles il n'a qu'un très faible contrôle : la proportion α est fixée par le régulateur, le niveau des approvisionnements K_o a été négocié par l'OH avant la mesure de GR et le prix de rétrocession ne peut être influencé que par les coûts de l'OH. Le concurrent anticipe la zone d'équilibre dans laquelle il va se trouver et y joue sa quantité d'équilibre étant donné le triplet (K_o, α, r) connu au moment du choix.

Le régulateur cherche à ce que les consommateurs profitent au mieux de l'ouverture du marché et de l'introduction d'un fournisseur alternatif grâce à la mesure de GR. Ce point

⁵⁹Se référer à l'annexe 4.6 pour les démonstrations.

se justifie empiriquement car l'on voit souvent les régulateurs (OFGEM) se préoccuper des effets d'une action des opérateurs sur les consommateurs et moins sur le bien-être total de l'industrie, même si ce dernier n'est pas exclu. De plus, favoriser l'activité de concurrents sur le marché par des régulations asymétriques a entre autre pour objectif de permettre aux consommateurs d'avoir le choix, donc d'essayer de maximiser leur surplus.

Le surplus des consommateurs est ici croissant avec les quantités totales proposées : $S_c = \frac{1}{2}q^2$ avec $q = q_e + q_o$ pour $q > 0$. Plus les quantités proposées par les opérateurs sur le marché vont être importantes, plus les consommateurs seront satisfaits. Une première observation est que, d'après cela, les consommateurs vont préférer une situation où les deux contraintes sont inactives plutôt qu'une concurrence dans laquelle la contrainte de marché est active. Cette situation apparaît pour des valeurs d'approvisionnement K_o et de proportion rétrocedée α élevées. En effet, cela signifie que, comme $q = q_e^c + q_o^c > K_o^A$, les quantités proposées pour ces niveaux de proportions et d'approvisionnement élevés (quel que soit le prix de rétrocession donné) seront plus importantes que celles proposées à la fois dans les zones où la contrainte de marché est active ou dans celles où la contrainte de GR est saturée. Cela s'explique facilement. Dans cette zone (c'est-à-dire la zone où les deux contraintes sont inactives), les approvisionnements sont très élevés. Les quantités $q_e^c + q_o^c$ sont inférieures à K_o (car la contrainte de marché est inactive) mais égales à la droite d'équation $K_o = K_o^A$. Dès lors, les quantités $q = q_e^c + q_o^c$ seront supérieures à tous les niveaux d'approvisionnement qui sont tels que $K_o < K_o^A$. Les consommateurs préfèrent donc une situation de concurrence COURNOT avec des approvisionnements élevés ($K_o > K_o^A$) et des proportions telles que $\lambda_e^{k,m} < 0$ qu'une concurrence contrainte (avec au moins la contrainte de marché active) avec des niveaux d'approvisionnement plus faibles ($K_o < K_o^A$). Nous pouvons déduire du raisonnement précédent le résultat suivant.

Lemme 1 *Les consommateurs préfèrent une concurrence sans contrainte de type COURNOT lorsque le niveau des approvisionnements est élevé plutôt qu'une concurrence contrainte avec des approvisionnements plus faibles.*

Note 1 *L'intuition de ce lemme découle du raisonnement précédent. Les quantités offertes par les deux opérateurs lorsque l'équilibre est celui de COURNOT sans contrainte active sont supérieures à toutes celles pouvant être offertes pour des niveaux d'approvisionnement faibles ou intermédiaires. Ce résultat est indépendant du prix de rétrocession ou du niveau initial des coûts d'approvisionnement.*

4.6. IMPACT DU GAS RELEASE SUR LES CONSOMMATEURS ET LE BIEN-ÊTRE

Nous voyons que le surplus des consommateurs est identique lorsque la contrainte de marché est active : $S_c^k = \widehat{S}_c = \frac{1}{2}(K_o)^2$. Nous avons vu que l'OH pouvait avoir une incitation à augmenter le prix de rétrocession pour modifier sa position et la structure de concurrence, pour un couple (K_o, α) donné. Cette augmentation n'atteint pas les consommateurs car leur surplus reste inchangé. L'augmentation éventuelle de profit dont bénéficie l'OH l'est seulement aux dépens de celui du concurrent, pas des consommateurs. Le concurrent voit ses coûts d'acquisition du gaz augmenter donc son profit se réduire pour deux raisons :

- soit parce qu'il vend la même quantité (celle du GR) au même prix de marché (la contrainte de marché est active) mais son coût d'acquisition du GR r est supérieur ;
- soit parce qu'il vend moins de quantités (la contrainte de GR est libre) au même prix de marché mais acquiert ces quantités à un coût r supérieur.

Lemme 2 *Lorsque la contrainte de marché est active, alors une augmentation du prix de rétrocession liée à une baisse de l'efficacité de l'OH n'atteint pas les consommateurs ; leur surplus reste inchangé. L'augmentation de profit pour l'OH qui pourrait en découler se fait aux dépens du concurrent qui voit ses revenus diminuer.*

Note 2 *L'intuition de ce lemme est la suivante. L'effet de l'augmentation des coûts ne modifie pas l'effet quantités. Les opérateurs offrent toujours aux consommateurs la totalité des approvisionnements au même prix. Seules les parts de marché des deux opérateurs s'en trouvent modifiées. Le concurrent achète moins de quantités car le prix de rétrocession est plus élevé. L'OH propose toujours le complément de ses approvisionnements qui est plus élevé.*

Prenons un couple (K_o, α) appartenant à une zone d'activité de la contrainte de marché. Nous savons que, dans ces zones-là, la totalité du montant des approvisionnements de l'OH est vendue. Pour ce niveau d'approvisionnement K_o , passer d'une zone d'activité de la contrainte de marché à la zone COURNOT signifie une perte pour les consommateurs en terme de surplus. En effet, les quantités totales proposées sur le marché passent de $q_e^k + q_o^k = K_o$ ou $\widehat{q}_e + \widehat{q}_o = K_o$, selon la liberté de la contrainte de GR, à $q_e^c + q_o^c < K_o$, c'est-à-dire une concurrence COURNOT pour laquelle les deux contraintes sont libres. Pour ce couple (K_o, α) , passer d'une concurrence contrainte à une concurrence COURNOT sans contrainte signifie une baisse du surplus des consommateurs. A l'inverse, le passage d'une

zone COURNOT à une zone où la contrainte de marché est active améliore le surplus des consommateurs. Pour des couples (K_o, α) tels que $K_o < \frac{2}{3}$ et $\lambda_e^{\kappa, m} < 0$, la modification des coûts et donc du prix de rétrocession pouvait changer la zone d'équilibre dans laquelle opèrent les deux opérateurs. Si le triplet (K_o, α, r) est tel que l'équilibre est en zone COURNOT (avec $K_o < \frac{2}{3}$), alors une diminution de r peut modifier la zone d'équilibre en rendant la contrainte de marché active. Nous avons vu que, lorsque le prix de rétrocession reflète les coûts, les profits sont décroissants pour $u > \hat{u}$. L'OH est donc incité à être le plus efficace. Cette incitation à l'efficacité améliore le surplus des consommateurs puisque l'OH aura intérêt à diminuer au maximum ses coûts pour gagner en profit en se situant vers un coût \hat{u} , coût pour lequel la concurrence est celle où seule la contrainte de marché est saturée. Les consommateurs passent donc d'une quantité $q_e^c + q_o^c$ à une quantité K_o pour un couple (K_o, α) donné et améliore leur surplus.

Lemme 3 *Si l'équilibre est COURNOT et tel que $K_o < \frac{2}{3}$, alors l'OH est incité à l'efficacité. Cette incitation est bénéfique pour les consommateurs qui voient leur surplus s'accroître en raison de l'augmentation des quantités vendues sur le marché.*

Note 3 *L'intuition est la suivante. A nouveau, deux effets opèrent : un effet coût et un effet quantité. Lorsqu'il ne vend pas la totalité de ses approvisionnements, l'OH est incité à baisser ses coûts. Il augmente ainsi les quantités achetées par son concurrent, et diminue ses quantités vendues et le prix sur le marché final. La diminution des coûts permet de compenser la diminution du prix et de ses ventes sur le marché final. Il réalise un profit plus important. Ce faisant, la contrainte de marché devient saturée pour un même couple (K_o, α) mais des coûts, donc un prix de rétrocession, différents (plus faibles). Le concurrent vend davantage de quantités car il bénéficie de coûts plus faibles. Le surplus des consommateurs bénéficie de cet accroissement des quantités vendues.*

En diminuant ses coûts, l'OH, pour des approvisionnements élevés ($K_o > \frac{1}{2}$), augmente la zone dans laquelle seule la contrainte de GR est active. L'équilibre du jeu peut alors être (q_e^{κ}, q_o^m) . Dans cette zone-là, le consommateur est moins satisfait car les quantités proposées sont inférieures à celles des zones où la contrainte de marché est active pour un couple (K_o, α) donné⁶⁰. Pour un même niveau d'approvisionnement, le surplus du

⁶⁰La démonstration est disponible dans l'annexe 4.9.

4.6. IMPACT DU GAS RELEASE SUR LES CONSOMMATEURS ET LE BIEN-ÊTRE

consommateur de la zone où seule la contrainte de GR est active est donc inférieur à ce qu'il serait dans une autre zone de concurrence. Toutefois, nous avons vu que si le couple (K_o, α) appartient à une zone d'activité de la contrainte de marché, il est impossible pour l'OH de se retrouver dans la zone où seule la contrainte de GR est active par une modification du prix de rétrocession. Ces zones sont complémentaires et, pour un r donné, se situer dans la zone où seule la contrainte de GR est active ne dépend que du niveau des approvisionnements de l'OH K_o et de la proportion rétrocedée α . Cette zone est atteignable pour :

- un OH efficace ayant des approvisionnements assez élevés ($K_o > \frac{1}{2}$);
- si le régulateur choisit une proportion rétrocedée faible par rapport au niveau d'approvisionnement de l'OH.

En revanche, il est possible en modifiant le prix de rétrocession r , pour certaines valeurs du couple (K_o, α) telles que $K_o > K_o^A$, de modifier la zone de concurrence et de passer de la zone où seule la contrainte de GR est active à la zone COURNOT et inversement. Nous avons vu que, lorsque le prix de rétrocession est fixé au coût, l'OH était toujours incité à diminuer ses coûts pour la troisième région.

Si la variation du prix de rétrocession est trop faible pour modifier la zone d'équilibre, alors :

- si l'équilibre est (q_e^c, q_o^c) , une augmentation du prix diminue les quantités globales mises sur le marché alors qu'une diminution de ce dernier les augmente. Lors d'une baisse du prix de rétrocession, l'augmentation des ventes du concurrent est plus importante que la baisse des ventes de l'OH ; les quantités totales vendues augmentent jusqu'à ce que la contrainte de GR devienne active. Les consommateurs voient donc leur surplus s'accroître. Si, en revanche, le prix de rétrocession augmente, alors la diminution des ventes du concurrent n'est pas compensée par l'augmentation des ventes de l'OH (la contrainte de GR se libère). Les consommateurs voient donc leur surplus diminuer.
- Si l'équilibre est (q_e^k, q_o^m) , une modification du prix de rétrocession n'a d'effets que sur les profits des opérateurs et aucun sur le surplus des consommateurs. En effet, les quantités mises sur le marché sont toujours égales à $(q_e^k + q_o^m)$, quantité constante en r .

Si, en revanche, la variation du prix de rétrocession permet de changer de zone d'équilibre, alors l'effet sur le surplus des consommateurs va dépendre de la variation de quantités

qu'entraîne le changement d'équilibre. Les fonctions de réaction dans le plan (q_e, q_o) sont décroissantes en q_e . La fonction de réaction du concurrent est décroissante en q_o et r et celle de l'OH décroissante en q_e . La pente de la fonction de réaction du concurrent est supérieure à celle de l'OH. Si le prix de rétrocession augmente, alors l'équilibre se déplace de (q_e^k, q_o^m) vers (q_e^c, q_o^c) . Ce déplacement entraîne une diminution de q_e^k vers q_e^c et une augmentation de q_o^m à q_o^c . Or, la diminution des quantités vendues par le concurrent n'est pas compensée par l'augmentation des quantités vendues par l'OH. La quantité totale mise sur le marché diminue. Par conséquent, une augmentation du prix de rétrocession, en rendant la contrainte de GR inactive, diminue le surplus des consommateurs. En revanche, une diminution de ce même prix de rétrocession entraîne une augmentation des quantités vendues par le concurrent qui compense la diminution des quantités vendues par l'OH. Le surplus des consommateurs est donc amélioré en cas de diminution du prix de rétrocession.

Lemme 4 *Si $K_o > K_o^A$, alors une augmentation du prix de rétrocession est néfaste pour le surplus des consommateurs si l'on aboutit à l'équilibre (q_e^c, q_o^c) , sans effet si l'équilibre reste (q_e^k, q_o^m) .*

Une diminution du prix de rétrocession est profitable ou sans effet sur le surplus des consommateurs si l'on aboutit à l'équilibre (q_e^k, q_o^m) . Elle est profitable aux consommateurs si l'équilibre est (q_e^c, q_o^c) .

Preuve. Se référer à l'annexe 4.9. ■

Note 4 *L'intuition est la suivante. L'effet d'une augmentation des coûts diminue l'effet positif des quantités en diminuant l'offre totale des opérateurs sur le marché. En revanche, une baisse de ces coûts entraîne une augmentation des ventes du concurrent qui compensent la diminution de celles de l'OH. Le surplus est amélioré. Si le concurrent achète déjà le maximum de quantités mises à sa disposition, la diminution des coûts n'a d'effet que sur les profits de l'opérateur historique.*

L'OH, s'il est incité à augmenter ses coûts d'approvisionnement pour accroître le prix de rétrocession, ne le fait pas forcément aux dépens des consommateurs. L'incitation à moins d'efficacité pour l'OH se fait aux dépens des profits de son concurrent, pour lequel le coût d'accès à l'*input* est plus important.

Proposition 7 *L'effet sur les consommateurs d'une variation du prix de rétrocession est donc ambigu et dépend des conditions initiales. Les consommateurs préfèrent des approvisionnements et une proportion élevés plutôt que faibles.*

Lorsque la contrainte de marché est active, une augmentation du prix de rétrocession diminue le surplus des consommateurs en augmentant les possibilités de diminution des quantités totales vendues sur le marché. A contrario, une diminution de ce même prix a un effet positif sur ce surplus en augmentant ces mêmes quantités. Tant que cette contrainte de marché est active, une variation du prix de rétrocession n'a aucun effet sur le surplus ; le seul effet est sur les profits des deux opérateurs.

Proposition 8 *Lorsque seule la contrainte de GR est saturée ou que les deux contraintes sont inactives, une augmentation du prix de rétrocession est néfaste si l'équilibre est (q_e^c, q_o^c) ou que l'on passe de (q_e^k, q_o^m) à (q_e^c, q_o^c) , sans effets sur les consommateurs si l'on est à l'équilibre (q_e^k, q_o^m) . Une diminution de ce prix de rétrocession dans le même contexte est profitable si l'on est à l'équilibre (q_e^c, q_o^c) ou que l'on passe de cet équilibre à l'équilibre (q_e^k, q_o^m) , sans effet si l'on reste à l'équilibre (q_e^k, q_o^m) .*

Note 5 *Lorsque nous étudions le surplus du consommateur, nous observons deux effets qui peuvent agir sur cette mesure. Le premier est l'effet des coûts de l'opérateur historique. Le second est lié à notre type de concurrence choisi, c'est-à-dire une concurrence à la COURNOT ; le deuxième effet sera un effet quantité. Lorsque les approvisionnements sont faibles, l'effet coût ne joue aucun rôle car la totalité des approvisionnements est vendue. L'effet quantité est toujours indépendant. Lorsque ces approvisionnements se situent dans des valeurs intermédiaires ou élevées, alors une augmentation des coûts agit directement à la baisse sur les quantités totales proposées et par conséquent sur le bien-être. Notre structure de concurrence est telle que, lorsque les quantités du concurrent augmentent, alors les quantités totales mises sur le marché augmentent et celles de l'opérateur historique diminuent. Une diminution des coûts est donc bénéfique pour le surplus des consommateurs. Elle peut également être bénéfique pour l'opérateur historique qui, grâce à ce gain d'efficacité, augmente ses profits malgré sa diminution de parts de marché et la diminution du prix sur le marché final.*

Si nous supposons que le régulateur cherche à maximiser le surplus des consommateurs, alors il va choisir une proportion α qui est telle que soit toutes les quantités d'approvisionnement soient vendues, soit que le concurrent puisse acheter sa quantité COURNOT⁶¹ q_e^c . Compte tenu du couple (K_o, r) , il va chercher à se situer d'abord dans les zones où la contrainte de marché est active.

4.6.2 L'impact sur le bien-être et l'action du régulateur

Tout comme précédemment et pour les mêmes raisons, nous excluons la zone de monopole lorsque l'OH dispose de coûts entraînant un prix de rétrocession trop élevé pour que le concurrent soit actif.

4.6.2.1 Le *gas release* et l'impact sur le bien-être

Soit $W = \Pi_o + \Pi_e + S_c = q(1 - \frac{1}{2}q) - uK_o$ l'expression du bien-être de l'industrie. Nous savons par hypothèse que $K_o \leq 1$ donc $q \leq 1$. Cette fonction est concave en q et croissante pour $q \leq 1$. Deux effets vont apparaître :

- plus les quantités sont élevées et plus le bien-être sera élevé⁶² ;
- plus les conditions d'approvisionnement (K_o, u) sont favorables⁶³, plus le bien-être est élevé.

Ces deux effets sont complémentaires puisque, plus les conditions d'approvisionnement sont bien négociées, plus les quantités achetées par l'entrant risquent d'être élevées. Les zones pour lesquelles les contraintes de GR et de marché sont actives augmentent. C'est pour ces zones que les quantités vendues sont les plus importantes. En effet, lorsque nous partons d'un couple (K_o, α) tel que l'équilibre est celui de COURNOT, une diminution du

⁶¹Compte tenu de l'incitation à l'efficacité pour l'OH, le régulateur, en fixant une proportion α telle que $q_e^c < \alpha K_o$, profite de cette incitation. Une diminution des coûts de l'OH permet d'augmenter son profit et q_e^c par la même occasion. Cette augmentation compense la diminution de q_o^c donc la quantité totale $q_e^c + q_o^c$ augmente. Cette augmentation accroît non seulement le surplus des consommateurs mais également le bien-être.

⁶²Les quantités ont été étudiées lors du paragraphe sur le surplus du consommateur. Les conclusions sont les mêmes donc nous renvoyons le lecteur à cette section.

⁶³Des conditions d'approvisionnement favorables sont données par un produit uK_o faible.

prix de rétrocession amenant à rendre active une des deux contraintes augmente les quantités vendues et rend les conditions d'approvisionnement plus favorables⁶⁴. En revanche, si les couples (K_o, α) sont tels que $1 - 3\alpha K_o < 0$, alors l'équilibre de COURNOT est le seul possible. Nous retombons ici sur les conclusions en terme de quantités qui ont été démontrées lors de l'étude du surplus des consommateurs. En revanche, nous avons vu que l'OH peut, lorsque la proportion rétrocedée est forte et ses approvisionnements faibles, avoir une incitation à accroître ses coûts. Cette augmentation des coûts n'a pas d'effet sur les quantités vendues, car la contrainte de marché reste active, mais dégrade le bien-être car les conditions d'approvisionnement se détériorent.

4.6.2.2 L'action du régulateur

Les éléments que nous venons d'étudier peuvent nous donner une idée quant aux actions du régulateur, notamment en terme de fixation de la proportion à rétroceder α . En effet, le prix est déterminé de façon à refléter les coûts, selon le principe de non-discrimination. Plus ce coût et le prix associé seront faibles, plus le surplus et le bien-être seront importants. En revanche, nous avons vu que la fixation de la proportion rétrocedée pouvait agir sur l'incitation à l'efficacité de l'OH. Si ce dernier dispose d'incitations à laisser filer ses coûts vers \hat{u} , cela n'aura pas d'impact sur les consommateurs puisque la quantité mise sur le marché ne change pas, mais diminue le bien-être car cette stratégie dégrade les conditions d'approvisionnement. La perte de profit du concurrent n'est alors pas compensée par les gains supplémentaires réalisés par l'OH. Le régulateur ne doit donc pas fixer une proportion trop élevée lorsque les approvisionnements sont faibles pour conserver des incitations à l'efficacité. De même, lorsque le niveau d'approvisionnement s'accroît, nous avons vu que les incitations à l'inefficacité pour l'OH diminuaient, pour devenir inexistantes lorsque nous nous situons dans la troisième région telle que $K_o > \frac{1}{2}$ et $\mu_o^\kappa < 0$. Pour des niveaux d'approvisionnement élevés ($K_o > \frac{1}{2}$), le régulateur, en fixant une proportion rétrocedée faible, respectant $\lambda_e^{\kappa, m} > 0$ et $\mu_o^\kappa < 0$, peut orienter la concurrence vers la zone où seule la contrainte de GR est active, gommant toute incitation à l'inefficacité. Si, pour $K_o \in [\frac{1}{2}, \frac{2}{3}]$, le régulateur fixe une proportion rétrocedée telle que $\mu_o^\kappa > 0$, alors les quantités vendues sur le marché vont être plus importantes (tous les approvisionnements seront vendus) mais l'OH peut être incité à augmenter ses coûts, ce

⁶⁴Puisque le coût u diminue, en gardant l'hypothèse du prix de rétrocession reflétant les coûts d'approvisionnement, les conditions d'approvisionnement s'améliorent.

qui a un effet négatif sur le bien-être.

Ici, nous supposons que le régulateur cherche à maximiser le bien-être de l'industrie W et non plus seulement le surplus des consommateurs, alors le régulateur va fixer une proportion qui est telle que $\mu_o^\kappa = 0$. Lorsque $K_o < \frac{1}{2}$, toute proportion rétrocedée maximise le surplus car $\mu_o^\kappa < 0$ et la contrainte de marché est toujours active. Seules les conditions de coûts d'approvisionnement augmentent ou diminuent le surplus. Le régulateur a intérêt à fixer une faible proportion pour maintenir les incitations à l'efficacité. Lorsque $\mu_o^\kappa \geq 0$, alors le régulateur va fixer une proportion telle que $\mu_o^\kappa = 0$. En fixant ce niveau de proportion, les profits de l'OH deviennent tous décroissants et continus pour toutes valeurs de $u \in]0, 1]$ (de plus, comme si $\mu_o^\kappa = 0$ alors $\Phi(K_o, \alpha) \geq 0$, \hat{u} n'est plus atteignable car il est toujours inférieur à u^p). Cette décroissance fait disparaître les incitations éventuelles qu'aurait l'OH à accepter des conditions de coût moins favorables lors de phases de renégociation. Il est toujours incité à être le plus efficace possible puisque les valeurs maximales de son profit sont atteintes pour de faibles valeurs de coûts. En fixant la proportion rétrocedée telle que $\mu_o^\kappa = 0$ pour $K_o < \frac{2}{3}$, le régulateur est sûr de maximiser le bien-être⁶⁵ et d'inciter l'OH à être le plus efficace possible. En revanche, si $K_o > \frac{2}{3}$, alors, pour n'importe quel niveau de prix de rétrocession, les deux seuls équilibres possibles sont (q_e^κ, q_o^m) pour des valeurs de α telles que $\lambda_e^{\kappa,m} > 0$ et (q_e^c, q_o^c) pour des valeurs telles que $\lambda_e^{\kappa,m} < 0$. Le régulateur a intérêt de choisir un α tel que l'équilibre soit (q_e^c, q_o^c) pour un couple (K_o, r) donné. En effet, s'il choisit un α tel que l'équilibre soit (q_e^κ, q_o^m) , alors la diminution des ventes du concurrent (il vend q_e^κ au lieu de q_e^c) n'est pas compensée par l'augmentation des ventes de l'OH (de q_o^c à q_o^m). Les quantités totales vendues diminuent pour un niveau d'approvisionnement inchangé, ce qui a pour effet de diminuer le bien-être. Ce dernier est donc plus élevé lorsque le régulateur choisit un α élevé lorsque les approvisionnements sont eux-mêmes élevés et qu'une modification du prix de rétrocession ne peut pas affecter les équilibres.

Preuve. Se référer à l'annexe 4.13. ■

Proposition 9 *Lorsque les approvisionnements sont faibles ($K_o < \frac{1}{2}$), le bien-être ne dépend pas du choix de la proportion du régulateur qui peut choisir toute proportion dans l'intervalle $]0, 1]$. Toutefois, l'OH dispose d'incitations pour augmenter ses coûts, incitations pouvant réduire le bien-être mais n'ayant aucun effet sur les consommateurs. La*

⁶⁵Tous les approvisionnements sont vendus.

4.6. IMPACT DU GAS RELEASE SUR LES CONSOMMATEURS ET LE BIEN-ÊTRE

proportion doit être faible pour faire apparaître les incitations à l'efficacité et augmenter le bien-être.

Lorsque les approvisionnements sont plus élevés, le régulateur maximise le bien-être en fixant la proportion telle que $\mu_o^k = 0$. Il s'assure alors de l'incitation à l'efficacité pour l'OH. Pour d'importants niveaux d'approvisionnement ($K_o > K_o^A$), le régulateur a intérêt à fixer une forte proportion pour que soit COURNOT soit joué (si $K_o > \frac{2}{3}$), soit que l'incitation à l'efficacité de l'OH amène aux équilibres (\hat{q}_e, \hat{q}_o) ou (q_e^k, q_o^m) , avec une préférence pour (\hat{q}_e, \hat{q}_o) car tous les approvisionnements sont vendus. Pour $K_o \in [\frac{1}{2}, \frac{2}{3}]$, il peut toujours choisir une proportion α telle que $\mu_o^k = 0$.

Note 6 Lorsque les approvisionnements sont faibles, leur totalité est vendue. Pour espérer maximiser davantage le bien-être, la seule solution pour le régulateur est d'inciter l'opérateur historique à plus d'efficacité. La proportion doit être faible pour éviter les stratégies d'augmentation des coûts des rivaux. Lorsque les approvisionnements sont intermédiaires, alors les deux outils, à savoir les quantités et l'efficacité, sont disponibles pour le régulateur. Sa stratégie est de fixer une proportion qui soit telle que tous les approvisionnements soient proposés aux consommateurs, et qu'en même temps l'opérateur historique soit incité à minimiser ses coûts. Il choisit la proportion qui permet au concurrent d'acheter toutes les quantités proposées et à l'opérateur historique de jouer le reste de ses approvisionnements. Comme le prix final est constant et comme le concurrent achète toutes les quantités, l'opérateur historique peut augmenter encore ses profits en gagnant en efficacité. Il améliore de ce fait davantage le bien-être. Lorsque le niveau des approvisionnements est très élevé, le régulateur maximise le bien-être en fixant une proportion qui permet une offre importante sur le marché final et de profiter d'un gain éventuel d'efficacité. L'opérateur historique est incité à l'efficacité car la concurrence pèse sur ses profits. Chaque unité d'approvisionnement non vendue pèse sur ses profits. L'intérêt du régulateur est de fixer une proportion importante, notamment si la perspective des gains d'efficacité permet la vente totale des approvisionnements.

4.6.3 Conclusion de l'effet du *gas release* sur les consommateurs et le bien-être

Nous considérons que le niveau des approvisionnements est une donnée peu flexible. En revanche, nous allons supposer que l'OH a une influence sur le prix de rétrocession, par l'intermédiaire de ses coûts qu'il peut modifier par une renégociation, et que le régulateur choisit la proportion rétrocédée. Ce dernier propose également le mode de détermination du prix de rétrocession qui ici reflète les coûts.

Lorsque les approvisionnements sont faibles (zone hachurée bleue de la figure 4.9), le régulateur, en fixant une proportion faible, augmente les incitations à l'efficacité de l'OH. Cette augmentation de l'efficacité ne modifie pas les quantités totales mises sur le marché donc le surplus du consommateur car toutes les quantités contractées par l'OH sont vendues. En revanche, cette incitation à l'efficacité modifie et augmente le bien-être. En effet, les conditions d'approvisionnement sont améliorées et ont un effet positif sur le bien-être, les quantités totales vendues étant toujours les mêmes.

Lorsque le niveau des approvisionnements est plus élevé, alors le régulateur, en fixant une proportion fonction du niveau de ces approvisionnements, incite l'OH à l'efficacité (droite rouge de la figure 4.9). Tous les approvisionnements de l'OH sont vendus, ce qui maximise le surplus des consommateurs et le bien-être par rapport aux quantités, et l'augmentation potentielle de l'efficacité de l'OH accroît ce même bien-être.

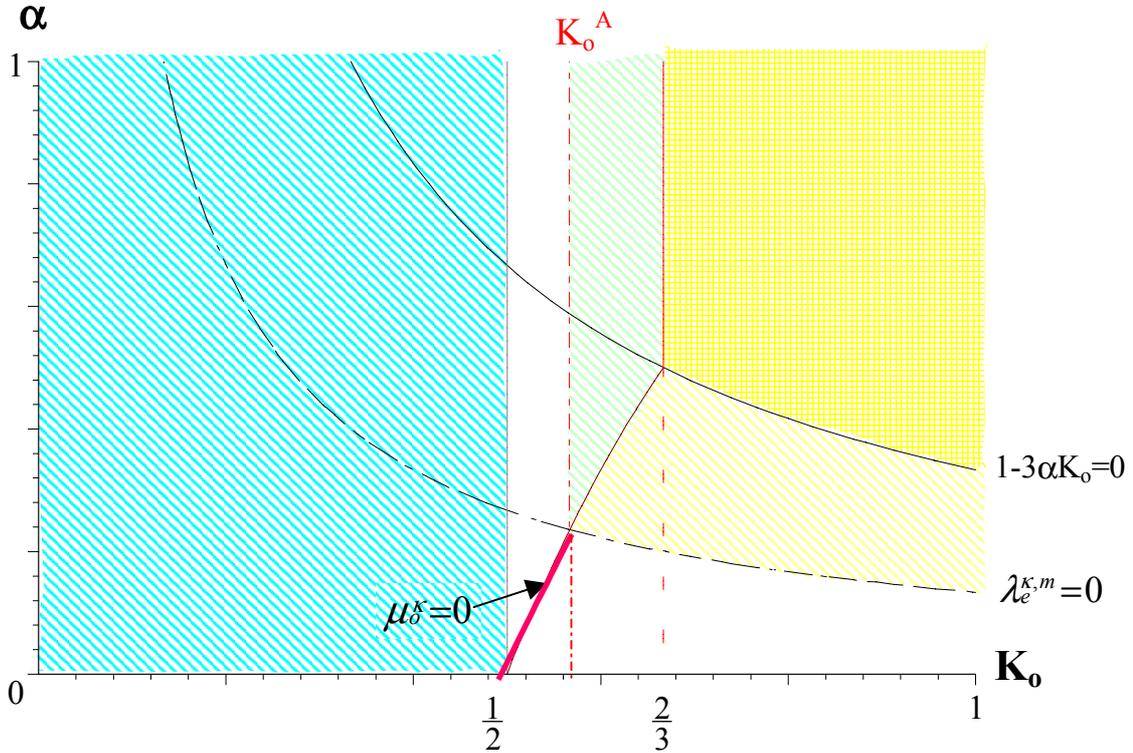
Lorsque le niveau des approvisionnements est très élevé, alors plusieurs cas se détachent. En premier lieu, le régulateur maximise le bien-être et le surplus des consommateurs en fixant une proportion telle que l'équilibre soit sans contrainte active. En effet, en fixant une proportion trop faible, la contrainte de GR est active et contraint le concurrent. Il achète moins de quantités et cette diminution n'est pas compensée par l'augmentation des ventes de l'OH. Le surplus et le bien-être s'en trouvent donc diminués. Le régulateur, en fixant une proportion assez élevée, maximise le surplus des consommateurs et le bien-être. En effet, pour des approvisionnements intermédiaires (zone hachurée verte de la figure 4.9), l'OH est alors incité à l'efficacité donc améliore le bien-être. Ce faisant, il rend active la contrainte de marché ce qui augmente les quantités vendues donc le surplus et le bien-être. Si une augmentation de l'efficacité est impossible, alors les quantités vendues sont plus importantes que pour une proportion plus faible. Dans cet autre cas, la proportion faible entraîne l'activité de la contrainte de GR. Le concurrent achète moins de quantités que ce qu'il aurait voulu. Cette diminution de quantités n'est pas compensée

4.6. IMPACT DU GAS RELEASE SUR LES CONSOMMATEURS ET LE BIEN-ÊTRE

par l'augmentation des ventes de l'OH. Une perte en surplus et bien-être apparaît par la diminution des quantités totales mises sur le marché. Si la proportion est élevée (zone hachurée jaune de la figure 4.9), alors une augmentation de l'efficacité augmente le surplus et le bien-être. Le concurrent achète davantage de quantités ; il bute sur la contrainte de GR. Cette augmentation de ses ventes, entraînée par une diminution du prix de rétrocession, est supérieure à la diminution de celles de l'OH. Les quantités vendues augmentent et les conditions d'approvisionnement s'améliorent ; l'effet sur le bien-être et le surplus des consommateurs est positif. Enfin, pour des niveaux de proportion et d'approvisionnement très élevés (zone quadrillée jaune de la figure 4.9), alors, quel que soit le prix de rétrocession, cette situation maximise le bien-être par rapport à une proportion rétrocedée plus faible. En effet, le concurrent achète les quantités qu'il désire, supérieures à celles qu'il aurait achetées pour une proportion plus faible. Cette augmentation des quantités vendues compense la diminution des ventes de l'OH, ce qui augmente le surplus et le bien-être. De même, nous savons que dans cette zone, l'OH est toujours incité à l'efficacité ce qui a un effet direct positif sur le bien-être. Pour des niveaux d'approvisionnement intermédiaires, le régulateur peut choisir une proportion fonction de ces niveaux. Il s'assure ainsi que toutes les quantités soient vendues et une incitation à l'efficacité pour l'OH.

Le schéma ci-dessous reprend les lieux de surplus et bien-être maxima.

Figure 4.9 : Lieux des bien-être et surplus maxima



Note 7 : Commentaire de la figure 4.9 :

Le régulateur veut maximiser le bien-être ou le surplus des consommateurs. Il choisit une proportion faible pour de faibles approvisionnements ($K_o < \frac{1}{2}$, zone bleue). Lorsque $K_o \in [\frac{1}{2}, K_o^A]$, alors il choisit une proportion telle que $\mu_o^k = 0$ (droite rouge). Pour des approvisionnements élevés, $K_o > \frac{2}{3}$, il choisit des proportions élevées (zone quadrillée jaune). Si cela n'est pas possible, alors une proportion telle que $\lambda_e^k < 0$ (zone hachurée jaune) permet de profiter d'une augmentation de l'efficacité de l'OH. Pour $K_o \in [K_o^A, \frac{2}{3}]$, alors une proportion telle que $\mu_o^k > 0$ (zone verte) permet de profiter des incitations de l'OH à vendre la totalité de ses approvisionnements et à être efficace. Si cela n'est pas possible, une proportion telle que $\lambda_e^k < 0$ permet également de profiter des incitations à l'efficacité mais le surplus des consommateurs ou le bien-être seront moins élevés car tous les approvisionnements ne seront pas vendus. Lorsque $K_o \in [\frac{1}{2}, \frac{2}{3}]$, une stratégie dominante pour le régulateur est de fixer une proportion telle que $\mu_o^k = 0$. La droite rouge peut donc être prolongée jusqu'au point d'intersection entre $\begin{cases} 1 - 3\alpha K_o = 0 \\ K_o = \frac{2}{3} \end{cases}$.

4.7 Conclusion du Chapitre 4

Les régulateurs et la Commission Européenne souhaitent que les consommateurs aient le choix entre plusieurs fournisseurs. Les caractéristiques de l'industrie gazière, notamment la lourdeur des investissements et la longue durée de construction des infrastructures, ne permettent pas un développement rapide de l'activité de fournisseurs alternatifs aux opérateurs historiques. Les différents régulateurs pourraient, en attendant ce développement, obliger le monopole historique à maximiser le bien-être collectif. Les quantités qui maximisent ce bien-être sont facilement calculables mais, dès lors que le régulateur veut s'assurer d'un profit positif ou nul pour l'OH, alors le résultat dépend des conditions d'approvisionnement de l'OH. Si ce dernier a mal négocié ses approvisionnements, alors les deux objectifs ne sont pas atteignables simultanément. Si le régulateur souhaite que le monopole produise la quantité qui maximise le bien-être, il devra mettre en place un système de transferts⁶⁶ entre les différents secteurs de l'économie pour compenser les pertes éventuelles que cette obligation fait peser sur l'OH. Cependant, les régulateurs qui souhaiteraient adopter ce comportement se heurtent aux exigences de la Commission européenne et des différentes directives. Leur objectif est de faciliter l'activité de différents fournisseurs sur un même marché et de contrôler les différents degrés d'ouverture à la fois par les quantités de gaz qui ont fait l'objet d'une demande d'ATR pour leur fourniture et le nombre d'intervenants sur les marchés de gros et aval pour éviter les abus de positions dominantes et les phénomènes de concentration. Les régulateurs recherchent alors à accélérer l'ouverture en rendant actifs les concurrents présents sur le territoire mais qui n'ont pas accès à la ressource. Le GR est l'un des instruments qui sont utilisés pour rendre actifs des fournisseurs et les faire apparaître comme de futures alternatives à l'OH. Sous ces programmes, l'OH devient le fournisseur de ses concurrents et chacun se concurrence sur le marché aval. Cette concurrence oligopolistique est contrainte par le niveau des appro-

⁶⁶Lorsque le monopole est peu efficace, le GR peut faire planer sur lui des coûts échoués (*stranded costs*), pouvant cependant être atténués si l'on suppose que le monopole peut revendre une partie de ses approvisionnements sur les marchés *spots* à un prix qui est proche de ses coûts. Dans notre approche, ce recours est impossible. Lorsque le monopole dispose de conditions d'approvisionnement telles que $uK_o > \frac{1}{4}$, il existe des situations d'équilibre pour lesquelles le financement de ces coûts échoués par le mécanisme même du GR (par l'intermédiaire d'un prix de rétrocession plus élevé) est impossible. Le régulateur doit donc mettre en place d'autres systèmes de transferts (entre les opérateurs actifs par exemple), surtout si l'on considère que le monopole historique avait négocié auparavant pour le bien-être de la collectivité ces approvisionnements.

CHAPITRE 4. COMPORTEMENT STRATÉGIQUE ET OBLIGATION DE FOURNITURE D'UN BIEN ESSENTIEL : LE CAS D'UN MONOPOLE (OPÉRATEUR HISTORIQUE) SOUMIS À UN GAS RELEASE

visionnements de l'OH car ce sont les seuls disponibles sur le marché. Nous pouvons donc l'approcher sous certaines hypothèses vérifiées dans notre modèle par une concurrence de type COURNOT. Les deux opérateurs (l'OH et son concurrent) subissent deux types de contraintes : la contrainte de GR et la contrainte de marché. Les équilibres dépendent du niveau initial des approvisionnements, du niveau de la proportion rétrocedée ainsi que de celui du prix de rétrocession. Pour de faibles niveaux d'approvisionnement et de proportion rétrocedée, les deux opérateurs vont saturer les contraintes. Si la proportion rétrocedée est plus importante, alors la contrainte de GR se libère et nous nous trouvons dans le cas d'une multiplicité d'équilibres (BRETON et ZACCOUR [2001]), équilibre où seule la contrainte de marché reste active. Si ce sont les approvisionnements qui sont élevés et la proportion faible, alors seule la contrainte de GR est active. Les deux opérateurs ne jouent leurs stratégies non-contraintes de COURNOT que pour de fortes valeurs d'approvisionnement et de proportion rétrocedée. Le prix de rétrocession va également influencer sur l'activité des contraintes. Plus il est élevé, plus la contrainte de GR se libère. Pour des valeurs très élevées de prix, le concurrent n'achète jamais toutes les quantités rétrocedées. Dès lors, pour de faibles approvisionnements, le seul équilibre possible est l'équilibre multiple. Pour des approvisionnements plus élevés, l'OH se retrouve en situation de monopole. Le prix de rétrocession incorpore toujours une composante qui reflète les coûts. Il est intéressant de noter que si l'OH est efficace, alors il va subir davantage les contraintes, notamment la contrainte de marché. Il existe des équilibres pour lesquels il sera rationné au profit de son concurrent qui réalise des profits positifs grâce au GR. L'introduction d'une contrainte de marché dans un modèle d'oligopole de COURNOT où le monopole est obligé de servir ses concurrents complexifie les différents équilibres possibles sur lesquels vont se coordonner les différents opérateurs.

Le caractère obligatoire du GR ne permet pas à l'OH de pratiquer des stratégies conclusives. Toutefois, le prix de rétrocession étant basé sur les coûts d'approvisionnement, il lui est possible de pratiquer une stratégie de RRC. Les possibilités de manipulation du prix de rétrocession sont cependant réduites. Le régulateur agit dans un environnement informationnel complet et observe les coûts d'importation de l'OH sans biais. L'OH, dans notre situation, est obligé de fournir son concurrent et ne peut ni dégrader la qualité du bien rétrocedé, ni augmenter les délais de livraison ou rajouter de clauses contractuelles restrictives ; il ne peut donc agir directement sur les coûts de son concurrent. Par conséquent, l'OH dispose uniquement de son action sur ses coûts u pour manipuler le prix de rétrocession r et se retrouver dans une meilleure situation en terme de profit, soit à l'in-

térieur d'une zone d'équilibre, soit par un changement de zone d'équilibre pour un couple (K_o, α) donné. Nous différons ici des auteurs qui ont étudié les incitations à adopter des stratégies de RRC lorsqu'un monopole fournit un bien (*input*) essentiel à ses concurrents du marché aval (ECONOMIDES [1998], SIBLEY et WEISMAN [1998], WEISMAN et KANG [2001]). La structure du modèle est similaire à celles de ces auteurs à l'exception de l'existence de contraintes sur les capacités en *input* essentiel du monopole et de l'existence d'engagements fermes qui peuvent agir comme ou devenir des coûts échoués. Toutes ces modifications vont nous conduire à des incitations différentes par rapport à des cas où d'une part le monopole n'augmente que le coût de ses concurrents et d'autres part n'est soumis à aucune contrainte, à l'exception de fournir l'accès au bien essentiel. Nous avons montré que pour des prix de rétrocession supérieurs ou égal au coût ($r \geq u$), il peut être incité dans certaines situations à adopter des stratégies de RRC. Mais, même lorsque le prix de rétrocession ou d'accès à l'*input* essentiel est fixé au coût ($r = u$), le monopole est également incité à l'efficacité productive, c'est-à-dire à diminuer ses coûts (selon le couple (α, K_o) de départ). Le profit que l'OH réalise en vendant le GR sur le marché intermédiaire compense la diminution de ses quantités sur le marché aval par la suite. Cette incitation à l'efficacité est toujours présente lorsque les niveaux des approvisionnements ou de la proportion rétrocedée sont élevés, soumise à conditions lorsque les proportions sont élevées avec des approvisionnements plus faibles. Le monopole est incité à distordre le coût global de l'industrie lorsque le régulateur lui impose de fournir une trop grande quantité d'*input* à ses concurrents alors que ses ressources sont limitées. Le prix du marché final est tel qu'il préfère vendre davantage sur le marché aval et moins sur le marché intermédiaire. Cette incitation reste présente lorsque le monopole est plus efficace que son concurrent. Lorsque le monopole augmente ses coûts, et ceux de ses concurrents, le bien-être diminue comme le montre ECONOMIDES (1998). Avec des contraintes sur les quantités que chacun peut vendre, et surtout sur les capacités de l'OH (contrainte de marché), une augmentation peut, dans un univers COURNOT, ne dégrader que les profits des concurrents et le bien-être, en laissant le surplus des consommateurs inchangé. Dans l'industrie gazière, les régulateurs peuvent ne se soucier que du bien-être des consommateurs et ne chercher à maximiser que leur surplus, comme le montrent les audits et surveillances de l'OFGEM. Les consommateurs ne sont alors jamais affectés lorsque le monopole dispose d'incitations à diminuer son efficacité. Le GR est ici considéré comme une mesure permanente. L'OH ne récupère pas les quantités qu'il a rétrocedées par la suite. Sachant cela, notre modèle montre qu'il n'est pas systématiquement incité à être inefficace et à augmenter le coût

CHAPITRE 4. COMPORTEMENT STRATÉGIQUE ET OBLIGATION DE FOURNITURE D'UN BIEN ESSENTIEL : LE CAS D'UN MONOPOLE (OPÉRATEUR HISTORIQUE) SOUMIS À UN GAS RELEASE

de ses contrats pour défavoriser ses concurrents. Une stratégie consistant à augmenter son efficacité productive est payante. Le régulateur peut, en fixant une proportion faible lorsque les capacités du monopole sont peu élevées, en fonction du niveau des approvisionnements lorsque ceux-ci sont dans des valeurs intermédiaires, et plus élevées lorsque les approvisionnements sont importants, atteindre des niveaux de bien-être maxima et diminuer les incitations à adopter des stratégies de RRC de la part de l'OH.

4.7. CONCLUSION DU CHAPITRE 4

Conclusion générale

La libéralisation des marchés de l'énergie a modifié le rôle des opérateurs historiques. Autrefois en monopole avec un marché relativement lisible à long terme, ils évoluent désormais dans une position plus concurrentielle, avec davantage d'incertitudes et une vision de plus court terme. En effet, la demande⁶⁷ devient incertaine, les prix plus volatils et la gestion du développement et du bon fonctionnement de l'industrie plus complexe. Certaines caractéristiques du marché gazier prennent de plus en plus d'importance dans cet univers dérégulé et ne se résolvent pas trivialement. La problématique de l'offre de gaz en Europe et de la sécurité d'approvisionnement qui l'accompagne, aussi bien sur le marché de gros (importations) que sur le marché aval (fourniture), prend une nouvelle importance. Les producteurs et pétrogaziers, qui disposent de la ressource, interviennent pour la plupart sur le marché aval. Cette intervention pourrait conduire à des stratégies de manipulations des prix⁶⁸, voire de forclusion. Ces risques n'atteignent plus seulement le marché gazier mais aussi le marché électrique, compte tenu de la relation qui s'observe entre les deux secteurs. Les contraintes environnementales, la rapidité de construction des centrales à cycles combinés au gaz naturel, leur rentabilité plus immédiate et l'augmentation de leur rendement conduisent les producteurs d'électricité à miser de plus en plus sur le gaz naturel. Une volatilité des prix sur les marchés de cet *input* aura des répercussions sur les coûts et les prix finals des producteurs d'électricité.

Les acteurs se couvrent contre ces risques soit en utilisant des instruments de couverture empruntés aux marchés financiers, soit en sécurisant leurs approvisionnements. En général, un mix entre ces deux formes de gestion est utilisé lorsqu'elles sont disponibles⁶⁹.

⁶⁷Plutôt que la demande, ce sont plus exactement les parts de marché futures des opérateurs qui sont désormais incertaines.

⁶⁸Ces stratégies peuvent être observées sur les marchés de gros ou marchés *spot*.

⁶⁹Les instruments de couverture sur les *hubs* gaziers tardent à venir faute certainement de contrepartie. Mais, même en présence d'instruments de couverture, l'expérience montre que les opérateurs diversifient leurs approvisionnements entre court et long terme. Le court terme permet de conserver une certaine

Les opérateurs signent des contrats de long terme avec des producteurs, contrats qui leur assurent un prix relativement stable⁷⁰ et une quantité disponible. Ces contrats, certes peu flexibles, restent une forte composante des approvisionnements. À ces contrats se rajoute la diversification des sources d’approvisionnement, en prévision d’une éventuelle rupture physique de l’un des fournisseurs. Le développement du GNL, favorisé par beaucoup et particulièrement rentable dans ce contexte de prix du pétrole élevés, permet de développer des relations avec de nouveaux pays producteurs et d’ouvrir de nouvelles opportunités d’approvisionnement. Malgré ces diversifications, les producteurs restent en situation d’oligopole et pourraient exercer un pouvoir de marché sur le *spot* ou les *hubs*⁷¹, ou forclure des concurrents en intervenant directement sur le marché aval. Les importateurs-distributeurs européens peuvent se retrouver en position de faiblesse vis-à-vis de cet oligopole, qui de surcroît voit l’émergence de marchés captifs (marché électrique). Les différents opérateurs recherchent à s’intégrer verticalement pour réduire ce risque et disposer également de ressource⁷². Cette problématique de l’offre de gaz est complexe. Il est parfois difficile dans ce contexte de trouver des sources d’approvisionnement, alliant flexibilité⁷³ et une relative sécurité. Des régulateurs ont décidé de faciliter l’accès à la ressource aux nouveaux opérateurs pour que ceux-ci puissent s’implanter sur le marché.

Les régulations asymétriques, destinées à favoriser les entrées, la contestabilité du marché et à accélérer la concurrence, sont de deux types sur le marché gazier. Le premier est le *gas release* qui rend la ressource disponible aux nouveaux opérateurs. Le second est un objectif de pertes de parts de marché pour les opérateurs dominants. Ces deux instruments sont soit utilisés en complément (le plus souvent), soit seuls. Ils sont pris à la suite d’observations de difficultés d’acquisition du gaz ou pour contrebalancer la fusion de plusieurs entreprises, la nouvelle société créée devenant dominante sur un ou plusieurs maillons de la chaîne gazière. L’étude des expériences nous montre que, en accord avec ce qu’affirme la littérature économique sur les régulations asymétriques, le *gas release* permet

flexibilité et de rendre les consommateurs réactifs aux véritables conditions de marché (de l’équilibre entre offre et demande). Le long terme permet de conserver une certaine sécurité pour éviter de subir de trop les évolutions négatives du marché et assure la rentabilité et l’amortissement des investissements entrepris.

⁷⁰Son évolution est prévue selon un mécanisme d’indexation.

⁷¹Par exemple, la majorité du gaz échangé au *hub* de Baumgarten provient de Russie.

⁷²Cette stratégie contribue également à sécuriser les approvisionnements.

⁷³Les stockages sont également un bon moyen de flexibilité. Ils permettent d’importer de plus grosses quantités et de se rééquilibrer en cas d’excès d’offre ou de déficit de demande.

de favoriser des entrées. Cependant, elles ne concernent pas forcément ceux qui avaient le plus de difficultés à acquérir du gaz⁷⁴. L'impact sur la concurrence peut être limité, voire négatif car ces acteurs pourraient devenir faiseurs de prix. Seule la Grande-Bretagne fait exception à cette règle. Le *gas release* a bénéficié à de nombreux fournisseurs (*traders*) et a contribué à diminuer l'influence de BRITISH GAS sur les petits producteurs de la mer du Nord qui ont émis des offres de *free gas*. Ces comportements ont conditionné le succès de cette mesure outre manche, aidés certainement par les objectifs de pertes de parts de marché et la réduction des marges dans certains maillons. Sur le continent, les résultats sont plus mitigés et trouvent souvent des explications connexes ou complémentaires, comme la forte croissance de la consommation, les changements dans la nature même des tarifs ATR ou encore l'intervention des producteurs sur le marché aval. Elles ont cependant contribué dans certains pays (France) à augmenter la contestabilité des marchés via un accroissement du nombre de renégociations, ce qui peut indiquer que les monopoles historiques sont soumis à des menaces crédibles de pertes de clients au profit d'autres fournisseurs⁷⁵.

Le caractère temporaire de la mesure, qui assure que ce ne sont pas des mesures viables pour une concurrence saine mais juste un accroissement de la facilité et de la rapidité de l'accès aux marchés, ne constitue pas un frein à l'investissement. Au contraire, en accord avec la théorie, le sentiment de protection du concurrent même pour une durée limitée est source de déclenchement d'investissements. Les observations empiriques confortent cette idée puisque de nouveaux opérateurs participent au développement des infrastructures d'importation et de transport gazières. Les bénéficiaires, pour conserver une activité pérenne après les mesures de régulation asymétrique, doivent sécuriser leurs approvisionnements, c'est-à-dire trouver de nouvelles routes ou contrats qui prendront le relais de la fourniture par le *gas release*. Certains régulateurs (espagnol, italien) ont d'ailleurs, après les mesures de *gas release*, pris des dispositions en ce sens en garantissant des accès favorisés aux infrastructures de transport pour les entreprises les ayant financées. Ce segment reste d'ailleurs le goulet d'étranglement de l'industrie et s'érige quelquefois en cause des difficultés d'accès à la ressource. Le régulateur détermine en général les quantités et leur mode de rétrocession. Quel que soit ce mode de rétrocession, il doit déterminer un prix,

⁷⁴Tels que les pétrogaziers, les électriciens ou les opérateurs historiques des autres pays européens.

⁷⁵Le processus de libéralisation avançant inéluctablement, ces phénomènes de renégociations peuvent également être le fruit de l'opérateur historique qui désire conserver sa clientèle dans le futur. Même avec des menaces faibles aujourd'hui, renégocier permet de conserver une certaine part de marché future lorsque les infrastructures d'importation et de transport planifiées entreront en fonctionnement.

soit de la rétrocession si elle s'effectue au coût moyen, soit un prix plancher en-dessous duquel le gaz ne sera pas vendu, si c'est un système d'enchères. Les expériences montrent que le régulateur dispose d'une information assez bonne sur les coûts et les conditions d'approvisionnement de son opérateur historique.

Le système d'enchères permet une meilleure allocation pour plusieurs raisons. D'abord, il permet de s'assurer que le prix plancher n'est pas trop élevé car les enchérisseurs font des offres sans le connaître. Si aucun ne fait une offre autour de ce prix, c'est qu'il a peut-être été sur-évalué⁷⁶. Ensuite, il permet de déterminer la réelle disposition à payer des enchérisseurs pour le gaz, donnant une idée de leur efficacité. Enfin, les enchérisseurs reçoivent en général de plus fortes quantités. Ils apparaissent alors comme des fournisseurs alternatifs plus crédibles. Ce reproche a été adressé aux rétrocessions anglaises qui étaient basées sur une quantité distribuée au prorata des demandes. Chaque candidat avait donc une quantité faible car tous ceux qui avaient été retenus durant la sélection repartaient avec un volume de gaz. Des mesures ont dû être déterminées par L'OFGAS en raison du nombre croissant de candidats qui satisfaisaient les critères de sélection. Cette critique a également été avancée lorsque tous les lots d'une enchère n'ont pas été alloués. Un effet modérateur observé sur ce mode d'allocation est qu'il est générateur de rentes, pouvant être importantes si l'OH était très efficace⁷⁷. Certaines de ces quantités sont revendues par négociations de gré à gré. Les différents opérateurs peuvent alors obtenir des contreparties sur d'autres marchés. Il n'est alors pas évident que la concurrence en soit améliorée. Les opérateurs peuvent adopter au contraire des stratégies anticoncurrentielles, comme la collusion, un partage du marché ou encore l'exclusion d'autres opérateurs.

La littérature économique met en avant des comportements stratégiques que les régulations asymétriques sont susceptibles d'engendrer. Le *gas release* peut se modéliser à l'aide d'une concurrence oligopolistique avec des contraintes de capacités. Dès lors, les stratégies de prix et comportementales peuvent s'éloigner des résultats espérés. La littérature nous indique que la régulation symétrique est toujours préférable à une régulation asymétrique car elle limite les entrées de firmes inefficaces, qui auraient un impact négatif sur le bien-être. Une régulation asymétrique ne se justifie que si un comportement anticoncurrentiel a été observé ou s'il n'existe pas de moyens moins coûteux pour introduire la concurrence.

⁷⁶Le régulateur doit tout d'abord s'assurer que d'autres contraintes n'agissent pas et ne sont pas responsables de ce comportement, comme par exemple la difficulté de signer des contrats d'acheminement pour le gaz acquis lors de la rétrocession.

⁷⁷Les rétrocessions ont souvent bénéficié aux opérateurs qui rétrocédaient le gaz.

Le régulateur joue alors un rôle important. Faire entrer un nombre trop réduit d'entreprises augmenterait les risques de comportements anticoncurrentiels (partage du marché, collusion). Au contraire, permettre trop d'entrées réduirait la profitabilité de l'industrie qui nécessite une taille critique de consommateurs.

Un *gas release* est susceptible d'introduire un système de contraintes sur les opérateurs, réduisant le montant des approvisionnements restant disponibles pour l'opérateur historique et plafonnant les possibilités de ventes pour les concurrents. Ces contraintes sont néfastes pour le bien-être si elles touchent l'opérateur le plus efficace car elles entraînent un transfert de profit de la firme la plus efficace vers la moins efficace. Les prix, lorsque des contraintes de capacités existent, sont en général plus élevés que dans une situation non-contrainte. Les opérateurs sont susceptibles de pratiquer des rétentions de capacités pour maintenir un prix artificiellement élevé. Pour cela, il ne faut pas forcément disposer de fortes capacités ou d'une grosse part de marché. Il suffit que l'élasticité de la demande par rapport au prix soit faible, pendant par exemple une période de pointe durant laquelle les capacités sont très utilisées. Cette rétention de capacités peut être volontaire, soit pour que l'opérateur en place ne réagisse pas à l'entrée, soit pour obtenir des conditions plus favorables de production⁷⁸.

Le *gas release* introduit une relation marchande entre l'Opérateur Historique (OH) et ses concurrents. Cette relation rend deux stratégies attirantes : la collusion et l'augmentation du coût des rivaux. La première est favorisée lorsque les capacités de production sont symétriques. En cas de quantités rétrocédées importantes, augmentant le degré de symétrie des firmes en capacités, l'incitation à dévier de l'OH diminue et le pouvoir de punition des concurrents augmente. Ce pouvoir de punition est encore plus important si, comme cela est le cas sur le marché gazier européen, des entreprises interviennent sur plusieurs marchés⁷⁹. La collusion induit une gestion des coûts des capacités inutilisées, en particulier lorsque les entreprises sont soumises à des obligations d'enlèvement de type *Take or Pay*. Ces obligations sont susceptibles d'agir comme des coûts fixes et donc de diminuer les profits. Si ces coûts sont faibles, alors la perspective de servir une plus grande partie du marché à un prix moins élevé que celui de collusion est séduisante. A contrario, s'ils sont élevés, la rentabilité peut se trouver dans la vente des quantités de collusion au prix de collusion. Nous remarquons ici que les quantités rétrocédées ne doivent pas être trop importantes pour ne pas favoriser les comportements collusifs.

⁷⁸Le *gas release* peut être moins cher qu'une autre source d'approvisionnement.

⁷⁹La punition se répercute sur d'autres marchés.

La seconde stratégie peut être étudiée à l'aide d'un modèle duopolistique de COURNOT, avec des contraintes sur les capacités des deux acteurs. L'introduction artificielle de la concurrence, représentée par un *gas release* et l'activité d'un concurrent sur le marché aval, modifie la structure du marché aval. Les deux opérateurs vont jouer, dès que les contraintes le leur permettent, leurs stratégies de meilleures réponses. Dès lors, toutes les quantités disponibles peuvent ne pas être vendues. Les quantités (capacités) non utilisées vont donc peser sur les profits de l'OH qui subit des obligations d'enlèvement. Si l'on considère que ce dernier a négocié ses contrats antérieurement et pour le bien être de la collectivité, ces coûts doivent être pris en compte lors de la rétrocession. Lorsque les approvisionnements sont bien négociés, il existe des prix de rétrocession qui permettent directement de les financer. Si les négociations sont moins favorables, alors il faut introduire un mécanisme connexe de financement, le prix de rétrocession nécessaire ne permettant plus à la fois au concurrent d'acheter des quantités et à l'OH de couvrir ses coûts. L'OH dispose de deux sources de revenus, l'une résultant de la vente du *gas release* sur le marché intermédiaire et l'autre de ses recettes sur le marché final. Nous montrons que, lorsque les quantités rétrocedées sont importantes et les niveaux d'approvisionnement sont dans des valeurs intermédiaires, il peut être incité à augmenter le prix de rétrocession en augmentant ses propres coûts. L'effet stratégique de l'augmentation des coûts est donc plus important que l'effet direct sur les profits de cette "inefficacité volontaire". En adoptant cette stratégie, il diminue ses ventes sur le marché intermédiaire (*gas release*) et augmente ses ventes sur le marché final, sans modifier le prix du marché final car tous ses approvisionnements disponibles sont vendus ; cette augmentation compense à la fois l'augmentation directe des coûts et la diminution des ventes sur le marché intermédiaire. Pour les autres niveaux de quantités rétrocedées ou d'approvisionnement, il n'est pas incité à adopter ce type de stratégie car soit l'effet direct des coûts est le seul observé⁸⁰, soit il a intérêt de vendre le maximum de quantités étant donné ses conditions d'approvisionnement. Dans la plupart des cas, l'incitation à l'efficacité et à renégocier pour le mieux ses contrats est présente. Les consommateurs ne subissent pas les effets de cette stratégie d'augmentation des coûts des rivaux qui n'est néfaste que pour le concurrent. Les quantités proposées sur le marché restent les mêmes⁸¹, l'augmentation du profit de l'OH ne se réalisant qu'aux dépens de celui du concurrent. En revanche, cette stratégie exerce un impact négatif sur le bien-être car les conditions d'approvisionnement se dégradent à cause de l'accroissement des coûts. En introduisant

⁸⁰C'est le cas pour des proportions rétrocedées faibles.

⁸¹De même que le prix final qui en conséquence ne se modifie pas.

CONCLUSION GÉNÉRALE

le régulateur explicitement et en supposant qu'il recherche à maximiser le bien-être, il est possible de déterminer une proportion rétrocedée optimale. Cette proportion ne doit pas être trop faible car sinon elle limite les possibilités de vente du concurrent et ne permet pas de bénéficier de l'incitation à l'efficacité de l'OH. Elle ne doit pas non plus être trop élevée car elle donnerait lieu à des stratégies d'augmentation des coûts des rivaux ou pourrait favoriser la collusion. Cette proportion dépend du niveau des approvisionnements de l'OH. Le régulateur doit donc tenir compte de ces comportements anticoncurrentiels que peut engendrer une régulation asymétrique. Ces derniers pourraient limiter les bienfaits des entrées de concurrents.

Bibliographie

- [1] ABEL J. et CLEMENTS M., 2001, « Entry under Asymmetric Regulation », *Review of Industrial Organization*, n°19, pp 227-242
- [2] AGHION P. et BOLTON P., 1987, « Contracts as a Barrier to Entry », *American Economic Review*, n°77, pp 388-405
- [3] Ambassade de France en Allemagne (Mission Economique), 2003, « Prise de contrôle de RUHRGAS par EON », 20 février 2003
- [4] ARMSTRONG M., COWAN S., et VICKERS J., 1994, « Regulatory Reform : Economic Analysis and British Experience », MIT Press
- [5] ARMSTRONG M., 1999, « Regulation and Inefficient Entry : Economic Analysis and British Experience », Nuffield College, Oxford
- [6] Autorita per l'energia elettrica e il gas, 2001, « Rapport annuel 2001 »
- [7] Autorita per l'energia elettrica e il gas, 2003, « Annual report on the state of the services and the activity carried out », 3 juillet 2003
- [8] BARANES E. et CORTADE T., 2004, "Horizontal mergers in Internet", *Cahier du CREDEN* n°04.08.49, 27 août 2004
- [9] BARANES E., MIRABEL F. et POUDOU J-C., 2003, "Une analyse économique de la structure verticale sur la chaîne gazière européenne", *Energy Studies Review*, Fall 2003, vol. 12, Issue 1, pp 27-52
- [10] BARANES E., MIRABEL F. et POUDOU J-C., 2003a, "Stockage et concurrence dans le secteur gazier", *Cahier du CREDEN* n°03.11.42, 5 novembre 2003

-
- [11] BARANES E., MIRABEL F. et POUDOU J-C., 2004, "Stockage de gaz et modulation : une analyse stratégique", Cahier du CREDEN n°04.07.48, 29 juillet 2004
- [12] BAUMOL W., PANZAR J., WILLIG R., 1982, « Contestable markets and the theory of industry structure », Harcourt-Brace-Jovanovich, publishers, 1982
- [13] BAZART C., 2003, "Les stratégies d'intégration menées dans les industries gazières en Europe : Vers quelles logiques industrielles et financières ?", Rapport post-doctorat IFE, 2003
- [14] BEESLEY M.E., 1997, « Privatization, regulation and deregulation », Second Edition, Routledge
- [15] BERGMANN B., 2000, « Driving forces for the european gas industry : liberalisation, regulation, technology ? », Revue de l'Énergie, n° 517, juin 2000, pp 277-285
- [16] BERNHEIM B.D. et WHINSTON M.D., 1990, "Multimarket contact and collusive behaviour", Rand Journal of Economics, vol 21, issue 1, august 1990, pp 1-26
- [17] BEZZINA J., 2001, « Coûts échoués et déréglementation des réseaux électriques », Economie et société, série « Economie de l'énergie », n°8, Janv-Fev 2001, pp 211-222
- [18] BOISSELEAU F., 2003, « La question du marché pertinent dans le secteur électrique », Economies et Sociétés, Série « Economie de l'énergie », n°9, février-mars 2003, pp 321-337
- [19] BORENSTEIN S., 2001, « The trouble with electricity markets (and some solutions) », University of California Energy Institute, Janvier 2001
- [20] BORENSTEIN S., 2002, « The trouble with the electricity markets : understanding California's restructuring disaster », Journal of Economic Perspectives, Winter2002, Vol. 16, Issue 1, pp 191-211, disponible sur le site internet www.ucei.org
- [21] BOUTTES J.P. et TROCHET J.M., 2004, "Market design et concurrence dans l'électricité", Version préliminaire présentée à la conférence "L'ouverture des marchés européens de l'électricité", IDEP, Marseille, 23 janvier 2004
- [22] BP Statistical Review, juin 2004, disponible sur le site Internet <http://www.bp.com>

BIBLIOGRAPHIE

- [23] BRETON M. et ZACCOUR G., 2001, « Equilibria in an asymmetric duopoly facing a security constraint », *Energy Economics*, n°23, pp 457-475
- [24] BROCK W.A. et SCHEINKMAN J.A., 1985, « Price Setting Supergames with Capacity Constraints », *Review of Economic Studies*, LII, 1985, pp 371-382
- [25] Cambridge Energy Research Associates (CERA), 2001, « The spanish gas auctions : a precedent for Europe », 26 novembre 2001
- [26] CERA (Cambridge Energy Research Associates), 2003, « Gas Release Programs : Auction or Fiction », 28 juillet 2003
- [27] CARLTON D., 1979, « Contracts, Price Rigidity, and Market Equilibrium », *The Journal of Political Economy*, vol. 87, n°5, pp 1034-1062
- [28] CARSBURG B., 1993, « Promoting entry into regulated industries », in *Majors Issues in regulation*, Institute of Economics Affairs, pp 89-98
- [29] CEDIGAZ, 2001, « The European Gas Market Players », novembre 2001
- [30] Central European Gas Hub, 2003a, «Gas Release Program», 2003
- [31] Central European Gas Hub, 2003b, «Terms and conditions Governing Auction Participation», 11 juin 2003
- [32] CLASTRES C., 2001, « Les risques liés à la déréglementation des industries de réseau », *Rapport pour l'Institut Français de l'Énergie*, octobre 2001
- [33] CLASTRES C., 2003, « Les mesures de régulations asymétriques dans le secteur gazier européen », *Revue de l'Énergie*, juin 2003, pp 385-391
- [34] CLASTRES C. et SEVI B., 2003, « Marchés *spot* et marchés financiers de couverture dans les industries du gaz et de l'électricité », *Economies et Sociétés*, série « Economie de l'Énergie », n°2-3, février-mars 2003, pp 496-511
- [35] Comision Nacional de Energia, 2003, « Boletin mensual de estadistica de gas natural », décembre 2003, tiré du site www.cne.es
- [36] Comision Nacional de Energia, 2004, « Boletin mensual de estadistica de gas natural », février 2004, tiré du site www.cne.es

[37] Comisión Nacional de Energía, 2005, « Boletín mensual de estadística de gas natural », mars 2005, tiré du site www.cne.es

[38] Commission de régulation de l'électricité (CRE), 2001, « Vers un marché européen du gaz naturel : incertitudes et choix tarifaires », 30 avril 2001

[39] Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), 2002, « Rapport sur l'ouverture du marché gazier français », 24 octobre 2002

[40] Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), 2003, « Rapport d'activité 2003 », juin 2003

[41] Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), 2004, « Rapport d'activité », juin 2004

[42] Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), 2005, « Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz », 16 février 2005

[43] Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), 2005a, « Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz : 1^{er} trimestre 2005 », avril 2005

[44] Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), 2005b, « Rapport d'activité 2005 », 30 juin 2005, disponible sur www.cre.fr

[45] Commission des communautés européennes (SEC), 2003, « Rapport sur l'ouverture du marché du gaz et de l'électricité en Europe », 7 avril 2003

[46] Commission européenne, 2001, « Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique », Livre Vert, 2001

[47] Commission européenne, 2001a, « Conclusions of the 4th meeting of the European Gas Regulatory Forum », 2-3 juillet 2001

[48] Commission européenne, 2002, « Le marché intérieur de l'énergie : des mesures coordonnées en matière de sécurité des approvisionnements énergétiques », Communication de la commission au parlement européen et au conseil, 11 septembre 2002

[49] Commission européenne, 2002a, Proposition de directive du parlement européen et du conseil concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel, 11 septembre 2002

BIBLIOGRAPHIE

[50] Commission européenne, 2004, « Marché intérieur de l'énergie : règles communes pour la marché intérieur du gaz naturel », 16 février 2004, www.europa.eu.int

[51] Commission of the european communities, 2004, "Third Benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market", DG Tren Draft Working Paper, march 1, 2004

[52] Commission of the European Communities, 2005, « Commission Staff Working Document, Technical Annexes to the Report from the Commission on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market », 5 janvier 2005

[53] COMPTE O., JENNY F. et REY P., 2002, « Capacity constraints, mergers and collusion », *European Economic Review*, n°46, pp 1-29

[54] CRAMPES C. et HOLLANDER A., 1995, « Duopoly et quality standards », *European Economic Review*, n°39, pp 71-82

[55] CRAMPES C. et CRETI A., 2003, « Price Bids and Capacity Choice in Electricity Markets », document de travail, décembre 2003

[56] DANIEL T., 2002, « Analysing the effects of vertical mergers : incentives matter, but market shares do not », *National Economic Research Associates (NERA)*, September/October 2002

[57] DAUGER J.M., 2001, « La sécurité d'approvisionnement de l'Europe en gaz naturel », *Economies et Sociétés*, série « Economie de l'énergie », n°8, Janv-Fev 2001, pp 23-33

[58] DAVID L., 2000, « La restructuration des industries gazières américaine et britannique : la fixation de la charge d'accès aux réseaux de gazoducs », Thèse pour le doctorat ès Sciences Economiques, 28 octobre 2000

[59] DAVID L. et PERCEBOIS J., 2004, "Access pricing on gas networks and capacity release markets : lessons from North American and European experiences", *Energy Studies Review*, volume 22, Number 2, spring 2004, pp 125-142

[60] DAVIDSON C. et DENECKERE R.J., 1984, "Horizontal mergers and collusive behaviour", *International Journal of Industrial Organization*, vol 2, issue 2, june 1984, pp 117-132

[61] DAVIDSON C. et DENECKERE R.J., 1986, “ Long-run competition in capacity, short-run competition in price, and the COURNOT model ”, Rand Journal of Economics, vol 17, n°3, Autumn 1986, pp 404-415

[62] DAVIDSON C. et DENECKERE R.J., 1990, “ Excess capacity and collusion, International Economic Review, vol 31, n°3, august 1990, pp 521-541

[63] DE WOLF D. et SMEERS Y., 1997, « A Stochastic Version of a STACKELBERG-NASH-COURNOT Equilibrium Model », Management Science, vol. 43, n°2, february 1997, pp 190-197

[64] DG Energy and Transport, 2005, « Quaterly Review of European Electricity and Gas Prices », Issue 2, janvier 2005

[65] DI PAOLI L., 2002, « La réforme de l'industrie électrique et gazière en Italie », intervention au CREDEN, Université Montpellier I, 25 avril 2002

[66] Direction Générale de l'Energie et des Matières premières (DGEMP), 2000, « Analyse des conditions encadrant l'organisation du marché intérieur du gaz naturel dans quatre pays européens : Allemagne, Espagne, Pays-Bas, Royaume-Uni », février 2000

[67] DGEMP, 2001, « Prix du gaz et de l'électricité en Europe », août 2001

[68] Directive 2003/55/CE du parlement européen et du conseil concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 98/30/CE, 26 juin 2003

[69] Directive 2004/67/CE du conseil du 26 avril 2004 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel

[70] DRI-WEFA, 2001, « Report for the European Commission, Directorate General for Transport and Energy to determinate changes after opening of the gas market in August 2000, Volume 1 : European Overview », juillet 2001

[71] ECONGAS, 2002a, “New European supplier from Austria”, Press Release, 19 décembre 2002

[72] ECONGAS, 2002b, “New Player on the European gas Market : ECONGAS”, 1er octobre 2002

BIBLIOGRAPHIE

- [73] ECONGAS, 2003, "First Natural Gas-Internet-Auction of Austria", 27 mai 2003
- [74] ECONOMIDES N., 1998, "The incentive for non-price discrimination by an input monopolist", *International Journal of Industrial Organization*, vol 16, issue 3, pp 271-284
- [75] Energy Information Administration (EIA), 2003a, « Country analysis brief : Germany », septembre 2003, tiré du site www.iea.doe.gov
- [76] EIA, 2003b, « Country analysis brief : France », avril 2003, www.eia.doe.gov
- [77] EIA, 2003c, « Country analysis brief : North sea », juin 2003, www.eia.doe.gov
- [78] EIA, 2003d, « Country analysis brief : Spain », 2003, www.eia.doe.gov
- [79] EIA, 2004, « Country analysis brief : Italy », 2004, www.eia.doe.gov
- [80] EIA, 2004a, « Country analysis brief : France », 2004, www.eia.doe.gov
- [81] EUROGAS, 2002, « Annual report 2001 », 1er octobre 2002
- [82] EUROGAS, 2003, « Annual report 2002-2003 », 15 octobre 2003
- [83] EUROGAS, 2004, « Natural gas Consumption Increased Further in 2003 », février 2004
- [84] EUROGAS, 2004a, « Annual Report 2003-2004 », 6 décembre 2004
- [85] EUROGAS, 2005, « Natural Gas Consumption Increased Further in 2004 », 18 février 2005
- [86] EUROSTAT, 2000, « Les prix du gaz naturel dans l'Union Européenne entre 1998 et 2000 », 20 juillet 2000
- [87] FOROS O., KIND H.J. et SOGARD L., 2002, "Access Pricing, Quality Degradation, and Foreclosure in the Internet", *Journal of Regulatory Economics*, vol 22, issue 1, 2002, pp 59-83
- [88] FRAYSSE J. et MOREAUX M., 1985, « Collusive Equilibria in oligopolies with Finite Lives », *European Economic Review*, n°25, 1985, pp 45-55

[89] FRIEDMAN, J.W., 1971, « A Non-Cooperative Equilibrium for Supergames », *Review of Economic Studies*, n° 28, 1971, pp 1-12.

[90] FUDENBERG D. et TIROLE J., 2000, "Game Theory", The MIT Press, Septième édition, 2000

[91] GAZ DE FRANCE, 2001, « Rapport annuel 2001 », 2001

[92] GAZ DE FRANCE, 2004, « Cession temporaire de gaz sur le point d'échange gaz Sud à partir du 1^{er} janvier 2005 : Notice d'information simplifiée », juillet 2004

[93] GELMAN J.R. et SALOP S.C., 1983, "Judo economics : capacity limitation and coupon competition", *The Bell Journal of Economics*, vol 14, issue 2, 1983, pp 315-325

[94] GREEN R. et NEWBERRY D., 1992, « Competition in the British Electricity *spot* Market », *Journal of Political Economy*, vol. 100, n°5, pp 929-953

[95] GUERRIEN B., 1996, "Dictionnaire d'Analyse Economique", Editions La découverte, 1996

[96] HACHED A., 2002, « Stratégies d'un producteur-exportateur de gaz naturel face aux évolutions des marchés », intervention à l'Association Française du Gaz, 9 avril 2002

[97] HASKEL J. et MARTIN C., 1994, "Capacity and competition : Empirical evidence on UK panel data", *The Journal of Industrial Economics*, vol. XLII, n°1, march 1994, pp 23-44

[98] HAURIE A., LEGRAND J., SMEERS Y., ZACCOUR G., 1987, « A stochastic dynamic NASH-COURNOT Model for The European Gas Market », rapports de recherche H.E.C., octobre 1987

[99] HELM D., 2002, « Energy policy : security of supply, sustainability and competition », *Energy Policy*, n°30, 2002, pp 173-184

[100] HEYVAERT G., 2001, « Le gaz naturel en Europe : émergence de marché *spot* et de trading *hubs* », *Economie et société*, série « Economie de l'énergie », n°8, janvier-février 2001, pp 235-246

BIBLIOGRAPHIE

[101] HUBBARD G. et WEINER R., 1991, « Efficient Contracting and Market Power : Evidence from the U.S. Natural Gas Industry », *Journal of Law and Economics*, vol. 34, Issue 1, april 1991, pp 25-65

[102] HUNT S., 2002, « Making competition work in electricity », 2002, Wiley Finance, John Wiley & sons ; Inc.

[103] International Energy Agency (IEA), 2004, "Security of gas supply in open markets : LNG and power at a turning point", OECD/IEA, 2004

[104] IVALDI M., JULLIEN B., REY P., SEABRIGHT P., et TIROLE J., 2003, "The Economics of Tacit Collusion", Final Report for DG Competition, European Commission, March 2003

[105] KREPS D. et SCHEINKMAN J., 1983, « Quantity precommitment and BERTRAND competition yield COURNOT outcomes », *The Bell Journal of Economics*, Autumn 83, vol. 14, Issue 2, pp 326-337

[106] LAFFONT J-J., 1992, « Théorie des incitations et nouvelles formes de réglementation », *Problèmes Economiques*, n°2291, 16 septembre 1992, pp 14-20

[107] LAFFONT J-J. et MARTIMORT D., 2002, « The Theory of Incentives : the principal-agent model », Princeton University Press, 2002

[108] LAMBSON V.E., 1995, « Optimal penal codes in nearly symmetric BERTRAND supergames », *Journal of Mathematical Economics*, vol 24, issue 1, pp 1-22

[109] LEGGIO K.B. et LIEN D., 2000, "Derivative trading by utility Firms", *Journal of Economics and Finance*, volume 24, number 1, Spring 2000, pp 1-14

[110] LEGGIO K.B. et LIEN D., 2002, "Hedging Gas Bills with Weather Derivatives", *Journal of Economics and Finance*, volume 26, number 1, Spring 2002, pp 88-100

[111] LEVITAN R. et SHUBIK M., 1972, « Price duopoly and capacity constraints », *International Economic Review*, vol 13, n°1, february 1972, pp 111-122

[112] Loi française n° 2003-8 du 3 janvier 2003, Loi relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie

[113] LYON T. P. et HUANG H., 1995, « Asymmetric regulation and incentives for innovation », *Industrial and corporate change*, vol. 4, issue 4, 1995, pp 769-776

[114] MAZIGHI A., 2004, « Uncertainties related to the short term trading of natural gas », Colloque OME-Université de Paris Dauphine, Paris, 16 juin 2004

[115] MERITET S., 2003, « L'émergence de pouvoir de marché dans les marchés électriques : le cas des Etats-Unis », *Economies et Sociétés*, Série « Economie de l'énergie », n°9, février-mars 2003, pp 339-355

[116] NERA, 2003, “ Introducing energy sector regulation in Germany : a significant step forward or the death knell for competition ?”, *Economic Consulting*, 17 septembre 2003

[117] NERA, 2003a, “Global Energy Regulation”, Juillet 2003, disponible sur le site internet www.nera.com

[118] NEVIASKI, E., 2002, « NBP, Zeebrugge, Emden/Oude/Bunde : un tableau comparatif », Conférence du CGEMP, 27 novembre 2002

[119] OCDE, 2002, “Austria 2001-2002”, 2002

[120] Office of Gas Supply (OFGAS), 1993, « Annual Report 1993»

[121] OFGAS, 1994a, « The Gas Release Programme : 1994/95 Release, A Consultation Document », 1er février 1994

[122] OFGAS, 1994b, « Gas Release scheme : Entry rules for the 1994/95 programme », 28 avril 1994

[123] OFGAS, 1995, « The competitive market review », mars 1995

[124] PENARD T., 1997, « Choix de capacités et comportements stratégiques. Une approche par les jeux répétés », *Annales d'Economie et de Statistique*, n°46, pp 203-224

[125] PENARD T. et SOUAM S., 2002, « Collusion et politique de la concurrence en information asymétrique », *Annales d'Economie et de Statistique*, n°66, pp 209-233

BIBLIOGRAPHIE

[126] PERCEBOIS J., 2001, « Les missions des régulateurs de service public dans un environnement dérégulé : objectifs, contraintes, moyens », Colloque international du réseau MONDER, Juin 2001

[127] PERCEBOIS J., 2003, « Ouverture à la concurrence et régulation des industries de réseaux : le cas du gaz et de l'électricité (quelques enseignements au vu de l'expérience européenne) », Cahier de Recherche n°03.11.40, CREDEN, 5 novembre 2003

[128] PERCEBOIS J., 2004, « Les missions du régulateur face aux comportements opportunistes des opérateurs dans un marché dérégulé de l'électricité (cas de l'Europe) », Revue de l'Energie, n°557, juin 2004, pp

[129] PERRUCCI A. et CIMATORIBUS M., 1997, « Competition, convergence and asymmetry in telecommunications regulation », Telecommunications Policy, vol 21, n°6, 1997, pp 493-512

[130] Pétrostratégie, 2004, « GAZ DE FRANCE va faire face à une concurrence plus dure qu'auparavant en France », 1^{er} novembre 2004

[131] PLATT'S, 2003a, « RUHRGAS publishes information about gas release program », tiré du site web www.platts.com

[132] PLATT'S, 2003b, « Merger approval elicits protests », tiré du site web www.platts.com

[133] POLO M. et SCARPA C., 2003, "Entry without competition", working paper n°245, IGIER, Università Bocconi, novembre 2003

[134] POWELL W., 2002, « Gas liberalization in Europe : an empty promise », Global Energy Business, juaury-february 2002, pp 29-30

[135] Prospect Research ltd, 2004, « European Gas Trading 2004 », 2004, Résumé de l'étude disponible sur www.prospex.co.uk

[136] RADETZKI M., 1999, « European natural gas : market forces will bring about competition in any case », Energy Policy, n°27, 1999, pp 17-24

[137] RASINES L.A., 2000, « La libéralisation du marché espagnol du gaz naturel », Revue de l'Energie, n° 515, mars-avril 2000, pp 137-143

-
- [138] REVOL H., 1998, « Politique énergétique de la France », Rapport 439 (97-98) pour le Sénat, première partie, 5 juin 1998
- [139] RUHRGAS, 2003, « Gas release programme – Overview and first results », tiré du site web de RUHRGAS, www.ruhrgas.de
- [140] RUHRGAS, 2004, « Gas Release Programme – Summary Information Memorandum », tiré du site web de RUHRGAS, www.ruhrgas.de, 16 mars 2004
- [141] RUPEREZ-MICOLA A. et BUNN D.W., 2004, “Two Markets and a Weak Link”, Third International Conference on Applied Infrastructure Research, Berlin, 9 octobre 2004
- [142] RUTLEDGE I. et WRIGHT P., 2003, « Regulation, competition and price formation in the UK gas industry », University of Sheffield
- [143] SCHANKERMAN M., 1996, « Symetric regulation for competitive telecom-munications », *Information Economics and Policy*, n°8, pp 3-23
- [144] SCHANKERMAN M. et WAVERMAN L., 1997, « Asymmetric Regulation, Asymmetric Information and Competition in Multimedia Markets », Septembre 1997
- [145] SEC, 2003, Voir Commission des communautés européennes, 2003
- [146] SERLETIS A. et RANGEL-RUIZ R., 2004, « Testing for common features in North American energy markets », *Energy Economics*, n°26, 2004, pp 401-414
- [147] SHAPIRO C., 1989, "Theories of Oligopoly Behaviour", dans "Handbook of Industrial Organisation", édité par R. SCHMALENSEE et R.D. WILLIG, volume I, pp 329-414
- [148] SIBLEY D.S. et WEISMAN D.L., 1998, "Raising rivals' costs : the entry of an upstream monopolist into downstream markets", *Information Economics and Policy*, vol 10, issue 4, pp 451-470
- [149] SMEERS Y., 1997, « Computable equilibrium models and the restructuring of the european electricity and gas market », *Energy journal*, vol. 18, Issue 4, 1997 pp 1-31
- [150] SPULBER D.F., 1995, « BERTRAND competition when rivals' costs are unknown », *The Journal of Industrial Economics*, vol 18, n°1, mars 1995, pp 1-11

BIBLIOGRAPHIE

- [151] TASNADI A., 1999, « A two-stage Bertrand-Edgeworth game », *Economic letter*, 65, 1999, pp 353-358
- [152] TERZIAN P., 1998, « Le gaz naturel : perspectives pour 2010-2020 », *Economica*, 1998
- [153] The European Gas Regulatory Forum, 2002, « Long-term contract, gas release programmes and the availability of multiple Gas suppliers », 22 janvier 2002
- [154] The HEREN Report, 2003a, « European spot gas market », 18 juillet 2003
- [155] The HEREN Report, 2003b, « European spot gas market », 23 septembre 2003
- [156] TIROLE J., 1993a, « Théorie de l'organisation industrielle », *Economica*, tome I
- [157] TIROLE J., 1993b, « Théorie de l'organisation industrielle », *Economica*, tome II
- [158] TOTAL, 2004, « Programme GSO de Mise aux Enchères et de Livraison de Gaz : Mémoire d'Information Préliminaire », 26 juillet 2004
- [159] Union professionnelle des Industries Privées du Gaz (UPRIGAZ), 2004a, « Bilan et perspectives de l'ouverture du marché gazier français », 26 janvier 2004
- [160] UPRIGAZ, 2004b, « Contribution de l'UPRIGAZ à une initiative de "gas release" en France », 5 mars 2004
- [161] VISLIE J., 1991, « Bargaining, vertical control, and (de)regulation in the European gas market », in *Recent Modelling Approaches in Applied Energy Economics*, édité par BJERKHOLT O., OLSEN O. et VISLIE J., 1991, pp 67-85
- [162] VIVES X., 2000, « Oligopoly Pricing : old ideas and new tools », MIT Press, 2000
- [163] VON BURCHARD F., 2003, « The "new" job of a gas network operator », Congrès du gaz, Association Française du Gaz, Paris, 9 septembre 2003
- [164] VON HIRSCHHAUSEN C., 2003, « Competition in European Natural Gas Markets », The Cambridge-MIT Institute Electricity Project, CMI-Workshop, 18 septembre 2003

[165] WEISMAN D.L. et KANG J., 2001, "Incentives for discrimination when upstream monopolist participate in downstream markets", *Journal of Regulatory Economics*, vol 20, issue 2, pp 125-139

[166] WILSON J., 2002, « Hight natural gas prices in California, 2000-2001 : Causes and lessons », *Journal of Industry, Competition and Trade*, vol2, pp 39-57

[167] WOLFSTETTER E., 1993, in "Oligopoly and industrial organization", discussion paper n°10, Economics series, Humboldt University, Berlin

[168] WOLFSTETTER E., 1999, "Topics in Microeconomics : Industrial Organization, Auctions and Incentives ", Cambridge University Press, 1999, reprinted in 2002

[169] WOO C-K. , HOROWITZ I. et HOANG K., 2001, « Cross hedging and forward-contract pricing of electricity », *Energy Economics*, volume 23, issue 1, p 1-15

[170] WYBREW J., 1997, « Gas market liberalisation in the United Kingdom », *Revue de l'Energie*, n° 489, juillet-août 1997, pp 461-465

Annexes

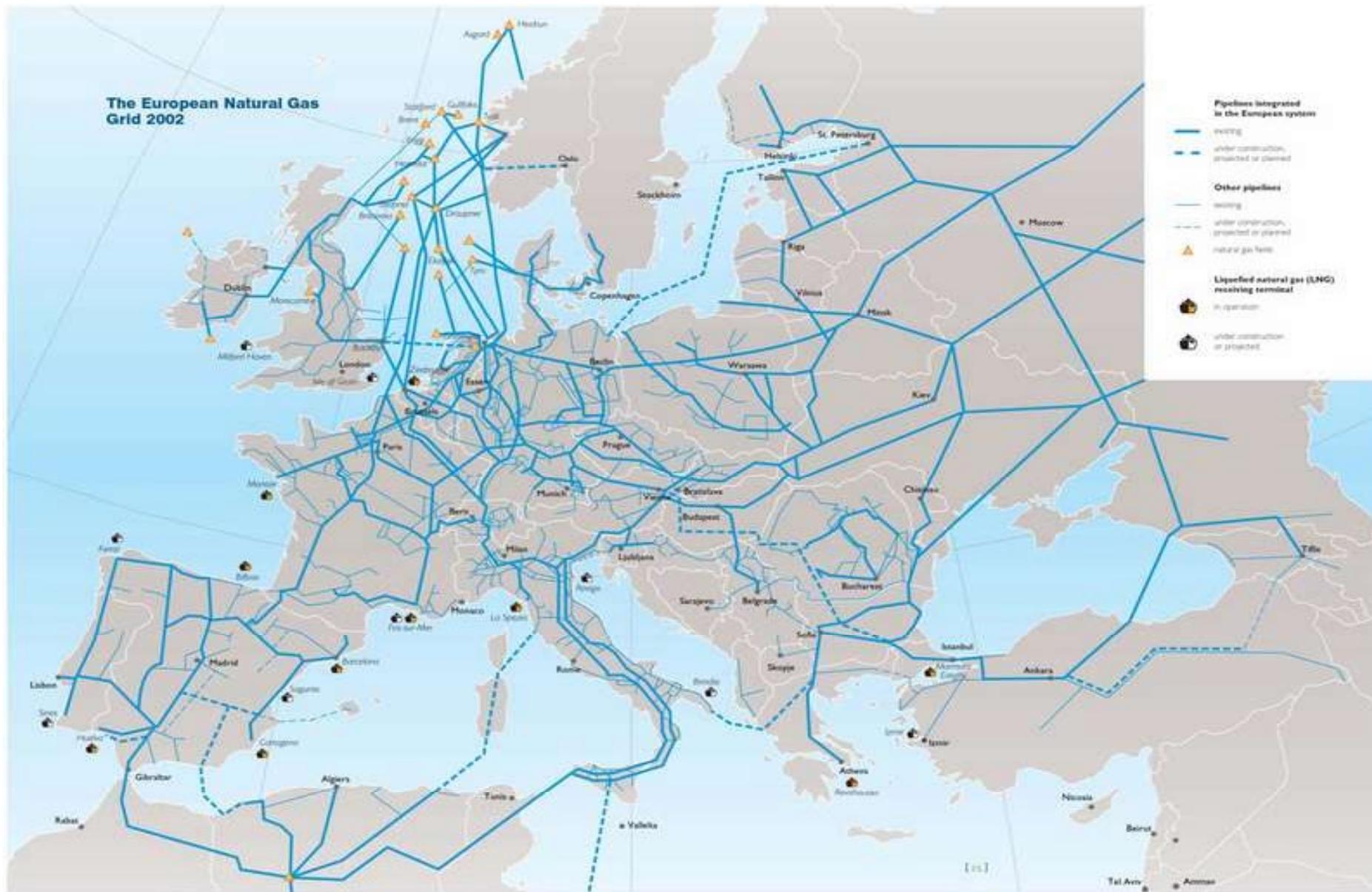
Annexes au Chapitre 1

Annexe 1.1 : Données sources des Figure 1.2 et Figure 1.4 (en Mtep)

Année	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020
Combustibles solides	301	238	207	201	182	187	218
pétrole	545	576	602	632	650	662	658
gaz naturel	222	273	338	363	401	429	431
nucléaire	181	201	223	228	227	216	199
autres	65	74	80	85	90	96	102
total	1314	1362	1450	1509	1550	1590	1608

Source : Commission européenne [2001]

Annexe 1.2 : Carte du réseau gazier européen



Annexes au Chapitre 2

Annexe 2.1 : Article 37 du traité de Rome

« 1. Les États membres aménagent progressivement les monopoles nationaux présentant un caractère commercial, de telle façon qu'à l'expiration de la période de transition soit assurée, dans les conditions d'approvisionnement et de débouchés, l'exclusion de toute discrimination entre les ressortissants des États membres.

Les dispositions du présent article s'appliquent à tout organisme par lequel un État membre, de jure ou de facto, contrôle, dirige ou influence sensiblement, directement ou indirectement, les importations ou les exportations entre les États membres. Ces dispositions s'appliquent également aux monopoles d'État délégués.

2. Les États membres s'abstiennent de toute mesure nouvelle contraire aux principes énoncés au paragraphe 1 ou qui restreint la portée des articles relatifs à l'élimination des droits de douane et des restrictions quantitatives entre les États membres.

3. Le rythme des mesures envisagées au paragraphe 1 doit être adapté à l'élimination, prévue aux articles 30 à 34 inclus, des restrictions quantitatives pour les mêmes produits.

Au cas où un produit n'est assujéti que dans un seul ou dans plusieurs États membres à un monopole national présentant un caractère commercial, la Commission peut autoriser les autres États membres à appliquer des mesures de sauvegarde dont elle détermine les conditions et modalités, aussi longtemps que l'adaptation prévue au paragraphe 1 n'a pas été réalisée.

Annexes au Chapitre 4

Annexe 4.1 : Démonstration du Benchmark

Le but de ce programme est de déterminer la quantité optimale q_o^{B*} qui permettra de maximiser le bien-être. Le profit de l'OH est $\Pi_o(q_o^B) = P(q_o^B)q_o^B - uK_o$ et le surplus des consommateurs donné par $S_c = \int_0^{q_o^B} P(q)dq - P(q_o^B)q_o^B = \frac{1}{2}q_h^2$, avec $P(q) = 1 - q$. Nous pouvons en déduire l'expression du bien-être $W(q_o^B) = -\frac{1}{2}(q_o^B)^2 + q_o^B - uK_o$. Le régulateur impose de maximiser le bien-être collectif sous contrainte de ne pas réaliser de pertes. Le programme d'optimisation est alors le suivant :

$$\begin{cases} \underset{q_o^B}{Max} W(q_o^B) \\ s/c \begin{cases} \Pi_o(q_o^B) = 0 \quad (\lambda) \\ q_o^B \leq K_o \quad (\mu) \end{cases} \end{cases}$$

Le lagrangien est une forme classique : $L(q_o^B) = W(q_o^B) + \lambda\Pi_o(q_o^B) + \mu(K_o - q_o^B) = -\frac{1}{2}(q_o^B)^2 + q_o^B - uK_o + \lambda(q_o^B - (q_o^B)^2 - uK_o) + \mu(K_o - q_o^B)$. Les conditions nécessaires

de premier ordre nous donnent
$$\begin{cases} \frac{dL(q_o^B)}{dq_o^B} = 0 \\ \lambda(q_o^B - (q_o^B)^2 - uK_o) = 0 \\ \mu(K_o - q_o^B) = 0 \end{cases}$$

$$\Leftrightarrow \begin{cases} -q_o^B + 1 + \lambda - 2\lambda q_o^B - \mu = 0 \quad (1) \\ \lambda(q_o^B - (q_o^B)^2 - uK_o) = 0 \quad (2) \\ \mu(K_o - q_h) = 0 \quad (3) \end{cases} \quad . \text{ Les conditions suffisantes de second ordre}$$

sont : $\frac{d^2L(q_o^B)}{d(q_o^B)^2} \leq 0 \Leftrightarrow -1 - 2\lambda \leq 0 \Leftrightarrow \lambda \geq -\frac{1}{2}$. La résolution de ce système nécessite la discussion de quatre cas :

a) Si les deux contraintes sont libres, alors les deux multiplicateurs associés sont nuls : $\lambda = \mu = 0$. La première relation nous donne $q_o^{B*} = 1$. Or, la contrainte $q_o^B - (q_o^B)^2 - uK_o$ étant libre, cela nous donne $-uK_o > 0$ ce qui, compte tenu des hypothèses sur K_o et u est impossible ($K_o > 0, u > 0$).

b) Si les deux contraintes sont saturées, alors les multiplicateurs associés doivent être strictement positifs. La relation (3) nous donne $q_o^{B*} = K_o$. En remplaçant dans la relation (2), nous obtenons $q_o^B - (q_o^B)^2 - uK_o = 0 \Leftrightarrow K_o - (K_o)^2 - uK_o = 0 \Leftrightarrow 1 - K_o - u = 0 \Leftrightarrow u = 1 - K_o$. La relation (1) nous donne les multiplicateurs, l'un en fonction de l'autre : $-K_o + 1 + \lambda - 2\lambda K_o - \mu = 0 \Leftrightarrow \mu = -K_o + 1 + \lambda - 2\lambda K_o$ qui est strictement positif pour $-K_o + 1 + \lambda - 2\lambda K_o > 0 \Leftrightarrow \lambda > \frac{1-K_o}{1-2K_o}$ pour $K_o \neq \frac{1}{2}$. Cette situation

$$\left\{ \begin{array}{l} q_o^{B^*} = K_o \\ u = 1 - K_o \\ \mu > 0 \text{ si } \lambda > \frac{1-K_o}{1-2K_o} \text{ avec } \lambda > 0 \end{array} \right\}$$
 est candidate à un équilibre. Les conditions de second ordre sont vérifiées car $\lambda > 0 > -\frac{1}{2}$.

c) Si la contrainte associée à la relation (2) est libre ($\lambda = 0$) et que celle associée à la relation (3) est saturée ($\mu > 0$), cette dernière nous donne $q_o^{B^*} = K_o$. La contrainte libre nous donne la condition $K_o - (K_o)^2 - uK_o > 0 \Leftrightarrow u < 1 - K_o$. La relation (1) nous permet de déterminer $\mu = 1 - K_o$, strictement positif pour $K_o < 1$. Cette situation

$$\left\{ \begin{array}{l} q_o^{B^*} = K_o \\ u < 1 - K_o \\ \mu = 1 - K_o \end{array} \right\}$$
 est également candidate à l'équilibre puisqu'elle vérifie les conditions de second ordre.

d) Si la contrainte liée à la condition (2) est saturée ($\lambda > 0$) et celle liée à la condition (3) est libre, alors $q_o^B < K_o$ et $\mu = 0$. Cette spécification nous permet de trouver le point candidat ($\lambda^*, q_o^{B^*}$). Ce point est tel que la première contrainte soit vérifiée : $q_o^B - (q_o^B)^2 - uK_o = 0$. La résolution de cette équation du second degré nous donne deux solutions, $q_o^{B1} = \frac{1}{2} + \frac{1}{2}\sqrt{1-4uK_o}$ et $q_o^{B2} = \frac{1}{2} - \frac{1}{2}\sqrt{1-4uK_o}$, qui existent pour $1-4uK_o \geq 0 \Leftrightarrow u \leq \frac{1}{4K_o}$ et sont toujours positives ($q_o^{B1} > 0$ car $1-4uK_o \geq 0$, $q_o^{B2} > 0$ car $\frac{1}{2} - \frac{1}{2}\sqrt{1-4uK_o} > 0 \Leftrightarrow \frac{1}{2} > \frac{1}{2}\sqrt{1-4uK_o} \Leftrightarrow 1 > \sqrt{1-4uK_o} \Leftrightarrow 1 > 1-4uK_o \Leftrightarrow 4uK_o > 0$ ce qui est toujours vrai). Pour les valeurs de $u > \frac{1}{4K_o}$, il n'y a pas de quantité qui permette à l'OH de couvrir ses coûts, il produit à perte. La résolution de l'équation (1), avec $\mu = 0$, nous permet de déterminer le multiplicateur de lagrange λ comme une fonction de q_o^B : $-q_o^B + 1 + \lambda - 2\lambda q_o^B = 0 \Leftrightarrow \lambda(q_o^B) = -\frac{q_o^B-1}{-1+2q_o^B}$. Les conditions de second ordre sont ici les suivantes : $\frac{d^2L(q_o^B)}{d(q_o^B)^2} = -1 - 2\lambda$ négatives pour $\lambda > -\frac{1}{2}$.

La vérification de ces conditions de second ordre va nous permettre de sélectionner le point candidat à l'équilibre. Vérifions d'abord les conditions secondes pour $\lambda(q_o^{B1}) = -\frac{q_o^{B1}-1}{-1+2q_o^{B1}} = -\frac{1}{2} \frac{-1+\sqrt{1-4uK_o}}{\sqrt{1-4uK_o}}$. Il faut que $\lambda(q_o^{B1}) > -\frac{1}{2} \Leftrightarrow \lambda(q_o^{B1}) + \frac{1}{2} > 0 \Leftrightarrow \frac{1}{2} \frac{1-\sqrt{1-4uK_o}}{\sqrt{1-4uK_o}} + \frac{1}{2} = \frac{1}{2\sqrt{1-4uK_o}} > 0$ qui est toujours vrai pour $u < \frac{1}{4K_o}$ donc les conditions de second ordre sont vérifiées pour q_o^{B1} . Vérifions ensuite les conditions secondes pour $\lambda(q_o^{B2}) = -\frac{q_o^{B2}-1}{-1+2q_o^{B2}} = -\frac{1}{2} \frac{1+\sqrt{1-4uK_o}}{\sqrt{1-4uK_o}}$. Il faut que $\lambda(q_o^{B2}) > -\frac{1}{2} \Leftrightarrow \lambda(q_o^{B2}) + \frac{1}{2} > 0 \Leftrightarrow -\frac{1}{2} \frac{1+\sqrt{1-4uK_o}}{\sqrt{1-4uK_o}} + \frac{1}{2} = -\frac{1}{2\sqrt{1-4uK_o}} < 0$ pour $u < \frac{1}{4K_o}$ donc $-\frac{1}{2} > \lambda(q_o^{B2})$; le lagrangien n'est pas concave en ce point qui n'est plus candidat. Le seul maximum est en conséquence $q_o^{B1} = q_o^{B^*} = \frac{1}{2} + \frac{1}{2}\sqrt{1-4uK_o}$ avec $\lambda^*(q_o^{B^*}) = \frac{1}{2} \frac{1-\sqrt{1-4uK_o}}{\sqrt{1-4uK_o}}$.

Il faut, pour être solution, que $q_o^{B^*}$ soit inférieur à K_o . La résolution de l'inégalité

$q_o^{B*} \leq K_o$ nous donne la relation suivante : $\frac{1}{2} + \frac{1}{2}\sqrt{1-4uK_o} \leq K_o \iff \sqrt{1-4uK_o} \leq 2K_o - 1 \iff 1 - 4uK_o \leq 1 - 4K_o + 4K_o^2 \iff -4K_o + 4K_o^2 + 4uK_o \geq 0$

$\iff -4 + 4K_o + 4u \geq 0$ car $K_o > 0 \iff u \geq 1 - K_o$. Or, nous savons dans notre cas que $u < \frac{1}{4K_o}$. Regardons si les deux conditions sont compatibles : $\frac{1}{4K_o} - (1 - K_o) = \frac{1-4K_o+4K_o^2}{4K_o} = \frac{(2K_o-1)^2}{4K_o}$, expression qui est toujours positive. (q_o^{B*}, λ^*) est un point candidat si $u \in \left[1 - K_o, \frac{1}{4K_o}\right]$.

Il est intéressant de noter ici que, pour $u \rightarrow \frac{1}{4K_o}$, les deux racines tendent vers le même point, $\frac{1}{2}$ qui est la quantité de monopole, sans pouvoir l'atteindre car, pour $q_o^{B1} = \frac{1}{2}$, l'équation (1) nous donne la contradiction $\frac{1}{2} = 0$ et exclut ce point de notre analyse en tant qu'optimum possible. En ce point, le dénominateur du multiplicateur $\lambda(\frac{1}{2})$ est nul. Sa limite lorsque q_o^{B1} tend vers $\frac{1}{2}$ est $\lim_{q_o^B \rightarrow \frac{1}{2}} \lambda(q_o^B) = \lim_{q_o^B \rightarrow \frac{1}{2}} \left(-\frac{q_o^B-1}{-1+2q_o^B}\right) = -\infty$. Cela signifie que la disposition à payer de l'opérateur pour un relâchement de la contrainte est importante (peut-être car la perspective d'être en monopole pur apparaît). Lorsqu'il se situe vers $q_o^B = \frac{1}{2}$, son profit est d'autant plus fort que u est faible donc il est réellement incité à baisser ses coûts.

La dérivée de $\lambda^*(q_o^{B*}) = \frac{1}{2} \frac{1-\sqrt{1-4uK_o}}{\sqrt{1-4uK_o}}$ par rapport à u est positive pour $u < \frac{1}{4K_o}$. Une interprétation possible est que plus les coûts de l'OH sont élevés, plus ce dernier aura une disposition à payer importante pour desserrer la contrainte.

En conclusion, deux équilibres s'offrent à nous : (1) soit $u < 1 - K_o$ alors $q_o^{B1} > K_o$ donc l'équilibre est $q_o^{B*} = K_o$ et l'OH réalise un profit $K_o - K_o^2 - uK_o > 0$ puisque $u < 1 - K_o$; (2) soit $u \in \left[1 - K_o, \frac{1}{4K_o}\right]$, alors $q_o^{B1} \leq K_o$ donc il sert $q_o^{B*} = \frac{1}{2} + \frac{1}{2}\sqrt{1-4uK_o}$ et réalise un profit nul.

Le prix est donné par la fonction de demande :

$$P(q_h^*) = \begin{cases} \frac{1}{2} - \frac{1}{2}\sqrt{1-4uK_o} & \text{si } u \in \left[1 - K_o, \frac{1}{4K_o}\right] \\ 1 - K_o & \text{si } u \in]0, 1 - K_o[\end{cases}$$

Le profit de l'OH à l'optimum est égal à :

$$\Pi_h(q_o^{B*}) = \begin{cases} (1 - q_o^{B*})q_o^{B*} - uK_o = 0 & \text{si } u \in \left[1 - K_o, \frac{1}{4K_o}\right] \\ K_o - K_o^2 - uK_o > 0 & \text{si } u \in]0, 1 - K_o[\end{cases}$$

Le surplus des consommateurs est donc ici :

$$S_c = \begin{cases} \frac{1}{8} (1 + \sqrt{1-4uK_o})^2 > 0 & \text{si } u \in \left[1 - K_o, \frac{1}{4K_o}\right] \\ \frac{1}{2}(1 - K_o)^2 > 0 & \text{si } u \in]0, 1 - K_o[\end{cases}$$

Le bien-être collectif est croissant et continu pour les quantités vendues (avec $\frac{dW(q_o^B)}{dq_o^B} = -q_o^B + 1 \geq 0$ pour $q_o^B \leq 1$, ce qui est toujours le cas ici car $q_o^B \leq K_o \leq 1$). Cela signifie

que si la quantité qui maximise le bien-être n'est pas atteignable ($q_h^* > K_o$), alors nous nous situons dans la partie croissante du profit et donc le régulateur imposera à l'OH de mettre sur le marché la totalité de ses approvisionnements. Sa valeur à l'optimum

$$\text{est } W(q_o^{B*}) = \begin{cases} S_c > 0 \text{ si } u \in \left[1 - K_o, \frac{1}{4K_o}\right[\\ K_o - \frac{1}{2}K_o^2 - uK_o > 0 \text{ si } u \in]0, 1 - K_o[\end{cases} . S_c \text{ est toujours positif pour}$$

$u \in \left[1 - K_o, \frac{1}{4K_o}\right[$; $W(q_o^{B*}) = K_o - \frac{1}{2}K_o^2 - uK_o > 0$ pour $1 - \frac{1}{2}K_o > u$, ce qui est toujours vérifié car ici, $u \in]0, 1 - K_o[$ et $K_o \in]0, 1[$ donc $1 - \frac{1}{2}K_o > 1 - K_o$. Notons que ce surplus, à l'optimum, est une fonction décroissante de u (la dérivé est toujours négative

$$\iff \frac{dW(q_o^{B*})}{du} = \begin{cases} -\frac{1}{2}K_o \frac{1 + \sqrt{1 - 4uK_o}}{\sqrt{1 - 4uK_o}} < 0 \text{ pour } u \in \left[1 - K_o, \frac{1}{4K_o}\right[\\ -K_o < 0 \text{ pour } u \in]0, 1 - K_o[\end{cases} , \text{ c'est-à-dire que ce bien}$$

être est d'autant plus élevé que les coûts de l'OH sont faibles (donc que son efficacité est importante). De plus, il est toujours positif pour $u < \frac{1}{4K_o}$ et également continue car

$$\lim_{u \rightarrow (1 - K_o)^-} W(q_o^{B*}) = \lim_{u \rightarrow (1 - K_o)^+} W(q_o^{B*}) = \frac{1}{2}K_o^2.$$

Annexe 4.2 : La situation de Cournot non contraint

La détermination des stratégies d'équilibre suit les conditions nécessaires de premier ordre : $\begin{cases} \frac{\partial \Pi_o(q_e, q_o)}{\partial q_o} = 0 \\ \frac{\partial \Pi_e(q_e, q_o)}{\partial q_e} = 0 \end{cases}$. Ce système nous donne les deux conditions de premier ordre

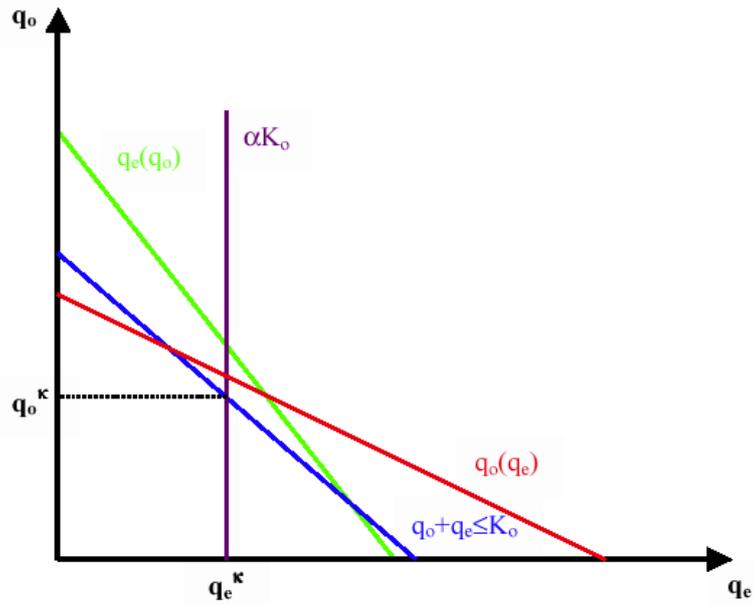
suivantes : $\begin{cases} (1 - q_e - q_o) - q_o = 0 \\ (1 - q_e - q_o) - q_e - v = 0 \end{cases}$ qui nous permettent de déterminer les fonctions

de réaction de chaque opérateur et un équilibre de COURNOT : $\begin{cases} q_o = \frac{1}{2} - \frac{1}{2}q_e \\ q_e = \frac{1}{2} - \frac{1}{2}q_o - \frac{1}{2}v \end{cases} \iff$

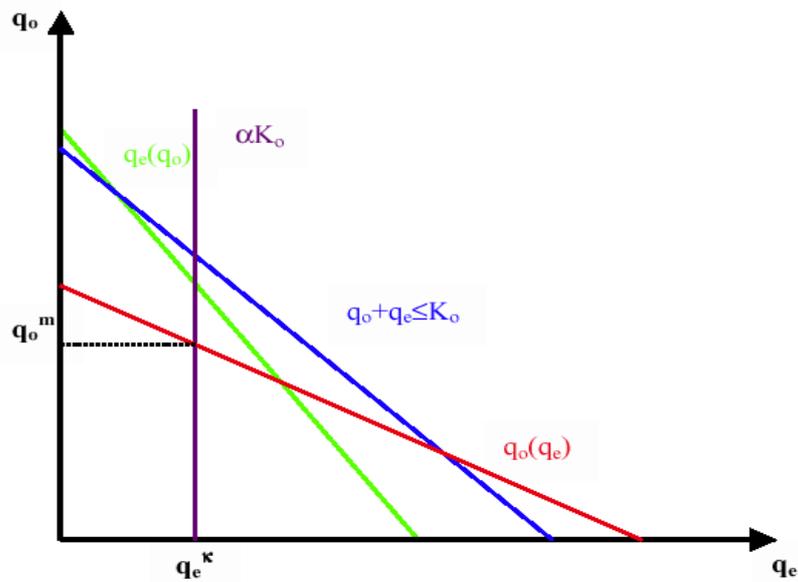
$\begin{cases} q_o^* = \frac{1}{3} + \frac{1}{3}v \\ q_e^* = \frac{1}{3} - \frac{2}{3}v \end{cases}$. Les conditions de second ordre sont ici vérifiées car $\frac{\partial^2 \Pi_i(q_e, q_o)}{\partial^2 q_i} = -2$, $i = e, o$.

Le profit d'équilibre du concurrent est alors $\Pi_o^*(q_e, q_o) = (P(q_e^* + q_o^*) - v)q_e^* = (\frac{1}{3} - \frac{2}{3}v)^2$, expression qui est toujours positive. En revanche, q_e^* peut être négative ou nulle si $\frac{1}{3} - \frac{2}{3}v \leq 0 \iff v \geq \frac{1}{2} = v_i$.

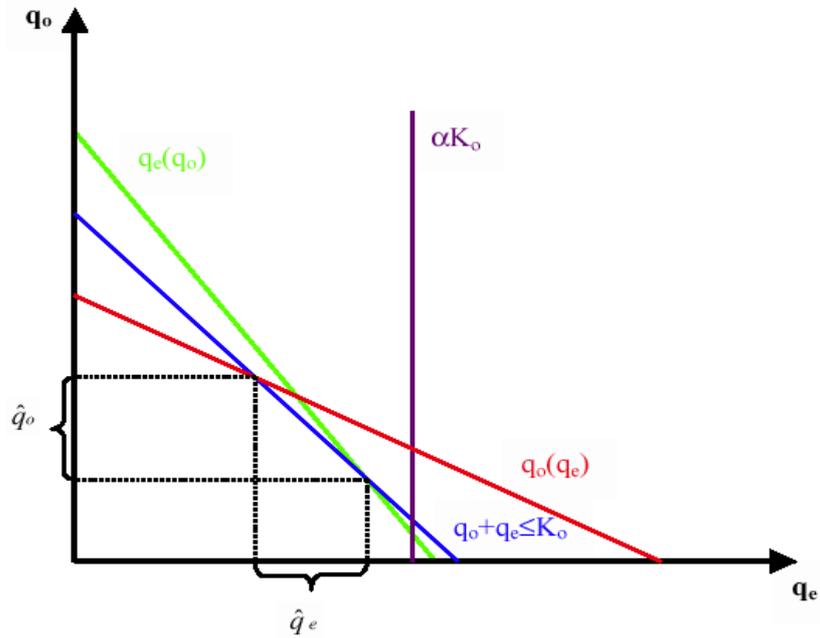
Annexe 4.3 : Schémas des équilibres



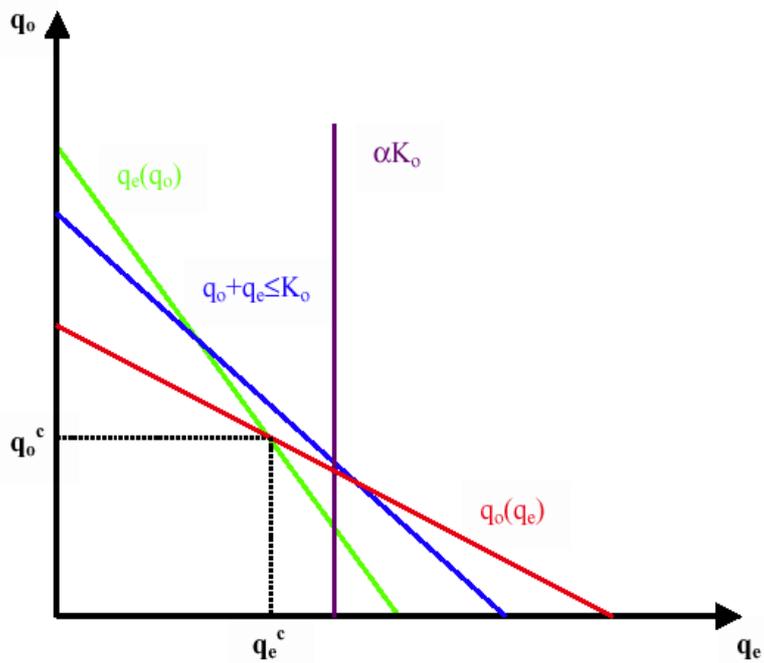
Les deux contraintes sont actives (zone Ia)



Seule la contrainte de GR est active (Zone Ib)



Seule la contrainte de marché est active (Zone II)



Les deux contraintes sont inactives (Zone III)

Annexe 4.4 : Calcul des stratégies du jeu avec *gas release*

Les profits des deux firmes s'écrivent :

- $\Pi_o(q_o, q_e, r) = P(q_e + q_o)q_o - K_o u + q_e r$
- $\Pi_e(q_o, q_e, r) = P(q_e + q_o)q_e - r q_e$

Les contraintes à respecter sont :

$$q_o + q_e \leq K_o \text{ et } q_e \leq \alpha K_o$$

Les deux joueurs jouent de façon simultanée. Le programme simultané à résoudre, compte tenu de ce qui précède, est le suivant :

$$\begin{cases} \underset{q_o}{\text{Max}} \Pi_o(q_o, q_e, r) = P(q)q_o - K_o u + r q_e \\ \underset{q_e}{\text{Max}} \Pi_e(q_o, q_e, r) = P(q)q_e - r q_e \end{cases} \quad \text{s/c} \begin{cases} q_e \leq \alpha K_o & (\lambda_e) & \text{(C1)} \\ q_e + q_o \leq K_o & (\mu_o, \mu_e) & \text{(C2)} \end{cases} .$$

La contrainte C2 ("contrainte de marché") pèse ici sur les deux opérateurs. En se basant sur le modèle de BRETON et ZACCOUR (2001), un multiplicateur pour chacun des opérateurs est associé à cette contrainte. En effet, le coût de desserrement de cette contrainte d'une unité n'est pas le même pour chacun des deux acteurs.

Quatre situations vont apparaître, selon la saturation ou la liberté des contraintes :

- soit les deux contraintes sont saturées, les deux acteurs joueront alors les quantités déterminées par les contraintes ;
- soit la contrainte de *gas release* est saturée et la contrainte de marché est libre : le concurrent jouera alors la quantité déterminée par la contrainte de GR et l'OH jouera sa fonction de meilleure réponse ;
- soit la contrainte de *gas release* est libre et la contrainte de marché est saturée, les deux acteurs joueront alors les quantités déterminées par cette contrainte ;
- soit les deux contraintes sont libres, les deux acteurs joueront les quantités traditionnelles de COURNOT.

Afin de résoudre ce programme, plusieurs techniques sont possibles, utilisant toutes les conditions de KUHN et TUCKER. La première méthode est de prendre ce système de manière globale et de le résoudre en formant les lagrangiens associés au problème. Les lagrangiens formés

$$\begin{cases} L_o(q_e, q_o, \mu_o) = P(q)q_o - K_o u + r q_e + \mu_o(K_o - q_e - q_o) \\ L_e(q_e, q_o, \lambda_e, \mu_e) = P(q)q_e - r q_e + \lambda_e(\alpha K_o - q_e) + \mu_e(K_o - q_e - q_o) \end{cases}$$

nous permettent de déterminer les conditions nécessaires de premier ordre de KHUN

$$\text{et TUCKER suivantes : } \begin{cases} \frac{dL_o(q_e, q_o, \mu_o)}{dq_o} = 0 \\ \frac{dL_e(q_e, q_o, \lambda_e, \mu_e)}{dq_e} = 0 \\ \lambda_e(\alpha K_o - q_e) = 0 \\ \mu_o(K_o - q_e - q_o) = 0 \\ \mu_e(K_o - q_e - q_o) = 0 \end{cases}$$

$$\iff \begin{cases} 1 - 2q_o - q_e - \mu_o = 0 & (1) \\ 1 - q_o - 2q_e - r - \lambda_e - \mu_e = 0 & (2) \\ \lambda_e(\alpha K_o - q_e) = 0 & (3) \\ \mu_o(K_o - q_e - q_o) = 0 & (4) \\ \mu_e(K_o - q_e - q_o) = 0 & (5) \end{cases}$$

Or, nous voyons que cette technique nous conduit à des expressions lourdes à traiter et les régionnements dans lesquels un équilibre sera possible sont difficiles à obtenir.

La seconde façon est de procéder à un régionnement par étapes, en prenant tout d'abord une contrainte et en vérifiant ensuite les conditions pour que la seconde soit vérifiée. C'est cette méthode de résolution que nous allons utiliser par la suite pour résoudre notre problème et effectuer les régionnements.

Nous allons tout d'abord considérer uniquement la contrainte de *Gas Release* (GR), c'est-à-dire la contrainte C1. Cette contrainte n'agit que sur le concurrent. Le système à résoudre est donc un système simultané, dans lequel le concurrent maximise son profit sous contrainte que C1 soit respectée et où l'OH maximise son profit dans un programme libre. Les fonctions de profits et l'intégration de la contrainte nous conduisent

$$\text{à résoudre : } \begin{cases} \frac{\partial \Pi_o(q_o, q_e, r)}{\partial q_o} = 0 \\ \frac{\partial L_e^{C1}(q_o, q_e, r, \lambda_e)}{\partial q_e} = 0 \text{ , avec } L_e^{C1}(q_o, q_e, r, \lambda_e) = \Pi_e(q_o, q_e, r) + \lambda_e(\alpha K_o - q_e). \\ \lambda_e(\alpha K_o - q_e) = 0 \end{cases}$$

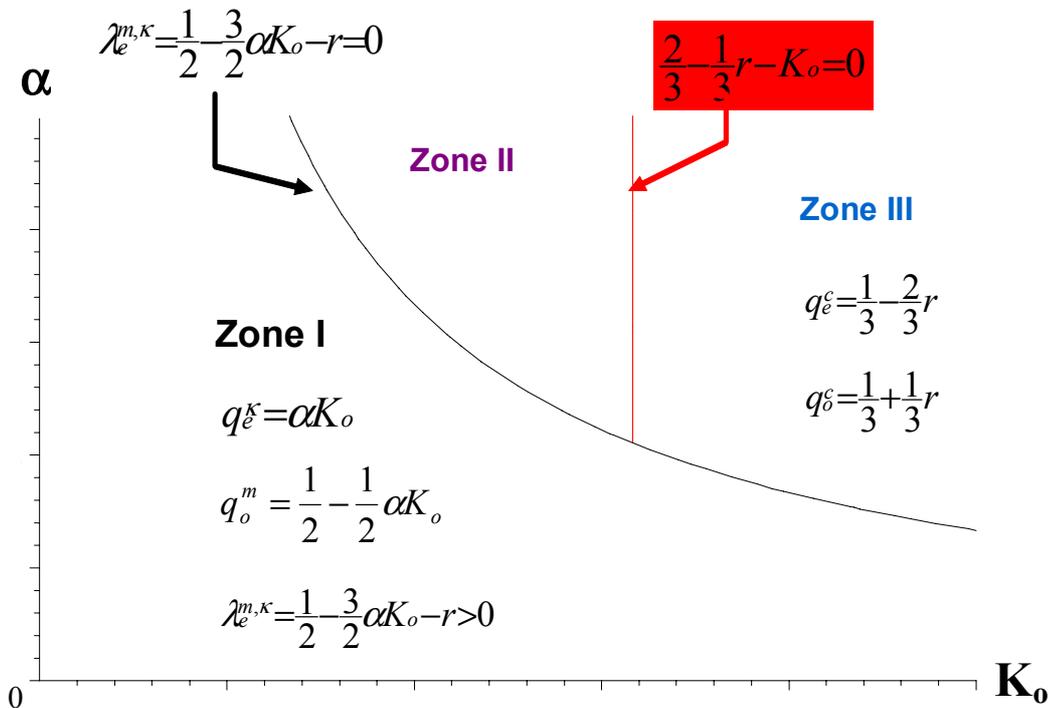
Le multiplicateur associé à la contrainte C1 sera noté λ_e . La résolution nous conduit à deux équilibres possibles. Le premier est celui où les deux acteurs jouent leurs stratégies COURNOT, c'est-à-dire que la contrainte est libre et le multiplicateur λ_e associé nul :

$$\begin{cases} q_e = \frac{1}{3} - \frac{2}{3}r \\ q_o = \frac{1}{3} + \frac{1}{3}r \\ \lambda_e = 0 \end{cases} \text{ . Nous remarquons que cet équilibre n'est valable que pour un prix de rétrocession } r \text{ inférieur à } \frac{1}{2}, \text{ la quantité du concurrent étant nulle ou négative pour des valeurs égales ou supérieures. Il n'est également valable que pour des quantités qui sont telles}$$

que $q_e + q_o \leq K_o \Leftrightarrow \frac{2}{3} - \frac{1}{3}r \leq K_o$. Le second est celui où le concurrent subit la contrainte, alors que l'OH joue sa stratégie de meilleure réponse. La contrainte est alors saturée et le multiplicateur $\lambda_e^{\kappa,m}$ qui lui est associé doit être positif :

$$\begin{cases} q_o = \frac{1}{2} - \frac{1}{2}\alpha K_o \\ q_e = \alpha K_o \\ \lambda_e^{\kappa,m} = \frac{1}{2} - \frac{3}{2}\alpha K_o - r \end{cases} .$$

Ces quantités et multiplicateurs dépendent des variables α , r et K_o que nous considérons comme exogènes au modèle pour l'instant. Il est possible de représenter ce cas et les deux équilibres dans un repère (K_o, α) , où le prix de rétrocession r est considéré comme fixé. Les différents cas seront ensuite obtenus en faisant varier r . Les régions doivent être telles que à la fois les quantités et le multiplicateur $\lambda_e^{\kappa,m}$ soient positifs. Toutes ces quantités sont positives pour $\alpha \in]0, 1]$ et $K_o \in]0, 1]$, ainsi que si $r < \frac{1}{2}$. Dans le plan (K_o, α) , $\lambda_e^{\kappa,m} = \frac{1}{2} - \frac{3}{2}\alpha K_o - r$ doit être positif pour tout r . De même, les quantités COURNOT doivent respecter la relation $\frac{2}{3} - \frac{1}{3}r \leq K_o$ pour être valables (cette condition peut-être introduite par la suite car nous la retrouvons avec les contraintes de positivité des multiplicateurs $\hat{\mu}_o$ et $\hat{\mu}_e$). Toutes ces conditions nous permettent de distinguer trois zones mises en évidence dans le graphique suivant :



Dans la zone I, la contrainte est active puisque le multiplicateur $\lambda_e^{\kappa,m}$ est positif. Nous savons donc que $q_e = \alpha K_o$. Dans la zone III, nous savons que $\lambda_e^{\kappa,m}$ est négatif donc la contrainte est inactive. De plus, dans cette région, la relation $\frac{2}{3} - \frac{1}{3}r \leq K_o$ est vérifiée donc l'équilibre est celui de COURNOT. Dans la zone II, en revanche, nous savons que la contrainte est inactive ($\lambda_e^{\kappa,m} < 0$) et que l'équilibre de COURNOT n'est pas atteignable.

A la suite de ces observations et de ce premier régionnement, nous allons maintenant introduire ex-post la contrainte de marché et regarder ce qu'il se passe dans les différentes zones déjà obtenues.

La zone II est définie par les équations $\frac{1}{2} - \frac{3}{2}\alpha K_o - r < 0$ et $\frac{2}{3} - \frac{1}{3}r > K_o$. Les deux acteurs peuvent subir la contrainte de marché dans cette zone. Le programme à résoudre est donc le suivant :

$$\begin{cases} \underset{q_o}{Max} \Pi_o(q_o, q_e, r) = P(q)q_o - K_o u + r q_e \\ \underset{q_e}{Max} \Pi_e(q_o, q_e, r) = P(q)q_e - r q_e \end{cases} \quad s/c \quad q_e + q_o \leq K_o \quad (\mu_o, \mu_e); (\mu_o, \mu_e) \text{ étant}$$

les deux multiplicateurs associés à la contrainte. Le système une fois les lagrangiens formés

$$\begin{cases} L_o^{C2}(q_o, q_e, r, \mu_o) = \Pi_o(q_o, q_e, r) + \mu_o(K_o - q_o - q_e) \\ L_e^{C2}(q_o, q_e, r, \mu_e) = \Pi_e(q_o, q_e, r) + \mu_e(K_o - q_o - q_e) \end{cases} \quad \text{nous permet de déterminer les}$$

conditions de premier ordre suivantes :

$$\begin{cases} \frac{dL_o^{C2}(q_o, q_e, r, \mu_o)}{dq_o} = 0 \\ \frac{dL_e^{C2}(q_o, q_e, r, \mu_e)}{dq_e} = 0 \\ \mu_o(K_o - q_o - q_e) = 0 \\ \mu_e(K_o - q_o - q_e) = 0 \end{cases} .$$

La résolution nous donne deux types d'équilibres possibles. Le premier est l'équilibre de COURNOT que nous avons déjà obtenu précédemment, les deux multiplicateurs étant nuls ($\mu_e = \mu_o = 0$), la contrainte étant libre. Le second type d'équilibre nous conduit à une multiplicité mise en évidence par BRETON et ZACCOUR (2001), lié à la sous détermination du système lorsque la contrainte est saturée. L'équilibre multiple

donné par cette multiplicité est :

$$\begin{cases} q_e = 2K_o + \hat{\mu}_o - 1 \\ q_o = 1 - \hat{\mu}_o - K_o \\ \mu_e = 2 - 3K_o - \hat{\mu}_o - r \\ \hat{\mu}_o > 0 \end{cases} . \text{ La variation du paramètre}$$

$\hat{\mu}_o$ permet de se déplacer d'un équilibre à l'autre. Toutes les variables doivent être positives pour que cet équilibre existe. Cela nous donne plusieurs conditions. Le fait que les quantités doivent être positives nous permet de borner l'intervalle de variation de $\hat{\mu}_o$ à $]\max(0, 1 - 2K_o), 1 - K_o[$ (cf ci-dessous pour la démonstration). De même, comme $\mu_e > 0$, il faut que $2 - 3K_o - \hat{\mu}_o - r > 0 \Leftrightarrow \hat{\mu}_o < 2 - 3K_o - r$. Or, comme $\hat{\mu}_o > 0$, $2 - 3K_o - r$ doit

être également positif ce qui nous conduit à $2 - 3K_o - r > 0 \Leftrightarrow K_o < \frac{2}{3} - \frac{1}{3}r$, c'est-à-dire dans la zone II.

L'intervalle de variation de $\hat{\mu}_o$ est tel que $q_o > 0$ et $q_e > 0$; $q_o > 0$ implique $-\hat{\mu}_o + 1 - K_o > 0 \Leftrightarrow \hat{\mu}_o < 1 - K_o$. $q_e > 0$ implique $2K_o + \hat{\mu}_o - 1 > 0 \Leftrightarrow 1 - 2K_o < \hat{\mu}_o$. Nous savons que $\hat{\mu}_o$ est strictement positif, que $1 - 2K_o$ est négatif pour $K_o > \frac{1}{2}$ et que $1 - 2K_o < 1 - K_o$. Comme $K_o \in]0, 1]$, nous en arrivons à l'intervalle $\hat{\mu}_o \in]\max(0, 1 - 2K_o), 1 - K_o[$.

Dans la zone I, nous savons que la contrainte de GR pèse sur le concurrent. La contrainte de marché peut également peser sur les deux opérateurs en plus de celle de GR.

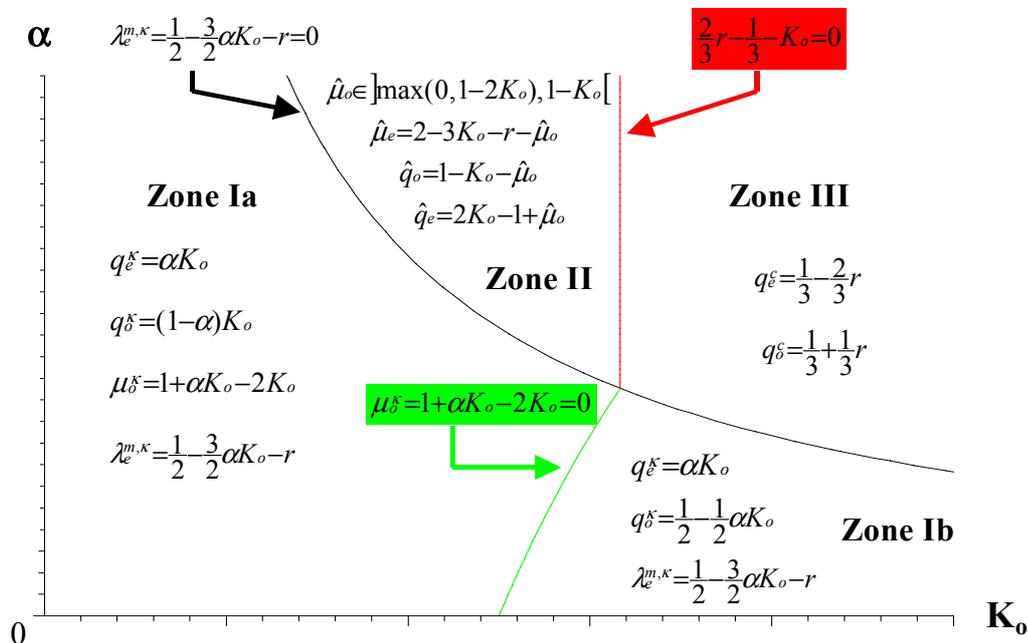
Nous savons que la contrainte de GR est saturée, donc $q_e = \alpha K_o$. Dès lors, l'OH maximise son profit sous contrainte que la contrainte de marché soit vérifiée. Le programme est donc de $\max \Pi_o(q_o, r)$ s/c $K_o \geq \alpha K_o + q_o$. Nous associerons le multiplicateur μ_o à cette contrainte. Le lagrangien $L_o^{C1}(q_o, q_e, r, \mu_o) = \Pi_o(q_o, q_e, r) + \mu_o(K_o - \alpha K_o - q_o)$ nous permet de déterminer les conditions de premier ordre suivantes : $\begin{cases} \frac{dL_o^{C1}(q_o, r, \mu_o)}{dq_o} = 0 \\ \mu_o(K_o - \alpha K_o - q_o) = 0 \end{cases}$ qui nous amène à deux équilibres possibles. Le premier est celui que nous avons trouvé au tout début de la résolution, à savoir le concurrent contraint par la contrainte de GR et l'OH pouvant jouer sa fonction de meilleure réponse, la contrainte de marché étant libre :

$$\begin{cases} q_e = \alpha K_o \\ q_o = \frac{1}{2} - \frac{1}{2}\alpha K_o \\ \mu_o = 0 \end{cases} . \text{ Le second est le cas où la contrainte de marché est active, c'est-à-dire}$$

$$\text{dire que le multiplicateur } \mu_o \text{ est positif. L'équilibre est alors : } \begin{cases} q_e = \alpha K_o \\ q_o = (1 - \alpha)K_o \\ \mu_o = 1 + \alpha K_o - 2K_o \end{cases} .$$

La positivité ou négativité du multiplicateur $\mu_o = 1 + \alpha K_o - 2K_o$ dans le plan (K_o, α) découpe la Zone I en deux zones plus petites, que nous nommerons Zone Ia lorsque la contrainte de marché est active et Zone Ib lorsque cette dernière est libre.

Finalement, nous obtenons les zones (ou régionallements) suivantes :



Nous constatons que toutes ces courbes, qui définissent nos différentes zones d'équilibre, sont des fonctions de α , K_o et r . Elles sont tracées dans ce plans (K_o, α) pour un niveau de prix de rétrocession donné. En faisant varier ce prix, elles vont se modifier pour un couple (K_o, α) donné. Cette sensibilité à r va nous intéresser plus particulièrement par la suite.

Annexe 4.5 : Preuve de la remarque

Lorsque les deux contraintes sont inactives, les quantités achetées par l'OH ne sont pas toutes vendues sur le marché. L'OH peut donc subir sur ses profits cette obligation *take or pay* et le régulateur doit le prendre en compte dans la fixation de son prix. Le profit de l'OH est égal à $\Pi(q_o^c, q_e^c, r) = \frac{1}{9} + \frac{5}{9}r - \frac{5}{9}r^2 - K_o u$. Cette fonction de profit est une fonction concave car la dérivée seconde $\frac{d^2\Pi(q_o^c, q_e^c, r)}{dr^2} = -\frac{10}{9}$ est négative. Le profit de l'OH s'annule pour deux valeurs, solutions de $\Pi(q_o^c, q_e^c, r) = 0$: $r_1 = \frac{1}{2} - \frac{3}{10}\sqrt{5 - 20K_o u}$ et $r_2 = \frac{1}{2} + \frac{3}{10}\sqrt{5 - 20K_o u}$. Ces deux solutions existent pour $5 - 20K_o u \geq 0 \iff u \leq \frac{1}{4K_o} = u_a$. Si $u = u_a$, alors $r_1 = \frac{1}{2}$ ce qui dans notre cas ne nous intéresse pas car c'est le prix de rétrocession à partir duquel le concurrent ne vend plus de quantité. Le régulateur imposera alors à l'OH de se comporter comme un monopole régulé, maximisant le bien-être collectif.

Si $u > u_a$, alors le profit de l'OH ne s'annule jamais. Comme c'est une fonction concave en r , elle est toujours négative.

Si $u \leq u_a$ alors le profit de l'OH s'annule en r_1 et r_2 . Le prix qui va être choisi est celui qui est le plus petit des deux et positif, à savoir r_1 . De plus, nous pouvons conclure dès maintenant que r_2 ne sera jamais choisi car il est supérieur à $\frac{1}{2}$. En effet, r_2 est toujours supérieur à $\frac{1}{2}$ car $r_2 - \frac{1}{2} = \frac{3}{10}\sqrt{5 - 20K_o u} \geq 0$ pour $u \leq \frac{1}{4K_o}$. Si $u = \frac{1}{4K_o}$, alors $\sqrt{5 - 20K_o u} = 0$ et $r_1 = r_2$. Nous arrivons au même résultat quelque soit la racine choisie en ce point.

Cette racine choisie r_1 est une fonction croissante de u pour $u < \frac{1}{4K_o}$. En effet, $\frac{dr_1}{du} = \frac{3}{\sqrt{5 - 20K_o u}} K_o > 0$ pour $u < \frac{1}{4K_o}$. Elle est positive pour $u > \frac{1}{9K_o}$ car $r_1 = 0 \iff \frac{1}{2} - \frac{3}{10}\sqrt{5 - 20K_o u} = 0 \iff u = u_b = \frac{1}{9K_o}$. Comme c'est une fonction croissante en u , elle est positive pour les valeurs supérieures à u_b , négative ou nulle pour les valeurs inférieures ou égales à u_b .

Les deux valeurs calculées u_a et u_b sont telles que $u_a > u_b$. En effet, la différence $u_a - u_b = \frac{1}{4K_o} - \frac{1}{9K_o} = \frac{5}{36K_o}$ est toujours positive donc $u_a > u_b$. Il existe donc un intervalle sur lequel r_1 est positive, $]u_b, u_a[=]\frac{1}{9K_o}, \frac{1}{4K_o}[$, et un autre sur lequel elle est négative ou nulle, $]0, u_b] =]0, \frac{1}{9K_o}]$.

Deux conclusions peuvent alors être tirées. La première est que si $u \in]\frac{1}{9K_o}, \frac{1}{4K_o}[$, alors r_1 est positive. C'est cette valeur du prix de rétrocession que l'on va choisir pour que l'OH ne fasse pas de perte. Autrement dit, le prix de rétrocession ne peut pas être fixé aux coûts (car ceux ci sont trop élevés pour être compensés par les ventes de l'OH et conduisent à l'apparition de coûts échoués) mais au niveau minimum tel que le profit de

l'OH soit positif ou nul, c'est-à-dire r_1 . La seconde est que si $u \in \left[0, \frac{1}{9K_o}\right]$, alors r_1 est négative ou nulle. Le profit est positif pour toutes valeurs de r positives donc le prix de rétrocession peut être déterminé au coût d'approvisionnement $r = u$.

Deux situations sont alors à distinguer : celle où fixer le prix de rétrocession aux coûts est possible, c'est-à-dire lorsque u est assez petit soit $u \in \left[0, \frac{1}{9K_o}\right]$; celle où il faut un prix supérieur aux coûts, r_1 , c'est à dire lorsque u est plus élevé soit $u \in \left]\frac{1}{9K_o}, \frac{1}{4K_o}\right[$. Lorsque $u = \frac{1}{4K_o}$, alors $r_1 = \frac{1}{2}$ donc le concurrent n'achetant plus les quantités rétrocedées, le régulateur peut imposer à l'OH de se comporter comme un monopole régulé.

Si le régulateur fixe le prix de rétrocession aux coûts même si ces derniers sont élevés, c'est-à-dire pour $u > u_a$, alors cette mesure pourrait servir d'incitation pour l'OH à les diminuer tant que cela est possible. Il pourrait ainsi s'adapter et réaliser des profits supérieurs, voire positifs. En revanche, si les coûts ne peuvent pas être diminués de telles façons que les profits de l'OH soient au moins nuls lorsque $r = u$, le régulateur pourrait être amené à modifier sa régulation pour que l'OH ne réalise pas de perte. Nous voyons ici apparaître à nouveau l'importance de l'acquisition de l'information pour le régulateur en terme de coût et d'incitation à l'effort de l'OH.

L'OH, s'il a des coûts assez élevés mais pour lesquels, si une mesure de GR est adoptée, un concurrent achètera une partie des quantités lorsque le prix est fixé aux coûts, a intérêt d'être le plus efficace possible et à les diminuer pour éviter de réaliser des profits négatifs. S'il les diminue suffisamment pour se situer en-deçà de u_a , alors des comportements stratégiques (*Raising Rivals'Costs*) comme ceux présentés dans les études de cas sont possibles.

Lorsque seule la contrainte de GR est active, l'OH peut également subir ses contrats de long terme. Le régulateur s'assure d'un profit positif pour lui en fixant un prix minimal de rétrocession adéquat. $\Pi_o^{\kappa,m}(q_e^\kappa, q_o^m, r) = \frac{1}{4} - \frac{1}{2}\alpha K_o + \frac{1}{4}(\alpha K_o)^2 - K_o u + r\alpha K_o \geq 0 \iff r \geq \frac{-\frac{1}{4} + \frac{1}{2}\alpha K_o - \frac{1}{4}\alpha^2 K_o^2 + K_o u}{\alpha K_o}$, expression du signe de $-\frac{1}{4} + \frac{1}{2}\alpha K_o - \frac{1}{4}(\alpha K_o)^2 + K_o u$. Deux solutions annulent cette expression : $(\alpha K_o)_1 = 1 + 2\sqrt{K_o u}$ et $(\alpha K_o)_2 = 1 - 2\sqrt{K_o u}$. $(\alpha K_o)_1$ est supérieure à 1 donc cette racine ne se situe pas dans le plan d'étude. L'autre racine $(\alpha K_o)_2$ est positive pour des conditions d'approvisionnements $K_o u < \frac{1}{4}$, notre intervalle d'étude. Si $\alpha K_o \in]0, (\alpha K_o)_2]$, alors l'expression $-\frac{1}{4} + \frac{1}{2}\alpha K_o - \frac{1}{4}(\alpha K_o)^2 + K_o u$ est négative. La condition $r \geq \frac{-\frac{1}{4} + \frac{1}{2}\alpha K_o - \frac{1}{4}\alpha^2 K_o^2 + K_o u}{\alpha K_o}$ est toujours vérifiée et le régulateur

peut fixer un prix entre u et $\frac{1}{2}$; l'OH ne subira pas ses engagements de long terme. Si, en revanche, $\alpha K_o \in](\alpha K_o)_2, 1[$, alors l'expression $-\frac{1}{4} + \frac{1}{2}\alpha K_o - \frac{1}{4}(\alpha K_o)^2 + K_o u$ est positive. Il faut donc que r soit fixé à une valeur telle que $r \geq \frac{-\frac{1}{4} + \frac{1}{2}\alpha K_o - \frac{1}{4}\alpha^2 K_o^2 + K_o u}{\alpha K_o} > 0$. Cette fixation est possible car $\frac{-\frac{1}{4} + \frac{1}{2}\alpha K_o - \frac{1}{4}\alpha^2 K_o^2 + K_o u}{\alpha K_o}$ est toujours inférieur à $\frac{1}{2}$ pour des conditions d'approvisionnement $K_o u < \frac{1}{4}$. En effet, la différence $\frac{-\frac{1}{4} + \frac{1}{2}\alpha K_o - \frac{1}{4}\alpha^2 K_o^2 + K_o u}{\alpha K_o} - \frac{1}{2} = \frac{-\frac{1}{4} + \alpha^2 K_o^2 - 4K_o u}{\alpha K_o}$ est du signe opposé à $1 + \alpha^2 K_o^2 - 4K_o u$ qui est toujours positive pour $K_o u < \frac{1}{4}$ donc $\frac{-\frac{1}{4} + \frac{1}{2}\alpha K_o - \frac{1}{4}\alpha^2 K_o^2 + K_o u}{\alpha K_o} < \frac{1}{2}$. Par conséquent, fixer $r \geq \frac{-\frac{1}{4} + \frac{1}{2}\alpha K_o - \frac{1}{4}\alpha^2 K_o^2 + K_o u}{\alpha K_o}$ est possible.

Dans cet intervalle d'approvisionnement $K_o u \in]0, \frac{1}{4}[$, le régulateur peut, lorsque toutes les quantités ne sont pas vendues sur le marché, fixer un prix tel que l'OH ne subisse pas ses engagements de long terme contractés par le passé.

Annexe 4.6 : Preuve de la positivité des profits du concurrent

Profit du concurrent de la zone Ia

$\Pi_e^\kappa = \alpha K_o - \alpha K_o^2 - r\alpha K_o = -K_o\alpha(-1 + K_o + r)$. Ce terme est du signe de $-(-1 + K_o + r) > 0 \Leftrightarrow r < 1 - K_o$. Pour $0 < K_o < K_o^A$ (bornes de la zone où les contraintes peuvent être actives pour K_o), $1 > 1 - K_o > 1 - K_o^A$. Si $r < 1 - K_o^A$, alors $r < 1 - K_o$. Regardons les conditions en r pour que $r < 1 - K_o^A \Leftrightarrow r < 1 - (\frac{2}{3} - \frac{1}{3}r) \Leftrightarrow r < \frac{1}{2}$. Cette inégalité $r < \frac{1}{2}$ est toujours vérifiée (car pour $r \geq \frac{1}{2}$, cette zone d'équilibre n'existe plus) donc $r < 1 - K_o^A < 1 - K_o$. Par conséquent, le profit de la zone Ia Π_e^κ est toujours positif dans la zone Ia.

Profit du concurrent de la zone Ib

$\Pi_e^{\kappa,m} = \frac{1}{2}\alpha K_o - \frac{1}{2}\alpha^2 K_o^2 - r\alpha K_o = -\frac{1}{2}K_o\alpha(\alpha K_o - 1 + 2r)$ Ce terme est du signe de $-(\alpha K_o - 1 + 2r) > 0 \Leftrightarrow \alpha < \frac{1-2r}{K_o}$. Notons $\alpha_1 = \frac{1-2r}{K_o}$. Pour que $\Pi_e^{\kappa,m}$ soit positif, il faut que $\alpha < \alpha_1$. Or, dans la zone Ib, nous sommes dans le cas où $\alpha < \alpha^A$. Si $\alpha^A < \alpha_1$ pour tout r , alors $\alpha < \alpha_1$. Regardons la différence entre ces deux proportions : $\alpha_1 - \alpha^A > 0 \Leftrightarrow \frac{1-2r}{K_o} - \frac{1-2r}{2-r} > 0 \Leftrightarrow (1-2r) \frac{-2+r+K_o}{K_o(-2+r)} > 0$ car $\begin{cases} 1-2r > 0 \text{ si } r < \frac{1}{2} \\ K_o(-2+r) < 0 \text{ si } r < \frac{1}{2} \\ -2+r+K_o < 0 \text{ car } 2-K_o > 1 > r \end{cases}$. La différence $\alpha_1 - \alpha^A$ est bien positive donc $\alpha_1 > \alpha^A > \alpha$ dans notre cas. Le profit de la zone Ib $\Pi_e^{\kappa,m}$ est toujours positif dans la zone Ib. Notons que pour $r \geq \frac{1}{2}$, cette zone n'existe plus.

Profit du concurrent de la zone II

$\widehat{\Pi}_e = 3K_o - 1 + \widehat{\mu}_o - 2K_o^2 - K_o\widehat{\mu}_o - 2rK_o + r - r\widehat{\mu}_o = -(-1 + K_o + r)(2K_o - 1 + \widehat{\mu}_o)$. Nous savons que dans la zone II, $K_o < K_o^A$. Nous avons vu précédemment (positivité des profits de la zone Ia) que l'expression $-(-1 + K_o + r)$ était toujours positive pour $K_o < K_o^A$. Ce profit est donc du signe de $(2K_o - 1 + \widehat{\mu}_o)$ qui est positif pour $2K_o - 1 + \widehat{\mu}_o > 0 \Leftrightarrow 1 - 2K_o < \widehat{\mu}_o$. Or, l'existence de l'équilibre multiple de la zone II implique que $\widehat{\mu}_o \in]\max(0, 1 - 2K_o), 1 - K_o[$. L'inégalité $1 - 2K_o < \widehat{\mu}_o$ est donc toujours vérifiée. Par conséquent, le profit du concurrent de la zone II $\widehat{\Pi}_e$ est toujours positif dans la zone II.

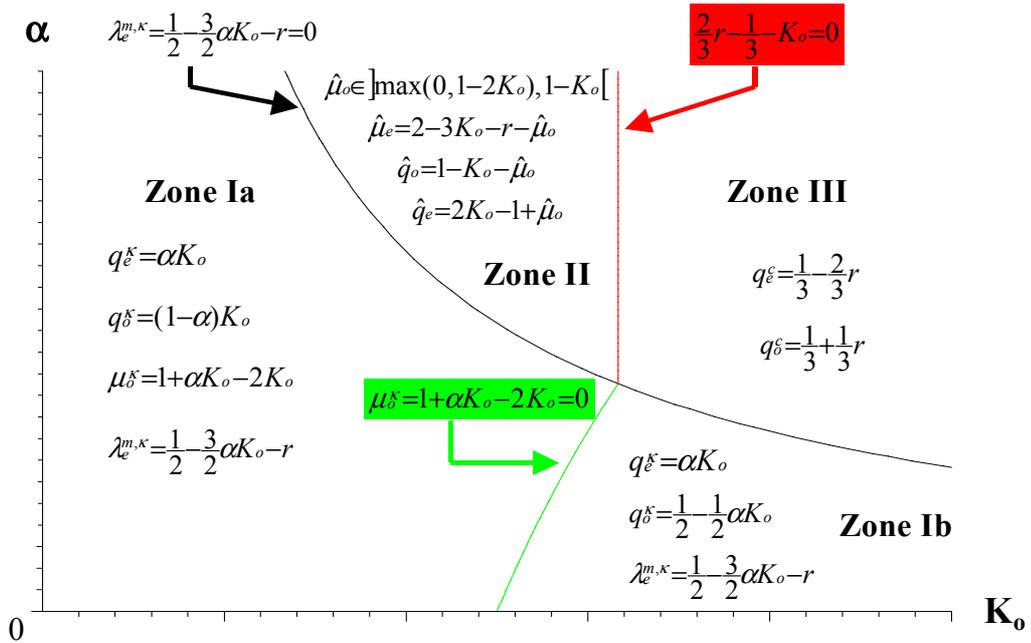
Profit du concurrent de la zone III

$\Pi_e^c = \frac{1}{9} - \frac{4}{9}r + \frac{4}{9}r^2 = \frac{1}{9}(2r - 1)^2$. Ce profit est un carré donc il est toujours positif dans la zone III.

Annexe 4.7 : Preuve de la non-existence d'équilibre en coin lorsque seule la contrainte de GR est active

L'équilibre (q_e^k, q_o^m) n'est jamais un équilibre en coin. En effet, l'OH a toujours intérêt à vendre dans cet équilibre, même pour de fortes valeurs de K_o . Nous savons que cet équilibre existe dans la zone délimitée par $\begin{cases} \lambda_e^{k,m} > 0 \\ \mu_o^K < 0 \end{cases}$. Si l'équilibre (q_e^k, q_o^m) est en coin, cela signifie que, comme α et K_o peuvent être supposés strictement différents de 0, l'OH se retire du marché et ne fournit que le marché intermédiaire. Pour que cela soit possible, il faut que la stratégie $q_o^m = 0$ soit disponible dans la zone d'équilibre considérée. $q_o^m = 0 \Leftrightarrow \frac{1}{2} - \frac{1}{2}\alpha K_o = 0 \Leftrightarrow \alpha = \frac{1}{K_o}$. Cette courbe ne peut jamais être dans la zone Ib. En effet, nous savons que $\lambda_e^{k,m} = 0$ est décroissante en r . La plus grande valeur que peut prendre cette courbe, limite de notre zone d'équilibre, est pour un prix de rétrocession tendant vers 0. L'équation de cette courbe est alors $\lambda_e^{k,m}(r \rightarrow 0) = 0 \Leftrightarrow \frac{1}{2} - \frac{3}{2}\alpha K_o = 0 \Leftrightarrow \alpha = \frac{1}{3K_o}$. Or, cette courbe $\alpha = \frac{1}{3K_o}$, dans le plan (K_o, α) , est toujours en dessous de celle d'équation $\alpha = \frac{1}{K_o}$. De plus, l'intersection entre ces deux courbes est un ensemble vide; elles sont donc parallèles. Il n'y a donc pas d'équilibre en coin. Le seul possible est un équilibre de COURNOT en coin en prix, c'est-à-dire que, lorsque $r = \frac{1}{2}$, les quantités COURNOT du concurrent q_e^c sont nulles et l'OH joue alors sa quantité de monopole. Nous avons exclu ce cas car, bien que possible de façon théorique, il nous conduit à l'existence de deux seuls équilibres, les équilibres (\hat{q}_e, \hat{q}_o) et $(q_e^c, q_o^c) = (0, \frac{1}{2})$. Les autres ne sont plus possibles car leurs zones d'existence disparaissent. Si les conditions d'approvisionnement (u, K_o) sont très mal négociées, alors l'OH, même s'il peut proposer des quantités toujours positives, risque de réaliser des pertes sur le marché final en raison de la modification du type de concurrence qu'entraîne la mesure de GR et de ses conditions d'approvisionnement qui ne lui permettent plus d'être compétitif.

Annexe 4.8 : Schémas des régionnements et équations frontières



Annexe 4.9 : Le surplus des consommateurs

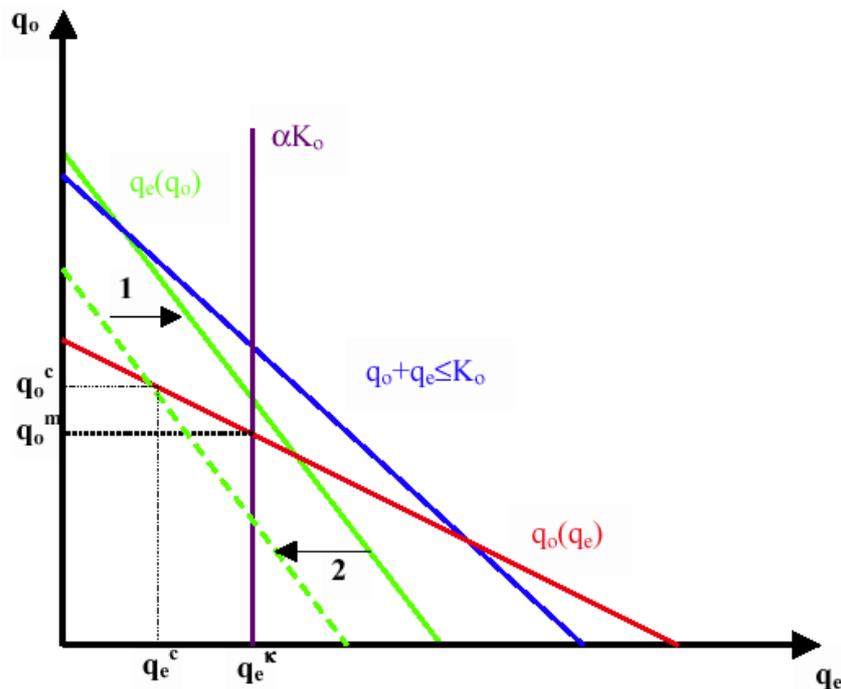
Nous allons ici raisonner pour un niveau d'approvisionnement $K_o > \frac{1}{2}$. Pour ce niveau d'approvisionnement, les quatre équilibres sont possibles. Nous avons vu que le passage des zones Ia et II vers la zone Ib n'était pas possible par une modification du prix de rétrocession. Si cela était possible, il serait facile de montrer que le surplus des consommateurs dans les zones Ia ou II pour un K_o donné est supérieur à celui de la zone Ib, la contrainte de marché étant active dans les deux premières et inactive dans la dernière. Les quantités proposées dans la zone Ib sont donc inférieures ($q_e^k + q_o^k = \hat{q}_e + \hat{q}_o = K_o > q_e^k + q_o^m$ pour un K_o donné et supérieur à $\frac{1}{2}$). Ce résultat conforte l'intuition à savoir que les quantités vendues sont plus faibles lorsque l'OH joue sa meilleure réponse alors que le concurrent subit la contrainte de GR par rapport aux situations où la contrainte de marché est active. Toutefois, lorsque l'on est dans la zone Ia ou II, il est impossible de passer dans la zone Ib par une modification du prix de rétrocession. Ces zones sont complémentaires et se situer dans la zone Ib dépend des conditions initiales (K_o, α) , et également de la valeur de r (de cette dernière uniquement pour être dans cette zone de concurrence Ib plutôt que dans la zone COURNOT).

L'OH peut modifier sa situation de concurrence en modifiant le prix de rétrocession et passer de la zone Ib à la zone III et inversement. Toutefois, les incitations sont à l'efficacité donc à rendre la contrainte de GR active plutôt qu'inactive. Par conséquent, il est utile, à ce niveau, de regarder s'il est possible que le surplus du consommateur, pour tout r , soit plus élevé pour un couple (K_o, α) dans la zone Ib que dans la zone III. Pour vérifier cela, nous allons comparer les surplus des consommateurs des zones Ib et III pour tout r . Nous allons raisonner pour $K_o > K_o^A$. Deux équilibres sont ici possibles :

- l'équilibre COURNOT où les deux contraintes sont libres, (q_e^c, q_o^c) ; le surplus du consommateur est alors égal à $S_c^c = \frac{1}{18}(r - 2)^2$;
- l'équilibre où seule la contrainte de GR est active, (q_e^k, q_o^m) ; le surplus du consommateur est alors égal à $S_c^{k,m} = \frac{1}{8}(\alpha K_o + 1)^2$.

Le passage de l'équilibre COURNOT (q_e^c, q_o^c) vers l'équilibre où seule la contrainte de GR est active (q_e^k, q_o^m) s'effectue en diminuant le prix de rétrocession r . De même, une augmentation du prix de rétrocession permet de se déplacer de l'équilibre (q_e^k, q_o^m) vers l'équilibre (q_e^c, q_o^c) . Intuitivement, si le prix de rétrocession diminue, le concurrent peut acheter d'avantage de quantités rétrocédées et donc se déplacer vers la contrainte de

GR, l'OH jouant sa meilleure réponse car la contrainte de marché reste inactive. Si ce prix de rétrocession augmente, alors le concurrent va acheter moins de quantités, donc rendre la contrainte de GR inactive et, comme la contrainte de marché est libre, les deux vont jouer COURNOT. La démonstration est assez simple. La fonction de meilleure réponse du concurrent est décroissante en r . En effet, son équation dans le plan (q_e, q_o) est $q_o(q_e) = 1 - 2q_e - r$. Une augmentation de r entraîne son déplacement vers la gauche du plan (q_e, q_o) , alors qu'une diminution de r permet son déplacement vers la partie droite du plan. En revanche, la seule contrainte active dans notre plan (q_e, q_o) est la contrainte de GR est elle est indépendante de r et exogène (dépend de α et de K_o , deux variables exogènes). De même, la fonction de meilleure réponse de l'OH est constante en r dans le plan (q_e, q_o) car elle ne dépend que de q_e , c'est-à-dire qu'elle est de la forme $q_o(q_e) = \frac{1}{2} - \frac{1}{2}q_e$. Le passage de l'un à l'autre des deux équilibres va donc se faire par la modification de r . Le schéma suivant illustre ce passage.



La flèche 1 nous indique le sens de déplacement de la fonction de réaction du concurrent lorsque r diminue, c'est-à-dire le passage de l'équilibre (q_e^c, q_o^c) vers l'équilibre (q_e^k, q_o^m) . La flèche 2 nous indique ce même déplacement mais lorsque r augmente, c'est-à-dire le passage de l'équilibre (q_e^k, q_o^m) vers l'équilibre (q_e^c, q_o^c) .

Si la variation du prix de rétrocession est trop faible pour modifier la zone d'équilibre,

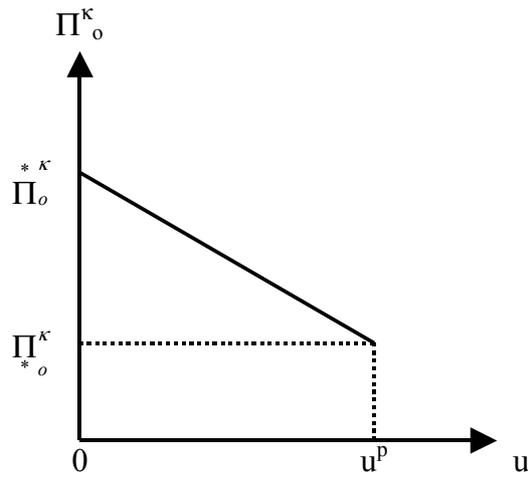
alors :

- si l'équilibre est (q_e^c, q_o^c) , une augmentation du prix diminue les quantités globales mises sur le marché alors qu'une diminution de ce dernier les augmentent. En effet, les quantités du concurrent sont décroissantes en r , $\frac{dq_e^c}{dr} = -\frac{2}{3} < 0$ alors que celles de l'OH sont croissantes en r , $\frac{dq_o^c}{dr} = \frac{1}{3} > 0$. Or, $\left| \frac{dq_e^c}{dr} \right| < \left| \frac{dq_o^c}{dr} \right|$. Par conséquent, lors d'une baisse du prix de rétrocession, l'augmentation des ventes du concurrent est plus importante que la baisse des ventes de l'OH ; les quantités totales vendues augmentent jusqu'à ce que la contrainte de GR devienne active. Les consommateurs voient donc leur surplus s'accroître. Si, en revanche, le prix de rétrocession augmente, alors la diminution des ventes du concurrent n'est pas compensée par l'augmentation des ventes de l'OH (la contrainte de GR se libère). Les consommateurs voient donc leur surplus diminuer.
- Si l'équilibre est (q_e^k, q_o^m) , alors le même type de raisonnement peut être tenu. Dans cette zone, une modification du prix de rétrocession n'a d'effets que sur les profits des opérateurs et aucun sur le surplus des consommateurs. En effet, la quantité mise sur le marché est toujours égale à $(q_e^k + q_o^m)$, quantité constante en r .

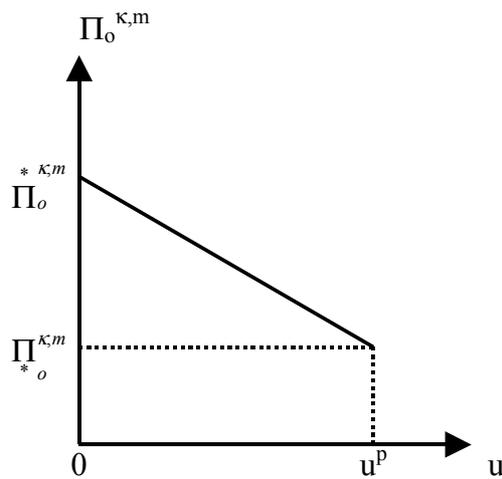
Si, en revanche, la variation du prix de rétrocession permet de changer de zone d'équilibre, alors l'effet sur le surplus des consommateurs va dépendre de la variation de quantités qu'entraîne le changement d'équilibre. Les fonctions de réaction dans le plan (q_e, q_o) sont décroissantes en q_e . La fonction de réaction du concurrent est décroissante en q_o et r et celle de l'OH décroissante en q_e . La pente de la fonction de réaction du concurrent est supérieure à celle de l'OH. Si le prix de rétrocession augmente, alors, comme le montre le schéma précédent, l'équilibre se déplace de (q_e^k, q_o^m) vers (q_e^c, q_o^c) . Ce déplacement entraîne une diminution de q_e^k vers q_e^c et une augmentation de q_o^m à q_o^c . Or, la diminution des quantités vendues par le concurrent n'est pas compensée par l'augmentation des quantités vendues par l'OH. La quantité totale mise sur le marché diminue. Par conséquent, une augmentation du prix de rétrocession, en rendant la contrainte de GR inactive, diminue le surplus des consommateurs. En revanche, une diminution de ce même prix de rétrocession entraîne une augmentation des quantités vendues par le concurrent qui compense la diminution des quantités vendues par l'OH. Le surplus des consommateurs est donc amélioré en cas de diminution du prix de rétrocession.

Annexe 4.10 : Les valeurs minimales et maximales des profits

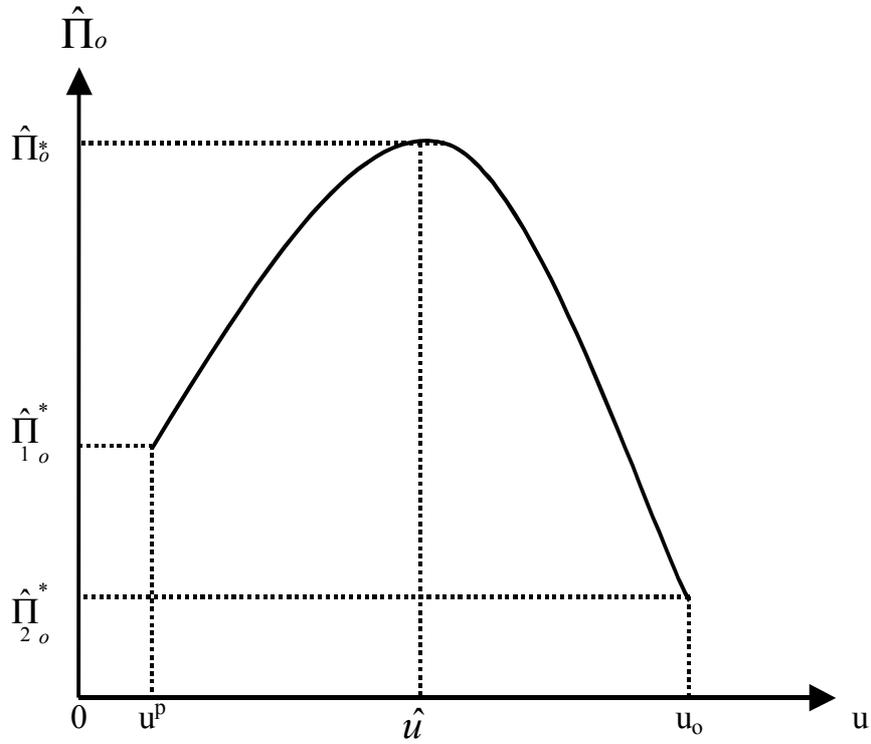
Lorsque les deux contraintes sont actives



Lorsque seule la contrainte de GR est active

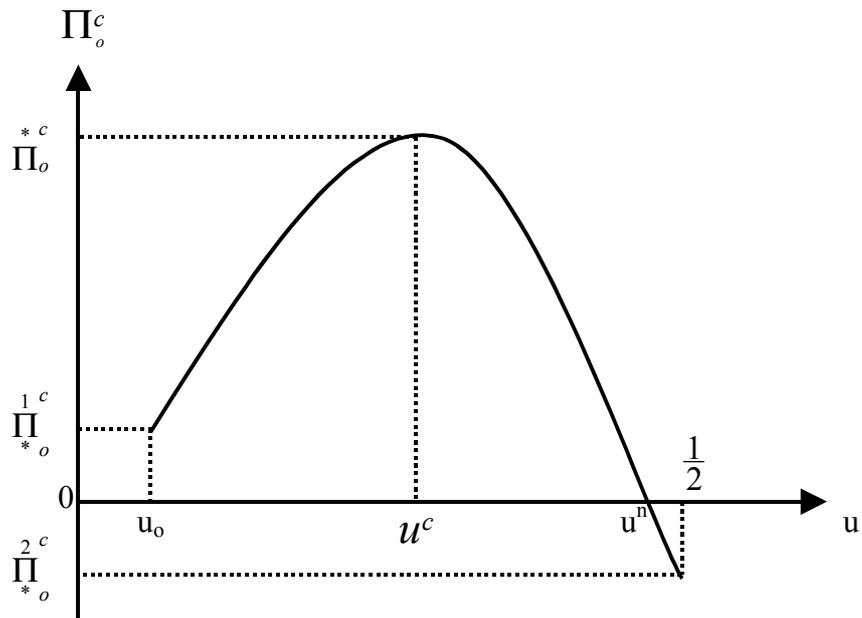


Lorsque seule la contrainte de marché est active

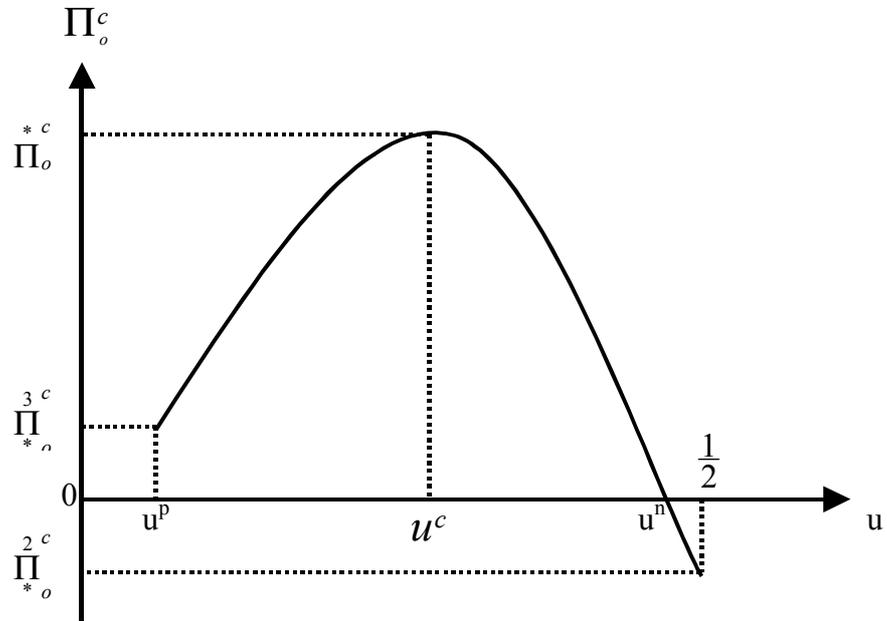


Lorsque les deux contraintes sont libres

– Lorsque $u^c \in [u_o, u^n]$:



– Lorsque $u^c \in [u^p, u^n]$:



Annexe 4.11 : Démonstration des différentes incitations

Etude des incitations dans la première région

Trois zones d'équilibre sont possibles : (q_e^κ, q_o^κ) , $(\widehat{q}_e, \widehat{q}_o)$, (q_e^m, q_o^m) . Pour tout couple (K_o, α) tel que $\lambda_e^{\kappa, m} > 0$ et $\mu_o^\kappa > 0$:

- si $0 \leq u < u^p$, l'équilibre est (q_e^κ, q_o^κ) ;
- si $u^p \leq u < u_o$, l'équilibre devient $(\widehat{q}_e, \widehat{q}_o)$;
- si $u \geq u_o$, alors l'équilibre est celui de monopole (q_e^m, q_o^m) .

Π_o^κ est décroissant et linéaire en u . Son maximum est atteint pour $u \rightarrow 0$ et a pour valeur $\Pi_o^\kappa = K_o - \alpha K_o - K_o^2 + \alpha K_o^2$. Ce maximum est toujours positif pour $K_o < 1$ et $\alpha < 1$. Son minimum est atteint pour $u \rightarrow u^p$ et a pour valeur $\Pi_o^\kappa = \frac{1}{2}K_o - \frac{1}{2}\alpha K_o - K_o^2 + \frac{5}{2}\alpha K_o^2 - \frac{3}{2}\alpha^2 K_o^2$.

$\widehat{\Pi}_o$ est concave en u avec comme maximum $\widehat{u} = 1 - \frac{3}{2}K_o$. Son maximum est atteint pour $u = \widehat{u}$ et a pour valeur $\widehat{\Pi}_o^* = \frac{1}{4}K_o^2$. Cette fonction peut avoir deux minima, à savoir pour $u \rightarrow u^p$, sa valeur est alors $\widehat{\Pi}_o^1 = \frac{3}{2}K_o - \frac{3}{2}\alpha K_o - 2K_o^2 + \frac{9}{2}\alpha K_o^2 - \frac{1}{4} - \frac{9}{4}\alpha^2 K_o^2$, et le second pour $u \rightarrow u_o$, sa valeur est alors $\widehat{\Pi}_o^2 = 3K_o - 1 - 2K_o^2$.

D'après les valeurs seuils qui précèdent, ce maximum \widehat{u} doit être dans l'intervalle $[u^p, u_o]$:

- $\delta_1 = u_o - u^p = 2 - 3K_o - (\frac{1}{2} - \frac{3}{2}\alpha K_o) = \frac{3}{2} - 3K_o + \frac{3}{2}\alpha K_o > 0 \Leftrightarrow 1 - 2K_o + \alpha K_o > 0 \Leftrightarrow \mu_o^\kappa > 0$ donc cet intervalle $[u^p, u_o]$ existe toujours dans la première région ;
- $\delta_3 = u_o - \widehat{u} = 2 - 3K_o - (1 - \frac{3}{2}K_o) = 1 - \frac{3}{2}K_o > 0 \Leftrightarrow K_o < \frac{2}{3}$. Le maximum \widehat{u} est toujours inférieur à la borne supérieure u_o de l'intervalle ;
- $\delta_2 = \widehat{u} - u^p = 1 - \frac{3}{2}K_o - (\frac{1}{2} - \frac{3}{2}\alpha K_o) = \frac{1}{2} - \frac{3}{2}K_o + \frac{3}{2}\alpha K_o > 0 \Leftrightarrow 1 - 3K_o + 3\alpha K_o > 0$. Nous appellerons $\Phi(\alpha, K_o)$ la fonction $1 - 3K_o + 3\alpha K_o$. Si le couple (K_o, α) est tel que $\Phi(\alpha, K_o) > 0$, alors $\widehat{u} \in [u^p, u_o]$. Si $\Phi(\alpha, K_o) \leq 0$, alors nous nous situons dans la partie décroissante du profit $\widehat{\Pi}_o$ lorsque $u \in [u^p, u_o]$.

Nous voyons que les profits ne sont a priori pas continus en u^p car $\Pi_o^\kappa \neq \widehat{\Pi}_o^1$ (ils sont continus pour les couples (α, K_o) qui sont tels que $\mu_o^\kappa = 0$). Cela ne modifie pas nos résultats et n'a aucune influence sur le problème puisque nous ne dérivons pas en ce point les profits par rapport à u .

$\Pi_o^m = K_o - K_o^2 - K_o u$ pour $K_o < \frac{1}{2}$ est linéaire et décroissant en u . Il atteint son maximum pour $u \rightarrow u_o$ et a pour valeur $\Pi_o^m = -K_o + 2K_o^2$. Son minimum est pour $u \rightarrow 1$

et a pour valeur $\Pi_o^m = -K_o^2$.

Deux cas sont à distinguer pour l'étude de cette première région $K_o < \frac{1}{2} < \frac{2}{3}$:

- $\hat{u} < u^p$ avec $\Phi(\alpha, K_o) \leq 0$;
- $\hat{u} \in [u^p, u_o]$ avec $\Phi(\alpha, K_o) > 0$.

Cette courbe $\Phi(\alpha, K_o) = 0$ est toujours supérieure à $\mu_o^\kappa = 0$ dans le plan (K_o, α) pour la première et la deuxième région. Les deux se coupent au point d'intersection de coordonnées $\begin{cases} K_o = \frac{2}{3} \\ \alpha = \frac{1}{2} \end{cases}$, solution du système $\begin{cases} 3\alpha K_o - 3K_o + 1 = 0 \\ \alpha K_o - 2K_o + 1 = 0 \end{cases}$.

Preuve. Dans le plan (K_o, α) , l'équation de $\Phi(\alpha, K_o) = 0$ est $\alpha = \frac{3K_o-1}{3K_o}$ et celle de $\mu_o^\kappa = 0$ est $\alpha = \frac{2K_o-1}{K_o}$. La différence entre ces deux proportions nous donne $\frac{3K_o-1}{3K_o} - \frac{2K_o-1}{K_o} = -\frac{1}{3} \frac{3K_o-2}{K_o}$, positif pour $K_o < \frac{2}{3}$, ce qui est le cas dans la première est deuxième région. Donc $\{\Phi(\alpha, K_o) = 0\} > \{\mu_o^\kappa = 0\}$ dans le plan (K_o, α) . ■

Premier cas : $\Phi(\alpha, K_o) \leq 0$ Si $K_o < \frac{1}{2} < \frac{2}{3}$, alors $\hat{u} < u^p$ si $\Phi(\alpha, K_o) \leq 0$. Nous sommes dans la partie décroissante de $\hat{\Pi}_o$. Le maximum de $\hat{\Pi}_o$ est $\hat{\Pi}_o^1$ et son minimum est donc $\hat{\Pi}_o^2$.

Regardons Π_o^κ et $\hat{\Pi}_o^1$: $\Delta_1 = \Pi_o^\kappa - \hat{\Pi}_o^1 = \frac{1}{2}K_o - \frac{1}{2}\alpha K_o - K_o^2 + \frac{5}{2}\alpha K_o^2 - \frac{3}{2}\alpha^2 K_o^2 - (\frac{3}{2}K_o - \frac{3}{2}\alpha K_o - 2K_o^2 + \frac{9}{2}\alpha K_o^2 - \frac{1}{4} - \frac{9}{4}\alpha^2 K_o^2) = -K_o + \alpha K_o + K_o^2 - 2\alpha K_o^2 + \frac{3}{4}\alpha^2 K_o^2 + \frac{1}{4} = K_o^2 - K_o + \frac{1}{4} + \alpha K_o(1 - 2K_o + \frac{3}{4}\alpha K_o)$

Le terme $K_o^2 - K_o + \frac{1}{4}$ est toujours positif. Le terme $1 - 2K_o + \frac{3}{4}\alpha K_o > 0 \Leftrightarrow \alpha > \frac{4}{3} \frac{2K_o-1}{K_o}$ est toujours vérifié car $\frac{2K_o-1}{K_o} < 0$ pour $K_o < \frac{1}{2}$.

Les deux termes de cette différence Δ_1 sont toujours positifs pour $K_o < \frac{1}{2} < \frac{2}{3}$ donc elle est positive. Par conséquent, $\Pi_o^\kappa > \hat{\Pi}_o^1$. Il n'y a pas d'incitations à augmenter ses coûts mais toujours à les diminuer car $\hat{\Pi}_o$ est toujours positif : l'effet direct l'emporte sur l'effet stratégique.

Π_o^m et $\hat{\Pi}_o^2$ sont toujours négatifs pour $K_o \in [0, \frac{1}{2}]$.

Conclusion 4 Dans la première région et lorsque (K_o, α) respecte $\lambda_e^{\kappa, m} > 0$, $\mu_o^\kappa > 0$ et $\Phi(\alpha, K_o) \leq 0$, l'OH n'a pas d'incitation à augmenter ses coûts pour de faibles valeurs d'approvisionnement. L'effet direct l'emporte toujours sur l'effet stratégique car $\Pi_o^\kappa > 0$ est toujours supérieur à $\hat{\Pi}_o^1$.

Deuxième cas : $\Phi(\alpha, K_o) > 0$ Si $K_o < \frac{1}{2} < \frac{2}{3}$, alors $\hat{u} \in [u^p, u_o]$ si $\Phi(\alpha, K_o) > 0$. Le profit $\hat{\Pi}_o$ est concave sur $[u^p, u_o]$, avec deux minima, $\hat{\Pi}_o^1$ et $\hat{\Pi}_o^2$ et un maximum $\hat{\Pi}_o^*$. Prenons un couple de départ (K_o, α) tel que $\lambda_e^{\kappa, m} > 0$ et $\mu_o^\kappa > 0$ (les deux contraintes sont actives). Pour $K_o < \frac{1}{2}$, $\mu_o^\kappa > 0$ est toujours vérifiée.

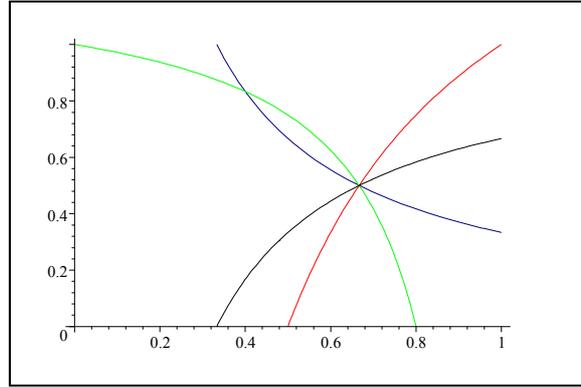
Regardons $\hat{\Pi}_o^{\kappa}$ et $\hat{\Pi}_o^*$

$$\Delta_2 = \hat{\Pi}_o^{\kappa} - \hat{\Pi}_o^* = K_o - \alpha K_o - K_o^2 + \alpha K_o^2 - \frac{1}{4}K_o^2 = K_o - \alpha K_o - \frac{5}{4}K_o^2 + \alpha K_o^2 = \frac{1}{4}K_o(4 - 4\alpha - 5K_o + 4\alpha K_o)$$

$$\frac{d\Delta_2^1}{dK_o} = \frac{d(4-4\alpha-5K_o+4\alpha K_o)}{dK_o} = -5 + 4\alpha < 0 \text{ donc } \Delta_2^1 \text{ est décroissante en } K_o.$$

Traçons dans un même plan toutes les courbes définissant notre cas (α est en ordonnées, K_o est en abscisses) :

$$\left\{ \begin{array}{l} \Phi(\alpha, K_o) = 3\alpha K_o - 3K_o + 1 = 0 \text{ (Courbe noire)} \\ \mu_o^\kappa = \alpha K_o - 2K_o + 1 = 0 \text{ (Courbe rouge)} \\ \Delta_2^1 = 4 - 4\alpha - 5K_o + 4\alpha K_o = 0 \text{ (Courbe verte)} \\ 1 - 3\alpha K_o = 0 \text{ (Courbe bleue)} \end{array} \right.$$



Nous trouvons, en résolvant le système $\begin{cases} 4 - 4\alpha - 5K_o + 4\alpha K_o = 0 \\ 1 - 3\alpha K_o = 0 \end{cases}$, deux solutions

qui sont : $\left\{ \begin{array}{l} \alpha = \frac{1}{2}, K_o = \frac{2}{3} \\ K_o = \frac{2}{5}, \alpha = \frac{5}{6} \end{array} \right.$. Pour trouver le point d'intersection de toutes ces équations,

il suffit de résoudre $\begin{cases} \Phi(\alpha, K_o) = 3\alpha K_o - 3K_o + 1 = 0 \\ \mu_o^\kappa = \alpha K_o - 2K_o + 1 = 0 \\ \Delta_2^1 = 4 - 4\alpha - 5K_o + 4\alpha K_o = 0 \\ 1 - 3\alpha K_o = 0 \end{cases}$, ce qui nous donne la solution

$$\left\{ \alpha = \frac{1}{2}, K_o = \frac{2}{3} \right\}.$$

Cette illustration nous montre que associer les quatre conditions

$$\left\{ \begin{array}{l} \Phi(\alpha, K_o) > 0 \\ \mu_o^\kappa > 0 \\ \Delta_2^1 < 0 \text{ (donc } \Delta_5 < 0) \\ 1 - 3\alpha K_o > 0 \end{array} \right.$$

est possible. Pour $K_o < \frac{2}{5}$ et $\alpha > \frac{5}{6}$, respectant les quatre conditions mais surtout les conditions $\Delta_2^1 < 0$ et $1 - 3\alpha K_o > 0$, des incitations stratégiques existent au dessus de la courbe verte et à gauche de la courbe bleue (valeurs très élevées de α). Pour ces fortes valeurs de α et faibles valeurs d'approvisionnement, l'OH a intérêt d'accroître ses coûts de manière stratégique pour passer de l'équilibre (q_e^κ, q_o^κ) à l'équilibre (\hat{q}_e, \hat{q}_o) . En réalisant cela, il vend moins de GR à un prix plus élevé et de plus fortes quantités sur le marché. Il réalise alors un profit supérieur en augmentant stratégiquement ses coûts jusqu'à \hat{u} . Il gagne alors un profit égal à $\hat{\Pi}_o^*$, supérieur à celui qu'il aurait réalisé en étant le plus efficace possible Π_o^* .

Conclusion 5 *Pour de grandes valeurs de proportions rétrocedées et de faibles valeurs d'approvisionnement, respectant les conditions* $\left\{ \begin{array}{l} \Delta_2^1 < 0 \\ 1 - 3\alpha K_o > 0 \end{array} \right.$, *l'OH a intérêt d'augmenter ses coûts si $u < \hat{u}$ et à les diminuer si $u > \hat{u}$ pour atteindre $\hat{\Pi}_o^*$.*

Regardons Π_o^κ et $\hat{\Pi}_o^*$

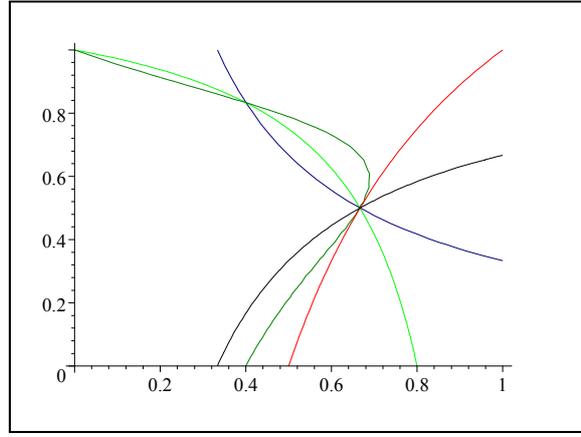
Nous venons de voir que des incitations globales existaient, à savoir des couples (K_o, α) pour lesquels l'effet stratégique était plus important que l'effet direct. Regardons s'il n'existe pas d'ensembles plus large de couples (K_o, α) qui soient tels que des incitations locales existent. L'incitation globale est toujours d'être le plus efficace possible, donc $\Pi_o^\kappa > \hat{\Pi}_o^*$ mais, si $u \rightarrow 0$ n'est pas atteignable, il peut exister des situations de profits meilleures pour des valeurs de coût supérieures.

$$\Delta_3 = \Pi_o^\kappa - \hat{\Pi}_o^* = \frac{1}{2}K_o - \frac{1}{2}\alpha K_o - K_o^2 + \frac{5}{2}\alpha K_o^2 - \frac{3}{2}\alpha^2 K_o^2 - \frac{1}{4}K_o^2 = \frac{1}{2}K_o - \frac{1}{2}\alpha K_o - \frac{5}{4}K_o^2 + \frac{5}{2}\alpha K_o^2 - \frac{3}{2}\alpha^2 K_o^2 = \frac{1}{4}K_o (2 - 2\alpha - 5K_o + 10\alpha K_o - 6K_o\alpha^2)$$

du signe de $\Delta_3^1 = 2 - 2\alpha - 5K_o + 10\alpha K_o - 6K_o\alpha^2$.

Traçons dans un même plan toutes les courbes définissant notre cas (α est en ordonnées, K_o est en abscisses) :

$$\left\{ \begin{array}{l} \Phi(\alpha, K_o) = 3\alpha K_o - 3K_o + 1 = 0 \text{ (Courbe noire)} \\ \mu_o^\kappa = \alpha K_o - 2K_o + 1 = 0 \text{ (Courbe rouge)} \\ \Delta_3^1 = 2 - 2\alpha - 5K_o + 10\alpha K_o - 6K_o\alpha^2 = 0 \text{ (Courbe verte foncée)} \\ \Delta_2^1 = 4 - 4\alpha - 5K_o + 4\alpha K_o = 0 \text{ (Courbe verte claire)} \\ 1 - 3\alpha K_o = 0 \text{ (Courbe bleue)} \end{array} \right.$$



Entre la courbe verte claire et foncée, il existe des couples (α, K_o) qui nous donnent des incitations locales. Pour tout couple vérifiant les conditions $\Phi(\alpha, K_o) > 0$, $\mu_o^\kappa > 0$, $\Delta_3^1 < 0$, $\Delta_2^1 > 0$ et $1 - 3\alpha K_o > 0$, alors $\Pi_o^\kappa < \widehat{\Pi}_o^*$. Si $u < \widehat{u}$ et si les profits pour de faibles coûts ne sont pas atteignables (c'est-à-dire les profits pour $u < \widetilde{u} < u^p$ avec \widetilde{u} tel que $\Pi_o^\kappa(\widetilde{u}) = \widehat{\Pi}_o^*$), l'OH peut avoir une incitation locale à augmenter ses coûts jusqu'à \widehat{u} pour gagner un profit $\widehat{\Pi}_o^*$ plutôt que de gagner $\Pi_o^\kappa \in \left[\Pi_{*o}^\kappa, \Pi_o^\kappa(\widetilde{u}) \right]$ pour des coûts plus faibles.

Conclusion 6 *Pour de grandes valeurs de proportions rétrocedées et de faibles valeurs d'approvisionnement qui respectent $\Delta_2^1 > 0$, $\Delta_3^1 < 0$ et $1 - 3\alpha K_o > 0$, si $u < \widehat{u}$ et si la situation $u \in [0, \widetilde{u}]$ n'est pas atteignable, alors l'OH peut avoir une incitation stratégique locale à augmenter ses coûts jusqu'à \widehat{u} pour gagner un profit supérieur.*

Si $1 - 3\alpha K_o < 0$, alors u^p est négatif. L'équilibre pour lequel les deux contraintes sont saturées n'est pas atteignable compte tenu du couple (K_o, α) . Si $\Phi(\alpha, K_o) < 0$, alors $\widehat{u} < u^p < 0$. Toutefois, si $1 - 3\alpha K_o < 0$, alors cela signifie que $\Phi(\alpha, K_o) > 0$ quelques soient les couples (K_o, α) . Nous sommes donc dans la situation où $\widehat{u} > 0 > u^p$ car $K_o < \frac{2}{3}$. Il peut exister des cas pour lesquels, pour $u < \widehat{u}$, l'OH soit incité à augmenter ses coûts. L'équilibre (q_e^κ, q_o^κ) n'est plus atteignable par une action sur le prix de rétrocession. Le

schéma représentant les différentes courbes plus haut nous permet de voir qu'il existe des couples (α, K_o) qui sont tels que $1 - 3\alpha K_o < 0$ et $\Phi(\alpha, K_o) > 0$ soient vérifiées simultanément.

Conclusion 7 *Si les couples (K_o, α) sont tels que $1 - 3\alpha K_o < 0$ et $\Phi(\alpha, K_o) > 0$, alors si $u < \hat{u}$, l'OH est incité globalement (car $\hat{\Pi}_o^* > 0 > \Pi_o^{*m}$) à augmenter ses coûts jusqu'à \hat{u} pour accroître ses profits et atteindre $\hat{\Pi}_o^*$.*

Etude des incitations dans la deuxième région

Le traitement de cette région s'apparente à celle que nous venons de réaliser. La différence tient dans le nombre de zones d'équilibre qu'il est possible d'atteindre. Quatre zones d'équilibre possibles : (q_e^κ, q_o^κ) , (\hat{q}_e, \hat{q}_o) , (q_e^c, q_o^c) , (q_e^m, q_o^m) . Pour tout couple (K_o, α) qui est tel que $\mu_o^\kappa > 0$ et $\lambda_e^{\kappa, m} > 0$ (appartenant à la zone où les deux contraintes sont saturées):

- si $u \in [0, u^p]$ alors l'équilibre est (q_e^κ, q_o^κ) et le profit de l'OH Π_o^κ ;
- si $u \in [u^p, u_o]$ alors l'équilibre est (\hat{q}_e, \hat{q}_o) et le profit de l'OH $\hat{\Pi}_o$;
- si $u \in [u_o, \frac{1}{2}]$ alors l'équilibre est (q_e^c, q_o^c) et le profit de l'OH Π_o^c ;
- si $u \geq \frac{1}{2}$ alors l'équilibre est (q_e^m, q_o^m) et le profit de l'OH Π_o^m .

Π_o^κ et $\hat{\Pi}_o$ ont les mêmes caractéristiques que dans la première région.

Π_o^c est concave en u avec comme maximum $u^c = \frac{1}{2} - \frac{9}{10}K_o$; sa valeur est alors $\Pi_o^{*c} = \frac{1}{4} - \frac{1}{2}K_o + \frac{9}{20}K_o^2$. Elle a deux valeurs seuils, minimales si u^c est atteignables mais l'une pouvant devenir maximale s'il n'est pas possible d'atteindre ce maximum. La première est atteinte pour $u \rightarrow u_o$ et a pour valeur $\Pi_o^{1c} = 3K_o - 1 - 2K_o^2$. La seconde est atteinte pour $u \rightarrow \frac{1}{2}$ et a pour valeur $\Pi_o^{2c} = \frac{1}{4} - \frac{1}{2}K_o$.

Π_o^m est continu, monotone, linéaire et décroissant en u . Ici, il atteint son maximum pour $u \rightarrow \frac{1}{2}$. Sa valeur est $\Pi_o^{*m} = \frac{1}{4} - \frac{1}{2}K_o$.

Remarque 4 *Les profits sont discontinus en $u = u^p$ mais continus pour $u = u_o$ et $u = \frac{1}{2}$. En effet, $\hat{\Pi}_o^2 = \Pi_o^{1c}$ et $\Pi_o^{2c} = \Pi_o^{*m}$.*

Remarque 5 Les profits de monopole sont ici négatifs pour $K_o > \frac{1}{2}$. L'OH n'aura donc jamais intérêt à se situer dans cette zone de concurrence donc aura intérêt à diminuer ses coûts. $\hat{\Pi}_{*o}^{1c} = \hat{\Pi}_{*o}^{1c}$ sont toujours positifs pour $K_o \in [\frac{1}{2}, \frac{2}{3}]$. En revanche, $\hat{\Pi}_{*o}^{2c} = \hat{\Pi}_{*o}^{2c}$ est négatif. Il y a donc une valeur u^n qui annule le profit Π_o^c est qui est telle que $u^n \in [u_o, \frac{1}{2}]$. Cette valeur est la solution de $\Pi_o^c = 0$. L'OH n'a pas intérêt à avoir des coûts supérieurs à cette valeur. Cela nous permet de borner l'intervalle d'étude des coûts à $u \in [0, u^n]$, avec $u^n = \frac{1}{2} - \frac{9}{10}K_o + \frac{3}{10}\sqrt{5 - 10K_o + 9K_o^2}$ et appartenant à $[u_o, \frac{1}{2}]$.

Preuve. $\hat{\Pi}_{*o}^{1c} = \hat{\Pi}_{*o}^{1c} = 3K_o - 1 - 2K_o^2 = 0$ sont toujours positifs pour $K_o \in [\frac{1}{2}, \frac{2}{3}]$ car l'on se situe toujours à l'intérieur des racines de ce trinôme du second degré. Nous recherchons u^n , la solution de $\Pi_o^c = 0 \Leftrightarrow \frac{1}{9} + \frac{5}{9}u - \frac{5}{9}u^2 - K_o u = 0$. Deux valeurs sont solutions de cette équation, il s'agit de $\begin{cases} u_1^n = \frac{1}{2} - \frac{9}{10}K_o + \frac{3}{10}\sqrt{5 - 10K_o + 9K_o^2} \\ u_2^n = \frac{1}{2} - \frac{9}{10}K_o - \frac{3}{10}\sqrt{5 - 10K_o + 9K_o^2} \end{cases}$. Nous savons que $u_2^n < u^c < u_1^n$. u_2^n est toujours inférieure à $\frac{1}{2}$. En revanche, u_1^n peut être supérieure à cette valeur. Regardons dans quelles conditions elle est éventuellement inférieure : $u_1^n - \frac{1}{2} = -\frac{9}{10}K_o + \frac{3}{10}\sqrt{5 - 10K_o + 9K_o^2} < 0 \Leftrightarrow \frac{3}{10}\sqrt{5 - 10K_o + 9K_o^2} < \frac{9}{10}K_o \Leftrightarrow \left(\frac{3}{10}\sqrt{5 - 10K_o + 9K_o^2}\right)^2 < \left(\frac{9}{10}K_o\right)^2 \Leftrightarrow \frac{9}{20} - \frac{9}{10}K_o < 0 \Leftrightarrow \frac{1}{2} < K_o$ donc $u_1^n < \frac{1}{2}$.

Les deux racines étant inférieures à $\frac{1}{2}$, il faut également vérifier que ces deux racines soient supérieures à u_o . Nous savons qu'une seule racine peut appartenir à $[u_o, \frac{1}{2}]$ car $\hat{\Pi}_{*o}^{1c}$ est toujours positif. Regardons où se situe la racine la plus faible u_2^n par rapport à u_o : $u_o - u_2^n = 2 - 3K_o - \left(\frac{1}{2} - \frac{9}{10}K_o - \frac{3}{10}\sqrt{5 - 10K_o + 9K_o^2}\right) = \frac{3}{2} - \frac{21}{10}K_o + \frac{3}{10}\sqrt{5 - 10K_o + 9K_o^2} > 0$. Nous savons que $\frac{3}{10}\sqrt{5 - 10K_o + 9K_o^2} > 0$ et que $\frac{3}{2} - \frac{21}{10}K_o > 0 \Leftrightarrow K_o < \frac{5}{7}$ toujours vérifié car ici $K_o \in [\frac{1}{2}, \frac{2}{3}]$ et $\frac{2}{3} < \frac{5}{7}$. Par conséquent, $u_o > u_2^n$ pour toutes valeurs de $K_o \in [\frac{1}{2}, \frac{2}{3}]$. La seule racine qui peut annuler le profit de l'OH est donc $u_1^n = \frac{1}{2} - \frac{9}{10}K_o + \frac{3}{10}\sqrt{5 - 10K_o + 9K_o^2}$ car c'est la seule qui peut être dans l'intervalle $[u_o, \frac{1}{2}]$ ⁸². Nous pouvons réduire, pour notre étude, l'intervalle de variation des coûts à $[0, u_1^n]$. Par la suite, nous noterons $u_1^n = u^n$.

$\frac{du_1^n}{dK_o} = \frac{d\left(\frac{1}{2} - \frac{9}{10}K_o + \frac{3}{10}\sqrt{5 - 10K_o + 9K_o^2}\right)}{dK_o} = \frac{3}{10} \frac{-3\sqrt{5 - 10K_o + 9K_o^2} - 5 + 9K_o}{\sqrt{5 - 10K_o + 9K_o^2}} < 0$ donc lorsque K_o s'accroît, u^n diminue (pour de gros niveaux d'approvisionnement, il faut de faibles valeurs de coûts pour réaliser des profits positifs car sinon, les prix ne couvrent soit pas les coûts, soit pas les obligations d'enlèvement). ■

⁸²La concavité des profits nous permet d'arriver plus rapidement au résultat souhaité. En effet, comme $\hat{\Pi}_{*o}^{1c} > 0$, u_2^n associé est inférieur à u^p . Comme il existe une valeur qui annule le profit dans l'intervalle $[u_o, \frac{1}{2}]$, ce ne peut être que l'autre racine u_1^n qui est valable puisque $\hat{\Pi}_{*o}^{2c} < 0$.

Finalement, nous avons les bornes suivantes :

$$\begin{aligned}
 & - \Pi_o^{*\kappa} = K_o - \alpha K_o - K_o^2 + \alpha K_o^2 \text{ pour } u \rightarrow 0; \\
 & - \begin{cases} \Pi_o^{*\kappa} = \frac{1}{2}K_o - \frac{1}{2}\alpha K_o - K_o^2 + \frac{5}{2}\alpha K_o^2 - \frac{3}{2}\alpha^2 K_o^2 \\ \widehat{\Pi}_o^1 = \frac{3}{2}K_o - \frac{3}{2}\alpha K_o - 2K_o^2 + \frac{9}{2}\alpha K_o^2 - \frac{1}{4} - \frac{9}{4}\alpha^2 K_o^2 \end{cases} \text{ pour } u \rightarrow u^p; \\
 & - \widehat{\Pi}_o^* = \frac{1}{4}K_o^2 \text{ pour } \widehat{u} \in [u^p, u_o]; \\
 & - \widehat{\Pi}_o^2 = \widehat{\Pi}_o^{1c} = 3K_o - 1 - 2K_o^2; \\
 & - \widehat{\Pi}_o^c(u^n) = 0.
 \end{aligned}$$

Le maximum u^c est dans l'intervalle $[u_o, u^n]$ si $u^c > u_o$. En effet, nous savons que $u^c < u^n$.

$\delta_4 = u^c - u_o = \frac{1}{2} - \frac{9}{10}K_o - (2 - 3K_o) = \frac{21}{10}K_o - \frac{3}{2} > 0 \Leftrightarrow \frac{5}{7} < K_o$. Ce n'est jamais le cas ici car $K_o \in [\frac{1}{2}, \frac{2}{3}]$, intervalle inférieur à $\frac{5}{7}$. Par conséquent, $u^c < u_o$ donc nous nous situons dans la partie décroissante du profit. Le maximum pour Π_o^c est donc $\widehat{\Pi}_o^{1c}$ et son minimum $\widehat{\Pi}_o^c(u^n)$.

Les seules incitations qu'il peut exister sont pour un intervalle de coûts $[0, u_o]$.

Nous avons vu que si $\Phi(\alpha, K_o) > 0$ alors $\widehat{u} > u^p$, sinon $\widehat{u} < u^p$ avec $\Phi(\alpha, K_o) = 1 - 3K_o + 3\alpha K_o$. Deux cas sont à nouveau à étudier : le premier pour $\Phi(\alpha, K_o) \leq 0$, le second pour $\Phi(\alpha, K_o) > 0$.

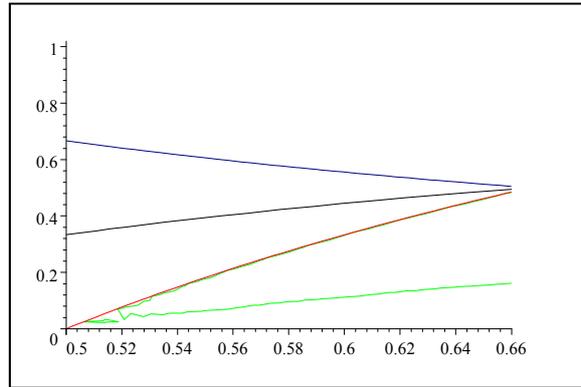
Premier cas : $\Phi(\alpha, K_o) \leq 0$ Nous sommes dans le cas où $\widehat{u} < u^p$ car $\Phi(\alpha, K_o) \leq 0$. Nous sommes donc dans la partie décroissante de $\widehat{\Pi}_o$ pour $u > u^p$. Cette fonction de profit atteint donc son maximum en $\widehat{\Pi}_o^1$ pour $u \rightarrow u^p$ et son minimum pour $u \rightarrow u_o$ en $\widehat{\Pi}_o^2$. Pour $K_o \in [\frac{1}{2}, \frac{2}{3}]$, nous savons que $u^n > u_o$ et que $u^c < u_o$. Nous savons que les profits sont continus en u_o ($\widehat{\Pi}_o^2 = \widehat{\Pi}_o^{1c} > 0$).

Regardons $\Pi_o^{*\kappa}$ et $\widehat{\Pi}_o^1$

$$\Delta_4 = \Pi_o^{*\kappa} - \widehat{\Pi}_o^1 = \frac{1}{2}K_o - \frac{1}{2}\alpha K_o - K_o^2 + \frac{5}{2}\alpha K_o^2 - \frac{3}{2}\alpha^2 K_o^2 - (\frac{3}{2}K_o - \frac{3}{2}\alpha K_o - 2K_o^2 + \frac{9}{2}\alpha K_o^2 - \frac{1}{4} - \frac{9}{4}\alpha^2 K_o^2) = -K_o + \alpha K_o + K_o^2 - 2\alpha K_o^2 + \frac{3}{4}\alpha^2 K_o^2 + \frac{1}{4} = K_o^2 - K_o + \frac{1}{4} + \alpha K_o(1 - 2K_o + \frac{3}{4}\alpha K_o)$$

Traçons dans un même plan toutes les courbes définissant notre cas (α est en ordonnées, K_o est en abscisses) :

$$\left\{ \begin{array}{l} \Phi(\alpha, K_o) = 3\alpha K_o - 3K_o + 1 = 0 \text{ (Courbe noire)} \\ \mu_o^\kappa = \alpha K_o - 2K_o + 1 = 0 \text{ (Courbe rouge)} \\ \Delta_4 = K_o^2 - K_o + \frac{1}{4} + \alpha K_o(1 - 2K_o + \frac{3}{4}\alpha K_o) = 0 \text{ (Courbe verte claire)} \\ 1 - 3\alpha K_o = 0 \text{ (Courbe bleue)} \end{array} \right.$$



La résolution du système $\begin{cases} \Phi(\alpha, K_o) = 3\alpha K_o - 3K_o + 1 = 0 \\ \mu_o^\kappa = \alpha K_o - 2K_o + 1 = 0 \end{cases}$ nous donne comme solution $\{K_o = \frac{2}{3}, \alpha = \frac{1}{2}\}$.

Δ_4 est un trinôme du second degré en K_o ou en α . Il est donc de signe constant entre ses racines et à l'extérieur de celles-ci. A l'extérieur de la zone verte, il est positif et, à l'intérieur, il est négatif. Ce trinôme a deux solutions. La première est $\mu_o^\kappa = 0$, la seconde $3\alpha K_o - 2K_o + 1 = 0$. Dans le plan (K_o, α) , ces racines ont respectivement pour équation $\alpha = \frac{2K_o-1}{K_o}$ et $\alpha = \frac{1}{3} \frac{2K_o-1}{K_o}$. Il est facile de voir que la première est toujours supérieure à la seconde⁸³. Nous savons que dans le deuxième région, le couple (K_o, α) est tel que $\mu_o^\kappa > 0$. Pour de tels couples, on se situe à l'extérieur des racines donc Δ_4 est toujours positive.

Conclusion 8 *Pour les couples (K_o, α) tels que $\mu_o^\kappa > 0$ et $\Phi(\alpha, K_o) \leq 0$, l'OH n'est jamais incité à accroître ses coûts d'approvisionnement. En effet, le profit qu'il réalise pour des coûts faibles est toujours supérieur à celui qu'il réaliserait pour des coûts plus élevés dans une autre zone d'équilibre (en effet, $\Pi_o^{\kappa} > \Pi_o^{\kappa} > \widehat{\Pi}_o^1$).*

⁸³ $\frac{2K_o-1}{K_o} - \frac{1}{3} \frac{2K_o-1}{K_o} = \frac{1}{3} \frac{2K_o-1}{K_o} > 0$ pour $K_o > \frac{1}{2}$.

Second cas : $\Phi(\alpha, K_o) > 0$ Nous sommes dans le cas où $\hat{u} > u^p$ car $\Phi(\alpha, K_o) > 0$. $\hat{\Pi}_o$ est concave et peut atteindre son maximum \hat{u} pour $u_o > u > u^p$. Pour $K_o \in [\frac{1}{2}, \frac{2}{3}]$, nous savons que $u^n > u_o$ et que $u^c < u_o$. Nous savons que les profits sont continus en u_o ($\hat{\Pi}_o^2 = \hat{\Pi}_o^1 > 0$). Les valeurs seuils à comparer sont ici $\hat{\Pi}_o^{\kappa}$, $\hat{\Pi}_o^{\kappa}$, $\hat{\Pi}_o^1$ et $\hat{\Pi}_o^*$ car $\hat{u} \in [u^p, u_o]$. Au-delà de \hat{u} , l'incitation à bien négocier est toujours présente pour atteindre au moins la valeur de profit $\hat{\Pi}_o^*$.

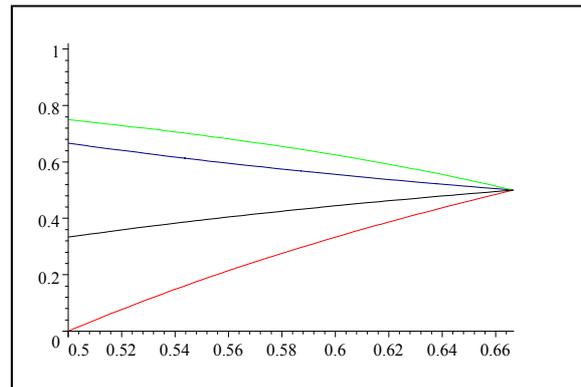
Regardons $\hat{\Pi}_o^{\kappa}$ et $\hat{\Pi}_o^*$

$$\Delta_5 = \hat{\Pi}_o^{\kappa} - \hat{\Pi}_o^* = K_o - \alpha K_o - K_o^2 + \alpha K_o^2 - \frac{1}{4}K_o^2 = K_o - \alpha K_o - \frac{5}{4}K_o^2 + \alpha K_o^2 = \frac{1}{4}K_o(4 - 4\alpha - 5K_o + 4\alpha K_o)$$

du signe de $\Delta_5^1 = 4 - 4\alpha - 5K_o + 4\alpha K_o = 0$.
 $\frac{d\Delta_5^1}{dK_o} = -5 + 4\alpha < 0$ donc Δ_5^1 est décroissante en K_o .

Traçons dans un même plan toutes les courbes définissant notre cas (α est en ordonnées, K_o est en abscisses) :

$$\left\{ \begin{array}{l} \Phi(\alpha, K_o) = 3\alpha K_o - 3K_o + 1 = 0 \text{ (Courbe noire)} \\ \mu_o^{\kappa} = \alpha K_o - 2K_o + 1 = 0 \text{ (Courbe rouge)} \\ \Delta_5^1 = 4 - 4\alpha - 5K_o + 4\alpha K_o = 0 \text{ (Courbe verte)} \\ 1 - 3\alpha K_o = 0 \text{ (Courbe bleue)} \end{array} \right.$$



La résolution du système $\left\{ \begin{array}{l} \Phi(\alpha, K_o) = 3\alpha K_o - 3K_o + 1 = 0 \\ \mu_o^{\kappa} = \alpha K_o - 2K_o + 1 = 0 \end{array} \right.$ nous donne comme solution $\{K_o = \frac{2}{3}, \alpha = \frac{1}{2}\}$.

Δ_5^1 est positif en dessous de la courbe verte et négatif au dessus. Toutefois, son équation dans le plan (K_o, α) , c'est-à-dire $\alpha = \frac{1}{4} \frac{-4+5K_o}{K_o-1}$, est toujours supérieure à celle de $1 - 3\alpha K_o = 0$, c'est-à-dire $\alpha = \frac{1}{3K_o}$ ⁸⁴. Comme nous sommes dans le cas où $\alpha < \frac{1}{3K_o}$, les couples (K_o, α)

⁸⁴ $\frac{1}{4} \frac{-4+5K_o}{K_o-1} - \frac{1}{3K_o} = \frac{1}{12} \frac{-16K_o+15K_o^2+4}{(K_o-1)K_o}$ du signe de $16K_o - 15K_o^2 - 4 = 0$, Solution is :

qui permettent $\Delta_5^1 < 0$ ne sont pas atteignables. Il est ici impossible d'être au dessus de la courbe verte car la courbe bleue est atteinte en premier et donc $\alpha < \frac{1}{3K_o}$ contraint les incitations. Il n'y a donc pas d'incitations globales possibles puisque $\Pi_o^{\kappa} > \widehat{\Pi}_o^*$.

Conclusion 9 Lorsque $\Phi(\alpha, K_o) > 0$ et $\mu_o^{\kappa} > 0$, l'OH n'est jamais globalement incité à accroître ses coûts. L'effet direct l'emporte toujours sur l'effet stratégique : il atteint des niveaux de profits supérieurs en étant le plus efficace possible.

Regardons Π_o^{κ} et $\widehat{\Pi}_o^*$

Même s'il n'existe pas d'effet global, d'un point de vue local, l'OH peut avoir intérêt à augmenter ses coûts jusqu'à \widehat{u} si les niveaux de profits supérieurs à $\widehat{\Pi}_o^*$ pour des coûts plus faibles ne sont pas atteignables.

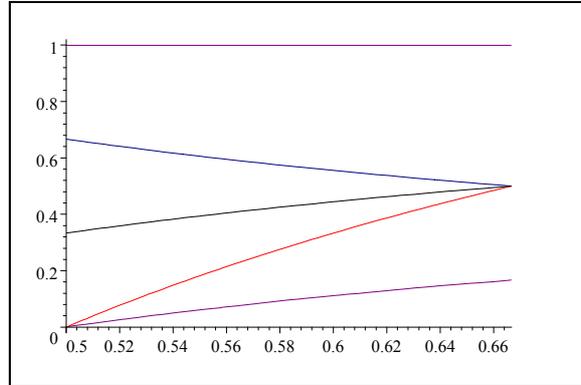
Le minimum de Π_o^{κ} , c'est-à-dire Π_o^{κ} , est toujours positif⁸⁵. Les deux termes Π_o^{κ} et $\widehat{\Pi}_o^*$ sont positifs dans notre intervalle d'étude (cf graphe ci-dessous, entre les deux courbes violettes).

Traçons dans un même plan toutes les courbes définissant notre cas (α est en ordonnées, K_o est en abscisses) :

$$\left\{ \begin{array}{l} \Phi(\alpha, K_o) = 3\alpha K_o - 3K_o + 1 = 0 \text{ (Courbe noire)} \\ \mu_o^{\kappa} = \alpha K_o - 2K_o + 1 = 0 \text{ (Courbe rouge)} \\ \Pi_o^{\kappa} > 0 \Leftrightarrow \frac{1}{2} - \frac{1}{2}\alpha - K_o + \frac{5}{2}\alpha K_o - \frac{3}{2}\alpha^2 K_o = 0 \text{ (entre les courbes violettes)} \\ 1 - 3\alpha K_o = 0 \text{ (Courbe bleue)} \end{array} \right.$$

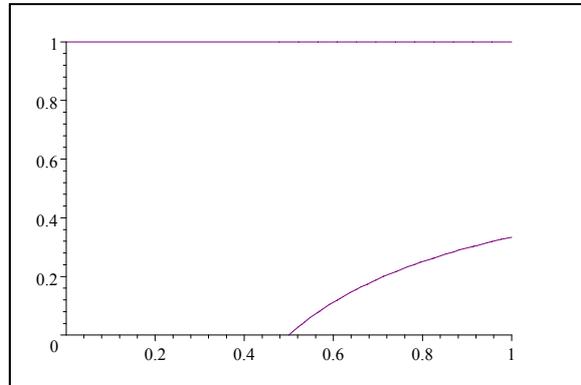
$\{K_o = \frac{2}{5}\}, \{K_o = \frac{2}{3}\}$ donc pour $K_o \in [\frac{1}{2}, \frac{2}{3}]$, nous nous situons à l'intérieur des racines. $16K_o - 15K_o^2 - 4$ est donc positif donc $\frac{1}{4} \frac{-4+5K_o}{K_o-1} > \frac{1}{3K_o}$.

⁸⁵ $\Pi_o^{\kappa} > 0 \Leftrightarrow \frac{1}{2} - \frac{1}{2}\alpha - K_o + \frac{5}{2}\alpha K_o - \frac{3}{2}\alpha^2 K_o > 0$. Ce trinôme a deux racines $\frac{1}{2} - \frac{1}{2}\alpha - K_o + \frac{5}{2}\alpha K_o - \frac{3}{2}\alpha^2 K_o = 0$, $\alpha = 1$ et $\alpha = \frac{1}{3} \frac{2K_o-1}{K_o}$, la première étant telle que α est toujours inférieur à elle, la seconde étant inférieure à $\mu_o^{\kappa} = 0$ dans le plan (K_o, α) donc tous les couples (K_o, α) appartenant à la deuxième région sont dans la partie supérieure à cette racine (voir le premier cas pour la démonstration). Nous sommes donc entre les deux racines donc $\Pi_o^{\kappa} > 0$.



La résolution du système $\begin{cases} \Phi(\alpha, K_o) = 3\alpha K_o - 3K_o + 1 = 0 \\ \mu_o^\kappa = \alpha K_o - 2K_o + 1 = 0 \end{cases}$ nous donne comme solution $\{K_o = \frac{2}{3}, \alpha = \frac{1}{2}\}$.

Dans le plan (K_o, α) et pour le domaine de définition complet $[0, 1] \times [0, 1]$ de (K_o, α) , l'expression $\Pi_o^\kappa = \frac{1}{2} - \frac{1}{2}\alpha - K_o + \frac{5}{2}\alpha K_o - \frac{3}{2}\alpha^2 K_o = 0$ a des racines dont le graphe est le suivant :

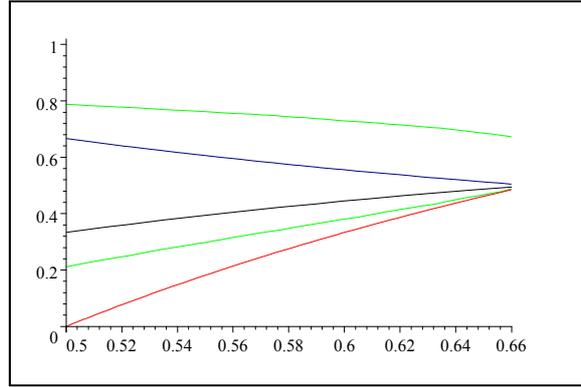


Cette fonction est donc positive entre ses racines (les deux courbes) et négative ailleurs.

$\Delta_6 = \Pi_o^\kappa - \widehat{\Pi}_o^* = \frac{1}{2}K_o - \frac{1}{2}\alpha K_o - K_o^2 + \frac{5}{2}\alpha K_o^2 - \frac{3}{2}\alpha^2 K_o^2 - \frac{1}{4}K_o^2 = \frac{1}{2}K_o - \frac{1}{2}\alpha K_o - \frac{5}{4}K_o^2 + \frac{5}{2}\alpha K_o^2 - \frac{3}{2}\alpha^2 K_o^2 = K_o(\frac{1}{2} - \frac{1}{2}\alpha - \frac{5}{4}K_o + \frac{5}{2}\alpha K_o - \frac{3}{2}\alpha^2 K_o)$. Cette expression est du signe de $\Delta_6^1 = \frac{1}{2} - \frac{1}{2}\alpha - \frac{5}{4}K_o + \frac{5}{2}\alpha K_o - \frac{3}{2}\alpha^2 K_o$.

Traçons dans un même plan toutes les courbes définissant notre cas (α est en ordonnées, K_o est en abscisses) :

$$\left\{ \begin{array}{l} \Phi(\alpha, K_o) = 3\alpha K_o - 3K_o + 1 = 0 \text{ (Courbe noire)} \\ \mu_o^\kappa = \alpha K_o - 2K_o + 1 = 0 \text{ (Courbe rouge)} \\ \Delta_6^1 = \frac{1}{2} - \frac{1}{2}\alpha - \frac{5}{4}K_o + \frac{5}{2}\alpha K_o - \frac{3}{2}\alpha^2 K_o = 0 \text{ (Courbe verte)} \\ 1 - 3\alpha K_o = 0 \text{ (Courbe bleue)} \end{array} \right.$$



La résolution du système $\left\{ \begin{array}{l} \Phi(\alpha, K_o) = 3\alpha K_o - 3K_o + 1 = 0 \\ \mu_o^\kappa = \alpha K_o - 2K_o + 1 = 0 \\ \Delta_6^1 = \frac{1}{2} - \frac{1}{2}\alpha - \frac{5}{4}K_o + \frac{5}{2}\alpha K_o - \frac{3}{2}\alpha^2 K_o = 0 \end{array} \right.$ nous donne la solution $\left\{ K_o = \frac{2}{3}, \alpha = \frac{1}{2} \right\}$.

Entre les deux courbes vertes, Δ_6^1 est positive⁸⁶, sinon, $\Delta_6^1 < 0$. Notre intervalle d'étude est ici entre les courbes bleue et noire. Cet intervalle est compris dans $\Delta_6^1 > 0$ donc $\Pi_o^\kappa > \widehat{\Pi}_o^*$. Il n'y a donc pas d'incitations locales à modifier la zone d'équilibre en augmentant ses coûts. Comme $\widehat{u} \in [u^p, u_o]$, il y a en revanche, si les niveaux de profits pour les coûts $u < u^p$ ne sont pas atteignables, une incitation à augmenter ses coûts dans la zone où seule la contrainte de marché est active. En augmentant ses coûts jusqu'à \widehat{u} , l'OH peut atteindre, au sein de la même zone, un profit $\widehat{\Pi}_o^*$ supérieur. Cela provient du fait que, en augmentant ses coûts, il diminue les quantités vendues par son concurrent au profit des siennes, sans modifier le prix de marché. Cela lui permet de réaliser un profit supérieur à celui qu'il réalisait pour des coûts plus faibles.

Preuve. Nous savons que $\left\{ \begin{array}{l} \Phi(\alpha, K_o) = 3\alpha K_o - 3K_o + 1 = 0 \\ \mu_o^\kappa = \alpha K_o - 2K_o + 1 = 0 \\ \Delta_6^1 = \frac{1}{2} - \frac{1}{2}\alpha - \frac{5}{4}K_o + \frac{5}{2}\alpha K_o - \frac{3}{2}\alpha^2 K_o = 0 \end{array} \right.$ se coupent

⁸⁶Voir le preuve ci après pour plus de détails sur l'allure de cette courbe.

au point de coordonnées $\begin{cases} K_o = \frac{2}{3} \\ \alpha = \frac{1}{2} \end{cases}$. Pour $K_o \in [\frac{1}{2}, \frac{2}{3}]$, $\{\Phi(\alpha, K_o) = 0\} > \{\mu_o^\kappa = 0\}$ et $\{1 - 3\alpha K_o = 0\} > \{\Phi(\alpha, K_o) = 0\}$. En effet, $\{\Phi(\alpha, K_o) = 0\} > \{\mu_o^\kappa = 0\} \Leftrightarrow \frac{1}{3} \frac{3K_o - 1}{K_o} - \frac{2K_o - 1}{K_o} > 0 \Leftrightarrow -\frac{1}{3} \frac{3K_o - 2}{K_o} > 0$ ce qui est toujours vrai pour $K_o < \frac{2}{3}$. De même, $\{1 - 3\alpha K_o = 0\} > \{\Phi(\alpha, K_o) = 0\} \Leftrightarrow \frac{1}{3K_o} - \frac{1}{3} \frac{3K_o - 1}{K_o} > 0 \Leftrightarrow -\frac{1}{3} \frac{3K_o - 2}{K_o} > 0$ ce qui est toujours vrai pour $K_o < \frac{2}{3}$. $\frac{d\Delta_6^1}{dK_o} = -\frac{5}{4} + \frac{5}{2}\alpha - \frac{3}{2}\alpha^2 < 0$ pour tout α donc elle est monotone et décroissante en K_o . Cette différence est donc décroissante pour tout α . Δ_6^1 atteint un maximum pour $K_o = 0$ (et $\alpha = 1$) et un minimum pour $\alpha = 0$ (et $K_o = \frac{2}{3}$). Elle ne coupe l'axe des ordonnées ($K_o = 0$) et celui des abscisses ($\alpha = 0$) qu'en ces points donc sa représentation graphique est dans l'orthant positif du plan (K_o, α) . Si le couple (K_o, α) est à gauche de cette courbe, alors $\Delta_6^1 > 0$, sinon $\Delta_6^1 < 0$.

Regardons ce qu'il se passe au point d'intersection $\begin{cases} K_o = \frac{2}{3} \\ \alpha = \frac{1}{2} \end{cases}$. La limite de Δ_6^1 lorsque $K_o = \frac{2}{3}$ est $-\frac{1}{3} + \frac{7}{6}\alpha - \alpha^2$. En $K_o = \frac{2}{3}$, deux valeurs de α sont possibles pour que $\Delta_6^1 = 0$: il s'agit des solutions de $-\frac{1}{3} + \frac{7}{6}\alpha - \alpha^2 = 0 \Leftrightarrow \begin{cases} \alpha = \frac{1}{2} \\ \alpha = \frac{2}{3} \end{cases}$. En $K_o = \frac{2}{3}$, Δ_6^1 est donc discontinue. Si $\alpha > \frac{2}{3}$, alors Δ_6^1 est au-dessus de $1 - 3\alpha K_o = 0$ car cette fonction est décroissante en K_o sur $K_o \in [\frac{1}{2}, \frac{2}{3}]$, avec un maximum pour $K_o = \frac{1}{2}$ et $\alpha = \frac{2}{3}$. Comme Δ_6^1 est décroissante en K_o et atteint un minimum pour $K_o = \frac{2}{3}$ et $\alpha = \frac{2}{3}$, elle est toujours supérieure à $1 - 3\alpha K_o = 0$ pour $\alpha > \frac{2}{3}$ et $K_o \in [\frac{1}{2}, \frac{2}{3}]$.

Le seul point d'intersection entre $\Phi(\alpha, K_o) = 0$ et $\Delta_6^1 = 0$ est $\begin{cases} K_o = \frac{2}{3} \\ \alpha = \frac{1}{2} \end{cases}$. Cela veut dire que avant et après ce point, elles gardent la même position l'une par rapport à l'autre car elles sont monotones en K_o . Elles sont toutes les deux décroissantes en K_o , cela veut dire qu'elles atteignent leur minimum en $K_o = \frac{1}{2}$ et pour un $\alpha < \frac{1}{2}$. En $K_o = \frac{1}{2}$, leur minimum est atteint pour $\Phi(\alpha, K_o)$ en $\alpha = \frac{1}{3}$ et pour Δ_6^1 en $\alpha = \frac{1}{2} - \frac{1}{6}\sqrt{3}$, l'autre solution étant supérieur à $\alpha = \frac{1}{2}$. Le α minimum pour $\Phi(\alpha, K_o)$ est supérieur au α minimum de Δ_6^1 . Les deux fonctions étant monotones et décroissantes en K_o , nous pouvons conclure que $\Phi(\alpha, K_o) = 0 > \Delta_6^1 = 0$ pour $\alpha < \frac{1}{2}$ et $K_o \in [\frac{1}{2}, \frac{2}{3}]$.

Nous sommes donc dans l'espace pour lequel $\Delta_6^1 > 0$ (intérieur des courbes vertes) donc $\Pi_o^\kappa > \hat{\Pi}_o^*$ et il n'y a pas d'incitations locales à changer de zone d'équilibre en augmentant le prix de rétrocession donc les coûts. ■

Conclusion 10 Si $\Phi(\alpha, K_o) > 0$ et $1 - 3\alpha K_o > 0$, alors l'effet direct des coûts l'emporte sur l'effet stratégique. L'OH atteint toujours des niveaux de profits supérieurs pour des

coûts faibles, c'est à dire pour $u < u^p$. Toutefois, si ces niveaux de coûts ne sont pas atteignables, et si $u^p < u < \hat{u}$, alors il a une incitation à augmenter ses coûts jusqu'à \hat{u} pour accroître son profit. En réalisant cela, il augmente ses quantités vendues sur le marché, diminue celles vendues par le concurrent sans modifier le prix de marché.

Si les couples (α, K_o) sont tels que $1 - 3\alpha K_o < 0$, alors nous sommes dans la zone où $\Phi(\alpha, K_o) > 0$. u^p est négatif, l'équilibre (q_e^κ, q_o^κ) n'est plus atteignable par une action sur le prix de rétrocession. En revanche, nous savons que $u_o > \hat{u} > 0$. Il y a donc des incitations possibles au sein de la zone où seule la contrainte de marché est active. En effet, si $0 < u < \hat{u}$, alors l'OH a intérêt d'augmenter ses coûts jusqu'à \hat{u} pour atteindre le profit maximum $\hat{\Pi}_o^*$. Cette incitation provient de l'augmentation des quantités qu'il peut vendre au même prix de marché, augmentation qui compense la diminution des ventes par le GR à son concurrent ;

Remarque 6 Si (K_o, α) est tel que $\mu_o^\kappa = 0$, alors tous les profits sont continus en u^p , $\hat{u} < u^p = u_o$ (la zone où seule la contrainte de marché est active diminue) et il n'y a pas d'incitation.

Etude des incitations dans la troisième région

Dans cette région, les couples (K_o, α) de départ sont tels que $\lambda_e^{\kappa, m} > 0$ (ou $1 - 3\alpha K_o > 0$) et $\mu_o^\kappa < 0$ (seule la contrainte de GR est active). Les équilibres possibles pour une modification de u sont les trois suivants : (q_e^κ, q_o^m) , (q_e^c, q_o^c) et (q_e^m, q_o^m) . Les profits à considérer sont : $\Pi_o^{\kappa, m}$ si $u < u^p$, Π_o^c si $u^p < u < \frac{1}{2}$ et Π_o^m si $u > \frac{1}{2}$.

$\Pi_o^{\kappa, m}$ est une fonction monotone, linéaire et décroissante en u . Elle atteint donc son maximum $\Pi_o^{\kappa, m} = \frac{1}{4} - \frac{1}{2}\alpha K_o + \frac{1}{4}\alpha^2 K_o^2$ pour $u \rightarrow 0$ et son minimum $\Pi_o^{\kappa, m} = \frac{1}{4} - \frac{5}{4}\alpha^2 K_o^2 - \frac{1}{2}K_o + \frac{3}{2}\alpha K_o^2$ pour $u = u^p$ avec $u^p = \frac{1}{2} - \frac{3}{2}\alpha K_o$.

Π_o^c est concave en u avec comme maximum $u^c = \frac{1}{2} - \frac{9}{10}K_o$; sa valeur est alors $\Pi_o^{*c} = \frac{1}{4} - \frac{1}{2}K_o + \frac{9}{20}K_o^2$. Elle a deux valeurs seuils, minimales si u^c est atteignable, mais l'une pouvant devenir maximale s'il n'est pas possible d'atteindre ce maximum. La première est atteinte pour $u \rightarrow u^p$ et a pour valeur $\Pi_o^{3c} = \frac{1}{4} - \frac{5}{4}\alpha^2 K_o^2 - \frac{1}{2}K_o + \frac{3}{2}\alpha K_o^2$. La seconde est atteinte pour $u \rightarrow \frac{1}{2}$ et a pour valeur $\Pi_o^{2c} = \frac{1}{4} - \frac{1}{2}K_o$.

Π_o^m est monotone, linéaire et décroissant en u . Ici, il atteint son maximum pour $u \rightarrow \frac{1}{2}$. Sa valeur est $\Pi_o^{*m} = \frac{1}{4} - \frac{1}{2}K_o$.

Les profits sont ici continus pour tout $K_o \in [\frac{1}{2}, 1]$ et tout $u \in]0, 1]$. Nous savons de plus que $\Pi_o^{*c} = \Pi_o^{*m}$ sont négatifs. Le profit Π_o^c s'annule donc en une valeur u^n (calculée plus haut).

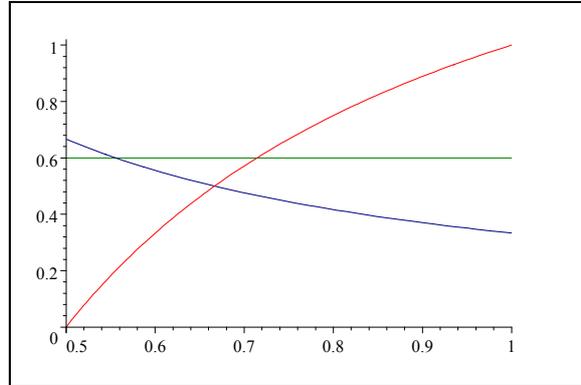
Pour que des incitations existent, il faut que $u^c > u^p$. Si ce n'est pas le cas, les profits sont continus, monotones et décroissants sur tout l'intervalle de variation de u ; il n'y aura donc pas d'incitations stratégiques. $\delta_5 = u^c - u^p = \frac{1}{2} - \frac{9}{10}K_o - (\frac{1}{2} - \frac{3}{2}\alpha K_o) = -\frac{9}{10}K_o + \frac{3}{2}\alpha K_o > 0 \Leftrightarrow -\frac{9}{10} + \frac{3}{2}\alpha > 0 \Leftrightarrow \frac{3}{5} < \alpha$.

Si $\alpha < \frac{3}{5}$, alors $u^c < u^p$. Nous sommes dans la partie décroissante de Π_o^c . Comme tous les profits sont continus et décroissants, il n'y a pas d'incitations. Cette même conclusion est retrouvée si $u^c < 0 \Leftrightarrow \frac{1}{2} - \frac{9}{10}K_o < 0 \Leftrightarrow \frac{5}{9} < K_o$.

Si $\alpha > \frac{3}{5}$ et $\frac{1}{2} < K_o < \frac{5}{9}$, alors $u^c > u^p$ donc des incitations existent. Nous savons que u^c est toujours inférieur à $\frac{1}{2}$ de part sa forme. De même, il sera toujours inférieur à la valeur u^n qui annule le profit Π_o^c . La continuité des profits nous permet de conclure que Π_o^{*c} est toujours supérieur à Π_o^{*m} . Or, $\mu_o^\kappa = 0$ est une fonction monotone et croissante en K_o et $1 - 3\alpha K_o = 0$ une fonction monotone et décroissante en K_o dans le plan (K_o, α) . Leur seul point d'intersection est $\begin{cases} K_o = \frac{2}{3} \\ \alpha = \frac{1}{2} \end{cases}$. Pour $K_o < \frac{2}{3}$, $\mu_o^\kappa = 0$ est inférieure à $1 - 3\alpha K_o = 0$; la limite $\mu_o^\kappa = 0$ est atteinte avant $1 - 3\alpha K_o = 0$ pour $\alpha < \frac{1}{2}$ car la fonction μ_o^κ est monotone et croissante. Pour $K_o \geq \frac{2}{3}$, c'est l'inverse; la limite $1 - 3\alpha K_o = 0$ est atteinte avant $\mu_o^\kappa = 0$ car elle est monotone et décroissante, toujours pour $\alpha < \frac{1}{2}$. La limite $\alpha = \frac{3}{5}$ n'est donc jamais atteignable, nous sommes toujours pour $\mu_o^\kappa < 0$ et $1 - 3\alpha K_o > 0$ en dessous de cette borne.

Traçons dans un même plan toutes les courbes définissant notre cas (α est en ordonnées, K_o est en abscisses) :

$$\begin{cases} \mu_o^\kappa = \alpha K_o - 2K_o + 1 = 0 \text{ (Courbe rouge)} \\ 1 - 3\alpha K_o = 0 \text{ (Courbe bleue)} \end{cases}$$



La résolution du système $\begin{cases} 1 - 3\alpha K_o = 0 \\ \mu_o^\kappa = \alpha K_o - 2K_o + 1 = 0 \end{cases}$ nous donne le point d'intersection $\{K_o = \frac{2}{3}, \alpha = \frac{1}{2}\}$.

Par conséquent, u^c n'appartient jamais à l'intervalle $[u^p, \frac{1}{2}]$. Nous nous situons toujours dans la partie décroissante de Π_o^c . L'effet direct des coûts l'emporte toujours sur l'effet stratégique donc l'OH est incité à toujours diminuer ses coûts.

Conclusion 11 *Pour $K_o > \frac{1}{2}$, avec $\mu_o^\kappa < 0$ et $1 - 3\alpha K_o > 0$, l'effet direct des coûts l'emporte toujours sur l'effet stratégique : l'OH ne peut pas atteindre un niveau de profit supérieur en changeant de zones d'équilibre ou en restant dans la même zone s'il augmente ses coûts. Son intérêt est d'être le plus efficace possible.*

Si les couples (α, K_o) sont tels que $1 - 3\alpha K_o < 0$, avec $K_o > \frac{2}{3}$ (sinon nous rejoignons le cas de la deuxième région lorsque $K_o < \frac{2}{3}$ avec $1 - 3\alpha K_o < 0$), $u^p < 0$ et $u_o < 0$. Ces couples ne permettent pas d'atteindre la zone où seule la contrainte de GR est active car, pour tout prix de rétrocession (ou niveau de coût), $\lambda_e^{\kappa, m} < 0$. Le maximum $u^c = \frac{1}{2} - \frac{9}{10}K_o$ est positif si $K_o < \frac{5}{9}$. Or, $K_o > \frac{2}{3} > \frac{5}{9}$ donc u^c est également négatif. Par conséquent, les profits étant continus en $u = \frac{1}{2}$, nous sommes sur les parties décroissantes. L'OH gagne des niveaux de profits supérieurs lorsqu'il diminue ses coûts.

Annexe 4.12 : Etude des profits de l'Opérateur Historique

Lorsque les deux contraintes sont actives, les profits de l'OH sont de la forme : $\Pi_o^\kappa = K_o - \alpha K_o - K_o^2 + \alpha K_o^2 - K_o u + u \alpha K_o$. La dérivée $\frac{d\Pi_o^\kappa}{du} = -K_o + \alpha K_o < 0$ est une expression toujours négative car $\alpha < 1$. Π_o^κ est linéaire, continu et décroissant en u .

Lorsque seule la contrainte de GR est active, les profits de l'OH sont de la forme : $\Pi_o^{\kappa,m} = \frac{1}{4} - \frac{1}{2}\alpha K_o + \frac{1}{4}\alpha^2 K_o^2 - K_o u + u \alpha K_o$. La dérivée $\frac{d\Pi_o^{\kappa,m}}{du} = -K_o + \alpha K_o < 0$ est une expression toujours négative car $\alpha < 1$. $\Pi_o^{\kappa,m}$ est linéaire, continu et décroissant en u .

Lorsque seule la contrainte de marché est active, les profits de l'OH sont de la forme : $\hat{\Pi}_o = 3K_o - 1 + 2u - 2K_o^2 - 3K_o u - u^2$. Les dérivées première $\frac{d\hat{\Pi}_o}{du} = 2 - 3K_o - 2u$ et seconde $\frac{d^2\hat{\Pi}_o}{du^2} < 0$ nous assure que $\hat{\Pi}_o$ est continu et concave en u avec comme maximum la solution de $\frac{d\hat{\Pi}_o}{du} = 0 \Leftrightarrow \hat{u} = 1 - \frac{3}{2}K_o$.

Lorsque les deux contraintes sont libres, les profits de l'OH sont de la forme : $\Pi_o^c = \frac{1}{9} + \frac{5}{9}u - \frac{5}{9}u^2 - K_o u$. Les dérivées première $\frac{d\Pi_o^c}{du} = \frac{5}{9} - \frac{10}{9}u - K_o$ et seconde $\frac{d^2\Pi_o^c}{du^2} < 0$ nous assure que Π_o^c est continu et concave en u avec comme maximum la solution de $\frac{d\Pi_o^c}{du} = 0 \Leftrightarrow u^c = \frac{1}{2} - \frac{9}{10}K_o$.

$\Pi_o^m = \frac{1}{4} - K_o u$ est linéaire, continu et décroissant en u .

Annexe 4.13 : La maximisation du bien-être par le régulateur

Le bien-être global est : $W = (1 - q)q - uK_o + \frac{1}{2}q^2 = q - \frac{1}{2}q^2 - uK_o$. Pour $K_o < \frac{1}{2}$, la contrainte de marché est automatiquement saturée. Le bien-être ne dépend donc pas de la proportion rétrocedée mais uniquement du niveau des approvisionnements et des conditions de coûts.

Lorsque $K_o \in [\frac{1}{2}, \frac{2}{3}]$, les quatre équilibres sont possibles. Ils nous donnent les quantités et les surplus suivants :

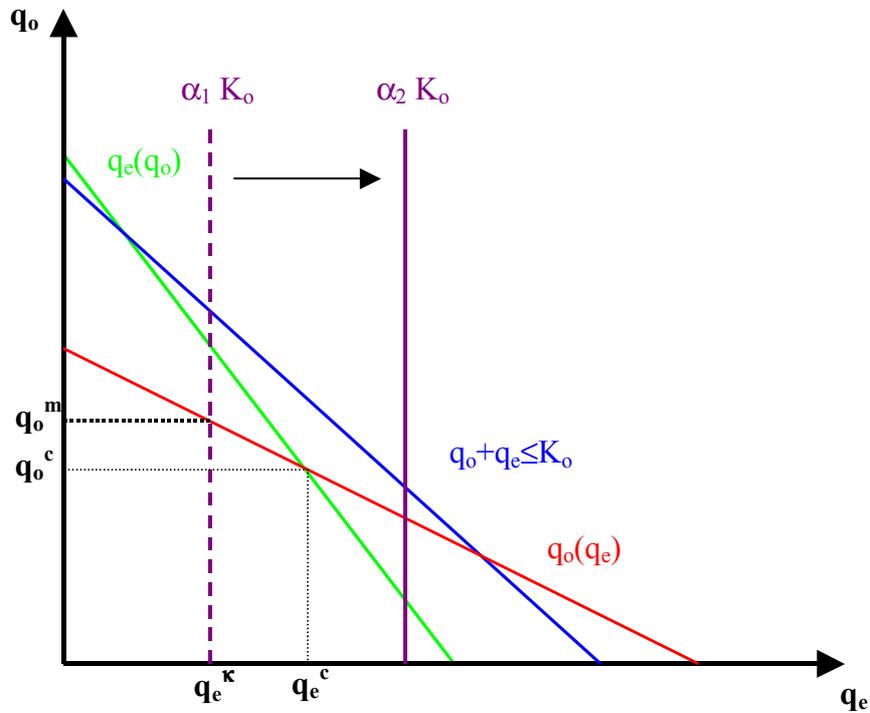
$$\begin{aligned} - q^\kappa = \hat{q} = K_o &\Rightarrow W^\kappa = W^{\kappa,m} = K_o - \frac{1}{2}K_o^2 - uK_o \\ - q^{\kappa,m} = \frac{1}{2} + \frac{1}{2}\alpha K_o &\Rightarrow W^{\kappa,m} = \left(\frac{1}{2} + \frac{1}{2}\alpha K_o\right) - \frac{1}{2}\left(\frac{1}{2} + \frac{1}{2}\alpha K_o\right)^2 - uK_o = \frac{3}{8} + \frac{1}{4}\alpha K_o - \frac{1}{8}\alpha^2 K_o^2 - uK_o \\ - q^c = \frac{2}{3} - \frac{1}{3}u &\Rightarrow W^c = \left(\frac{2}{3} - \frac{1}{3}u\right) - \frac{1}{2}\left(\frac{2}{3} - \frac{1}{3}u\right)^2 - uK_o = \frac{4}{9} - \frac{1}{9}u - \frac{1}{18}u^2 - uK_o \end{aligned}$$

Le premier et le troisième surplus ne dépendent pas de α . Ils sont donc indépendants de ce paramètre et dépendent des conditions d'approvisionnement et du prix de rétrocession. En revanche, le second dépend de α . La maximisation de ce bien-être par rapport à α nous donne :

$$\begin{aligned} \text{Max}_\alpha W^{\kappa,m} &\Rightarrow \frac{dW^{\kappa,m}}{d\alpha} = \frac{1}{4}K_o - \frac{1}{4}\alpha K_o^2 = 0 \Leftrightarrow \alpha = \frac{1}{K_o}. \\ \frac{d^2W^{\kappa,m}}{d\alpha^2} &= -\frac{1}{4}K_o^2 < 0 \text{ donc } W^{\kappa,m} \text{ est concave en } \alpha \text{ donc } \alpha = \frac{1}{K_o} \text{ est le maximum de} \\ &\text{cette fonction. Nous sommes dans la zone d'équilibre où } \mu_o^\kappa \leq 0 \Leftrightarrow 1 - 2K_o + \alpha K_o \leq \\ &\alpha \Leftrightarrow \alpha < \alpha_o = \frac{2K_o - 1}{K_o}. \text{ Pour que } \alpha = \frac{1}{K_o} \text{ soit atteignable, il faut qu'il respecte } \alpha < \alpha_o \Leftrightarrow \\ &\frac{2K_o - 1}{K_o} - \frac{1}{K_o} > 0 \Leftrightarrow 2\frac{K_o - 1}{K_o} > 0 \text{ ce qui n'est pas le cas car } K_o < 1 \text{ donc ce maximum n'est pas} \\ &\text{atteignable. Nous sommes dans la partie croissante du bien-être. Le régulateur va buter} \\ &\text{sur } \alpha_o \text{ pour maximiser le bien-être. Dès lors, nous sommes sur la courbe de régionallement} \\ &\mu_o^\kappa = 0. \text{ Tous les profits sont continus et décroissants. } \Phi(K_o, \alpha) < 0 \text{ donc il n'y a pas} \\ &\text{d'incitations à accroître les coûts donc le prix de rétrocession pour l'OH.} \end{aligned}$$

Lorsque $K_o > \frac{2}{3}$, alors seulement deux équilibres sont possibles, indépendamment des valeurs de prix de rétrocession. Ces deux équilibres sont celui pour lequel la contrainte de GR est active, c'est-à-dire (q_e^κ, q_o^m) , ou l'équilibre de COURNOT (q_e^c, q_o^c) . Les approvisionnements sont assez élevés pour que la contrainte de marché soit toujours inactive. Le régulateur dans cette situation, maximise le bien-être en fixant une proportion qui respecte la relation $\lambda_e^{\kappa,m} < 0$. En effet, pour toutes valeurs de r , en fixant une proportion rétrocedée

telle que $\lambda_e^{\kappa,m} > 0$, le régulateur peut contraindre le concurrent qui voudrait acheter q_e^c mais qui, compte tenu de la proportion rétrocedée trop faible, ne peut acheter que q_e^κ . Du coup, les quantités mises sur le marché sont plus faibles car la perte du concurrent n'est pas compensée par la hausse des ventes de l'OH. Lorsque la proportion est élevée, les approvisionnements sont tels que les deux opérateurs peuvent jouer COURNOT. Le concurrent n'achète pas toutes les quantités, l'OH joue sa meilleure réponse mais les quantités totales sont supérieures à celles mises sur le marché pour une proportion rétrocedée plus faible. Le schéma ci-dessous illustre ce cas.



Nous raisonnons donc pour $K_o \geq \frac{2}{3}$ et pour un cas où le prix de rétrocession ne se modifie pas. Si le régulateur choisit $\alpha = \alpha_1$ avec α_1 respectant $\lambda_e^{\kappa,m} > 0$, alors la proportion est telle que le concurrent désire acheter toutes les quantités. Sa stratégie est q_e^κ , à laquelle l'OH répond en jouant sa quantité q_o^m , étant donné que la contrainte de marché est inactive. Si, en revanche, le régulateur fixe une proportion plus élevée $\alpha = \alpha_2$ avec α_2 respectant $\lambda_e^{\kappa,m} < 0$, alors l'équilibre est (q_e^c, q_o^c) . Le concurrent n'est plus contraint par la contrainte de GR et peut acheter les quantités qu'il désire. Ses quantités augmentent. L'OH joue sa quantité de meilleure réponse, plus faible. L'augmentation des quantités du concurrent compense la diminution des quantités de l'OH. Le bien-être s'accroît avec les

quantités vendues. Cette stratégie est d'autant plus vraie que l'on se situe dans des zones non-atteignables par une variation du prix de rétrocession, c'est-à-dire la zone $1 - 3\alpha K_o < 0$ ou encore les zones où les fonctions de réaction, et l'équilibre (q_e^c, q_o^c) qui dépend de r , ne sont plus sensibles aux variations du prix.

Si la proportion rétrocedée est telle que $\lambda_e^{k,m} < 0$ avec $1 - 3\alpha K_o > 0$, alors nous avons vu qu'il est toujours possible, par une diminution de r , de modifier la zone d'équilibre de (q_e^c, q_o^c) à (q_e^k, q_o^m) . Cette modification ne se fait non plus par une modification de la proportion rétrocedée mais par une modification du prix de rétrocession (l'OH devient plus efficace si le prix reflète les coûts car dans cette région, il est incité à l'efficacité). Dès lors, les quantités vendues augmentent lorsque l'on passe, pour un couple (K_o, α) donné, de (q_e^c, q_o^c) à (q_e^k, q_o^m) ⁸⁷.

⁸⁷La démonstration de ce phénomène est démontré dans l'annexe 9.

Annexe 4.14 : Extension des incitations lorsque le prix tient compte d'une prime

Nous allons supposer ici que le prix de rétrocession est fixé à un niveau supérieur aux coûts $r = u + \varepsilon$ avec $\varepsilon > 0$.

Les valeurs seuils

Les coûts de passage sont d'autant plus faibles que ε est élevé. En effet :

- $u^{p'}$ est tel que $\lambda_e^{\kappa, m} = 0 \Leftrightarrow \frac{1}{2} - \frac{3}{2}\alpha K_o - u - \varepsilon = 0 \Leftrightarrow u^{p'} = \frac{1}{2} - \frac{3}{2}\alpha K_o - \varepsilon$
- u'_o est tel que $2 - 3K_o - u - \varepsilon = 0 \Leftrightarrow u'_o = 2 - 3K_o - \varepsilon$

Les maxima et minima des profits

Les valeurs des profits sont :

- $\Pi_o^\kappa = K_o - \alpha K_o - K_o^2 + \alpha K_o^2 - K_o u + \alpha K_o u + \alpha K_o \varepsilon$. Sa dérivée $\frac{d\Pi_o^\kappa}{du} = -K_o + \alpha K_o$ est négative. Π_o^κ est monotone et décroissant avec un maximum pour $u \rightarrow 0$ égal à $\Pi_o^{**\kappa} = K_o - \alpha K_o - K_o^2 + \alpha K_o^2 + \alpha K_o \varepsilon$ et un minimum pour $u \rightarrow u^{p'}$ égal à $\Pi_o^{**o} = \frac{1}{2}K_o - \frac{1}{2}\alpha K_o - K_o^2 + \frac{5}{2}\alpha K_o^2 + K_o \varepsilon - \frac{3}{2}\alpha^2 K_o^2$.
- $\Pi_o^{\kappa, m} = \frac{1}{4} - \frac{1}{2}\alpha K_o + \frac{1}{4}\alpha^2 K_o^2 - K_o u + \alpha K_o u + \alpha K_o \varepsilon$. Sa dérivée $\frac{d\Pi_o^{\kappa, m}}{du} = -K_o + \alpha K_o$ est négative. $\Pi_o^{\kappa, m}$ est monotone et décroissant avec un maximum pour $u \rightarrow 0$ égal à $\Pi_o^{**\kappa, m} = \frac{1}{4} - \frac{1}{2}\alpha K_o + \frac{1}{4}\alpha^2 K_o^2 + \alpha K_o \varepsilon$ et un minimum pour $u \rightarrow u^{p'}$ égal à $\Pi_o^{**o} = \frac{1}{4} - \frac{5}{4}\alpha^2 K_o^2 - \frac{1}{2}K_o + \frac{3}{2}\alpha K_o^2 + K_o \varepsilon$.
- $\widehat{\Pi}_o = 3K_o - 1 + 2u + 2\varepsilon - 2K_o^2 - 3K_o u - 2K_o \varepsilon - u^2 - 2u\varepsilon - \varepsilon^2$. Son maximum est la solution de $\frac{d\widehat{\Pi}_o}{du} = \frac{d(3K_o - 1 + 2u + 2\varepsilon - 2K_o^2 - 3K_o u - 2K_o \varepsilon - u^2 - 2u\varepsilon - \varepsilon^2)}{du} = 2 - 3K_o - 2u - 2\varepsilon = 0 \Leftrightarrow \widehat{u}' = 1 - \frac{3}{2}K_o - \varepsilon$. Cette fonction $\widehat{\Pi}_o$ est concave en u avec un maximum en \widehat{u}' et deux minimum, pour $u \rightarrow u^{p'}$ égal à $\widehat{\Pi}_o^{**o} = \frac{3}{2}K_o - \frac{3}{2}\alpha K_o - 2K_o^2 + \frac{9}{2}\alpha K_o^2 + K_o \varepsilon - \frac{1}{4} - \frac{9}{4}\alpha^2 K_o^2$ et en $u \rightarrow u'_o$ égal à $\widehat{\Pi}_o^{**o} = 3K_o - 1 - 2K_o^2 + K_o \varepsilon$. Sa valeur pour son maximum est $\widehat{\Pi}_o^{**} = \frac{1}{4}K_o^2 + K_o \varepsilon$.
- $\Pi_o^c = \frac{1}{9} + \frac{5}{9}u + \frac{5}{9}\varepsilon - \frac{5}{9}u^2 - \frac{10}{9}u\varepsilon - \frac{5}{9}\varepsilon^2 - K_o u$ avec $\begin{cases} q_e^c = \frac{1}{3} - \frac{2}{3}r \\ q_o^c = \frac{1}{3} + \frac{1}{3}r \end{cases}$. Son maximum est solution de $\frac{d\Pi_o^c}{du} = \frac{d(\frac{1}{9} + \frac{5}{9}u + \frac{5}{9}\varepsilon - \frac{5}{9}u^2 - \frac{10}{9}u\varepsilon - \frac{5}{9}\varepsilon^2 - K_o u)}{du} = \frac{5}{9} - \frac{10}{9}u - \frac{10}{9}\varepsilon - K_o = 0 \Leftrightarrow u^{c'} = \frac{1}{2} - \varepsilon - \frac{9}{10}K_o$.

Cette fonction Π_o^c est concave en u et a pour maximum $u^{c'} = \frac{1}{2} - \varepsilon - \frac{9}{10}K_o$. Elle a trois minima possibles selon les régions : pour $u \rightarrow u'_o$ si l'on est dans la deuxième région égal à $\hat{\Pi}_{**o}^{1c} = 3K_o - 1 - 2K_o^2 + K_o\varepsilon$, pour $u \rightarrow u^{p'}$ si l'on est dans la troisième région égal à $\hat{\Pi}_{**o}^{3c} = \frac{1}{4} - \frac{5}{4}\alpha^2 K_o^2 - \frac{1}{2}K_o + \frac{3}{2}\alpha K_o^2 + K_o\varepsilon$ et pour $u \rightarrow \frac{1}{2}$ égal à $\hat{\Pi}_{**o}^{2c} = \frac{1}{4} - \frac{5}{9}\varepsilon^2 - \frac{1}{2}K_o$. Sa valeur pour son maximum est $\hat{\Pi}_{**o}^{**c} = \frac{1}{4} - \frac{1}{2}K_o + K_o\varepsilon + \frac{9}{20}K_o^2$.

$$- \Pi_o^m = \begin{cases} K_o - K_o^2 - K_o u & \text{si } K_o < \frac{1}{2} \\ \frac{1}{4} - K_o u & \text{si } K_o \geq \frac{1}{2} \end{cases} \text{ est une fonction monotone et décroissante en } u.$$

$$\text{Elle atteint son maximum en } \hat{\Pi}_{**o}^{**m} = \begin{cases} -K_o + 2K_o^2 + K_o\varepsilon & \text{si } u \rightarrow u'_o \text{ et si } K_o < \frac{1}{2} \\ \frac{1}{4} - \frac{1}{2}K_o & \text{si } u \rightarrow \frac{1}{2} \text{ et si } K_o \geq \frac{1}{2} \end{cases}$$

$$\text{et son minimum en } u \rightarrow 1 \text{ égal à } \hat{\Pi}_{**o}^m = \begin{cases} -K_o^2 & \text{si } K_o < \frac{1}{2} \\ \frac{1}{4} - K_o & \text{si } K_o \geq \frac{1}{2} \end{cases}.$$

Effets sur les incitations

Nous avons vu que lorsque $\varepsilon = 0$ les incitations n'existaient pas si la région II n'était pas atteignable. Regardons la continuité des profits :

$$\begin{aligned} - \hat{\Pi}_{**o}^{2c} &= \hat{\Pi}_{**o}^{1c} = 3K_o - 1 - 2K_o^2 + K_o\varepsilon \text{ pour } u \rightarrow u_o; \\ - \hat{\Pi}_{**o}^{2c} &= \frac{1}{4} - \frac{5}{9}\varepsilon^2 - \frac{1}{2}K_o \neq \hat{\Pi}_{**o}^{**m} = \frac{1}{4} - \frac{1}{2}K_o \text{ pour } u \rightarrow \frac{1}{2}; \\ - \hat{\Pi}_{**o}^{\kappa,m} &= \hat{\Pi}_{**o}^{3c} = \frac{1}{4} - \frac{5}{4}\alpha^2 K_o^2 - \frac{1}{2}K_o + \frac{3}{2}\alpha K_o^2 + K_o\varepsilon \text{ pour } u \rightarrow u^{p'}. \end{aligned}$$

Toutes ces valeurs seuils sont décroissantes en ε avec le même coefficient (-1) donc leur hiérarchisation ne se modifie pas par rapport à la situation $\varepsilon = 0$. Plus ε est important, plus les zones où la contrainte de GR est active diminuent, laissant la place aux zones d'activité de la contrainte de marché et de monopole.

Toutes les valeurs des profits sont croissantes avec ε avec le même coefficient (K_o) ou constantes. La hiérarchisation de ces maxima et minima ne se modifient donc pas. La seule qui devient décroissante est $\hat{\Pi}_{**o}^{2c}$. Pour certaines valeurs de ε , elle est susceptible d'être inférieure à $\hat{\Pi}_{**o}^{**m}$ pour $u \rightarrow \frac{1}{2}$. Si tel est le cas, des incitations pourraient apparaître en ce point. Cette situation ne peut apparaître que pour $K_o > \frac{1}{2}$. Regardons la différence $\Delta'_1 = \hat{\Pi}_{**o}^{2c} - \hat{\Pi}_{**o}^{**m} = \frac{1}{4} - \frac{5}{9}\varepsilon^2 - \frac{1}{2}K_o - \frac{1}{4} + \frac{1}{2}K_o = -\frac{5}{9}\varepsilon^2 < 0$ donc $\hat{\Pi}_{**o}^{2c} < \hat{\Pi}_{**o}^{**m}$.

$\Pi_o^{**m} > 0 \Leftrightarrow \frac{1}{4} - \frac{1}{2}K_o > 0$, Solution is : $\{K_o < \frac{1}{2}\}$. Ce profit de monopole est toujours négatif alors que nous savons que $\Pi_o^{**\kappa}$, $\Pi_o^{**\kappa,m}$, $\widehat{\Pi}_o^{**}$ et $\Pi_o^{1^c}$ sont toujours positifs. Il y a donc toujours une incitation à être efficace car les niveaux de profit pour des coûts faibles sont ici supérieurs. Les mêmes conclusions que précédemment sont conservées ici.

Nous pouvons rajouter que, plus ε est grand, plus les zones pour lesquelles les incitations existent diminuent. Cela est intuitif car, plus le prix de rétrocession va s'écartier des coûts, moins le concurrent pourra acheter de quantités en raison d'un prix de rétrocession trop élevé. Dès lors, l'OH a intérêt d'être efficace pour compenser la diminution des quantités achetées par le GR (ce qui augmente le poids de ses obligations d'enlèvement).

Le gas release comme facteur d'incitation à la concurrence dans l'industrie gazière européenne

Les caractéristiques de l'offre de gaz en Europe et les spécificités du marché gazier ont conduit les régulateurs à adopter des régulations asymétriques, prenant la forme de gas release et d'objectifs de pertes de parts de marché. Les expériences empiriques montrent, en accord avec la théorie économique, que ces mesures rendent des concurrents actifs sur le marché et ne découragent pas les investissements. En terme de concurrence, les effets sont plus mitigés. Certains effets positifs trouvent certainement leur cause dans la croissance de la consommation qui est parfois exponentielle ou le développement des infrastructures d'importation et de transport. Ces mesures peuvent cependant favoriser les comportements collusifs, les stratégies d'écramage ou de « reverse cherry picking », ainsi que des entrées inefficaces, rendues possibles car le concurrent est protégé pour une période de temps donnée.

Un gas release crée une relation commerciale entre l'opérateur historique et son concurrent, ainsi qu'un système de contraintes sur les capacités de chacun. Les stratégies de prix ou de quantités sont alors modifiées. Les prix d'équilibre sont plus volatils et peuvent s'éloigner nettement du « mark-up » de concurrence. De même, les stratégies d'un modèle de COURNOT se complexifient. L'opérateur historique, si les quantités rétrocédées sont fortes et ses approvisionnements faibles, peut laisser augmenter volontairement ses coûts pour accroître ses profits. Cette stratégie d'augmentation des coûts des rivaux est d'autant plus possible que le prix de rétrocession est proche de ses coûts d'approvisionnement. Elle ne détériore pas le surplus des consommateurs mais diminue le bien-être. Le régulateur peut restaurer l'incitation à l'efficacité en fixant une proportion rétrocédée en fonction du niveau des approvisionnements observé. Cette proportion ne doit pas être trop faible pour faire bénéficier le marché de l'incitation à l'efficacité de l'opérateur historique et des ventes plus importantes des deux opérateurs. Dans un même temps, une proportion trop élevée accentue les possibilités d'augmentation des coûts des rivaux ou de collusion.

The gas release programs to increase competition in the European gas market

Regulators have implemented asymmetric regulation measures, such as gas release programs and market share targets, because of European gas supply features and gas market specificities. Empirical experiences show in line with economic theory that these regulation measures favour entry and competition without deterring investments. If we look at impacts on competition, they are mitigated. Some positive effects result from the increase in consumption or in importation and transportation infrastructure developments. But these regulations can also encourage anticompetitive behaviours like collusion, cream-skimming, reverse cherry picking or inefficient entries.

Gas release measures establish a link between the incumbent and its competitors. A system of constraints on operators capacities can also appear. Thus, pricing or quantity strategies are more complex. Equilibrium prices are more volatile and very different of competition mark-up. The incumbent, for high gas release quantities and low supplies, can increase its costs to make more profit. This Raising Rivals' Costs strategy often occur if the gas release price is closer to supply costs. This strategy does not impact on consumers surplus but decreases welfare. The regulator can restore incentives to efficiency by setting gas release proportion function of incumbent's supplies. This proportion must be high enough to have a positive impact on the market because of incumbent's incentives to efficiency and greater total quantities sold by the two operators. But, on another way, it must not be too high as it could, thus, increase the probability of Raising Rivals' Costs or favour collusive strategies.

Discipline : Sciences Economiques

Mots Clés : Marchés d'oligopoles, libéralisation des marchés de l'énergie, régulation asymétrique, marché gazier, gas release, contraintes de capacités, collusion, Raising Rivals' Costs, surplus et bien-être.

C.R.E.D.EN

Centre de Recherche en Economie de Droit de l'Energie

Université de Montpellier I

CS 79606 – 34 960 Montpellier Cedex 2

France