



HAL
open science

La Russie face aux défis du nouveau marché du gaz naturel, débats et enjeux

Olga Gerasimchuk

► **To cite this version:**

Olga Gerasimchuk. La Russie face aux défis du nouveau marché du gaz naturel, débats et enjeux. Economies et finances. Institut National des Langues et Civilisations Orientales- INALCO PARIS - LANGUES O', 2021. Français. NNT: 2021INAL0012 . tel-03295956

HAL Id: tel-03295956

<https://theses.hal.science/tel-03295956>

Submitted on 22 Jul 2021

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.

Institut National des Langues et Civilisations Orientales

École doctorale n°265

Langues, littératures et sociétés du monde

Centre de recherche Europes-Eurasie (CREE)

THÈSE

présentée par

Olga GERASIMCHUK

soutenue le 1^{er} avril 2021

pour obtenir le grade de **Docteur de l'INALCO**
en Économie et société

La Russie face aux défis du nouveau marché du gaz naturel, débats et enjeux

Thèse dirigée par :

Monsieur Jean RADVANYI

Professeur des Universités émérite, INALCO

RAPPORTEURS :

Madame Caroline DUFY

Maître de conférences HDR, Sciences Po Bordeaux

Monsieur André FILLER

Professeur des Universités, Université de Paris VIII

MEMBRES DU JURY :

Monsieur Andrei BELYI

Professeur associé, University of Eastern Finland

Madame Caroline DUFY

Maître de conférences HDR, Sciences Po Bordeaux

Monsieur André FILLER

Professeur des Universités, Université de Paris VIII

Monsieur Jean RADVANYI

Professeur des Universités émérite, INALCO

Monsieur Julien VERCUEIL

Professeur des Universités, INALCO

À Léonie et à mes parents

Remerciements

Guillaume d'Ockham écrivait en son temps, à juste titre, « les multiples ne doivent pas être utilisés sans nécessité ». Cette phrase raisonne d'autant plus dans mon esprit que l'actualité et les spécificités de mon sujet m'ont conduit à recentrer à plusieurs reprises le thème de ma recherche, et à concentrer mon analyse sur quelques idées fortes.

Pour ces raisons et pour tant d'autres, je tiens, en premier lieu, à remercier mon directeur de thèse, le Professeur Jean Radvanyi, sans qui je n'aurais pas pu parvenir à réaliser ce travail. Je le remercie pour son soutien attentif et bienveillant tout au long de ces années, ses conseils méthodologiques et bibliographiques, et surtout sa disponibilité et ses encouragements lorsque je doutais, me décourageais et hésitais à continuer.

Je tiens également à exprimer mes remerciements aux membres du jury pour le temps qu'ils ont consacré à la lecture et à l'évaluation de mon travail de recherche. Je pense tout particulièrement à Julien Vercueil pour sa présence, à plusieurs reprises, lors de mes pré-soutenances en qualité de membre du comité de suivi, ses remarques constructives, ses conseils quant à l'amélioration de mon travail, pour la bibliographie, la structuration de mes idées et de mon plan, et surtout pour son précieux concours pour la problématisation de mon travail de recherche. Je pense aussi à André Filler pour ses conseils bibliographiques et ses encouragements lors de mes pré-soutenances.

Je tiens également à faire part de mes remerciements à Andrei Belyi pour le temps qu'il a bien voulu me consacrer, lors de nos entretiens formels ou informels qui m'ont permis de mieux préciser les enjeux et l'actualité du secteur énergétique et surtout des marchés gaziers, son écoute bienveillante et ses conseils qui m'ont permis de valider de nombreuses hypothèses de mon travail. Enfin, je remercie Caroline Dufy d'avoir eu la gentillesse d'accepter d'être l'un des rapporteurs de mon travail de recherche, pour le temps consacré à la lecture et à l'évaluation de mon travail.

La vie d'une thésarde est aussi une vie de doute et de questionnement où l'entourage familial et amical est indispensable pour tenir tout au long de ce travail.

Je remercie de même mes collègues et mes amis, qui sont souvent les mêmes, pour leur soutien personnel et psychologique : Olga, Anton, Juanita, Jinsok, Leila, Viktoria, Tiziana,

Lutfiye, Serguei. Grâce à eux, je ne me sentais pas seule, j'ai pu surpasser les difficultés que j'ai rencontrées et j'ai pu continuer.

Enfin, un grand merci à mes parents, Svetlana et Alexandre, pour leur soutien psychologique et matériel. Leur présence, même à distance, m'a beaucoup aidé tout au long de ces années. A ma sœur Luidmila, qui était toujours disponible pour me soutenir dans les périodes les plus difficiles, dans les moments de doutes. A mes deux cousins, Andrey et Roman, qui m'ont toujours encouragés à persévérer, surtout quand il était très difficile à continuer.

Au moment de soutenir mon travail de recherche, j'ai une pensée toute particulière pour ma fille Léonie qui a grandi avec ce travail, qui ne m'a pas permis d'être autant disponible pour elle que je l'aurais souhaité, mes absences parfois, les week-ends que je n'ai pas pu passer avec elle. Je pense aussi à Michel, mon ex-époux et le père de ma fille, qui m'a insufflé le goût de l'écriture ciselée dans un français riche et académique, je le remercie pour ses nombreuses relectures et ses corrections. Mais aussi pour son soutien constant, ses encouragements à continuer malgré les difficultés rencontrées, enfin pour sa présence avec Léonie quand je devais me rendre à l'étranger pour de nombreux évènements liés à mon travail.

Avertissement concernant la translittération

En ce qui concerne la translittération en caractères latins des caractères cyrilliques, des noms de lieux ou de personnes, nous avons opté pour la norme internationale ISO 9 (cf. tableaux infra). Cependant pour certains noms largement connus en Occident, nous avons retenu l'orthographe la plus communément usitée (par exemple : Savitsky, Vernadsky, Dostoïevski... pour les personnes, ou Yakoutie, Kovyktinskoye, Chayandinskoye pour les lieux).

Voyelles

Cyr.	а	я	у	ю	о	ё	и	ы	е	э
Lat.	a	â	u	û	o	ë	i	y	e	é

Consonnes

Cyr.	б	в	г	д	ж	з	к	л	м	н	п	р	с	т	ф	х	ц	ч	ш	щ	ъ	ь
Lat.	b	v	g	d	ž	z	k	l	m	n	p	r	s	t	f	h	c	č	š	ș	'	''

La semi-voyelle « й » sera translittérée comme « j ».

Les titres des publications en russe ont été systématiquement traduits dans la bibliographie.

Table des matières

INTRODUCTION GENERALE.....	13
Des inerties structurelles.....	15
Un basculement vers l'Asie?.....	16
Méthodologie.....	17
PARTIE I. L'EVOLUTION DU MARCHE MONDIAL DU GAZ NATUREL ET DE NOUVEAUX DEFIS POUR LA RUSSIE.....	22
Chapitre 1. Le gaz naturel, un instrument majeur de l'économie et de la politique étrangère russe.....	22
1.1. L'importance économique du gaz naturel pour la Russie.....	22
1.1.1 L'énergie, une partie intégrante de l'économie nationale.....	25
- Le rôle du gaz naturel dans l'apport des recettes budgétaires.....	31
- Le gaz naturel dans le secteur énergétique de la Russie.....	32
1.1.2 Le gaz naturel comme instrument de la politique étrangère de la Russie.....	37
1.2. Le choix européen : contrats longs et infrastructures lourdes. L'insertion russe dans la dynamique gazière de l'Europe (1960 à 1991).....	41
1.2.1 La prise de conscience par les Russes de l'importance du gaz naturel et son essor en Union soviétique.....	41
1.2.2 L'insertion de l'URSS dans le marché gazier européen : premiers contrats gaziers et intensification des échanges.....	47
1.3 L'importance géopolitique du gaz naturel pour la Russie après 1991.....	51
1.4 Face aux changements géopolitiques et économiques : les adaptations de Gazprom.....	53
1.4.1 Le changement de la situation géopolitique et économique en ex-URSS et en Europe et ses conséquences pour Gazprom.....	55
1.4.2 La redéfinition par Gazprom de sa stratégie gazière en ex-URSS.....	59
- L'augmentation des prix du gaz et coupures d'approvisionnement : le cas de l'Ukraine.....	59
- Le contrôle des actifs énergétiques.....	65
- Le développement des voies alternatives d'approvisionnement gazier.....	69
1.4.3 La redéfinition par Gazprom de sa stratégie gazière en Europe.....	71
- Multiplication des routes d'exportation de gaz naturel vers l'Europe.....	71

- De la création des joint-ventures à la stratégie d'intégration verticale plus agressive.....87

Chapitre 2. Le développement des gaz non-conventionnels et du gaz naturel liquéfié (GNL), un double défi pour la Russie.....95

2.1 La montée en puissance du gaz de schiste aux Etats-Unis et son impact sur la stratégie de Gazprom.....	95
2.1.1 L'essor du gaz de schiste et la restructuration du marché gazier américain.....	95
2.1.2 La révolution du gaz de schiste et ses conséquences pour les marchés gaziers internationaux..	97
2.1.3 Les conséquences pour la Russie : la crise des contrats à long-terme de Gazprom et l'abandon du projet Chtokman.....	101
2.2 L'expansion du GNL et la transformation du marché mondial de gaz naturel.....	110
2.2.1 Le développement du commerce mondial de GNL : entre continuité et changements.....	110
2.2.2 L'expansion du GNL et des transformations sur le marché mondial de gaz naturel.....	119
2.3 Les exportations américaines de GNL et ses conséquences pour la Russie.....	117
2.3.1 Les Etats-Unis, un nouvel exportateur mondial de GNL ?.....	117
2.3.2 Le GNL américain sur les marchés internationaux de gaz naturel : un Game changer ?.....	121
2.3.3 Le GNL au cœur de la politique européenne de diversification des sources d'approvisionnement.....	123
2.3.4 L'expansion du GNL : quelle stratégie pour Gazprom ?.....	130
- GNL américain vs Gaz de pipeline de Gazprom. Quels sont les avantages compétitifs de Gazprom ?.....	130
- Les adaptations de Gazprom face à l'expansion du GNL.....	133

Chapitre 3. Le durcissement des relations Russie- EU et les nouvelles normes imposées par Bruxelles mettent à mal la position du monopole de Gazprom dans la région.....139

3.1 L'émergence d'une nouvelle architecture institutionnelle du marché gazier de l'Union européen..	139
3.1.1 Les premiers germes de la libéralisation du marché gazier de l'Europe : l'exemple britannique.....	139
3.1.2 La libéralisation des marchés gaziers de l'Europe continentale.....	141
3.2 Gazprom et la mise en place de nouveaux règlements en matière du gaz naturel en Europe.....	145
3.2.1 De 1991 à 2009 : Gazprom sous pression institutionnelle, mais réussit à préserver son modèle économique.....	145
3.2.2 L'adoption du Troisième Paquet Energétique.....	147

3.2.3 Gazprom exposé aux nouvelles normes de l'Union européenne. Les arguments de Gazprom en faveur de son modèle économique en Europe.....	149
Le dégroupage des activités du transport (l'ownership unbundling).....	149
L'accès des tiers aux réseaux (third-party access) et la réservation des capacités de transport.....	153
3.3 L'investigation antitrust de la Commission européenne contre le Groupe Gazprom.....	155
3.3.1 La Commission européenne contre le Groupe Gazprom.....	155
L'interdiction des ventes transfrontalières de gaz naturel par des restrictions territoriales dans les contrats d'approvisionnement (clauses de destination finale).....	157
Tarification déloyale (l'indexation des prix du gaz aux prix des produits pétroliers).....	158
Subordination des livraisons gazières à des engagements des pays consommateurs concernant le financement des infrastructures de transport.....	159
3.3.2 Les réponses de Gazprom.....	159
3.4 Les adaptations russes au nouveau contexte institutionnel en Europe : préserver à tout prix ses positions dominantes dans la région.....	161
- Permettre la libre circulation du gaz naturel en Europe centrale et orientale.....	162
- Garantir des prix compétitifs du gaz naturel.....	163
- Supprimer les demandes obtenues grâce à sa position dominante sur les marchés bulgare et polonais.....	164

PARTIE II. ENTRE L'EUROPE ET L'ASIE, LA LENTE EVOLUTION DES CHOIX STRATEGIQUES RUSSES.....167

Chapitre 4. L'insertion de la Russie dans les marchés gaziers d'Asie Pacifique : une stratégie basée sur le choix des gazoducs et du GNL.....167

4.1 Les premières velléités de développement des projets d'infrastructure énergétique à l'Est : une autre façon de s'insérer dans la dynamique gazière dictée par l'éloignement plus que par un choix stratégique réfléchi ?.....	167
4.1.1 Les pays d'Asie Pacifique dans l'optique énergétique de l'URSS : le cas du Japon.....	167
4.1.2 La coopération énergétique URSS- Japon.....	169
- La mise en valeur des ressources gazières de Yakoutie.....	170
- Le développement des gisements du plateau continental de l'île de Sakhalin.....	171
4.2 La stratégie gazière de la Russie à l'Est après 1991.....	175
4.2.1 La prise de conscience par les Russes de l'importance du rapprochement avec les pays d'Asie Pacifique.....	175

4.2.2 Les premières esquisses des projets énergétiques russes à l'Est : le projet de Kovykta.....	179
- La mise en valeur de Kovykta et le gazoduc Irkoutsk - Chine - Corée du Sud.....	181
4.3 Le basculement de la Russie vers l'Asie. Les débats en Russie.....	185
4.3.1 Les origines du balancement de la Russie de l'Europe vers l'Asie (« pivot asiatique »).....	185
4.3.2 Crise en Ukraine et le pivot de la Russie.....	194
4.3.3 La difficile négociation des contrats avec la Chine et ses interrogations.....	198
4.3.4 L'intensification de la coopération russo-chinoise dans le domaine gazier. Le « contrat du siècle » et la Force de la Sibérie.....	201
Chapitre 5. La lente prise de conscience par les Russes de l'importance de la filière du GNL.....	208
5.1 Les difficiles débuts de Gazprom.....	208
5.1.1 Kharasavey, Baltique, Chtokman.....	208
5.1.2 L'usine de liquéfaction de gaz de Sakhaline -2 : une ouverture sur les marchés asiatiques....	216
5.1.3 La libéralisation des exportations de GNL : un facteur décisif.....	220
5.2 Les projets russes de GNL en Europe et en Asie : état actuel et enjeux.....	223
5.2.1 Gazprom : Sakhalin-2 (expansion), Vladivostok LNG et Baltique LNG.....	223
5.2.2 La percée Novatek: Yamal LNG et Arctic LNG-2.....	230
5.2.3 Rosneft: Sakhalin-1 LNG.....	237
Chapitre 6. La stratégie gazière de la Russie après 2014 : s'adapter aux sanctions économiques occidentales	239
6.1 Les sanctions économiques et le secteur gazier russe : l'impact et les conséquences.....	239
6.1.1 Le conflit en Ukraine et l'imposition des sanctions économiques.....	239
6.1.2 Les conséquences des sanctions économiques sur les projets gaziers de la Russie.....	245
6.2 Les adaptations de la Russie.....	249
6.2.1 La politique de substitution technologique.....	249
6.2.2 L'évolution de la stratégie gazière de la Russie après les sanctions économiques.....	256
CONCLUSION GENERALE.....	260
BIBLIOGRAPHIE.....	265

Table des figures

FIGURE 1 : Production et exportation de gaz naturel (1991-2017).....	23
FIGURE 2 : Pays exportateurs de gaz naturel en 2017.....	24
FIGURE 3 : Structure des exportations russes par valeur, 2017.....	26
FIGURE 4 : PIB de la Russie vs prix du pétrole brut, 2017.....	28
FIGURE 5 : La part du pétrole et du gaz naturel dans les recettes du budget fédéral de la Russie (2004-2017).....	29
FIGURE 6 : La part des taxes sur l'extraction et l'exportation du pétrole et du gaz dans les recettes du budget fédéral (2004-2017).....	32
FIGURE 7 : La part du gaz naturel dans le mix énergétique russe (2000-2017).....	34
FIGURE 8 : Les prévisions de la production et de l'exportation du pétrole et du gaz naturel jusqu'à 2020 et 2030 selon les scénarii.....	36
FIGURE 9 : La production du gaz naturel en URSS.....	43
FIGURE 10 : La part du gaz naturel dans les centrales électriques vs le pétrole et le charbon.....	44
FIGURE 11 : La production du gaz naturel en URSS par régions.....	45
FIGURE 12 : La croissance des réserves gazières de l'URSS et la part de la région de Tioumen dans cette croissance.....	46
FIGURE 13 : La consommation de gaz naturel en Europe.....	48
FIGURE 14 : Le commerce de gaz naturel dans l'Union européenne à 27.....	99
FIGURE 15 : Hubs gaziers en Europe, 2016.....	100
FIGURE 16 : Les contrats de Gazprom à long terme avec les pays européens jusqu'en 2030 : les quantités annuelles de gaz naturel stipulées par ces contrats et les quantités de ToP à 85%.....	103
FIGURE 17 : Les prix du gaz de Gazprom vs les prix du gaz à NBP (Royaume-Uni).....	104
FIGURE 18 : Moyenne mensuelle des prix du gaz de RUS-GER et de WB-NGE.....	104
FIGURE 19 : Les exportations gazières de Gazprom vers l'Europe vs ses prix du gaz dans la région.....	136
FIGURE 20 : Exportations gazières de la Russie vers l'Asie, l'EU et la CEI.....	204
FIGURE 21 : Les exportations de GNL à partir de « Sakhaline-2 ».....	224

Table des encadrés et tableaux

TABLEAU 1 : Terminaux d'exportation de GNL approuvés par la FERC au 1 ^{er} septembre 2018.....	119
TABLEAU 2 : Les principaux actifs de Gazprom en Europe.....	151
TABLEAU 3 : Principales compagnies importatrices de GNL à partir de « Sakhaline-2 ».....	220
ENCADRE 1 : Les sanctions économiques de l'Union européenne.....	239
ENCADRE 2 : Les sanctions économiques des États-Unis.....	241
TABLEAU 4 : Les sanctions sectorielles des États-Unis et de l'UE visant le secteur énergétique russe.....	244
TABLEAU 5 : Les entreprises énergétiques russes sanctionnées.....	245

Table des cartes

CARTE 1 : Gazoduc « Yamal- Europe ».....	76
CARTE 2 : Gazoduc « Nord Stream ».....	78
CARTE 3 : Gazoduc « Blue Stream ».....	82
CARTE 4 : Projet du gazoduc « South Stream ».....	85
CARTE 5 : Gazoduc « Turkish Stream » (TurkStream).....	86
CARTE 6 : Le tracé du gazoduc « Force de Sibérie ».....	201
CARTE 7 : Le Programme Gazier de l'Est.....	206
CARTE 8 : Le gisement de Kharasavey.....	209
CARTE 9 : Le projet de « Chtokman ».....	213
CARTE 10 : Le projet de « Sakhaline-2 ».....	217
CARTE 11 : Le projet de « Vladivostok LNG ».....	227
CARTE 12 : Le projet de « Yamal LNG ».....	231
CARTE 13 : Les exportations de GNL à partir de « Yamal LNG ».....	232
CARTE 14 : Le projet d'« Arctic LNG-2 ».....	235

TABLE DES ABBREVIATIONS

ALE	Accord de libre échange
APC	Accord de partenariat et de coopération
BCM	Billion cubic meters
BERD	Banque européenne pour la reconstruction et le développement
BG	British Gas
BP	British Petroleum
CAATSA	Countering America’s Adversaries Through Sanctions Act
CE	Commission européenne
CEAP	Coopération économique des pays d’Asie Pacifique
CEI	Communauté des États Indépendants
CNPC	China National Petroleum Corporation
COMECON	Conseil d’assistance économique mutuelle
DMR	Double Mixed Refrigerant
DoE	Department of Energy
EE System	Entry/Exit System
EIA	Energy Information Administration
FEED	Front-End Engineering Design
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FID	Final Investment Decision
FRU	Floating Regasification Unit
FTA	Free Trade Agreement
GBS	Gravity Based Structures
GNL	Gas Naturel Liquéfié
GTS	Gas Transmission System
JBIC	Japan Bank of International Cooperation
MCM	Million cubic meters
MET	Mineral Extraction Tax

MFC	Mixed Fluid Cascade
MMBtu	Million British thermal units
MTPA	Million de tonnes par an
NBP	National Balancing Point
NEDO	New Energy Development Organisation
OCS	Organisation de coopération de Shanghai
Ofgem	Office of Gas and Electricity Markets
OMC	Organisation Mondiale du Commerce
OMV	Austrian Mineral Oil Administration
OPEP	Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole
OTAN	Organisation du Traité de l'Atlantique Nord
PCUS	Parti communiste de l'Union soviétique
PECO	Pays d'Europe Centrale et Orientale
PIB	Produit Intérieur Brut
PSA	Production Sharing Agreement
RFA	République Fédérale de l'Allemagne
RPC	République Populaire de Chine
SODECO	Sakhalin Oil Development Corporation
ToP	Take-or-pay contracts
TPA	Third Party Access
TTF	Title Transfer Facility
UE	Union européenne
UEE	Union économique eurasiatique
URSS	Union des Républiques Socialistes Soviétiques
VTP	Virtual Trading Point

Introduction générale

Après avoir obtenu à Moscou un « Bakalavr » en Relations internationales à l'Université russe de l'Amitié des Peuples, j'ai entrepris des études de Master en Histoire contemporaine à l'Université de Paris IV Sorbonne. Ceci m'a conduit, dès la seconde année de mon Master, à m'intéresser aux questions énergétiques. Ainsi, le sujet de mon mémoire de recherche final de Master 2 était : « Russie - Union européenne : rivalité autour des ressources énergétiques de la Mer Caspienne ». J'ai ensuite décidé d'approfondir mes connaissances dans les domaines énergétiques et de me spécialiser tout particulièrement dans le domaine gazier, mais en me centrant sur d'autres problématiques plus porteuses d'enjeux. C'est pour ces raisons que j'ai décidé de poursuivre mes recherches par une thèse de doctorat à l'Institut National des Langues et Civilisations Orientales.

Ce travail de doctorat porte sur l'adaptation de la Russie face aux évolutions du marché du gaz naturel et tout particulièrement l'intégration dans la stratégie gazière de la Russie, et dans son « soft power », de la montée en puissance du gaz naturel liquéfié. À partir d'une analyse rétrospective de l'évolution du secteur gazier russe, mais aussi et surtout de ses forces et de ses faiblesses, je m'interrogerai sur sa capacité à s'adapter aux innovations de ce secteur d'activité. Je concentrerai ainsi mon analyse sur le gaz naturel liquéfié dont la montée en puissance constitue indéniablement un fait marquant qui caractérise le marché désormais mondialisé du gaz naturel. J'intégrerai bien évidemment dans mon analyse les effets des sanctions occidentales prises depuis 2014, suite à l'intervention de la Russie en Ukraine.

Toute analyse de la politique énergétique de la Russie doit être menée à mon sens à l'aune du paradigme Est-Ouest qui tente de théoriser les attractions opposées auxquelles la Russie a de tout temps été confrontée. La Russie, située géographiquement à cheval sur l'Europe et l'Asie, s'est construite historiquement par des confrontations successives avec ses voisins, tant orientaux qu'occidentaux. En effet, depuis la Rouss originelle, elle n'a cessé de combattre ses « voisins » pour créer un territoire russe indépendant et pour construire son identité si particulière, d'abord contre les peuples de la steppe, les hordes mongoles, à l'Est, puis contre les envahisseurs occidentaux qu'ils soient suédois, polonais ou français. Cet éternel mouvement de balancier entre l'Occident et l'Orient sert aussi de matrice à la politique énergétique de la Russie. C'est ce socle historico-géographique qui sert de cadre originel à mon travail.

Les premiers gisements de gaz naturel ont été découverts en Ukraine, et c'est donc fort naturellement que la Russie a d'abord cherché à exporter ce gaz vers l'Europe occidentale. La technique de transport prépondérante du gaz naturel étant à l'époque le gazoduc, ce mode de transport quasi unique allié au besoin de l'URSS de se procurer des devises fortes, a induit la construction d'un réseau dense de gazoducs orienté vers l'Europe.

En devenant un géant gazier, la Russie a historiquement privilégié la construction d'un réseau dense et ramifié de gazoducs orientés vers l'Ouest, propre à cheminer le gaz naturel depuis ses gisements situés en Europe puis dans la plaine de l'Ob, jusqu'à son principal client solvable, l'Europe occidentale. Cette structuration par les réseaux s'est accompagnée de la conclusion de contrats à long terme avec ses clients européens, afin d'assurer la pérennité des échanges et donc le financement du coût élevé de ces infrastructures de transport. Ce besoin en capitaux et en technologies étrangères demeure de nos jours toujours d'actualité.

En effet, l'épuisement des gisements historiques à l'ouest de l'Oural et la mise en exploitation de gisements plus profonds et/ou techniquement plus difficiles d'accès (offshore profond, Arctique) ont nécessité de recourir à des technologies peu ou mal maîtrisées par le secteur gazier russe, et à trouver les capitaux nécessaires à la mise en valeur des richesses colossales de la Russie en gaz naturel. Cette situation a induit une certaine dépendance du secteur gazier russe aux capitaux et aux technologies étrangères, principalement occidentales. L'occurrence des sanctions occidentales, suite aux interventions de la Russie en Ukraine en 2014, a considérablement entravé, au moins à l'origine, le développement du secteur gazier russe dans la mise en valeur de nouveaux gisements.

Cependant, la Russie a toujours voulu, et ce dès l'époque soviétique, développer ses échanges énergétiques, et notamment gaziers tous azimuts. Ainsi, si aujourd'hui, la politique gazière russe demeure principalement euro-centrée, la Russie n'a jamais cessé d'essayer de se rapprocher de l'Asie dans ce domaine stratégique, et ce depuis la création de l'industrie gazière soviétique. À titre d'exemple, les tentatives initiées avec le Japon sur l'île de Sakhaline dès 1925, précèdent même le rapprochement énergétique entre la Russie et l'Europe qui commence au début des années 70. Toutefois, les projets de la Russie, et hier de l'URSS, en Asie, du fait de l'état de son économie et du coût élevé des infrastructures à créer en direction de l'Asie, ont tardé à se concrétiser. Outre ces motifs économiques, comme le constate le politologue russe Alexei Bogaturov, à l'origine de cet échec se trouvent aussi le manque de volonté politique et l'occidentalisme traditionnel si cher aux élites russes au Kremlin.

Des inerties structurelles

À cet égard il convient de noter que les relations plus que particulières qui lient le Kremlin au complexe énergétiques en général, et à Gazprom en particulier, obèrent grandement l'impérative modernisation du secteur gazier. Si la politique énergétique a souvent manqué de cohérence et varié en fonction des impératifs de la politique extérieure de l'URSS d'abord puis de la Russie ensuite, plus qu'en fonction des données économiques, cette situation a empiré au fil des mandats de Vladimir Poutine. En effet, si l'instauration d'une verticale du pouvoir a pu être utile pour restaurer le contrôle de l'État russe et son autorité sur le vaste territoire de la Fédération de Russie, elle a pérennisé un modèle de prise de décision oligarchique où des clans concurrents qui gravitent autour du « Basileus » sont plus préoccupés par les luttes de pouvoir et par le maintien de leurs prébendes, que par les conditions économiques du secteur. Ainsi, lors du choix de la mise en œuvre des méga projets, les analyses coût/efficacité ne constituent pas les critères de décision les plus usités. Et comme tout système oligarchique, le système qui préside aux destinées du secteur gazier est peu favorable aux innovations.

Comme nous l'avons souligné, la politique énergétique russe a toujours été intimement liée à la politique extérieure de l'État russe, et a suivi mécaniquement ses vicissitudes. Ainsi, à la période de détente dans les relations internationales entre l'URSS et les pays occidentaux, notamment européens, a correspondu le développement et l'épanouissement des échanges énergétiques entre l'URSS et l'Europe de l'Ouest. De même, après la chute de l'URSS, la fascination des élites russes pour l'Occident a été de pair avec la mise en route de nouveaux projets énergétiques de Gazprom en Europe. Lors du premier mandat de Vladimir Poutine, la Russie a continué de suivre en matière énergétique, la route tracée par l'administration Eltsine vers l'Europe occidentale tout en cherchant à se libérer des contraintes induites par les pays de transit (Ukraine, Biélorussie), en créant de nouvelles voies directes du producteur russe vers les consommateurs européens. Cependant, à partir de 2005 on constate le début d'un retournement pragmatique de la Russie vers l'Asie avec, dans un premier temps, la concrétisation du projet de Sakhaline, puis, au fur et à mesure de la dégradation des relations politiques entre la Russie et l'Occident, ce basculement vers l'Orient va en s'accroissant. Ce mouvement connaît deux accélérations notables, la première suite à la crise de 2008 et à l'effondrement de la croissance économique des pays d'Europe occidentale, la deuxième suite aux événements d'Ukraine et aux vagues successives de sanctions économiques.

Ce sont notamment les difficultés récurrentes depuis la deuxième moitié des années 2000 avec les pays de transit et les événements que connaît actuellement l'Ukraine orientale, qui donnent un éclairage nouveau sur la géopolitique russe du gaz naturel. Pendant longtemps, la Russie a agité la menace de diversifier ses exportations gazières vers l'Asie et, principalement vers la Chine et le Japon. La situation actuelle alliée à la mise en service du gazoduc « Force de la Sibérie » rendent de jour en jour plus concrète cette menace longtemps virtuelle. Autrement dit, si auparavant la redirection des flux énergétiques vers l'Asie n'était qu'un simple chantage, la façon de Moscou de montrer qu'elle a d'autres alternatives au marché européen, aujourd'hui elle consiste à mettre en œuvre les projets russes en Asie Pacifique.

Un basculement vers l'Asie?

La Russie avait historiquement développé, comme nous l'avons évoqué, un vaste réseau de gazoducs. Les exigences tant techniques que capitalistiques de mise en valeur de nouveaux gisements plus difficiles d'accès, ont nécessité le recours à des partenariats avec des entreprises occidentales. Les sanctions prises à l'encontre de la Russie ont rendu plus difficile l'accès aux capitaux et aux technologies occidentales, et donc retardé la mise en valeur de nouveaux gisements. Mais ces sanctions ont aussi servi de catalyseur à des évolutions qui étaient encore en gestation en 2014, telles que le basculement de la Russie de l'Europe vers l'Asie (« Pivot asiatique»), et le développement de technologies russes propres à se substituer, à terme, aux technologies occidentales. Ainsi, la Russie qui maîtrisait déjà la technologie nécessaire à l'exploitation d'unités de liquéfaction de petite et de moyenne taille, cherche à maîtriser la technologie nécessaire à la création de grandes unités. De plus, la montée en puissance du GNL en Russie va lui permettre de s'affranchir de ses traditionnels réseaux de gazoducs pour atteindre le consommateur final, et ainsi pouvoir exporter partout dans le monde.

Ces projets énergétiques deviennent d'autant plus actuels qu'ils s'inscrivent dans le grand projet de l'eurasisme, l'idéologie politique dont les lignes directrices sont historiquement centrées sur la succession et la coopération de la culture russe avec les empires nomades des steppes de l'Eurasie. De plus, ces projets tournés vers l'Asie Pacifique entrent en résonance avec l'idée de promotion des BRICS et la volonté de la Russie de se positionner dans le monde des États émergents. La Russie, membre éminent des BRICS, cherche à réorienter ses exportations gazières vers les pays émergents, que sont notamment la Chine et l'Inde. La construction des gazoducs « Force de la Sibérie » et « Altai », ce qu'on appelle également le

corridor énergétique eurasien, est perçue par Moscou en tant qu'une nécessité absolue pour diversifier ses clients énergétiques. Cependant, ce balancement de la Russie de l'Occident vers l'Asie a une autre explication. La stagnation, voire la récession des économies de l'Europe et la croissance exponentielle de l'économie chinoise, avec les besoins en énergie qui en découlent, renforcent encore l'intérêt de ce basculement énergétique pour la Russie.

Il convient cependant de relativiser l'importance de cette diversification vers les marchés asiatiques, car elle ne concerne encore que moins de 10% des exportations gazières russes. De plus, la structure actuelle des gazoducs russes oriente inexorablement les flux énergétiques de la Russie vers l'Europe. Car, l'une des spécificités du marché du gaz naturel est en fait qu'il n'existe pas encore un vrai marché unique du gaz, mais plusieurs marchés régionaux, dont les limites sont dessinées par la structure des réseaux de gazoducs. C'est d'ailleurs en cela que le développement du GNL, si la Russie parvient à se doter de la technologie et des infrastructures nécessaires, lui permettra de se libérer des liens historiques qui la lient dans le domaine énergétique et notamment gazier, à l'Europe.

C'est tout cela que nous allons tenter de démontrer dans notre travail.

Méthodologie

Ma thèse se situe à la croisée des champs conceptuels de la géopolitique, de la géostratégie et de la géoéconomie. En effet, la géopolitique s'attache à analyser les interactions entre l'espace, les territoires, la géographie d'une part et les pouvoirs notamment étatiques qui cherchent à contrôler, influencer, ou dominer ces mêmes territoires, d'autres part. La recherche que j'ai menée s'inscrit clairement dans le cadre conceptuel de la géopolitique, plus particulièrement dans le courant de l'école anglo-américaine, et plus précisément de la géopolitique de Halford John Mackinder (1861-1947), et de sa théorie du Heartland.

Mais mon sujet se nourrit aussi de concepts du champ de la géostratégie, à commencer par les travaux de Zbigniew Brzezinski, qui dans son ouvrage de référence « Le grand échiquier » (Fayard, 2011) développe notamment l'idée que la domination mondiale s'acquière avec le contrôle de l'Eurasie. Dans ce contexte, il s'agit pour les États-Unis d'empêcher que l'un de ses compétiteurs directs n'acquière le contrôle de l'Eurasie, et donc il convient pour eux de jouer concurrentiellement et alternativement sur l'Union européenne, la Russie et la Chine afin que leurs puissances s'équilibrent. Les analyses géostratégiques du secteur des hydrocarbures constituent

ainsi un prisme d'analyse particulièrement intéressant pour mon sujet de recherche, car elles s'inscrivent dans le temps long qui est aussi l'échelle de temps qui préside à la concrétisation des projets de gazoducs. Et justement, la montée en puissance du Gaz Naturel Liquéfié en ce qu'il permet de s'affranchir des réseaux de gazoducs constitue une novation, une rupture, qui bat en brèche cette temporalité.

La dimension économique de mon sujet peut se lire à l'aune de la déclinaison économique de la géopolitique, la Géoéconomie. C'est un courant assez récent développé à la fin du XX^{ème} siècle aux États-Unis par Edward Luttwak, et illustré ensuite en France par Pascal Lorot, qui fonde en 1997 la revue « Géoéconomie ». Dans son 1^{er} numéro il définit ainsi la Géoéconomie : « la géoéconomie analyse les stratégies d'ordre économique – notamment commerciales –, décidées par les États dans le cadre de politiques visant à protéger leur économie nationale ou certains pans bien identifiés de celle-ci, à aider leurs « entreprises nationales » à acquérir la maîtrise de technologies et/ou à conquérir certains segments du marché mondial relatifs à la production ou à la commercialisation d'un produit ou d'une gamme de produits sensibles, en ce que leur possession ou leur contrôle confère à son détenteur – État ou entreprise « nationale » – un élément de puissance et de rayonnement international et concourt au renforcement de son potentiel économique et social »¹. Cette définition s'applique parfaitement à l'analyse des relations entre Gazprom et le pouvoir politique russe, mais aussi aux stratégies internationales développées par Gazprom.

Enfin, notamment en ce qui concerne l'analyse du récent « pivot asiatique » de la Russie, mon travail ne peut faire abstraction des travaux d'Alexandre Dugin et des théoriciens de l'Eurasisme. Cette doctrine de l'espace eurasiatique insiste sur la spécificité de la Russie, qui occupe la position centrale de l'Eurasie, et constituerait ainsi une civilisation à part entière, ni complètement européenne, ni clairement asiatique. Outre l'affirmation de cette spécificité russe, les théoriciens de l'Eurasisme justifient les tentations impériales de la Russie, seul moyen à leurs yeux de contrôler efficacement le vaste territoire de l'Eurasie (Marlène Laruelle, 1999).

Mon travail de recherche s'est appuyé sur une analyse étendue de la littérature scientifique, incluant une mise en perspective historique de l'évolution du secteur gazier russe.

Les revues spécialisées telles que *Eurasian Geography and Economics*, *Revue Géographique de l'Est*, *Post-Communist Economies*, *Le Monde diplomatique*, *Economica*, *Journal of Eurasian Studies*, *Neftegazovaya vertikal*, *Energeticheskii bulletin*, *The*

¹ P. Lorot, « De la géopolitique à la géoéconomie », *Géoéconomie*, Vol. 50, n° 3, 2009. Pp. 9-19.

Energy Journal, Petrostratégies, LNG Journal, Oil & Gas Journal, Gas World m'ont permis de coller au mieux à l'évolution des débats dans mon domaine de recherche, d'en déterminer les courants de pensée principaux pouvant avoir une influence sur ma problématique.

Les sites spécialisés tels Gas Infrastructure Europe (GIE), US Department of Energy (DoE), US Federal Energy Regulatory Commission (FERC), European Commission, The World Bank, Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G), ainsi que les publications des centres de recherches spécialisés tels que Centre Analytique auprès du gouvernement de la Fédération de Russie, Oxford Institute for Energy Studies (OIES), Institut Français des Relations Internationales (IFRI), Centre Carnegie à Moscou, Institut d'Économie et de Politique de l'Énergie (IEPE), Centre International de Recherche sur l'Environnement et le Développement (CIRED) ont nourri et enrichi ma réflexion.

Les tendances que j'ai ainsi pu déterminer ont été validées, renforcées et actualisées par les données statistiques officielles tant gouvernementales, Annuaire statistique russe, Service Fédéral des Statistique d'État (Rosstat), Narodnoe khoziaistvo SSSR, Eurostat yearbook, que par celles des grandes compagnies énergétiques, à savoir BP Statistical Review of World Energy, Gazprom in Figures, les rapports annuels de Gazprom, Novatek et Rosneft. De même, j'ai largement eu recours aux sites officiels russes telles que celui du Ministère russe de l'Énergie, du Ministère russe du développement économique, du Trésor de la Fédération de Russie (Roskazna), du Ministère russe des Finances, du Service Fédéral des Douanes de la Russie.

Je suis partie d'un champ relativement vaste, à savoir l'analyse de la capacité d'adaptation du secteur gazier russe aux innovations du secteur, et aux évolutions du secteur gazier. Je me suis plus particulièrement intéressée à la démarche de dérégulation du marché du gaz naturel au sein de l'UE, ainsi qu'à la globalisation du marché du gaz au niveau mondial caractérisée notamment par la disparition des contrats étatiques à long terme et la montée en puissance des marchés spot.

J'ai choisi de concentrer mon analyse sur la capacité d'adaptation du secteur gazier russe face à la montée en puissance du Gaz Naturel Liquéfié (GNL). Dans cette perspective, je me suis utilement appuyée sur les rapports de l'International Gas Union (IGU), ainsi que sur ceux de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE). Après une analyse des faits saillants, et des données brutes disponibles sur mon champ thématique, j'ai mené une analyse inductive

afin de déterminer les atouts et les faiblesses du secteur gazier russe et sa capacité à s'adapter au développement du GNL.

J'ai ensuite cherché à tester, et à valider mes hypothèses en menant des entrevues semi directives avec des acteurs majeurs du secteur, et notamment :

Andrei Belyi, PhD, Professeur adjoint à l'Université de Finlande orientale

Anna Illarionova, PhD, Expert en développement durable et communications, Comité national russe du Conseil Mondial du Pétrole

Ben Seligman, PhD, Spécialiste de projet, Pétrole et gaz de l'Arctique

Elena Tchernenko, PhD, Professeur d'économie mondiale à l'Université russe de l'Amitié des Peuples

Jinsok Sung, PhD, Analyste des marchés énergétiques, Université d'État du Pétrole et du Gaz de la Russie

Poppy Kalesi, Directrice à Environmental Defense Fund

Tamir Druz, Directeur général à Capra Energy Group

Vladimir Paramonov, PhD, Eurasian Analytical Consortium

Yves de Saint Jacob, Journaliste spécialiste des questions énergétiques, Ancien rédacteur en chef de l'AFP

Au fur et à mesure de l'avancement de mes travaux j'ai eu l'opportunité de tester mes hypothèses en présentant l'évolution de mon travail lors de conférences telles que la Conférence scientifique pour les jeunes chercheurs à l'Université Russe de l'Amitié des Peuples le 4 avril 2014 ; la 4ème Conférence asiatique de l'Association internationale pour l'économie de l'énergie (IAEE) à Beijing le 21 septembre 2014 ; la 6ème Conférence internationale des Jeunes sur l'énergie à l'Université de Technologie et d'Économie de Budapest le 23 juin 2017 ; la 5ème Conférence internationale pour les jeunes chercheurs à l'Université russe du Pétrole et du Gaz à Moscou le 27 avril 2018. J'ai pu aussi mettre en valeur mon travail à travers diverses publications dans les revues spécialisées que sont IEEE Xplore, ENERPO Journal, Vestnik RUDN, Lettre de l'Est, mais aussi sur des sites dédiés aux problèmes énergétiques comme L'Expansion Energie, Natural Gas World (journalistiques).

J'ai eu l'occasion de participer à des Ecoles d'été sur l'énergie et notamment à Telc, en République Tchèque, du 13 au 21 août 2016 et à Moscou, en Russie, du 24 à 28 juillet 2017. Lors de ces Ecoles d'été, j'ai pu échanger avec d'autres jeunes chercheurs et présenter des éléments de mon travail. J'ai eu également l'opportunité de participer en tant que déléguée auprès du Future Leaders Forum organisé par le Conseil Mondial du Pétrole à Saint-Pétersbourg du 23 à 28 juin 2019.

J'ai par ailleurs eu la possibilité de me confronter à la réalité du secteur pétro-gazier au niveau international, par un stage de 4 mois de mars à juillet 2018 au département des investissements au sein du Secrétariat de la Charte Énergétique à Bruxelles. Dans ce contexte, j'ai eu en charge de collecter des informations pertinentes et d'effectuer leur analyse, concernant la politique d'investissement des pays objets de Energy Investment Risk Assessment (EIRA 2018), mené par le Secrétariat, les barrières à l'investissement dans le secteur pétro-gazier, avec pour objectif d'élaborer des propositions propres à assurer la maîtrise des risques en matière d'investissement ainsi que la réduction des barrières à l'entrée.

Enfin en 2020, j'ai participé au « Energy Challenge project », un programme d'e-learning conduit par la faculté d'Économie de l'Université d'État de Saint-Pétersbourg et soutenu par les principales compagnies énergétiques européennes et notamment Gazprom, Shell, Gasunie, OMV, Uniper. Dans ce cadre, j'ai été sélectionnée en juillet 2020 parmi les 50 meilleurs participants (sur un total de 270) et j'ai été invitée à participer à la deuxième phase de ce projet à Youth Day dans le cadre du Gas Forum qui se tiendra en raison de la pandémie online.

Mon travail de recherche est ainsi le fruit non seulement d'une analyse que je qualifierai de livresque, mais aussi d'une confrontation avec les réalités du terrain professionnel concerné.

PARTIE I. L'évolution du marché mondial du gaz naturel.

De nouveaux défis pour la Russie

Chapitre 1. Le gaz naturel, un instrument majeur de l'économie et de la politique étrangère russe

Afin de bien comprendre les enjeux du Gaz Naturel Liquéfié (GNL) pour la Russie, il convient dans cette première partie de resituer le gaz naturel dans le contexte plus global de l'économie nationale de la Fédération de Russie, mais aussi de souligner son importance pour le budget de la Fédération et pour sa politique extérieure, notamment comme instrument d'une forme de - pas toujours - « *soft power* » russe.

1.1 L'importance économique du gaz naturel pour la Russie

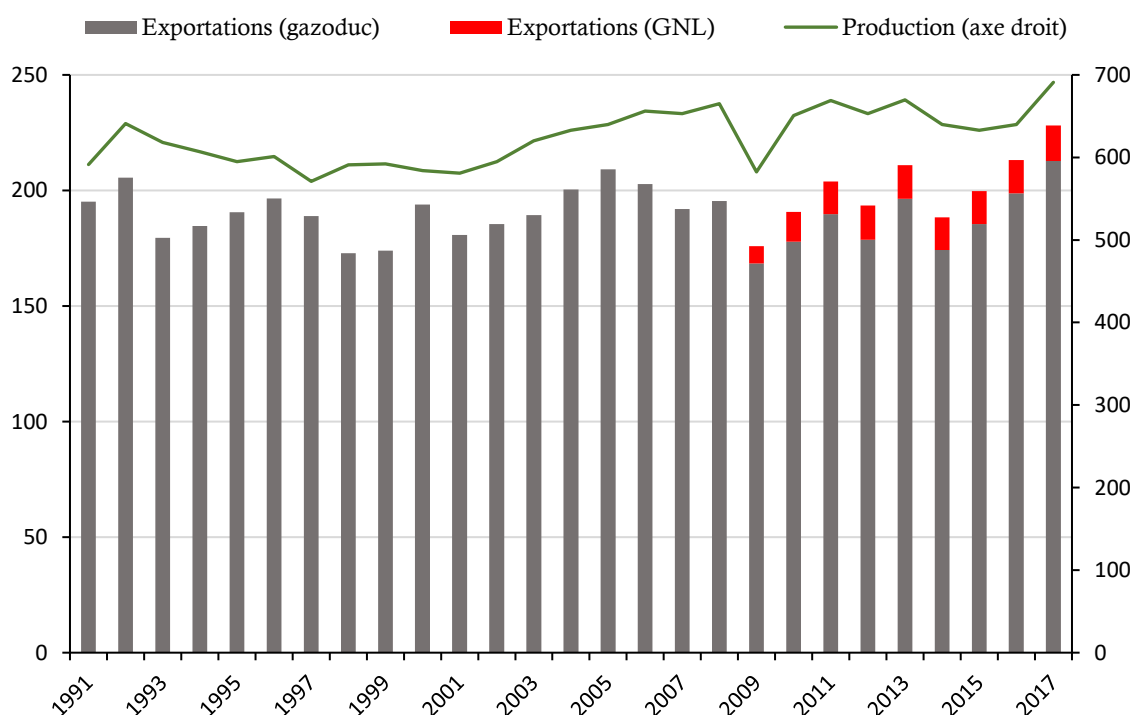
La Fédération de Russie est un acteur clef dans le domaine de l'énergie, bénéficiant de positions dominantes, voire d'un monopole sur les marchés du gaz naturel dans certaines régions. Le pays possède les plus grandes réserves gazières au monde. Si l'on croit les estimations de BP (Statistical Review of World Energy, 2018), les réserves gazières de la Russie s'élèvent aujourd'hui à 32,9 trillions de m³, soit à 20% des réserves mondiales. Ce sont notamment ses vastes réserves gazières qui permettent à la Russie d'anticiper des niveaux élevés de production et d'exportation de gaz naturel à long terme.

Jusqu'à 2009, la Russie était le premier producteur gazier dans le monde, assurant près de 20% de la production mondiale de gaz naturel. Cependant, la montée en puissance des gaz non-conventionnels et, notamment du gaz de schiste sur le continent nord-américain, a permis aux États-Unis de détrôner la Russie de son rang de premier producteur.

Contrairement à la production de pétrole, qui a cru entre 1993 et 2015 ayant même réussi à maintenir sa croissance durant l'année de crise de 2009, la production de gaz naturel a connu une trajectoire historique plus douloureuse. Avec des taux de croissance annuels supérieurs à 10% à l'époque de l'URSS, la production gazière a commencé à s'équilibrer au milieu des années 90 avant de connaître un déclin important en 2009. Cette tendance à la baisse a résulté de la diminution de la production sur les trois gisements de gaz naturel qui sont Ourengoï,

Medvezhie et Yamburg, mais ce n'est pas la seule explication. En effet, la production gazière a montré une certaine vulnérabilité aux chocs extérieurs tels que le brusque changement de la conjoncture économique ou encore les sanctions occidentales, et a cru de seulement de 9% entre 2000 et 2015. En 2017, elle a atteint un niveau record de 691 milliards de m³ (Annuaire statistique russe, 2018).

Figure 1 : Production et exportation de gaz naturel (1991-2017), milliards de m³

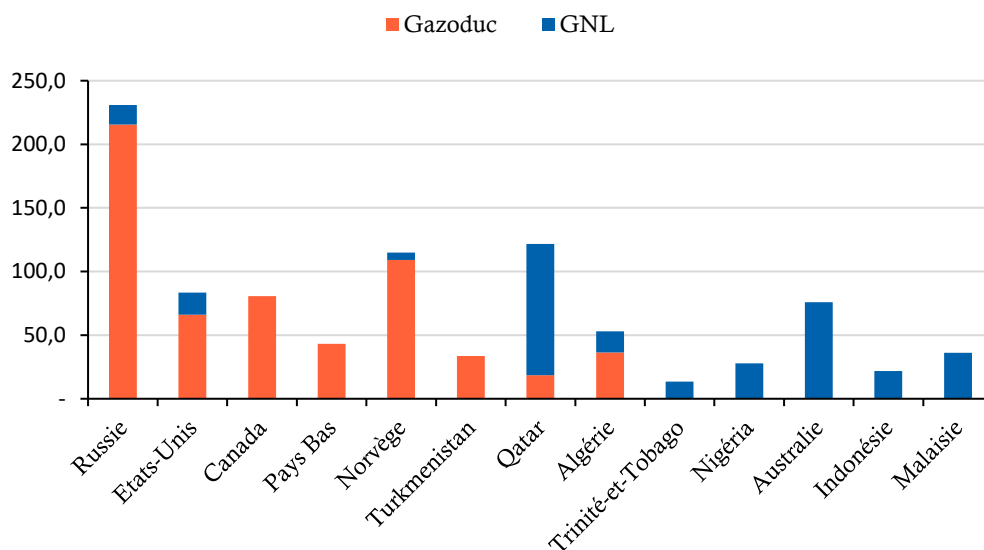


Source: Production gazière pour 1991: BP 2018; production gazière de 1992 à 2004: Service Fédéral des Statistiques d'Etat (Rosstat); de 2005 à 2017: rapports annuels de Gazprom, Gazprom in Figures, TEK Rossii ; Exportations par gazoduc de 1991 à 1999: J. Stern, *The Future of Russian Gas and Gazprom*. Oxford, Oxford University Press, 2005, p. 68-69, 110; celles de 2000 à 2015: Banque centrale de la Fédération de Russie https://www.cbr.ru/statistics/print.aspx?file=credit_statistics/gas.htm (dernière mise à jour le 25 juin 2015); pour celles de 2015 à 2017: Gazprom Export, Novatek ; Exportations de GNL de 2009 à 2017: ERI RAS.

Puisque les Américains consomment l'essentiel de leur production domestique de gaz naturel, la Russie demeure aujourd'hui de loin le plus grand exportateur gazier à l'échelle mondiale avec environ 228 milliards de m³ de gaz exportés en 2017 (BP Statistical Review of World Energy, 2018). La quasi-totalité de son gaz naturel est exportée vers l'Europe par

gazoducs, bien que les exportations de GNL soient en constante augmentation (principalement à destination de l'Asie), grâce notamment à la mise en exploitation de l'usine de liquéfaction « Yamal-LNG » opéré par Novatek. Aujourd'hui, la Russie assure à elle seule près de 23% des échanges mondiaux de gaz naturel. Selon les estimations de BP (Energy Outlook, 2018), la production de gaz naturel de la Russie devrait continuer à croître de manière stable dans les années à venir, et ce avec un accroissement des exportations de GNL.

Figure 2 : Pays exportateurs de gaz naturel en 2017, milliards de m³



Source: BP Statistical Review of World Energy, 2018

Même si la part actuelle du GNL est marginale dans l'ensemble des exportations de gaz naturel de la Russie, le GNL constitue un des principaux vecteurs de projection du gaz naturel russe sur les marchés mondiaux. La maîtrise et le développement de la liquéfaction constitue un enjeu de poids pour le secteur énergétique russe, et à travers lui pour la Fédération de Russie. La croissance des exportations de gaz naturel est donc étroitement corrélée à la montée en puissance de ce mode de conditionnement et de transport du gaz naturel.

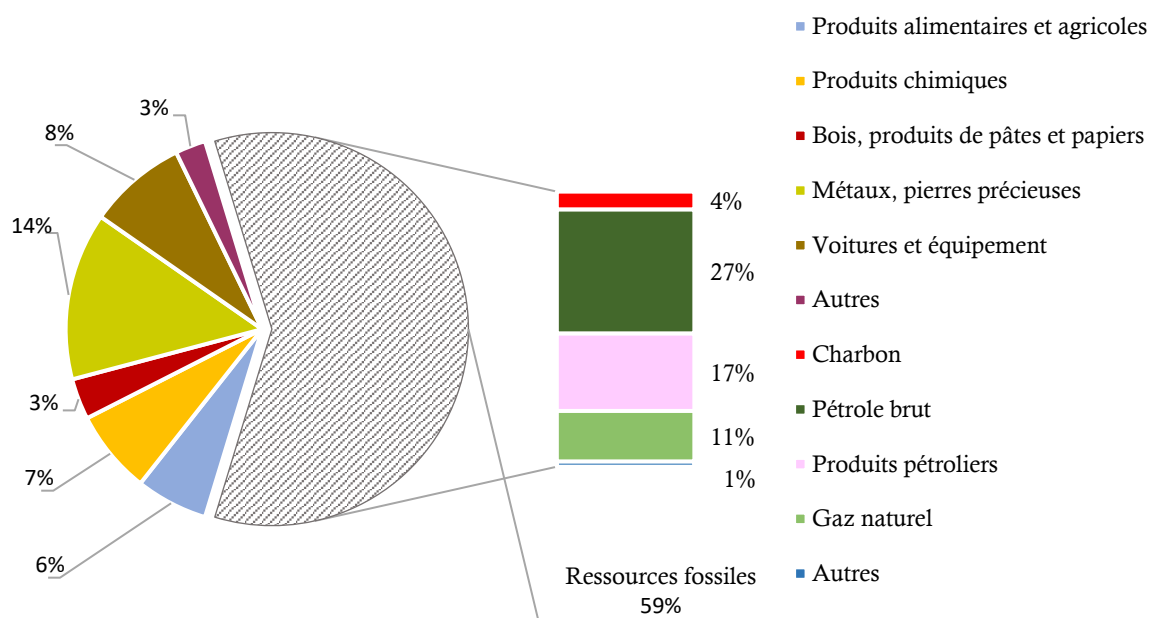
1.1.1 L'énergie, une partie intégrante de l'économie nationale

L'économie russe repose traditionnellement sur les ventes des ressources énergétiques. Depuis la création des premiers « ponts énergétiques » entre l'URSS et les pays Occidentaux, et la prise de conscience par les élites du Kremlin du fait que l'énergie pourrait servir de source importante dans l'apport des devises étrangères, l'économie de l'URSS s'est progressivement construite autour de la rente énergétique. A l'époque soviétique, ces ressources ont servi à la modernisation économique du pays et, notamment au développement rapide des industries extractives, de la métallurgie, à l'expansion du réseau de chemins de fer, ainsi qu'à la modernisation militaire.

Après la dissolution de l'URSS, la dépendance de l'économie nationale à l'égard des exportations des ressources énergétiques s'est poursuivie : les exportations de pétrole et de gaz naturel, principalement à destination de l'Europe, connaissent un essor et servent à la reconstruction de l'économie d'un nouvel État russe. L'augmentation spectaculaire des prix des hydrocarbures sur les marchés internationaux au cours des années 2000 a favorisé la dépendance ultérieure de l'économie vis-à-vis des ressources énergétiques, de sorte que ces dernières ont pratiquement assuré le financement du budget du pays.

Aujourd'hui, les ressources énergétiques continuent de faire partie intégrante de l'économie nationale. Leur rôle pour le développement économique du pays est difficile à surestimer dans la mesure où elles servent de principaux moteurs de l'économie. Ce qui est remarquable dans la balance commerciale russe par rapport à celle de l'Union européenne, c'est le caractère prédominant des matières premières. Ces dernières (pétrole, gaz, métaux ou encore bois) représentent une majorité écrasante des exportations de la Russie et assurent près de 75% du commerce extérieur du pays (Annuaire statistique russe, 2018). La part des ressources énergétiques dans les recettes du commerce extérieur est de 59% en valeur (Roskazna, 2018).

Figure 3 : Structure des exportations russes par valeur (en %), 2017



Source: Service Fédéral des douanes de Fédération de Russie, 2018; Annuaire statistique russe, 2018

Le pétrole et le gaz naturel occupent cependant une place privilégiée, voire unique au sein de l'économie. Leur caractère prédominant dans la balance commerciale est d'autant plus remarquable qu'à eux seuls ils assurent plus de 20% du produit intérieur brut (PIB) du pays et environ 40% des recettes du budget fédéral. Ainsi, la dynamique de leur développement constitue une variable essentielle de la politique économique de la Russie dans la mesure où ils assurent la stabilité de l'économie nationale.

Mais si, comme l'indique très justement Caroline Dufy, « *la manne pétrolière et gazière a de nombreux avantages : elle permet de rééquilibrer les comptes publics et le commerce extérieur (...), elle n'assure pas une amélioration globale des niveaux de vie et des revenus. Par ailleurs, sur le long terme, elle décourage la diversification de l'économie* »².

² C. Dufy, « L'économie russe : contradictions et impasses », *Les Etudes du CERI*, n° 247-248, février 2020, p. 55.

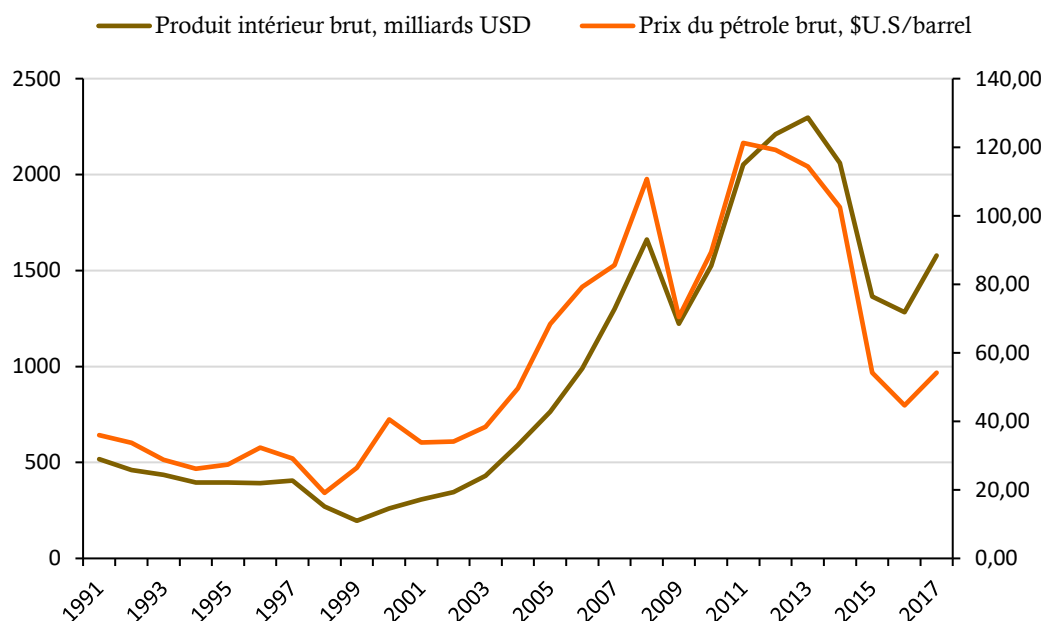
La dépendance excessive de l'économie russe vis-à-vis des exportations des ressources fossiles semble être le facteur le plus problématique dans la mesure où la conjoncture des marchés énergétiques n'est pas toujours favorable à la Russie. Les deux crises économiques majeures, à savoir l'effondrement de l'URSS et la crise financière de 1998, ont coïncidé avec une diminution rapide et importante du prix du pétrole brut. C'est pour tenter d'amoindrir cette dépendance qu'a été mis en place un Fond de stabilisation en 2004 qui gère les excédents budgétaires commerciaux issus de la vente des ressources énergétiques. Son objectif est d'assurer un apport important de liquidités en cas de forte chute des prix du baril de pétrole, et de compléter ainsi le budget d'État.

Un autre exemple illustratif de cette dépendance est la chute des prix du pétrole en 2014, accompagnée par le déclin, puis la stagnation de la demande européenne en gaz naturel qui ont causé une diminution importante des recettes publiques. Ainsi, la part des recettes pétro-gazières dans le budget fédéral, qui a cru de manière dynamique entre 2000 et 2014 (à l'exception de 2009, où elle a baissé de 32%), a drastiquement chuté, en passant de 7 500 en 2014 à 5 900 milliards de roubles en 2015 et à moins de 4 900 milliards de roubles en 2016 (Roskazna, 2018).

Comme l'indique le graphique 4, le produit intérieur brut de la Russie dépend fortement des prix mondiaux du pétrole : leur chute entraînera ainsi mécaniquement celle du PIB. Aujourd'hui, le pétrole représente près de 15-20% du PIB russe³.

³ J. Henderson, « The Outlook for Russian Oil and Gas Production and Exports », Communication lors de l'école d'été sur l'énergie, à Telč, le 17 août 2016.

Figure 4 : PIB de la Russie vs prix du pétrole brut, 2017



Source: La Banque Mondiale

<https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.CD?end=2018&locale=ru&locations=RU&start=1988&view=chart> ; BP Statistical Review of World Energy, 2018

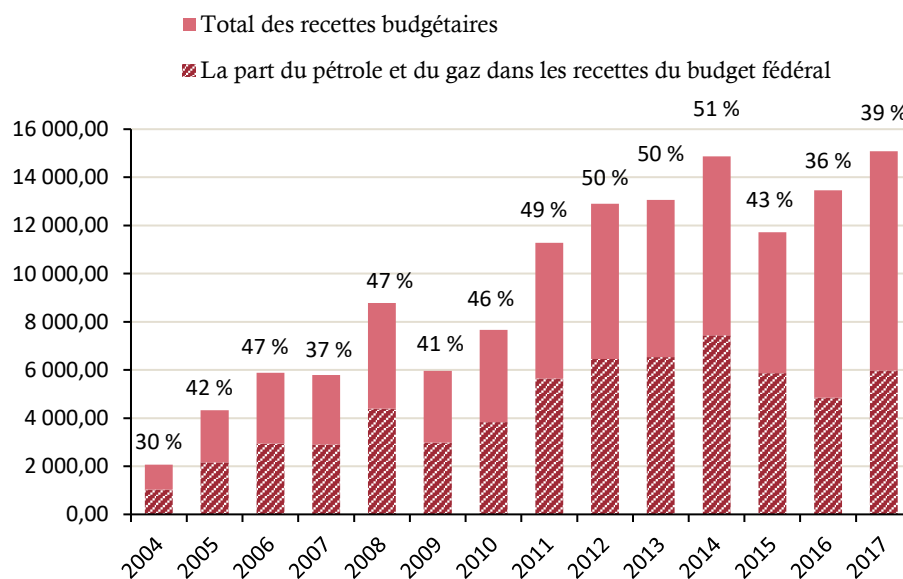
Il convient de noter que les dirigeants russes parlent depuis longtemps de la nécessité de réduire la dépendance de l'économie nationale vis-à-vis du pétrole et du gaz naturel et de trouver d'autres moyens pour remplir les caisses d'État. En octobre 2017, le président russe Vladimir Poutine lors de son discours au IX^{ème} Forum annuel sur l'investissement « La Russie appelle ! » a déclaré que la dépendance du budget fédéral à l'égard de la conjoncture pétrolière diminue progressivement : « Si en 2014, les recettes pétro-gazières représentaient plus de la moitié des recettes budgétaires (51%), cette année elles s'élèvent à 39% (...) »⁴. Selon le président russe, la part des recettes pétro-gazières dans le budget fédéral devrait passer à 32% d'ici 2020.

Cette citation demande cependant des précisions. Si l'on croit le Trésor russe (Roskazna), la structure de l'économie russe a changé ces dernières années avec la chute des recettes pétro-gazières d'une part, et l'augmentation de la part des recettes issues des secteurs non liés aux

⁴ Le Kremlin, Forum sur l'investissement « La Russie appelle ! », le 24 octobre 2017. URL : <http://kremlin.ru/events/president/news/55903>.

ressources énergétiques (il s'agit notamment des produits agrochimiques et ceux du secteur alimentaire), d'autre part. La part des recettes pétro-gazières dans le budget fédéral a chuté de 51% en 2014 à 43% en 2015, puis jusqu'à 36% en 2016. Elle a néanmoins cru à 39% en 2017 pour remonter ensuite jusqu'à 45% à la fin de 2018. Selon de nombreux économistes russes, cette croissance n'est pas due à la politique financière du gouvernement, visant à diversifier l'économie nationale, mais à la reprise progressive des cours du pétrole. À la fin de 2018, les prix mondiaux du Brent, après avoir fortement chuté en 2014 passant de 102 à 40 dollars le baril, sont à nouveau remontés à 85 dollars le baril (Bloomberg, 2019). En conséquence, la hausse des prix du pétrole a permis au gouvernement russe de reconstituer le Fond national de bien-être social à un rythme plus rapide.

Figure 5 : La part du pétrole et du gaz naturel dans les recettes du budget fédéral de la Russie (2004-2017), en milliards de roubles



Source: Trésor de la Russie <http://datamarts.roskazna.ru/razdely/dohody/neftegazovye-i-neneftegazovye-dohody/?paramPeriod=2017> ; Lois fédérales « Sur l'exécution du budget fédéral » pour 2003-2009; Ministère russe des Finances www.minfin.ru

Selon le ministre russe des finances Anton Siluanov, la dépendance de l'économie russe vis-à-vis des cours du pétrole existe toujours, mais à des niveaux qualitatifs complètement différents. À son avis, les fluctuations des marchés énergétiques n'affectent plus autant la croissance économique du pays comme il y a encore trois ans.

La brusque chute des recettes pétro-gazières dans le budget fédéral en 2015 suite à la baisse des prix du pétrole n'est qu'une preuve parmi d'autres de l'absence de pérennité du modèle économique basé sur la mono-ressource énergétique, et c'est encore plus vrai lorsque les marchés énergétiques connaissent une transformation. Ainsi, dans le scénario « basique » de la « Préviation du développement de l'énergie mondiale et celle de la Russie jusqu'à 2040 », les économistes russes prévoient la diminution des exportations russes d'hydrocarbures de 20% d'ici 2030-2035, ce qui induirait, si l'on suit les estimations, une chute de 30% des revenus pétro-gaziers dans le PIB du pays. L'échec du gouvernement de diversifier l'économie nationale avant cette date pourrait induire le ralentissement de la croissance économique du pays et compromettre la stabilité budgétaire, mais ce qui est encore pire, remettre en question l'état de l'économie dans son ensemble.

De nombreuses déclarations du Kremlin attestent que Moscou considère des réductions supplémentaires des recettes pétro-gazières comme objectif essentiel de sa politique financière. Et ce pour deux raisons.

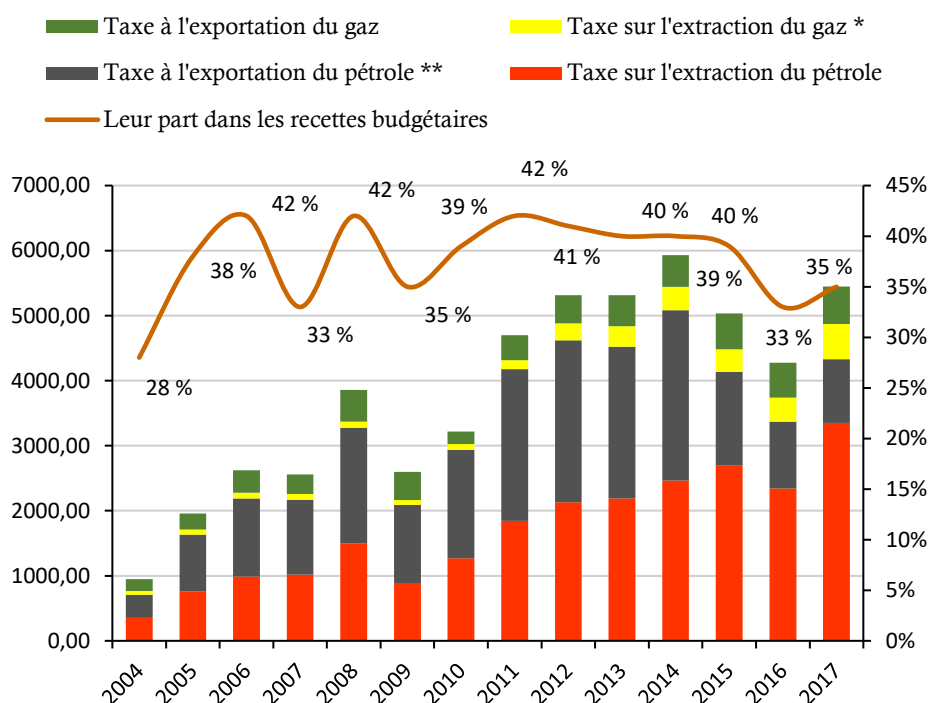
Premièrement, les Russes sont parfaitement conscients du fait que la part des ressources fossiles dans la consommation mondiale de l'énergie continuera à diminuer dans les années à venir dans le contexte de la décarbonisation (notamment sur le principal marché russe d'exportation qui est l'UE), et par conséquent les recettes issues des exportations de ces deux ressources énergétiques ne pourront plus remplir les caisses d'État. Deuxièmement, le Ministère russe du Développement économique prévoit une nouvelle baisse des prix du pétrole. Ainsi, selon le scénario de développement économique de la Russie, préparé par le Ministère, le prix du pétrole russe Urals baissera de 72 dollars le baril actuellement à 63 dollars le baril en 2019, puis à 59,7 dollars/baril en 2020. Selon ce document, les prix mondiaux du pétrole demeureront bas d'ici 2020-2023 en raison d'un excédent important dû à la croissance de la production du pétrole aux États-Unis et dans les pays de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP). Par ailleurs, le Ministère russe des Ressources naturelles et de l'Écologie prévoit la baisse de la production pétrolière de la Russie d'ici 2020-2021. Selon les prévisions du Ministère, la production atteindra un pic de 562 millions de tonnes par an (Mtpa) d'ici 2020, puis baissera à 558 Mtpa en 2021.

Le rôle du gaz naturel dans l'apport des recettes budgétaires

Le pétrole et le gaz naturel représentent la part du lion des exportations d'énergie de la Russie. Néanmoins, les recettes qu'elles procurent à l'État ne proviennent pas seulement des taxes à l'exportation, mais aussi des taxes sur l'extraction des minéraux. Le montant des recettes provenant des taxes sur l'extraction est très important et occupe la deuxième place après la taxe sur la valeur ajoutée dans le budget fédéral. Il convient de noter que le rôle de la taxe sur l'extraction des minéraux ne se limite pas uniquement à une fonction fiscale, mais assure en même temps une fonction règlementaire. Ainsi, afin de soutenir l'industrie pétro-gazière et de stimuler le développement de nouvelles zones d'extraction, l'État peut accorder aux producteurs un taux d'imposition nul ou très faible (quand il s'agit des projets qualifiés de « stratégiques »).

Le rôle du gaz naturel au sein de l'économie russe est cependant différent de celui joué par le pétrole dans la mesure où sa contribution budgétaire s'avère significativement moins importante. Ceci s'explique par les taxes moins élevées tant sur l'extraction qu'à l'exportation par rapport à celles imposées par l'État sur le pétrole. En 2014, le pétrole a assuré près de 35% des recettes budgétaires, alors que la part du gaz naturel n'était que de 5%. En 2015, suite à « manœuvre fiscale » du gouvernement russe dans le secteur pétrolier, qui prévoyait une augmentation progressive de la taxe sur l'extraction et, parallèlement une réduction de la taxe à l'exportation (qui a chuté de 45%), la part du pétrole dans l'apport des recettes a baissé jusqu'à 31%. En revanche, l'augmentation de 14% de la taxe à l'exportation du gaz naturel cette même année a mécaniquement induit l'augmentation de la part du gaz dans les recettes budgétaires jusqu'à 7% (Roskazna, 2017).

Figure 6 : La part des taxes sur l'extraction et l'exportation du pétrole et du gaz dans les recettes du budget fédéral (2004-2017), en %



Source: Trésor de la Fédération de Russie

<http://datamarts.roskazna.ru/infografika/ispolnenie-federalnogo-byudjeta-v-2017-godu/>.

Malgré ces amendements fiscaux, les « contributions budgétaires » du pétrole (y compris des produits pétroliers) et du gaz naturel varient encore largement. En effet, le secteur gazier demeure toujours sous le protectorat de l'État, tant pour des raisons socio-économiques (maintenir un accès aux consommateurs russes à une énergie à prix bas, mais aussi maintenir la compétitivité des industries nationales), que géostratégiques, permettant ainsi à Moscou de promouvoir les intérêts de la Russie et de faire accepter ses positions politiques bien au-delà de ses frontières et de ses sphères d'influence traditionnelle.

Le gaz naturel dans le secteur énergétique de la Russie

Malgré sa contribution au budget d'État nettement moins importante, le secteur gazier occupe une place stratégique au sein de l'économie nationale. En effet, le gaz naturel est une source d'énergie dominante au sein du secteur énergétique de la Russie. Depuis la dissolution

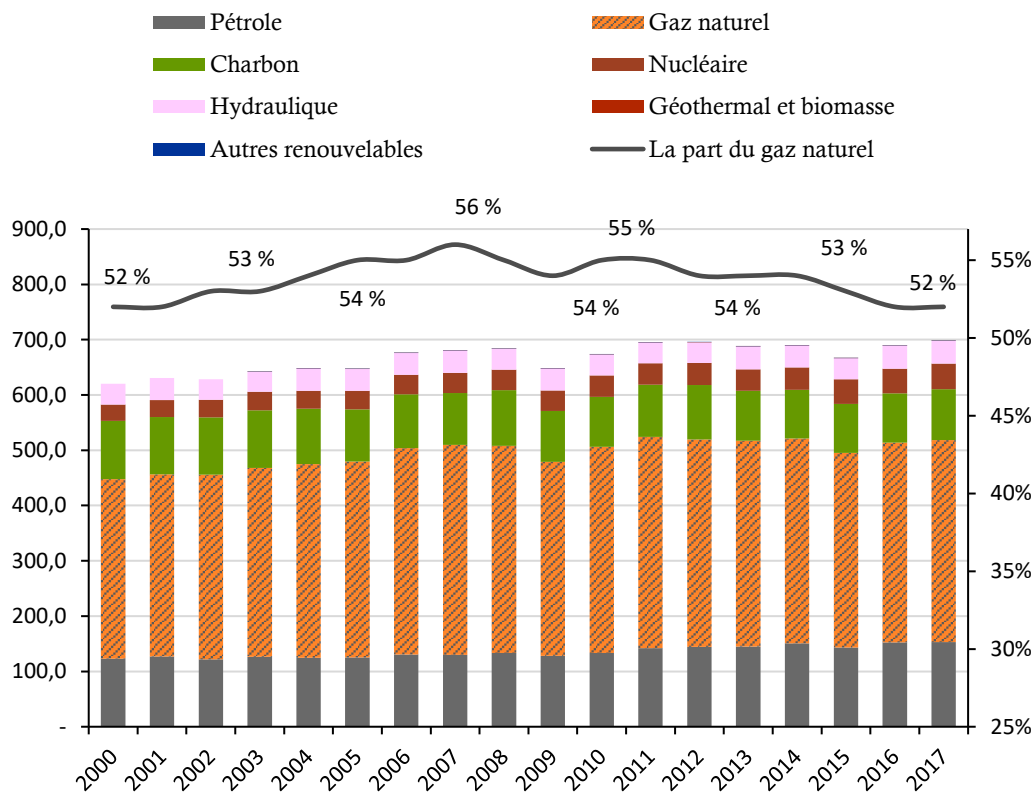
de l'URSS, la part du gaz naturel dans la consommation nationale des énergies primaires n'a pas cessé d'augmenter : elle a cru de 43% en 1991 à 55% en 2010 (Roskazna, 2018). C'est l'un des chiffres les plus élevés au monde, même parmi les principaux pays producteurs de gaz naturel.

La raison principale de cette prédominance de gaz naturel dans le bouquet national des énergies primaires réside dans l'héritage soviétique de l'économie russe. La mise en valeur des grands champs gaziers dans la partie européenne de l'URSS (l'Ukraine, l'Oural...), puis en Sibérie occidentale dans les années 70, ainsi que le Programme de modernisation du secteur énergétique qui s'en est suivi, ont conduit à une brusque augmentation de la part du gaz naturel dans le mix énergétique soviétique. Les autorités soviétiques ont supposé que la réorientation accélérée du secteur énergétique vers le gaz naturel bon marché permettrait dans les 20-25 ans d'augmenter l'efficacité de l'industrie charbonnière, de mettre en place et de développer des technologies de pointe pour la combustion du charbon, et de construire de nouvelles centrales nucléaires. L'objectif final de tous ces efforts était de créer un secteur énergétique, dont la structure et l'efficacité économique correspondraient à ceux des pays industrialisés, et qui pourrait assurer le développement durable de l'URSS pendant de nombreuses décennies. Mais deux évènements majeurs, à savoir l'accident à Tchernobyl, qui a momentanément stoppé le développement de l'énergie nucléaire, et l'effondrement de l'URSS cinq ans plus tard, ont remis en question le Programme de modernisation du secteur énergétique. En conséquence, la nouvelle Russie s'est retrouvée avec un mix énergétique fortement déséquilibré au profit de gaz naturel.

La croissance de la part du gaz naturel sur le marché domestique est essentiellement due à des politiques tarifaires qui ont permis de maintenir les prix du gaz à un niveau relativement bas afin de gérer l'impact social et industriel induit par la récession post-soviétique. Afin de promouvoir la compétition entre les différents types de combustibles (notamment avec le charbon dans le secteur électrique) et de diversifier ainsi le mix énergétique du pays, le gouvernement russe a mis en place à partir des années 2000 un programme, qui prévoyait des augmentations annuelles des prix du gaz naturel. Cette stratégie tarifaire n'a cependant pas porté ses fruits. Même des fortes augmentations des prix du gaz naturel en 2007-2013 n'ont pas pu limiter le rôle croissant du gaz dans la consommation nationale. Grâce à sa flexibilité et à ses qualités écologiques, le gaz naturel n'a fait que renforcer ses positions dans la production d'électricité et de chaleur, où il continue à servir de principale source d'énergie. En 2015, ces deux secteurs ont consommé à eux deux près de 59% du gaz.

Aujourd'hui, la part du gaz naturel dans la consommation nationale d'énergie est de 52%, cette diminution résulte d'une politique mise en place par le gouvernement russe en 2009, visant à réduire la part du gaz dans le mix énergétique national à 48-49% d'ici 2020 et à 46-47% vers 2030⁵. Cette objectif a été fixé dans la « Stratégie énergétique de la Russie jusqu'à 2030 », qui implique une plus grande diversification du mix énergétique avec la diminution de la part du gaz naturel et, corrélativement l'augmentation de la part d'autres énergies (charbon, nucléaire) et des énergies non-fossiles (solaire, hydraulique...).

Figure 7 : La part du gaz naturel dans le mix énergétique russe (2000-2017), en Mtoe



Source: BP Statistical Review of World Energy, 2018

⁵ Ministère russe de l'Énergie, Stratégie énergétique de la Russie jusqu'à 2030, le 13 novembre 2009. URL : <https://minenergo.gov.ru/node/1026>.

Contrairement au secteur pétrolier, le secteur gazier de la Russie a le plus grand potentiel tant en termes de production qu'en termes d'exportation.

Selon Alexandre Novak, ex-ministre russe de l'Énergie, les exportations russes de pétrole sont vouées à décliner à partir de 2020 en raison de la stabilisation de la production (dans le meilleur des cas), voire même de sa chute. Si cette hypothèse trouve sa justification dans de nombreux documents officiels, les chiffres qui l'étayaient diffèrent. Ainsi, selon le rapport du Ministère russe de l'Énergie sur les résultats des travaux du secteur pétro-gazier de la Russie, la production du pétrole devrait se stabiliser à hauteur de 545 millions de tonnes d'ici à 2020, puis rester au même niveau jusqu'en 2035. Dans le scénario négatif du Ministère, la production du pétrole diminuera de 25% d'ici 2035 et se stabilisera à 525 millions de tonnes⁶. Dans la « Prévision du développement socio-économique à long terme de la Fédération de Russie pour la période jusqu'à 2030 », la production pétrolière connaîtra une chute dans tous les scénarii. Les exportations de pétrole baisseront en conséquence : elles représenteront entre 221 et 264 millions de tonnes par an d'ici 2030 en fonction du scénario.

L'épuisement des principaux champs pétrolifères est certes à l'origine de cette baisse. Selon les estimations de James Henderson, la production est aujourd'hui en déclin quasi-continu : la chute actuelle de 2,5% par an se poursuivra jusqu'à 2025⁷. Les accords de Moscou avec les pays d'OPEP sur la baisse de production de pétrole, ainsi que la décarbonisation accélérée de l'économie mondiale, qui consiste à réduire la part des énergies fossiles dans le mix énergétique, contribueront à leur tour à freiner la croissance de la production domestique russe et, corrélativement ses exportations de pétrole. A cela s'ajoutent des faibles prix du pétrole qui font que le maintien de la production domestique aux niveaux actuels est un vrai défi pour le pays.

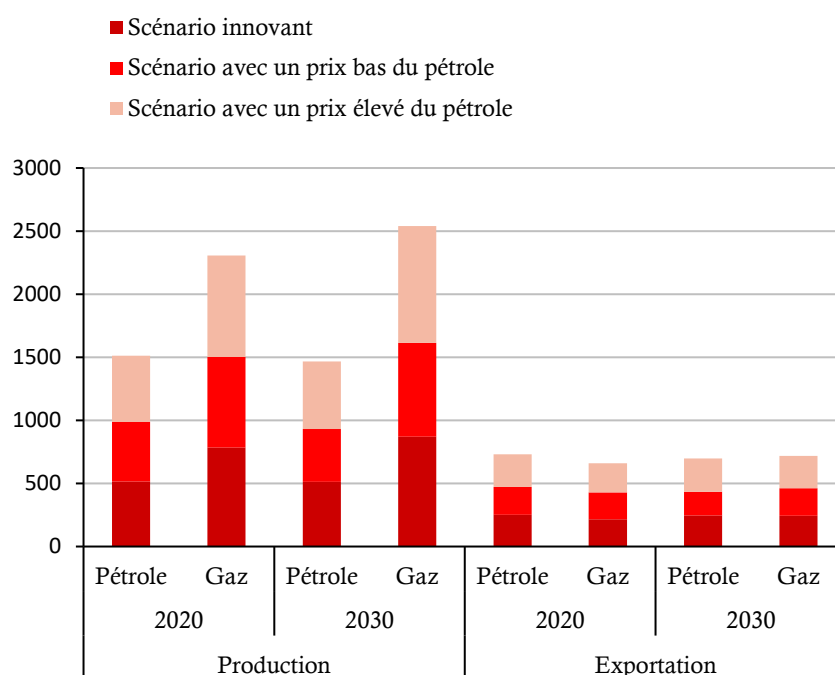
L'industrie gazière ne rencontre pas de telles contraintes. Grâce à l'abondance des ressources gazières, les dynamiques de la production de gaz naturel et de son exportation seront déterminées uniquement par les tendances de la demande tant sur le marché domestique russe que sur les marchés d'exportation. Si l'on croit les prévisions du Ministère russe de l'Énergie, la production domestique devrait augmenter de 27% d'ici à 2035 et s'élèvera à 885 milliards

⁶ A. Novak, « Itogi raboty toplivno-energetičeskogo kompleksa Rossijskoj Federacii v pervom polugodii 2016 goda. Perspektivy i zadači na 2016 god » [Les résultats des travaux du secteur énergétique de la Fédération de Russie dans la première moitié de 2016. Les perspectives et les objectifs pour l'année 2016], Ministère russe de l'Énergie, juin 2016.

⁷ J. Henderson, « The Outlook for Russian Oil and Gas Production and Exports », *op.cit.*

de m³. Dans la « Prédiction du développement socio-économique à long terme de la Fédération de Russie pour la période jusqu'à 2030 », la production gazière connaîtra une forte hausse dans tous les scénarii avec des exportations qui vont suivre la même dynamique.

Figure 8 : Les prévisions de la production et de l'exportation du pétrole et du gaz naturel jusqu'à 2020 et 2030 selon les scénarii, en milliards de m³/an



Source : Ministère russe de l'Énergie, « Prédiction du développement socio-économique à long terme de la Fédération de Russie pour la période jusqu'à 2030 »

L'accroissement de la production domestique de gaz naturel se produira tant grâce aux régions d'extraction traditionnelles comme la péninsule de Yamal (quoique dans les proportions moins importantes), que grâce aux nouveaux centres de production de gaz comme la Sibérie orientale et l'Extrême Orient. La « Stratégie énergétique de la Russie jusqu'à 2030 » adoptée en 2009 précise, qu'un accent particulier sera mis sur le développement des nouveaux champs gaziers tels Bovanenkovskoye et Yuzhno-Tambeyskoye (péninsule de Yamal), Kovyktinskoye (région d'Irkoutsk), Chayandinskoye (République de Sakha), et Yuzhno-Kirinskoye (au large de l'île de Sakhaline). Cependant, la chute des prix du pétrole dès 2014, ainsi que l'imposition des sanctions économiques par les Occidentaux ont significativement réduit les capacités

financières russes. Ainsi, la mise en valeur de tous ces gisements ne pourra pas être conduite simultanément, et le gouvernement russe devra choisir les zones d'extraction à privilégier. Selon l'Institut des Recherches énergétiques de l'Académie russe des Sciences (ERI RAS), après 2021-2023 l'accroissement de la production de gaz naturel sera assuré par les régions de la Sibérie orientale et de l'Extrême Orient, notamment en raison de la mise en exploitation des champs gaziers de Kovyktinskoye et Chayandinskoye pour les exportations gazières vers la Chine, ainsi que de l'augmentation de la production de gaz associé dans les champs pétrolifères.

1.1.2 Le gaz naturel comme instrument de la politique étrangère de la Russie

L'utilisation de l'énergie par le Kremlin comme instrument de la politique étrangère remonte à l'époque de l'URSS. C'est en ce temps-là, que les dirigeants soviétiques ont décidé de rendre l'énergie (pétrole et gaz naturel en particulier) indispensable à la vie économique tant des États périphériques de l'URSS, que ceux de l'Europe de l'Est pour cimenter encore plus des relations économiques et politiques avec leurs satellites⁸.

Afin de créer une économie unifiée et de promouvoir l'unité dans l'ensemble de l'URSS, le Kremlin a développé un réseau de conduites intégré pour l'acheminement du pétrole et du gaz naturel avec la Russie au cœur de ce gigantesque système de transport. Les réseaux d'acheminement ont été mis en place à partir des champs pétro-gaziers situés dans les républiques soviétiques dotés en ressources énergétiques comme le Turkménistan et le Kazakhstan jusqu'à la Russie. Le pétrole et le gaz naturel ont été ensuite redistribués entre le centre et les pays périphériques de l'URSS et ceux faisant partie du Conseil d'Assistance économique mutuelle (COMECON) avec une partie vendue aux pays occidentaux après l'expansion du réseau énergétique vers l'Ouest.

Comme l'indique Jonathan Stern, l'approvisionnement des pays d'Europe de l'Est membres du COMECON, était au cœur du commerce soviétique de gaz naturel pour des raisons qui tiennent « à l'ensemble de la situation politico-stratégique-économique au sein du bloc »⁹. Car, si l'Europe de l'Est représentait un passif économique et énergétique pour l'URSS, ceci

⁸ T. Gustafson, *Crisis Amid Plenty : The Politics of Soviet Energy Under Brezhnev and Gorbachev*. Princeton, Princeton University Press, 1989.

⁹ J. Stern, *Soviet Natural Gas Development to 1990: The Implications for the C.M.E.A and the West*. Lanham, Lexington Books, 1980, p. 26.

(c'est-à-dire, l'approvisionnement en gaz naturel) était « *indissociable des dimensions politiques et stratégiques qui étaient tout aussi significatives sinon davantage* »¹⁰.

C'est pour ces motifs que la Russie vendait le pétrole et le gaz naturel à ses alliés politiques à des prix extrêmement subventionnés avec comme condition qu'ils demeurent dociles à Moscou¹¹. Au fil des années, ces subventions n'ont fait qu'augmenter encore plus la dépendance de ces pays vis-à-vis des ressources énergétiques de l'URSS. D'énormes industries énergivores ont été créées, dont beaucoup (usines pétrochimiques, centrales électriques...) reposaient entièrement sur l'énergie soviétique bon marché.

Après la désintégration de l'URSS, la Russie s'est vue privée de l'accès aux champs pétro-gaziers et aux réseaux de transport qu'elle avait créé sur les territoires des pays de l'ex-URSS et ceux du COMECON. Ceci n'a pas néanmoins rompu la dépendance gazière de ces pays à l'égard de Moscou. En l'absence de sources d'approvisionnement alternatives et d'infrastructure énergétique, les anciens États soviétiques et les alliés politiques de Kremlin en Europe de l'Est étaient contraints à rester dans son orbite énergétique exclusive. Par ailleurs, habitués à des prix bas de l'énergie, ces pays sont devenus du jour au lendemain sensibles à des augmentations des prix d'hydrocarbures.

La dissolution de l'URSS a conduit à une restructuration complète de secteur énergétique russe. L'industrie pétrolière a été entièrement privatisée, ce qui a privé l'État russe d'un important levier géopolitique. Dans le domaine gazier, les positions de l'État étaient plus fortes, bien que le Kremlin n'ait pas réussi à garder le contrôle total sur le secteur. L'écrasante majorité de la production domestique de gaz naturel avec des actifs à caractère stratégique (comme les réseaux de gazoducs) est restée sous le contrôle de Gazprom, mais une grande partie de la compagnie a été vendue à des acheteurs nationaux, voire étrangers, ce qui a réduit la participation de l'État à 38%. A la fin des années 90, les rumeurs circulaient sur l'éventuelle privatisation de Gazprom, ce qui aurait privé le Kremlin de son dernier et le plus fort instrument d'influence sur son « étranger proche ».

L'idée même de restaurer la dominance politique de la Russie dans l'ex-espace soviétique et, plus globalement sur la scène internationale, par des moyens économiques et, notamment par des ressources minérales, plutôt que par des moyens militaires, résulte de l'esprit des

¹⁰ *Ibid.*

¹¹ M. Jovanovic, *International Economic Integration: Integration Schemes*. Abingdon-on-Thames, Taylor & Francis, 1998.

dirigeants politiques arrivés au pouvoir autour de Vladimir Poutine. Dans son travail de thèse intitulée « Les matières premières dans la stratégie de développement de l'économie de la Russie » et préparée à l'Institut minier d'État à Saint-Pétersbourg en 1997, Vladimir Poutine a présenté une sorte de feuille de route pour le redressement économique de la Russie. Le futur président a mis notamment en exergue la nécessité de réaffirmer le contrôle de l'État sur les ressources naturelles du pays pour qu'elles promeuvent les intérêts nationaux de la Russie.

A la fin des années 90, l'économie russe, isolée des autres économies du monde pendant les années de la domination soviétique et affaiblie après une longue période de transition, n'était pas en mesure de concurrencer effectivement les économies développées. Aux yeux de Poutine, pour sortir du chaos économique des années 90 et retrouver son ancienne puissance économique et politique, la Russie devait maintenir le contrôle du gouvernement sur les grandes compagnies et tout d'abord celles du secteur énergétique¹².

Afin de récupérer une partie des actifs énergétiques, qui étaient passés à l'époque d'Eltsine sous le contrôle des propriétaires privés, la Russie devait réquisitionner ces sociétés et les intégrer verticalement dans des conglomérats industriels afin qu'elles puissent mieux concurrencer les sociétés multinationales occidentales : « *Le processus de restructuration de l'économie nationale doit avoir pour objectif la création des compagnies les plus efficaces et les plus compétitives à la fois sur les marchés domestique et internationaux* »¹³. C'est notamment la concentration de grandes quantités de ressources énergétiques au sein des compagnies verticalement intégrées appartenant à l'État et leur maîtrise efficace, qui devait permettre à la Russie de retrouver son pouvoir économique et de reprendre la place qui lui revient dans le Concert des Nations. Comme l'indique Jean-Sylvestre Mongrenier, l'objectif de la consolidation des grands groupes étatiques tels Gazprom et Rosneft était de voir accroître « *le pouvoir national total de la Russie et de déployer un nouvel impérialisme – dans ce que l'on nomme à Moscou l'« étranger proche »*. Autrement dit, il ne s'agissait pas de conduire une politique publique pour l'intérêt général et le bien-être de la population, mais d'utiliser l'énergie, ce « socle de puissance », en tant qu'« outil de coercion vis-à-vis des voisins, proches ou lointains, de la Russie »¹⁴.

Bien que la participation des investisseurs occidentaux ait été bien accueillie dans le secteur énergétique russe, et Vladimir Poutine encourageait activement les compagnies

¹² M. Goldman, *Petrostate: Putin, Power, and the New Russia*. Oxford, Oxford University Press, 2008.

¹³ *Ibid.*, p. 97.

¹⁴ J-S. Mongrenier, *La Russie menace-t-elle l'Occident ?*. Paris, Choiseul, 2009, p. 32.

occidentales à investir dans les projets, notamment ceux qui étaient technologiquement difficiles¹⁵, il mis en exergue le rôle unique de l'État quant à la maîtrise du complexe pétrogazier de la Russie : « *Peu importe qui est le propriétaire légal des ressources naturelles du pays et en particulier des ressources minérales, l'État a le droit de réglementer le processus de développement et d'utilisation de ces ressources. L'État doit agir dans l'intérêt de la société dans son ensemble et des propriétaires individuels lorsque leurs intérêts entrent en conflit et qu'ils ont besoin de l'aide des organes de l'État pour parvenir à des compromis* »¹⁶.

Sous la présidence de Vladimir Poutine, la puissance énergétique de la Russie a atteint des niveaux sans équivalent. Au début des années 2000, peu après son arrivée au pouvoir en Russie, Vladimir Poutine a renversé la privatisation des actifs énergétiques russes et a fait de Gazprom et de Rosneft des champions nationaux. Entre 2004 et 2007, la compagnie pétrolière privée Yukos (20% de la production totale de pétrole de la Russie), a été scindée et ses actifs énergétiques ont été achetés par Rosneft à des prix très avantageux¹⁷. En ce qui concerne Gazprom, la compagnie gazière est devenue un vrai noyau énergétique de l'économie russe. Ses revenus en 2007 ont dépassé 93 milliards de dollars, soit 7% du PIB de la Russie.

Du fait de leur caractère stratégique, Vladimir Poutine a supervisé en personne la création de ces deux champions nationaux, qui demeurent les atouts les plus précieux du Kremlin. Comme le souligne Julien Vercueil, le rapprochement entre Gazprom et Rosneft, dès 2004, visait à « *édifier un ensemble pétrolier et gazier de premier plan mondial, capable de rivaliser avec les majors internationales, mais à capitaux publics* »¹⁸. Au cours des années de flambée des cours du pétrole, Gazprom et Rosneft ont généré à elles seules 50% du budget de l'État et ont représenté 25% du PIB du pays.

La renaissance économique de la Russie a été en grande partie facilitée par la conjoncture économique particulièrement favorable sur les marchés internationaux : le pétrole et le gaz naturel sont devenus des produits économiques rares et précieux, ce qui a entraîné une hausse fulgurante des prix. Les clients énergétiques de Moscou dans l'ex-URSS et dans l'UE avaient très peu d'alternatives au gaz russe, et pour cette raison étaient prêts à payer pour leurs importations. Toutes les conditions étaient réunies, à savoir des prix d'hydrocarbures élevés,

¹⁵ M. Brill Olcott, « The Energy Dimension in Russian Global Strategy. Vladimir Putin and The Geopolitics of Oil », *Issue Brief*, Baker Institute for Public Policy, 2004.

¹⁶ M. Goldman, *Petrostate: Putin, Power, and the New Russia*, op.cit., p. 97-98.

¹⁷ M. Sixsmith, *Putin's Oil : The Yukos Affair and the Struggle for Russia*. London, Continuum Publishing Corporation, 2010.

¹⁸ J. Vercueil, « Politique et géopolitique du pétrole russe », *Géococonfluences*, le 4 janvier 2005.

des approvisionnements restreints, ainsi que des parts de marché importantes, pour que la Russie fasse de l'énergie un vrai outil de puissance économique.

De nombreux experts¹⁹ assurent qu'aujourd'hui la stratégie d'exportation de Gazprom et sa façon de gérer les différends économiques avec ses clients tant au sein de l'ex-URSS que dans l'Union européenne, sont façonnées par un mix de considérations commerciales et politiques. Gazprom n'est en effet ni une compagnie purement commerciale ni un pur prolongement de la politique extérieure du Kremlin. Néanmoins, lorsque les intérêts commerciaux et politiques se croisent, le géant énergétique est appelé à utiliser le gaz naturel comme un outil de pression pour rappeler à ses clients leur dépendance énergétique. Bien que le Kremlin admette rarement que ses décisions en matière de politique étrangère soient influencées par la géopolitique²⁰, Gazprom avance toujours une justification commerciale ou technique à sa décision d'augmenter les prix du gaz ou d'interrompre l'approvisionnement.

1.2 Le choix européen : contrats longs et infrastructures lourdes. L'insertion russe dans la dynamique gazière de l'Europe (1960 à 1991)

1.2.1 La prise de conscience par les Russes de l'importance du gaz naturel et son essor en Union soviétique

Contrairement aux Américains, qui ont vite compris l'intérêt du gaz naturel et développé son utilisation après la découverte en 1860 des premiers gisements gaziers dans l'État de Pennsylvanie, puis dans celui de New York, les Russes, de leur côté, ne commencent à s'intéresser réellement à cette ressource énergétique qu'à partir des années 50. Ainsi, en 1950, la part du gaz naturel dans le mix des énergies primaires de l'URSS ne représente que 2,3% contre 57% pour le charbon et 32% pour le pétrole²¹. Cette situation paradoxale, dans un pays qui dispose des plus grandes réserves gazières au monde, est le fruit de la politique énergétique stalinienne d'après-guerre, centrée sur la production massive de charbon afin de répondre aux

¹⁹ J. Henderson, T. Mitrova, « The Political and Commercial Dynamics of Russia's Gas Export Strategy », *OIES Working Paper NG*, n° 102, Oxford Institute for Energy Studies, 2015 ; A. Belyi, A. Goldthau, « Between a rock and a hard place : International market dynamics, domestic politics and Gazprom's strategy », *Robert Schuman Centre for Advanced Studies, European Union Institute Working Paper*, n° 22, Florence School of Regulation, 2015.

²⁰ S. Žiznin, *Energetičeskaâ diplomatiâ Rossii : ekonomika, politika, praktika* [Diplomatie énergétique de la Russie : économie, politique, pratique]. Moskva, Ist Bruk, 2005.

²¹ T. Gustafson, *Crisis Amid Plenty : The Politics of Soviet Energy Under Brezhnev and Gorbachev*, op.cit.

besoins croissants des industries nationales. Ainsi, alors que les Soviétiques concentrent leurs efforts sur les techniques de gazéification et de liquéfaction du charbon, le gaz naturel est toujours perçu comme un sous-produit du pétrole et est souvent brûlé à l'aide de torchères.

Le retard pris par l'URSS dans le développement de son secteur gazier est dû en outre au manque de données fiables et précises quant à l'évaluation des réserves disponibles. Le gaz naturel est considéré à l'époque comme une ressource énergétique moins abondante que le charbon et le pétrole, et il a fallu attendre les années 70 pour que les Russes s'adaptent à la perspective de son abondance. Voici comment Jonathan Stern explique cette situation : « *L'avantage du gaz naturel comme combustible n'a pas été pleinement apprécié à l'époque et son exploration n'a pas été développée. On pensait, et cela a été d'une façon ou d'une autre assumé que les Soviétiques en possédaient très peu, et les planificateurs soviétiques ne recherchaient que des combustibles, dont les quantités leur étaient déjà connues* »²².

Ainsi, longtemps resté dans l'ombre de l'industrie charbonnière puis pétrolière, le gaz naturel ne fait son apparition sur la scène énergétique soviétique qu'à la fin des années 60. Dans la littérature scientifique russe, le développement du gaz naturel est souvent associé à la politique énergétique du premier secrétaire Nikita Khrouchtchev, qui souhaite doter l'industrie soviétique des énergies modernes²³. Les Décrets du XX^{ème} Congrès du Parti communiste de l'Union soviétique (PCUS) sur les travaux du VI^{ème} Plan quinquennal (1956-1960) prévoient « *un changement de la structure du mix énergétique du pays par le développement des sources d'énergie fossiles plus économiquement rentables...* »²⁴. En 1961, le même Nikita Khrouchtchev annonce que la production de gaz naturel devra atteindre environ 720 milliards de m³ de gaz par an vers 1971 contre 45,3 milliards de m³ en 1960. Bien que cet objectif soit fixé dans les actes du XXII^{ème} Congrès, il n'est cependant pas atteint dans les délais prévus : en 1971, la production gazière ne s'élève toujours qu'à quelques 212,4 milliards de m³.

La situation change avec le développement des premiers gisements gaziers dans la région de Tioumen et la mise en place du réseau de gazoducs, aptes à transporter le gaz naturel sur de longues distances jusqu'aux centres de consommation, situés pour leur majorité dans la partie européenne du pays. Entre 1970 et 1975, la production de gaz naturel croît de plus de 45% : en

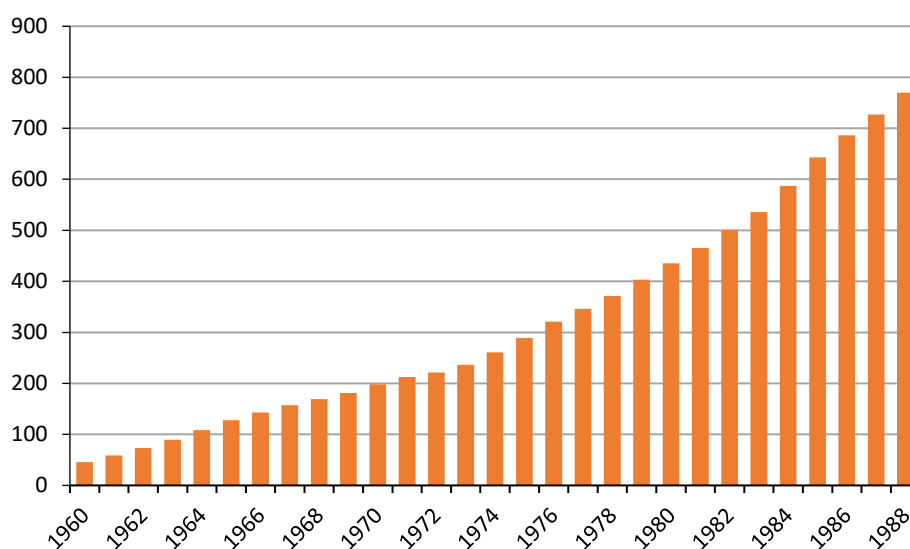
²² J. Stern, *Soviet Natural Gas Development to 1990: The Implications for the C.M.E.A and the West*, op.cit., p. 21-22.

²³ S. Nies, *Gas et pétrole vers l'Europe : perspectives pour les infrastructures. Gouvernance européenne et géopolitique de l'énergie*. Paris, Institut français des relations internationales (IFRI), 2008.

²⁴ V. Karpov, « *Neft' i gaz v promyšlennoj politike SSSR* » [Pétrole et gaz dans la politique industrielle de l'URSS], *Vestnik de l'Université d'État de Nižnevartovsk*, n° 4, 2010, p. 21.

cinq ans seulement, elle passe de 197,9 milliards de m³ à 289,3 milliards de m³ par an. Elle continue à augmenter de manière stable et dynamique, de sorte qu'en 1976 le gaz naturel s'avère la seule source d'énergie primaire qui a atteint les objectifs fixés dans le cadre du IX^{ème} plan quinquennal (1971-1975). En 1984, la production gazière s'élève déjà à 587,4 milliards de m³, ce qui permet à l'URSS de supplanter les États-Unis comme premier producteur mondial de gaz naturel.

Figure 9 : La production du gaz naturel en URSS, en milliards de m³



Source: pour les années de 1960 à 1982 : *Narodnoe hozâjstvo SSSR*, <http://istmat.info/node/21356> ; pour les années à partir de 1983 : T. Gustafson, *Crisis Amid Plenty : The Politics of Soviet Energy Under Brezhnev and Gorbachev*. Princeton, Princeton University Press, 1989.

L'accroissement fulgurant de la production domestique fait désormais du gaz naturel la principale source d'énergie devant le pétrole dans le mix énergétique du pays²⁵. Entre 1975 et 1980 sa part y croît de 21,8% à 27%²⁶. L'utilisation du gaz à l'intérieur du pays passe de 125,3 bcm en 1965 à plus de 500 bcm en 1985 avec comme principal consommateur le secteur industriel²⁷. Cette progression est encore plus visible dans la production d'électricité, où la part

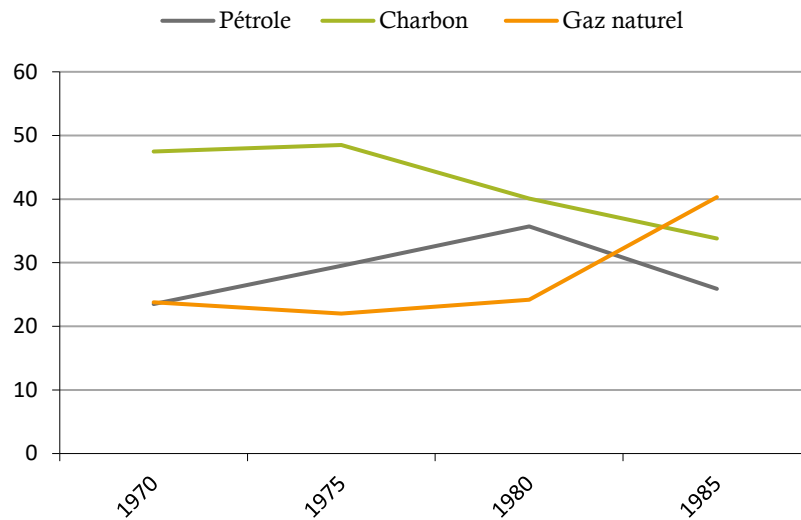
²⁵ La part du gaz naturel dans la production d'énergie fossile croît de 19% en 1970 à 26% en 1980, puis jusqu'à 33% en 1985. A la veille de l'effondrement de l'URSS, sa part représente plus de 40%.

²⁶ *Narodnoe hozâjstvo SSSR*, Annuaire statistique, 1981. URL : <http://istmat.info/node/17723>.

²⁷ Le ralentissement de la production de pétrole, puis son déclin dès 1983, ainsi que les difficultés que connaît l'industrie charbonnière dans les années 70, renforcent le rôle du gaz naturel. Il devient une partie intégrante de l'économie soviétique, et contribue davantage à la stabilisation de la part des hydrocarbures dans la balance

du gaz dans les centrales électriques s'accroît de 23,8% en 1970 à 40,3% en 1985 contre 25,9% et 33,8% pour le pétrole et le charbon respectivement.

Figure 10 : La part du gaz dans les centrales électriques vs le pétrole et le charbon, en %



Source: T. Gustafson, Crisis Amid Plenty : The Politics of Soviet Energy Under Brezhnev and Gorbachev. Princeton, Princeton University Press, 1989.

Jusqu'aux années 70 qui voient la mise en valeur des gisements de la Sibérie occidentale, le développement de l'industrie gazière soviétique s'appuie massivement sur l'exploitation des ressources énergétiques de l'Ukraine, du Caucase et de la région de Volga-Oural. Entre 1960 et 1975, l'Ukraine se dessine comme la véritable colonne vertébrale de la production gazière soviétique : son plus grand gisement gazier de Šebelinka avec plus de 700 bcm de gaz représente environ 60% de toute la production gazière, et devient la principale source d'approvisionnement pour les villes de la partie européenne du pays²⁸. L'Asie centrale est une

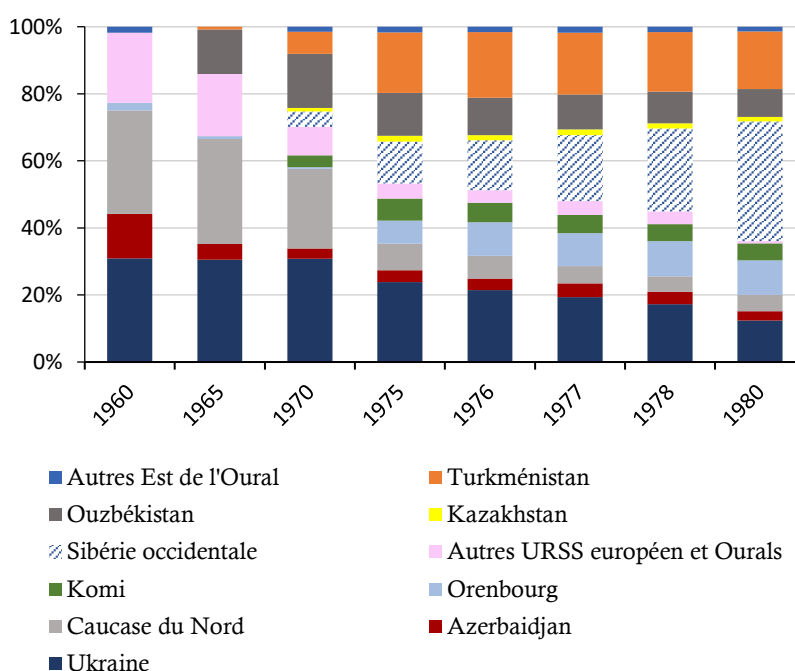
commerciale du pays. Le gaz commence à supplanter progressivement le pétrole et le charbon dans certains secteurs fort consommateurs d'énergie, comme par exemple le secteur électrique. Sa part y croît jusqu'à 40% vers 1985.

²⁸ A cette époque, l'Ukraine assure à elle seule près de 30% de la production totale d'énergie de l'URSS. Pour plus d'information sur le potentiel gazier de l'Ukraine à l'époque soviétique, voir l'interview avec Roman Âremijčuk à BBC Ukraina du 11 avril 2012. URL : http://www.bbc.com/ukrainian/ukraine_in_russian/2012/04/120411_ru_s_yaremiychuk_gas_int.shtml

autre grande région productrice de l'époque : le Turkménistan et l'Ouzbékistan fournissent alors à eux deux plus de 45 bcm de gaz par an.

Cependant, à partir de la deuxième moitié des années 70, l'Ukraine et le Caucase s'avèrent incapables d'assurer la croissance ultérieure de l'industrie gazière de l'URSS. La production domestique au Caucase du Nord est divisée par deux en cinq ans seulement, passant de 47 bcm en 1970 à 23 bcm en 1975, et continue sa chute pour s'établir à quelques 17 bcm en 1978. L'Ukraine, quant à elle, connaît un pic de production de 69 bcm en 1975, et voit ensuite sa production décliner progressivement.

Figure 11 : La production du gaz naturel en URSS par régions (leur part en %)

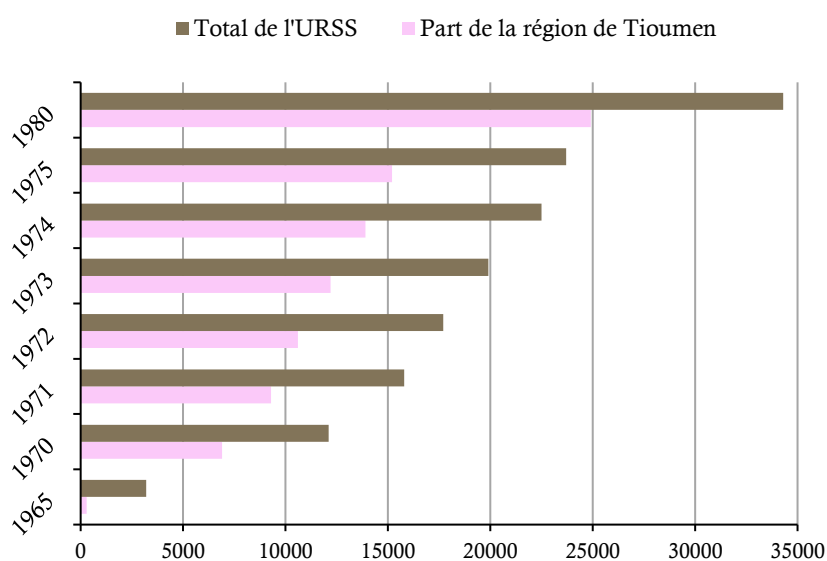


Source: Narodnoe hozâjstvo SSSR pour la période de 1960 à 1981, <http://istmat.info/node/21356>.

Depuis les années 70, l'épuisement des champs gaziers dans la partie européenne de l'URSS et la découverte d'énormes ressources gazières en Sibérie occidentale, notamment dans les districts de Purovsky et de Tazovsky, contribuent au déplacement des centres de production gazière vers les régions où les conditions climatiques extrêmes rendent la production et le transport du gaz plus difficiles.

La Sibérie occidentale devient immédiatement la principale province gazière du pays, dont les réserves ne cessent de croître au fur et à mesure des nouvelles découvertes. La croissance marquante de la production gazière soviétique est maintenue grâce à la mise en valeur de trois gisements géants, à savoir Ourengoi, Medvezhie et Yamburg²⁹. En 1977, la production gazière de la région égale celle de l'Ukraine. En 1980, elle produira 155 bcm, soit trois fois plus que l'Ukraine et deux fois plus que le Turkménistan. Cette même année, le journal *Socialističeskâ industriâ* rapporte, que le développement de la Sibérie occidentale représente « une tâche centrale, visant à répondre aux besoins de l'économie nationale en ressources énergétiques... »³⁰.

Figure 12 : La croissance des réserves gazières de l'URSS et la part de la région de Tioumen dans cette croissance, en milliards de m³



Source: V. Vasil'ev, V. Ermakov, I. Žabrev, *Gazovye i gazokondensatnye mestoroždeniâ*. Moscou, Nedra, 1983.

²⁹ A. Vavilov, D. Nicholls, *Gazprom : An Energy Giant and Its Challenges in Europe*. New York, Palgrave Macmillan, 2015.

³⁰ *Socialističeskâ industriâ*, n° 98 (3289), le 29 avril 1980, p. 1.

1.2.2 L'insertion de l'URSS dans le marché gazier européen : premiers contrats gaziers et intensification des échanges

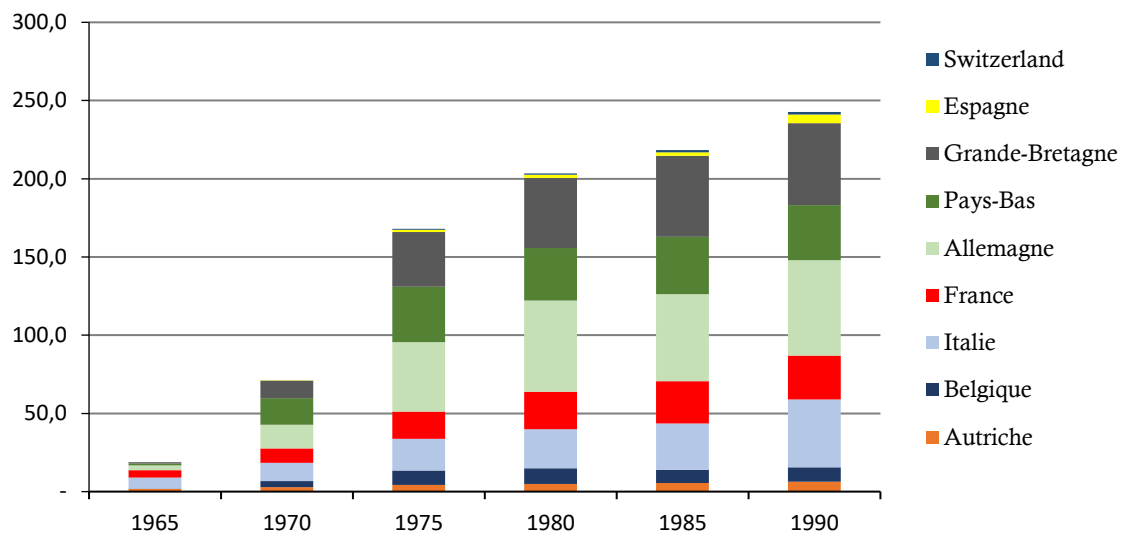
Le rôle de la Russie et, plus précisément de sa plus grande compagnie énergétique Gazprom sur les marchés gaziers de l'UE, tant en termes de volumes de gaz exportés, qu'en termes de stratégie poursuivie par le monopole russe après l'effondrement de l'URSS, résulte principalement des choix stratégiques faits au temps de la guerre froide. L'interdépendance gazière d'aujourd'hui entre la Russie et l'Europe trouve ses origines dans la convergence des intérêts économiques de l'époque qui, si on reprend l'expression de Per Hogselius « *étaient toujours plus importants que ceux politiques, notamment quant à la mise en place et le maintien des flux gaziers entre l'Est et l'Ouest* »³¹.

A la fin des années 50, les réserves gazières connues de l'Europe sont encore très faibles. Le gaz naturel est toujours considéré comme une source énergétique complémentaire au pétrole, que les Européens consomment localement. La situation change drastiquement avec la découverte des gisements gaziers de Hassi R'Mel en Algérie française en 1956 et de celui de Groningen aux Pays Bas en 1959, suivie par une série de gisements moins importants en Mer du Nord, notamment dans les zones côtières de la Norvège et de la Grande-Bretagne³². La présence des réserves gazières sur le sol européen renforce le rôle stratégique du gaz dans les scénarii européens, car elle laisse présager une possibilité d'indépendance énergétique au moment où les pays Occidentaux dépendent de leurs importations en provenance des pays du Golfe Persique.

³¹ P. Hogselius, *Red Gas: Russia and the Origins of European Energy Dependence*. New York, Palgrave Macmillan, 2012, p. 37.

³² S. Nies, *Gas et pétrole vers l'Europe : perspectives pour les infrastructures. Gouvernance européenne et géopolitique de l'énergie*, op.cit.

Figure 13 : La consommation de gaz naturel en Europe, en milliards de m³



Source: BP Statistical Review of World Energy, 2017

Les Européens manifestent leur intérêt pour le gaz naturel soviétique au moment même où la production gazière de l'URSS est en plein essor, grâce notamment à la mise en valeur des champs gaziers de la région de Tioumen. La proximité géographique de la Sibérie occidentale et de l'Europe favorise l'établissement de liens entre les gisements récemment mis en exploitation et les infrastructures énergétiques pré-existantes de la partie européenne de l'URSS et, plus précisément celles de l'Ukraine. Cette dernière deviendra quelques années plus tard un passage obligé pour les exportations gazières soviétiques, puis russes, vers les pays d'Europe.

Les échanges gaziers entre l'URSS et l'Europe commencent avec la signature du contrat commercial entre l'URSS et la Tchécoslovaquie sur l'importation du gaz soviétique à partir des gisements ukrainiens, situés dans la province de Galicie dans l'ouest du pays. Le premier gazoduc « Bratstvo » relie l'Ukraine à la Tchécoslovaquie en 1967 pour se déployer ensuite, par la mise en place des tronçons supplémentaires, vers d'autres pays du COMECON, tels la Pologne et la Hongrie. Selon les termes du contrat, les exportations gazières soviétiques vers la Tchécoslovaquie devraient croître progressivement : de 270 millions de m³ (mcm) en 1967 à 500 mcm en 1968, et jusqu'à 1 milliard de m³ de gaz en 1970. En 1970, confrontée à une demande exponentielle en gaz naturel, la Tchécoslovaquie négocie l'importation de volumes supplémentaires. Le deuxième contrat est ainsi signé avec l'URSS, qui augmente ses exportations gazières de 1,5 bcm de gaz par an dès la même année.

La signature du contrat avec la Tchécoslovaquie constitue un point de départ pour Moscou, et l'amène à réfléchir sur l'éventuelle expansion de ses marchés d'exportation. En 1965, la production gazière de l'URSS triple en cinq ans seulement : elle passe de 45 à 127 bcm de gaz par an. Cet accroissement marquant dans la production domestique coïncide avec le dynamisme qu'acquiert le gaz naturel en Europe. Le gaz naturel devient une source d'énergie très à la mode, apte à se substituer au pétrole dans de nombreux usages. Les Russes, qui suivent de très près ces évolutions, décident ainsi d'élargir le réseau des gazoducs vers les marchés d'Europe de l'Ouest alors en pleine croissance.

Moscou cherche à se rapprocher des grandes compagnies énergétiques européennes dans l'espoir de décrocher de nouveaux contrats.

Le 1^{er} juin 1968, le Ministère de l'Industrie Gazière de l'URSS signe le contrat avec la compagnie autrichienne OMV (The Austrian Mineral Oil Administration) sur l'exportation de gaz via la petite extension qui devrait être construite à la frontière tchécoslovaque et relier ainsi l'Autriche à « Bratstvo ». Selon ce contrat, l'OMV devait importer plus de 30 bcm de gaz pour la période de 1968 à 1990. En échange, l'Autriche devait livrer à l'URSS 520,000 tonnes de tuyaux en acier d'une valeur de 100 millions de dollars. Depuis la signature du contrat, la part du gaz soviétique sur le marché autrichien ne cesse d'augmenter. En 1971, elle y représente déjà plus de 50%.

L'arrivée au pouvoir en République Fédérale de l'Allemagne (RFA) de Willy Brandt et son concept d'Ostpolitik « *le changement via le rapprochement* » favorisent le commerce avec les Soviétiques. En 1970, la RFA exprime sa volonté de se connecter au réseau des gazoducs soviétiques. En février, un accord stratégique lie le Ministère de l'Industrie Gazière de l'URSS et l'entreprise énergétique allemande Ruhrgas dans le cadre du projet « *Gaz contre tuyaux* ». Ce contrat baptisé à Moscou « le contrat du siècle », vu sa haute importance pour les économies des deux pays, prévoit l'exportation dès 1973 de 500 mcm de gaz, et à partir de 1978 de 3 bcm de gaz par an à la RFA en échange de 1,2 millions de tonnes de tuyaux³³. Le projet prévoit également l'attribution à l'URSS d'un crédit de 1,2 milliards de marks par la Deutsche Bank à des conditions très avantageuses³⁴. En avril 1976, le deuxième contrat est signé pour les exportations de 4 bcm de gaz supplémentaires. En mai 1978, au cours de la visite de Leonid Brezhnev en Allemagne, les deux pays signent un accord intergouvernemental sur le

³³ *Ibid.*

³⁴ J. Russell, *Energy as a Factor in Soviet Foreign Policy*. Lanham, Lexington Books, 1976.

développement de la coopération en matière d'économie et d'industrie. L'article 1 stipule, notamment que les deux pays cherchent « à promouvoir la coopération économique, industrielle et technique sur la base stable et à long terme »³⁵. Le document précise que dans le domaine énergétique, les deux parties chercheront « à intensifier leur coopération sur la base des bénéfices mutuels, et qui pourrait lier la fourniture des biens de haute technologie à celle du gaz naturel »³⁶.

A partir de cette date, la RFA devient l'un des principaux marchés d'exportation pour le gaz naturel soviétique. En 1979, sa part dans les importations gazières allemandes croît de 23%. Vers 1990, les exportations gazières soviétiques vers la RFA s'élèvent déjà à 10,5 bcm de gaz par an.

Les contrats « *Gaz contre tuyaux* » constituent le véritable parangon du rapprochement entre l'Est et l'Ouest. Ils n'ont pas seulement ouvert un nouveau jalon dans les relations politiques entre les Russes et les Occidentaux, assombries par les événements de la guerre froide, mais ils ont permis à l'Union soviétique de s'intégrer dans une économie mondialisée. Ces contrats ont jeté les bases d'une pratique, qui va se développer, celle des échanges énergétiques sous forme de troc, qui prévoyait les exportations de gaz naturel soviétique en échange d'équipement industriel occidental (tuyaux, compresseurs, équipement pour les travaux d'exploration sur les gisements). Ce système de troc s'avère très bénéfique pour les deux parties, car il a permis d'établir un échange gagnant/gagnant entre les économies occidentales et l'économie soviétique. Si pour Moscou, les exportations gazières offrent une source d'apport de devises importante, les Européens en bénéficient par le développement de leurs industries sidérurgique³⁷.

Les contrats gaziers avec l'Autriche et la RFA servent de catalyseur pour le développement des échanges gaziers avec d'autres pays d'Europe occidentale. Dans les années 70, l'Italie et la France rejoignent le projet « *Gaz contre tuyaux* ». L'Italie reçoit ses premières importations en 1973 en échange des livraisons des tuyaux en acier, fabriqués par « Finsider ». Selon le contrat signé entre Soyuznefteexport et la compagnie énergétique italienne Eni, les exportations gazières soviétiques devaient croître de 1,2 bcm en 1973 à 2,5 bcm en 1974, et à

³⁵ Socialističeskaâ industriâ, « Soglašenje o razvitii i uglublennii dolgosročnogo sotrudničestva meždu SSSR i GDR v oblasti ekonomiki i promyšlennosti » [L'accord sur le développement et l'approfondissement de la coopération à long terme entre l'URSS et la RFA dans le domaine de l'économie et de l'industrie], Article 1, n° 108 (2700), le 8 mai 1978.

³⁶ *Ibid.*, Article 4.

³⁷ A. Vavilov, D. Nicholls, *Gazprom : An Energy Giant and Its Challenges in Europe*, *op.cit.*

4 bcm en 1975. Quant à la France, le pays commence à importer le gaz naturel à partir de 1976 en échange d'équipements pour l'industrie gazière. Selon le contrat, les importations gazières devaient atteindre 2,5 bcm de gaz par an vers 1980.

Depuis 1975, les échanges gaziers entre l'URSS et les pays d'Europe occidentale prennent des proportions importantes, grâce notamment à l'accroissement des capacités soviétiques d'exportation avec la mise en place de nouveaux gazoducs, tels Trans Austria Gasleitung (TAG 1 et TAG 2) vers l'Autriche, MEGAL vers la France et enfin Orenburg-Uzhgorod (Soyouz) vers ce qui était à l'époque la Tchécoslovaquie.

1.3 L'importance géopolitique du gaz naturel pour la Russie après 1991

La Russie est l'un des principaux exportateurs de ressources énergétiques vers les marchés internationaux, qu'il s'agisse du pétrole, du gaz naturel ou encore du charbon. Néanmoins, ce sont surtout les exportations de gaz naturel qui ont permis à la Russie de s'intégrer dans le commerce mondial et de devenir un acteur à part entière du système économique global, voire même de développer de vrais partenariats stratégiques dans certaines régions (espace de l'ex-URSS, Europe, Asie du Nord-Est...). Plus encore que le pétrole, le gaz naturel est l'avenir énergétique de la Russie³⁸. Les exportations gazières représentent une partie importante des recettes budgétaires de l'État, et leur importance pour l'économie nationale ne peut que croître dans les années à venir, compte tenu du fait que la Russie envisage à tous prix de monétiser ses richesses gazières dans le contexte de la décarbonisation de l'économie mondiale³⁹.

Mais si le gaz naturel continue à jouer un rôle moteur et à servir d'outil pour insérer la Russie dans l'économie mondiale, son importance pour le Kremlin ne se limite pas à la seule économie. En effet, les exportations gazières et l'implication des compagnies énergétiques russes dans les projets énergétiques à caractère stratégique en dehors des frontières du pays, servent d'instrument majeur de la politique extérieure de la Russie⁴⁰.

³⁸ S. Dubois, « La Russie et ses hydrocarbures : la tactique à court terme aux dépens de la stratégie à long terme ? », *Géoéconomie*, n° 1 (48), 2009. Pp. 67-88.

³⁹ Ministère russe de l'Énergie, *Stratégie énergétique de la Russie jusqu'à 2030*, *op.cit.*

⁴⁰ Ministère russe de l'Énergie, *Stratégie énergétique de la Russie jusqu'à 2020*, le 28 août 2003. URL : <http://docs.cntd.ru/document/901872984>

Tout d’abord, les exportations de gaz naturel servent traditionnellement à maintenir, voire à renforcer les positions de la Russie au sein des États de l’ex-URSS afin de les garder dans le giron d’influence de Moscou. Il n’est donc pas étonnant que le gaz naturel soit souvent l’élément le plus important dans les négociations politiques avec pratiquement tous les pays limitrophes de la Russie, mais surtout avec l’Ukraine et la Biélorussie du fait de leurs positions géographiques stratégiques servant de passages obligés pour le gaz naturel russe vers l’UE.

Généralement, Moscou lie la signature des accords gaziers avec d’autres formes de coopération stratégique comme l’adhésion à des organisations d’intégration régionale, la prolongation du bail de la marine russe de mer Noire à Sébastopol ou encore des exportations d’armes. Alors que les concessions politiques de la part des gouvernements de ces pays sont encouragées par une remise importante sur les prix du gaz naturel, ainsi que par des modalités contractuelles d’approvisionnement extrêmement favorables, inversement le refus d’accepter les positions de Kremlin sur certaines questions politiques entraîne mécaniquement une augmentation importante des prix du gaz, voire même une coupure d’approvisionnement.

Les pays d’Europe se voient également exposés à ces risques. L’écasante majorité des exportations gazières de la Russie transite toujours via le vaste système de gazoducs qui lie les champs gaziers de la Sibérie occidentale à l’Europe, ce qui crée de vraies dépendances énergétiques entre la Russie et l’UE et représente ainsi une source majeure de pouvoir pour le Kremlin.

Au fil des deux dernières décennies, Gazprom a réussi à faire de son gaz naturel la source la moins chère sur le marché gazier d’Europe. Cette stratégie de maximisation des volumes de gaz exportés aux dépens des baisses de prix lui a permis d’y accroître progressivement sa part de sorte qu’aujourd’hui elle s’élève à 39%⁴¹. L’importance des exportations gazières russes pour l’UE est d’autant plus remarquable que ces dernières représentant plus de 25% de la consommation totale de gaz naturel de l’Union européenne⁴². Malgré les efforts de la Commission européenne pour diversifier les sources d’importation de gaz naturel (signature des nouveaux contrats avec des fournisseurs de GNL, promotion des voies alternatives d’acheminement de gaz, etc.), la dépendance de la plupart des pays membres de l’UE vis-à-vis

⁴¹ Eurostat database COMEXT, « EU imports of energy products – recent developments », October 2020. URL : <https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/pdfscache/46126.pdf>

⁴² European Commission, « European Gas Markets with focus on the impact of global LNG markets on EU gas imports », DG Energy, Quarterly Report, Vol. 12, n° 4, 2019. URL : https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/quarterly_report_on_european_gas_markets_q4_2019_final.pdf ; R. Dickel, E. Hassanzadeh, J. Henderson et al., « Reducing European Dependence on Russian Gas : distinguishing natural gas security from geopolitics », *OIES Working Paper NG*, n° 92, Oxford Institute for Energy Studies, 2014.

du gaz russe demeure importante, voire critique pour certains États. Elle varie cependant d'un pays à l'autre. Ainsi, si la part du gaz russe dans le mix d'importation français oscille entre 23 et 25%, cette part en Italie et en Allemagne s'élève déjà à 40 et 62% respectivement. La dépendance des pays d'Europe centrale, orientale et du sud est historiquement encore plus forte, et varie de 45 à 75% pour la République Tchèque, la Hongrie, l'Autriche, la Grèce, la Pologne et la Roumanie. Les besoins énergétiques de la Slovaquie, Bulgarie, Lituanie, Lettonie, Estonie et Finlande sont presque entièrement couverts par les approvisionnements en provenance de la Russie⁴³.

Cette dépendance gazière pourrait encore augmenter et même devenir excessive pour certains importateurs, si Gazprom parvient à accroître ses capacités de transport. Aujourd'hui, le gazoduc sous-marin « Nord Stream » transporte à lui seul des quantités de gaz équivalent à 55% de la consommation totale de gaz de l'Allemagne. Si les réacteurs nucléaires allemands sont stoppés comme prévu et le gazoduc « Nord Stream-2 » est achevé à l'horizon 2020/2021, les exportations gazières de la Russie vers l'Allemagne pourraient à elles seules couvrir 90% de la consommation nationale de gaz naturel, et ce même avec un taux d'utilisation du gazoduc « Nord Stream-2 » relativement bas⁴⁴.

La stratégie des prix bas et l'excédent des capacités de transport constituent actuellement de vrais avantages compétitifs pour la Russie, que cette dernière ne manquera pas d'exploiter si nécessaire afin de maintenir ses positions dominantes dans la région. Le maintien de cette dépendance énergétique se traduit mécaniquement en levier géopolitique majeur du Kremlin.

1.4 Face aux changements géopolitiques et économiques : les adaptations de Gazprom

L'éclatement de l'Union soviétique en entités souveraines distinctes, où la Russie s'est retrouvée soudainement privée de régions immenses et rétrécie d'une partie importante de sa population, a considérablement changé le paysage géopolitique de l'Europe. Née des cendres de l'État soviétique, ce vaste ensemble eurasiatique, la nouvelle Russie s'est de nouveau retrouvée devant un choix lié à son positionnement géopolitique : doit-elle suivre la voie

⁴³ V. Protasov, « EU-Russia Gas Relations : a View From Both Sides », *IAEE Journal*, 2010. Pp. 27-30.

⁴⁴ G. Collins, « Russia's Use of the « Energy Weapon » in Europe », *Issue Brief*, Baker Institute for Public Policy, 2017.

occidentale et se transformer en puissance européenne « normale »⁴⁵, ou bien cultiver son originalité eurasiatique et sa vocation impériale ?

Depuis des siècles, l'Europe était au cœur de la quête identitaire de la Russie. C'est pourquoi le tournant de la Russie vers l'Europe dans les premières années après l'effondrement soviétique, accompagné d'une grande ouverture du pays sur le monde extérieur, était tout à fait naturel. Le modèle économique de l'Occident et sa politique d'inspiration libérale faisait référence pour Moscou, qui était de tout temps hanté par l'ambition de rattraper l'Europe dans tous les domaines. Pour le nouveau président russe Boris Eltsine et son équipe, l'objectif principal était de voir la Russie devenir une grande puissance démocratique, pleinement intégrée dans la famille des États européens civilisés⁴⁶. L'Europe était, ainsi perçue comme un modèle, mais avant tout comme un allié naturel, susceptible d'aider la Russie dans le processus d'une transition particulièrement douloureuse.

Mécaniquement, l'énergie a suivi la politique extérieure de la Russie. Dès leur arrivée au pouvoir, les élites libérales russes ont cherché à intégrer l'énergie dans leur rhétorique pro-occidentale. Le gaz naturel représentait à cet égard un instrument majeur, qui devait permettre de resserrer encore plus les liens entre la Russie et l'Europe, voire à terme intégrer la dynamique européenne dans une forme de partenariat à définir. Le choix pro-européen du secteur gazier russe dans ses orientations de développement paraissait logique, voire naturel vu la complémentarité des relations énergétiques entre la Russie et l'Europe. La proximité géographique de la Russie et l'abondance de ses ressources énergétiques d'une part, et la demande croissante en hydrocarbures de l'Europe d'autre part déterminaient cette complémentarité évidente. De plus, comme nous l'avons évoqué, les échanges énergétiques entre la Russie et l'Europe étaient déterminés par le contexte historique. Depuis l'époque soviétique, l'Europe constituait un marché d'exportation unique et privilégié pour le gaz naturel russe. Le réseau des gazoducs construits à cette époque liait les gisements gaziers de la Sibérie occidentale aux principaux centres de consommation de l'Europe, et de ce fait structurait leurs relations. En outre, Gazprom connaissait déjà les spécificités des différents segments du marché européen, et ses relations bilatérales étroites avec les principales compagnies énergétiques européennes favorisaient le maintien de ses positions dans la région.

⁴⁵ A. Kozyrev, « Russia : A Chance for Survival », *Foreign Affairs*, printemps 1992. URL : <https://www.foreignaffairs.com/articles/russia-fsu/1992-03-01/russia-chance-survival>, dernière consultation le 23 mars 2017.

⁴⁶ H. Carrère d'Encausse, *La Russie entre deux mondes*. Paris, Fayard, 2010.

Les raisons économiques y jouaient, cependant un rôle dominant. La dissolution de l'URSS et la brusque rupture des liens économiques entre le centre et les républiques soviétiques périphériques a eu des répercussions importantes sur l'économie russe, qui reposait depuis les années de Brezhnev, essentiellement sur la rente énergétique. Les exportations gazières vers l'Europe représentaient traditionnellement une source importante de devises. Dans les années 90, les ventes de gaz naturel devenaient encore plus importantes dans la mesure où elles pourraient rebâtir et moderniser l'économie russe, mais aussi plus prosaïquement financer le budget de la jeune Fédération de Russie. Ainsi, le gaz naturel servait de ressource économique importante, visant à aider à la Russie dans sa reconstruction.

1.4.1 Le changement de la situation géopolitique et économique en ex-URSS et en Europe et ses conséquences pour Gazprom

L'éclatement de l'Union soviétique en 1991, a propulsé la question du commerce des hydrocarbures et tout particulièrement du gaz naturel russe en tête des préoccupations politiques et économiques des dirigeants successifs de la nouvelle Russie.

Lorsque l'URSS disparaît, la nouvelle Russie indépendante, présidée par Boris Eltsine, est confrontée à une crise financière majeure, accompagnée d'une récession économique de grande ampleur, et d'un accaparement de ses ressources naturelles par quelques oligarques qui s'apparente plus à un « pillage » qu'à une privatisation en bonne et due forme⁴⁷.

Par ailleurs, au plan international, elle perd son statut de « grande puissance » ainsi qu'une partie substantielle de son territoire (passant du jour au lendemain de 22 à 17 millions de kilomètres carrés) tout en conservant quelques symboles de la puissance de l'ex seconde puissance mondiale, tel le siège de membre permanent au Conseil de Sécurité de l'ONU ou l'arsenal nucléaire de sa devancière, mais aussi en sa qualité de continuatrice de l'ex URSS elle en a conservé les dettes, soit plus de 70 milliards de dollars, qui s'alourdiront encore au cours des années 90 pour atteindre finalement 160 milliards de dollars. Or, le 8 août 2017, le président Vladimir Poutine a pu annoncer avec une légitime fierté que toutes les dettes de l'ex URSS avaient été remboursées, lavant ainsi l'humiliant affront du défaut de paiement de la Russie

⁴⁷ T. Gustafson, *Wheel of Fortune. The Battle for Oil and Power in Russia*. Cambridge, Harvard University Press, 2012.

d'Eltsine en 1998. Et ce sont précisément les ressources générées par les exportations d'hydrocarbures, au premier rang desquels celles de gaz naturel, qui ont permis ce rétablissement spectaculaire.

Mais la chute de l'URSS, par les bouleversements du paysage géopolitique qu'elle a engendrés, en Europe, accompagnés de l'apparition de nouveaux États indépendants a aussi fragilisé le secteur gazier en contribuant à la déstabilisation des relations commerciales relativement stables qui existaient entre le russe Gazprom et ses principaux clients dans la région⁴⁸. Ces changements ont particulièrement touché les clients de Gazprom dans l'ex-espace socialiste (pays membres du COMECON) et les anciennes républiques soviétiques.

Or, en l'absence d'autres marchés d'exportation, l'Europe est et demeure le principal client solvable du gaz naturel russe. D'où une forte dépendance historique et structurelle de la Russie vis-à-vis du marché gazier d'Europe tant en termes de volumes de gaz exportés, qu'en termes de bénéfices que ce marché génère pour le budget russe⁴⁹. Ce qui a poussé les Russes, malgré la nouvelle donne géopolitique sur le continent européen et les difficultés qu'elle engendre, à intensifier encore plus fortement les échanges gaziers avec les Européens.

Les conséquences se sont fait sentir à deux niveaux, à savoir au niveau des échanges gaziers eux-mêmes, mais aussi, et peut-être surtout, au niveau des infrastructures d'acheminement, avec notamment le problème prégnant du transit du gaz naturel à travers le territoire de pays devenus indépendants, puis non coopératifs, telle l'Ukraine.

Historiquement l'URSS avait structuré ses ventes de gaz naturel à l'aide de contrats de long terme associés à un réseau dense et univoque (des gisements russes vers les clients européens) de gazoducs en direction tout d'abord des pays frères, puis, au-delà, vers les pays de l'Europe de l'Ouest. Tant l'émancipation des pays satellites de l'URSS, puis l'éclatement final de cette dernière, que le changement de paradigme économique (passage de l'économie communiste planifiée à l'économie de marché), ont obligés la Russie et Gazprom, son principal opérateur gazier, et véritable levier d'influence du Kremlin, à repenser leurs relations avec leurs clients européens à l'aune de ces bouleversements. Ainsi, les relations énergétiques de la Russie avec les pays européens, sont passées d'un système d'ancrage physique par les gazoducs, à un

⁴⁸ W. Grais, K. Zheng, « Strategic Interdependence in European East-West Gas Trade : A Hierarchical Stackelberg Game Approach », *The Energy Journal*, Vol. 17, n° 3, 1996. Pp. 61-84.

⁴⁹ A. Tinguy (de), V. Baranovsky, I. Facon et al., *Moscou et le monde : L'ambition de la grandeur : une illusion ?*. Paris, Autrement, 2008.

ancrage plus immatériel par des accords bilatéraux conclus directement avec les États membres de l'Union européenne, par-dessus les instances bruxelloises.

Au temps de l'URSS, les exportations gazières soviétiques vers les pays du COMECON, qualifiées à l'époque de « livraisons », et non d'exportations, étaient effectuées à des prix très inférieurs à ceux pratiqués sur les marchés gaziers de l'Europe de l'Ouest. Ceci se justifiait principalement par des considérations d'ordre politique. En subventionnant ainsi les économies des pays frères, l'URSS s'assurait la docilité, et le maintien dans son giron d'influence de ces économies, qui à leur tour, produisaient les denrées exportées vers la Russie, et accessoirement vers les autres membres du COMECON. Avec la dissolution du Pacte de Varsovie et du Conseil d'assistance économique mutuelle, les deux piliers multilatéraux du bloc de l'Est, le gaz naturel ne pouvait plus servir d'instrument d'intégration politique et économique des pays de la zone, et Moscou ne voyait plus d'intérêt à continuer de subventionner ces pays. Ainsi, le passage à l'économie de marché et l'indépendance recouvrée des États de l'Est européen, ont rendus incontournable la renégociation des accords afin de se conformer à la nouvelle logique économique, celle du marché concurrentiel.

C'est dans ce contexte que, dès 1991, Gazprom a essayé d'exporter son gaz naturel sur la base de critères économiques et commerciaux, et a exigé que les livraisons énergétiques vers les pays est européens soient payées en devises et aux prix du marché mondial. Mais au lendemain de leur indépendance, les pays d'Europe centrale et orientale (PECO) se trouvaient eux-mêmes dans une situation financière extrêmement difficile. Les accords inter gouvernementaux signés par ces pays avec l'URSS dans le cadre de la construction du gazoduc « Orenburg – Uzhgorod » dans les années 70, leur garantissaient les livraisons gazières à prix « doux » ou sous forme de troc jusqu'à la fin des années 90⁵⁰. Ceci s'est avéré particulièrement utile pour la transition des PECO vers l'économie de marché, mais une fois ces contrats parvenus à leur terme, les nouveaux prix pratiqués ont provoqués une brusque chute de leurs importations gazières.

Le changement de la situation géopolitique en Europe a soulevé la question des réseaux de conduites. Si les réseaux de transport ont survécu physiquement à la chute de l'URSS, la Russie s'est retrouvée, de facto et de jure, privée du contrôle d'un tiers de ses gazoducs et d'un quart de la capacité de ses stations de compression au profit des États nouvellement créés. Cette infrastructure servait non seulement à acheminer le gaz naturel nécessaire à la distribution et à

⁵⁰ J. Stern, *The Future of Russian Gas and Gazprom*. Oxford, Oxford University Press, 2005.

la consommation domestique de gaz naturel dans ces pays, mais également au transit des exportations gazières russes vers l'Europe.

Le passage à l'économie de marché a créé de « *nouvelles conditions et expressions des intérêts de chaque pays, qui remettaient en cause les arrangements précédents* »⁵¹. Dans ce nouveau contexte, les pays de transit cherchaient eux aussi, à améliorer leur situation économique, et commençaient ainsi à demander des tarifs plus élevés en rémunération du droit de passage sur leur territoire. Ainsi, la réorganisation des voies d'exportation de gaz naturel est devenue un enjeu majeur pour la Russie et a conduit à poser avec acuité la question des relations de la Russie avec les pays de son « étranger proche » et des modes de coopération à trouver avec ces nouveaux acteurs afin d'assurer la continuité du transport de son gaz. La gestion des relations avec la Biélorussie, et plus encore avec l'Ukraine par le territoire de laquelle transitait plus de 80% des exportations gazières vers l'Europe, représentait l'un des plus grands défis pour Gazprom dans les années 90.

Les défis de Gazprom sur le marché d'Europe européen ne se limitait pas pour autant à une seule recherche d'une nouvelle forme de partenariat avec ses clients historiques.

En effet, sous l'impulsion de la Commission européenne et de sa vision libérale de l'économie, les capitales européennes ont été poussées à libéraliser les différentes composantes de leurs secteurs énergétiques. Initiée par la « Directive européenne 98/30 » du 22 juin 1998, la libéralisation du marché gazier européen s'est encore accentuée depuis l'adoption au sommet de Barcelone (16 mars 2002) du principe de la généralisation de l'ouverture maximale du marché final, et de la séparation juridique du réseau des autres composantes du marché. L'objectif de cette libéralisation du marché gazier de l'Union européenne visait sur le plan économique à permettre par une mise en concurrence des fournisseurs du gaz naturel au moindre coût, en éliminant les « rentes » tout au long de la chaîne gazière, mais aussi, et peut-être surtout de sécuriser l'approvisionnement en gaz de l'ensemble des pays européens afin de desserrer la dépendance, jugée trop grande par les instances bruxelloises, de l'Europe vis-à-vis de son fournisseur russe.

C'est à l'ensemble de ces nouvelles contraintes que Gazprom doit désormais s'adapter. Les Russes lancent la construction de nouveaux gazoducs afin de contourner des pays de transit non coopératifs, mais cherchent aussi à augmenter leur présence sur le marché européen par

⁵¹ W. Grais, K. Zheng, « Strategic Interdependence in European East-West Gas Trade : A Hierarchical Stackelberg Game Approach », *op.cit.*, p. 62.

une augmentation des investissements directs dans l'économie de l'Union européenne et, plus particulièrement dans son secteur énergétique, en profitant de leurs alliés historiques. La fragilisation des réseaux de gazoducs hérités de l'époque soviétique qu'a induit la disparition de l'URSS et corrélativement l'apparition de nouveaux États indépendants dans ce qui était devenu de facto « l'étranger proche » de la Russie, ont relancé les débats sur la nécessité de développer tant de nouvelles voies d'exportation, que d'accroître la part du GNL dans les exportations de gaz.

1.4.2 La redéfinition par Gazprom de sa stratégie gazière en ex-URSS

A ce jour, Gazprom dispose d'une palette très large de moyens économiques pour agir sur ses clients énergétiques, dont trois méritent une attention particulière en raison de leur caractère généralisé et systématique.

L'augmentation des prix du gaz et coupures d'approvisionnement : le cas de l'Ukraine

Après la chute de l'URSS, la Russie a continué à subventionner les économies des anciens États soviétiques en leur fournissant du gaz naturel bon marché. Ces derniers avaient du mal à résister à Moscou, car leurs économies reposaient presque entièrement sur ces subventions, et leur infrastructure gazière était mal entretenue et inefficace. Renverser ces inefficacités et réorienter les réseaux énergétiques de l'ex-URSS afin de les rendre conformes aux nouvelles frontières était un processus extrêmement difficile⁵². Par ailleurs, Moscou offrait des conditions contractuelles très avantageuses tant en termes de prix qu'en termes de volumes d'achat. Cette stratégie commerciale lui permettait de maintenir ces pays dans une dépendance énergétique et lorsque l'occasion se présentait d'en tirer des avantages politiques.

L'un des moyens privilégiés par le Kremlin pour exercer son pouvoir et faire avancer ses intérêts géopolitiques consistait à jouer des prix du gaz et des dettes accumulés par ses clients

⁵² J-S. Lee, D. Connolly, « Pipeline Politics between Europe and Russia : A Historical Review from the Cold War to the Post-Cold War », *The Korean Journal of International Studies*, Vol. 14, n° 1, 2016. Pp. 105-129.

énergétiques⁵³. Le schéma était simple : lorsque des pays entretenaient des bonnes relations avec la Russie, Gazprom leur accordait des rabais importants sur les prix du gaz et, à l'inverse, la compagnie augmentait les tarifs du gaz aux pays qualifiés d'indociles. Les conflits autour des prix du gaz et des dettes accumulées, provoqués dans la plupart des cas par les augmentations unilatérales des prix du gaz par Gazprom, étaient présentés comme la justification officielle pour les coupures d'approvisionnement.

Dans les années 90, la « tarification politique » du gaz et les coupures récurrentes d'approvisionnement étaient les plus évidentes dans les pays de l'ex-URSS et ceux d'Europe centrale et orientale qui ne faisaient pas encore partie ni de l'UE ni de l'O.T.A.N. Ainsi, les trois États baltiques qui ont été les premiers à quitter l'URSS ont dû, dès 1992, payer leurs importations gazières en monnaie forte aux prix du marché et ce en raison de leur refus de rejoindre la CEI⁵⁴. Un an plus tard, la Russie a interrompu provisoirement ses exportations gazières à l'Estonie après l'adoption par cette dernière de la « Loi sur les étrangers », à la suite de laquelle la plupart des citoyens de l'ex-URSS, qui demeuraient dans le pays à l'époque soviétique, se sont vu refuser la nationalité estonienne.

A partir des années 2000, avec l'adhésion des pays baltes et certains pays d'Europe centrale et orientale à l'UE et l'O.T.A.N, la « tarification politique » du gaz pratiquée par Gazprom s'est concentrée sur les États de l'ex-URSS du fait de leur dépendance économique et politique plus accentuée vis-à-vis la Russie. Cet espace géographique a toujours été et demeure la zone d'influence traditionnelle de Moscou. Ainsi, le recours par cette dernière à son « arme gazière » est la façon de faire ressentir cette influence.

L'Ukraine est sans aucune doute l'un des exemples les plus frappants lorsque le Kremlin a recours à son gaz naturel comme un instrument d'influence.

La dissolution de l'URSS n'a pas affecté de façon importante les exportations gazières russes vers l'Ukraine, qui sont restées relativement stables malgré des non-paiements chroniques des consommateurs ukrainiens, notamment des entreprises industrielles, à cause desquels Kiev ne parvenait pas à régler Gazprom à temps. Jusqu'en 1998, les modalités de livraisons gazières russes ont été régies par les accords intergouvernementaux de 1992⁵⁵ et de

⁵³ K. Wolczuk, « Managing the flows of gas and rules : Ukraine between the EU and Russia », *Eurasian Geography and Economics*, Vol. 57, n° 3, 2016.

⁵⁴ J. Stern, *The Future of Russian Gas and Gazprom*, op.cit.

⁵⁵ Ministère russe de l'Énergie, « Soglašenje meždu pravitel'stvom Rossijskoj Federacii i pravitel'stvom Ukrainy o postavkah prirodnoho gaza i tranzite gaza čerez territoriju Ukrainy » [L'accord entre le gouvernement de la

1993⁵⁶, en vertu desquels l'Ukraine recevait du gaz dit « payant » à un prix préférentiel pour ses consommateurs domestiques (sans droit de revente), et du gaz dit « non payant » à titre de paiement des frais de transit du gaz russe via son territoire.

Dès 1992 à 2004, Gazprom a maintenu le prix du gaz pour l'Ukraine à 50 dollars par 1,000 m³, soit à un niveau bien inférieur à celui pratiqué sur les marchés européens. En comparaison, en début des années 2000, Gazprom a facturé ses consommateurs énergétiques en Europe occidentale de 235 dollars pour 1,000 m³⁵⁷.

Mais, comme le souligne si justement Jean Radvanyi, ce « geste amical » est en réalité partie intégrante de la stratégie d'influence de Moscou sur le pouvoir ukrainien⁵⁸. Ainsi, en échange des tarifs préférentiels et de nombreuses réductions offertes par Gazprom pendant cette période, Moscou réclamait des faveurs politiques de la part du gouvernement de Leonid Koutchma. À titre d'exemple, nous pouvons citer le fameux accord entre l'Ukraine et la Russie signé en 1993, qui a accordé à Moscou le droit de conserver sa flotte navale de la mer Noire en Crimée en échange de l'annulation de la dette de 700 millions de dollars due par Kiev pour le gaz.

En 1994, Gazprom a réduit les volumes d'exportation de gaz vers l'Ukraine de 114 à 40 millions de m³ car la dette ukrainienne pour le gaz a dépassé 1 milliard de roubles. Moscou a proposé de régler la question de la dette en attribuant à la Russie une partie des droits de propriété sur les gazoducs et les entreprises industrielles nationales. Cet échange n'a pas cependant abouti, et à la suite des négociations il avait été décidé que Gazprom continuerait à fournir du gaz à l'Ukraine dans les quantités stipulées dans le contrat de 1992.

En 2004, Gazprom et NaftoGaz ont signé un accord qui devait compléter le contrat d'approvisionnement existant afin d'assurer à l'Ukraine le prix du gaz fixe à hauteur de 50 dollars par 1 000 m³ sur une période de 5 ans (jusqu'à 2009)⁵⁹. Néanmoins, l'arrivée en janvier 2005 au poste du président ukrainien du candidat pro-européen Viktor Iouchtchenko a refroidi

Fédération de Russie et le gouvernement de l'Ukraine sur les fournitures de gaz naturel et sur le transit du gaz par le territoire de l'Ukraine], le 20 août 1992. URL : <https://minenergo.gov.ru/node/11212>.

⁵⁶ Ministère russe de l'Énergie, « Soglašenje meždú pravitel'stvom Rossijskoj Federacii i pravitel'stvom Ukrainy o cenah na gaz prirodny i tarifah po ego transportirovke » [L'accord entre le gouvernement de la Fédération de Russie et le gouvernement de l'Ukraine sur les prix du gaz naturel et sur les tarifs de son transport], le 24 juin 1993. URL : <https://minenergo.gov.ru/node/11212>.

⁵⁷ R. Newnham, « Pipeline politics: Russian energy sanctions and the 2010 Ukrainian elections », *Journal of Eurasian Studies*, Vol. 4, n° 2, 2013. Pp. 115-122.

⁵⁸ J. Radvanyi, M. Laruelle, *La Russie, entre peurs et défis*. Paris, Armand Colin, 2016, p. 164.

⁵⁹ Andrei Illarionov, « Gazovaâ vojna » s Ukrainoj » [« La guerre de gaz » avec l'Ukraine], interview à *Echo Moskvy*, le 31 décembre 2005. URL : <https://echo.msk.ru/programs/beseda/40891/>.

les relations entre Kiev et Moscou, qui s'étaient opposés sur un grand nombre des questions tant économiques que politiques. En conséquence, de nombreux arrangements existants ont été remis en question, allant du séjour de la flotte marine russe à Sébastopol à l'accord gazier de 2004.

Les aspirations pro-occidentales de Viktor Iouchtchenko et son ambition à rejoindre à tout prix l'Union européenne et l'O.T.A.N allaient à l'encontre des perceptions du Kremlin de ce que devrait être l'avenir de l'Ukraine⁶⁰. Ainsi, Moscou a clairement indiqué à Kiev que si l'Ukraine envisageait un rapprochement avec les Occidentaux, la Russie n'était plus dans l'obligation de continuer à subventionner l'économie ukrainienne. En pratique, cette menace s'est concrétisée par une obligation de payer son gaz en monnaies fortes aux prix du marché. Gazprom a annoncé une augmentation progressive des prix du gaz pour l'Ukraine, d'abord à 160 dollars, puis à 230 dollars par 1,000 m³⁶¹.

Les négociations du 6 décembre 2005 n'ont pas abouti : la partie ukrainienne a refusé de payer ce prix et de passer aux règlements en monnaies fortes quant aux futures livraisons⁶². En l'absence de contrat de fourniture de gaz naturel pour l'année 2006, Gazprom a suspendu ses exportations gazières vers l'Ukraine le 1 janvier⁶³. Les deux compagnies n'ont pu s'entendre que le 4 janvier 2006 avec la signature d'un nouveau contrat d'approvisionnement, qui a permis la reprise des livraisons gazières vers l'Ukraine.

Les livraisons gazières vers l'Ukraine ont fait l'objet de négociations annuelles jusqu'à la fin de 2008, date à laquelle un nouveau conflit gazier a surgi. Comme l'annonçaient les représentants de Gazprom, la signature des nouveaux contrats d'approvisionnement a été bloquée en raison de l'incapacité de Naftogaz Ukrainy d'acquitter à Gazprom la dette accumulée de 2,4 milliards de dollars, que Naftogaz devait rembourser avant le 1 décembre 2008. Par ailleurs, Moscou a accusé Kiev de non-respect des obligations stipulées dans le Mémoire sur « La coopération dans le domaine gazier », signé par Vladimir Poutine et

⁶⁰ S. Pifer, « Averting Crisis in Ukraine », *Council Special Report*, n° 41, Council on Foreign Relations, 2009.

⁶¹ S. Pirani, « Ukraine's Gas Sector », *OIES Working Paper NG*, n° 21, Oxford Institute for Energy Studies, 2007.

⁶² Gazprom press release, « Ob itogah peregovorov « Gazproma » s ukrainskoj storonoj po voprosam sotrudničestva v gazovoi sfere v 2006 godu » [Sur les résultats des négociations de « Gazprom » avec la partie ukrainienne à propos de la coopération dans le domaine de gaz naturel en 2006], le 6 décembre 2005.

⁶³ A. Kramer, « Russia Cuts Off Gas to Ukraine in Cost Dispute », *The New York Times*, le 2 janvier 2006. URL: <https://www.nytimes.com/2006/01/02/world/europe/russia-cuts-off-gas-to-ukraine-in-cost-dispute.html>, dernière consultation le 21 mai 2017.

Ioulia Tymochenko le 2 octobre 2008⁶⁴. Cet accord intergouvernemental prévoyait notamment une augmentation progressive, sur trois ans, des prix du gaz pour l'Ukraine afin de les rendre plus proches de ceux du marché et donc plus « économiquement justifiés ». Il a servi de base pour l'accord sur « Les principes de coopération à long terme dans le domaine gazier », conclu entre Gazprom et Naftogaz quelques semaines plus tard, où les deux compagnies s'étaient engagées à signer un contrat d'approvisionnement à long terme avant le 1 novembre 2008. Le prix du gaz fixé par Gazprom à 250 dollars par 1,000 m³ est devenu une vraie pierre d'achoppement à l'avancement des négociations. La partie ukrainienne a déclaré être prête à ne payer que 201 dollars par 1,000 m³⁶⁵.

Le contexte politique de l'époque ne pouvait guère contribuer à la résolution de cette situation en faveur de l'Ukraine. Les relations entre Moscou et Kiev s'étaient aggravées lorsque le gouvernement de Iouchtchenko a officiellement soutenu la Géorgie dans son court conflit armé contre la Russie⁶⁶. En matière d'énergie, l'Ukraine s'est fixé pour objectif de desserrer à tout prix l'étau gazier de la Russie. Depuis la chute de l'URSS, l'Ukraine n'a pas réussi à introduire l'efficacité énergétique et à diversifier ses approvisionnements ni ses contrats d'énergie⁶⁷. Ses efforts pour diversifier ses importations énergétiques, notamment en provenance de l'Asie centrale, s'étaient avérés infructueux du fait que la Russie a gardé le contrôle sur les gazoducs qui acheminent le gaz centrasiatique vers l'Europe. Viktor Iouchtchenko a essayé de donner un nouvel élan à la politique énergétique de l'Ukraine avec la diversification des sources d'approvisionnement comme sa composante essentielle. C'est aussi dans ce contexte, que l'Ukraine a pris une part active dans la promotion des projets de gazoducs contournant le territoire de la Russie tels « Nabucco ».

En décembre 2008, en l'absence de progrès dans les négociations avec Kiev, Gazprom a refusé ses propres propositions d'accorder un prix préférentiel à Naftogaz, et a exigé un prix de marché fixé à 450 dollars par 1,000 m³. Le 31 décembre l'Ukraine s'est retirée du processus de négociation. Le 1 janvier 2009, en l'absence de règlement de la dette et d'un nouveau contrat

⁶⁴ Vesti.Ru, « Putin i Timošenko podpisali memorandum po gazu » [Poutine et Tymochenko ont signé un mémorandum sur le gaz], le 3 octobre 2008. URL : <https://www.vesti.ru/doc.html?id=213413>, dernière consultation le 12 janvier 2009.

⁶⁵ Reuters, « Timeline : Gas crisis between Russia and Ukraine », le 11 janvier 2009. URL: <https://www.reuters.com/article/us-russia-ukraine-gas-timeline-sb-idUSTRE50A1A720090111>, dernière consultation le 3 mars 2016.

⁶⁶ R. Newnham, « Pipeline politics: Russian energy sanctions and the 2010 Ukrainian elections », *op.cit.*, p. 118.

⁶⁷ K. Wolczuk, « Managing the flows of gas and rules : Ukraine between the EU and Russia », *op.cit.*

d'approvisionnement, Gazprom a suspendu ses exportations gazières vers l'Ukraine⁶⁸. Le prélèvement illégal par Kiev du gaz naturel sur le gazoduc de transit a conduit à une baisse des livraisons dans plusieurs pays d'Europe centrale et de l'Est. Quelques jours plus tard, en réponse au siphonage du gaz par l'Ukraine, Gazprom a réduit les quantités de gaz destinés aux consommateurs européens, puis il les a arrêtés complètement. Le deuxième conflit gazier a été résolu le 19 janvier 2009 avec la signature du contrat d'approvisionnement, mais avec des conditions beaucoup moins favorables pour l'Ukraine. L'Ukraine a fini par payer 450 dollars par 1 000 m³, soit un prix plus élevé que celui payé par de nombreux pays membres de l'UE. Aussi, les modalités de contrat de 2009 reflétaient le pouvoir de négociation affaibli de l'Ukraine à l'égard de la Russie⁶⁹.

Le retour de Viktor Ianoukovytch à la présidence de l'Ukraine a favorisé le réchauffement des relations politiques avec la Russie. Le Kremlin ne pouvait espérer mieux d'un nouveau maître sur la scène politique ukrainienne : Viktor Ianoukovytch s'opposait à l'adhésion de l'Ukraine à l'O.T.A.N et n'était pas pressé de signer un accord d'association avec l'Union européenne. Par ailleurs, il a soutenu Moscou pendant la guerre de 7 jours avec la Géorgie. En matière de gaz naturel, le retour de Ianoukovytch s'est immédiatement traduit par une baisse des prix du gaz pour l'Ukraine. En avril 2010, soit deux mois après sa nomination, Gazprom et Naftogaz ont signé un avenant à l'accord gazier du 19 janvier 2009. Selon cet avenant, la compagnie russe a offert à l'Ukraine une réduction de 30% sur le prix du gaz. Cette remise de prix a été accordée suite à la signature par Viktor Ianoukovytch et Dmitri Medvedev de l'accord de Kharkov, qui a octroyé à la Russie une prolongation de 25 ans du bail de sa flotte maritime à Sébastopol⁷⁰.

Un autre exemple d'utilisation du gaz par le Kremlin en échange de faveurs politiques est non moins illustratif. En décembre 2013, au lieu de signer un accord commercial avec l'UE, le président ukrainien a accepté de rejoindre l'Union économique eurasiatique (UEE), une organisation d'intégration économique régionale promue par la Russie. En contrepartie, il a obtenu un prêt de 15 milliards de dollars de la part de la Russie, ainsi que la baisse du prix du gaz, qui est passé de 400 à 268,5 dollars par 1 000 m³⁷¹.

⁶⁸ S. Woehrel, « Russian Energy Policy Toward Neighboring Countries », *CRS Report for Congress*, Congressional Research Service, 2009.

⁶⁹ K. Wolczuk, « Managing the flows of gas and rules : Ukraine between the EU and Russia », *op.cit.*

⁷⁰ R. Newnham, « Pipeline politics: Russian energy sanctions and the 2010 Ukrainian elections », *op.cit.*, p. 120-121.

⁷¹ MK.Ru, « Putin dal Ukraine \$ 15 milliardov i skidku na gaz » [Poutine a attribué à l'Ukraine \$ 15 milliards et une réduction sur le prix du gaz], le 17 décembre 2013. URL :

Après la Révolution de Maïdan et le rattachement de la Crimée à la Russie qui s'en est suivie, les différends entre la Russie et l'Ukraine sur les livraisons gazières reviennent en force. Sur fond de tensions croissantes à l'Est de l'Ukraine, Gazprom a unilatéralement augmenté le prix du gaz pour l'Ukraine jusqu'à 385 dollars par 1 000 m³, après avoir accusé Naftogaz de retard dans le paiement des factures de gaz courantes et de non-remboursement de la dette. Deux jours plus tard, suite à la dénonciation par Vladimir Poutine des accords sur la flotte russe de la mer Noire, Gazprom a annoncé qu'il avait annulé le rabais sur les tarifs de gaz prévus par l'accord gazier de 2010. Selon les dirigeants du Kremlin, puisque la Crimée faisait désormais partie de la Russie, il n'était donc plus nécessaire de payer pour l'accès à la base navale et, par conséquent d'accorder à Kiev des réductions pour le gaz. Le deuxième rabais négocié en décembre 2013 avec le président Viktor Ianoukovytch dans le cadre de l'accord d'adhésion à l'Union économique eurasiatique, a été lui aussi annulé par Gazprom suite à son départ et l'arrivée au pouvoir du candidat pro-occidental Petro Porochenko. Le prix du gaz pour l'Ukraine est de ce fait remonté jusqu'à 485 dollars par 1 000 m³⁷². Kiev n'a pas accepté l'annulation des remises et a insisté sur l'ancien prix de 268,5 dollars/1 000 m³.

Au début d'avril 2014, la dette de l'Ukraine pour le gaz russe s'élevait à 2,2 milliards de dollars, dont Kiev n'a payé que 1,3 milliards de dollars. Le 16 juin Gazprom a de nouveau coupé l'approvisionnement gazier à l'Ukraine et est passé au système des paiements anticipés⁷³. Ainsi, tous les six mois un nouveau contrat de fourniture de gaz devait être négocié. La décision de Gazprom a coïncidé avec la signature par Petro Porochenko de l'accord d'association avec l'UE, ce qui a rendu impossible l'adhésion de l'Ukraine à l'UEE. En juillet 2015, Gazprom a de nouveau interrompu ses exportations gazières, cette fois en raison d'incapacité de trouver un accord avec Kiev sur les paiements anticipés de gaz⁷⁴.

<https://www.mk.ru/politics/article/2013/12/17/961006-putin-dal-ukraine-15-mlrd-i-skidku-na-gaz.html>, dernière consultation le 9 mars 2014.

⁷² Ria Novosti, « Gazprom ne polučil on « Naftogaza » oplatu za april' » [Gazprom n'a pas reçu de la part de « Naftogaz » le paiement pour le mois d'avril], le 7 mai 2014. URL : <https://ria.ru/20140507/1006895446.html>, dernière consultation le 3 décembre 2014.

⁷³ BBC News, « Gazprom » prekratil podachu gaza na Ukrainu » [Gazprom a interrompu ses livraisons gazières vers l'Ukraine], le 16 juin 2014. URL : https://www.bbc.com/russian/russia/2014/06/140615_russia_ukraine_gas_talks_failed, dernière consultation le 1 décembre 2014.

⁷⁴ EurAsia Daily, « Gazprom s 1 iûlâ prekratil postavki gaza na Ukrainu iz-za otsutstviâ predoplaty » [Gazprom a interrompu dès le 1 juillet les livraisons gazières vers l'Ukraine en raison du manque des paiements anticipés], le 1 juillet 2015. URL: <http://eadaily.com:8080/ru/news/2015/07/01/gazprom-s-1-iyulya-prekratil-postavki-gaza-na-ukrainu-iz-za-otsutstviya-predoplaty>, dernière consultation le 23 septembre 2015.

Le contrôle des actifs énergétiques

Afin de préserver son statut de puissance énergétique, la Russie cherche à maintenir ses clients énergétiques dans une dépendance énergétique pour les manœuvrer ensuite à sa guise. Le contrôle des réseaux de conduites et d'autres actifs énergétiques à caractère stratégique représente historiquement une composante clé de cette stratégie.

Pour la Russie, le contrôle de ces actifs signifie la maîtrise partielle, voire totale si les conditions dans le pays concerné le permettent, de l'infrastructure de transport, de l'opérateur des réseaux, ainsi que des flux de gaz naturel qui y passent. Elle peut de cette manière maintenir sa position monopolistique sur le marché des pays consommateurs et maximiser ainsi l'influence économique que le gazoduc peut lui offrir. À part les bénéfices économiques, les réseaux de distribution d'énergie constituent un moyen efficace pour la Russie de projeter son influence politique. C'est dans ce contexte, qu'après l'effondrement de l'URSS Gazprom a essayé de reprendre le contrôle de l'ensemble du réseau d'exportation de pétrole et de gaz naturel dont il a été privé. Dans la plupart des cas, la prise de contrôle d'actifs et des réseaux de transport s'effectue par des rachats, qui prennent la forme d'un accord bilatéral « dettes pour actifs », dans le cadre duquel la Russie obtient des actifs en échange de l'annulation des dettes accumulés par ses clients énergétiques.

Les gazoducs de transit dans deux pays, à savoir l'Ukraine et la Biélorussie, l'intéressent davantage en raison de leur caractère géostratégique.

Contrairement à l'Ukraine, dont la position géographique sert historiquement de passage obligé pour près de 80% du gaz naturel russe vers l'UE, le rôle de la Biélorussie dans le transit était traditionnellement moins important⁷⁵. Dès 1992, le pays n'exportait que 7 milliards de m³ de gaz par an vers la Pologne via le gazoduc « Northern Lights ». Son importance en tant que pays de transit s'est significativement accru dès 1999 avec la mise en exploitation du deuxième gazoduc vers l'UE, celui de « Yamal-Europe ».

Bien que Alexandre Loukachenko ait traditionnellement été, et demeure à ce jour, assez loyal envers le Kremlin tant sur le plan économique que politique, Gazprom a toujours tenu à contrôler l'infrastructure de transport d'énergie du pays.

⁷⁵ M. Balmaceda, *Belarus : Oil, Gas, Transit Pipeline and Russian Foreign Energy Policy*. London, GMB Publishing Limited, 2006.

Les relations entre la Russie et la Biélorussie dans le domaine gazier sont étayées par les accords intergouvernementaux de 1993 et de 1995, qui déterminent les conditions de vente et de transit du gaz naturel russe via le territoire du pays sur une période de 20 ans⁷⁶. En vertu de ces arrangements, les actifs de Beltransgaz, la société nationale de transport de gaz et le propriétaire unique du réseau énergétique, devraient être transférés à Gazprom dans le cadre d'un bail de 99 ans. En contrepartie, la Russie a accepté d'augmenter les quantités de gaz exportés, ainsi que de continuer à livrer son gaz à des prix fortement subventionnés. Ces arrangements n'ont pas néanmoins pris une forme juridique, car n'ont pas été approuvés par le parlement biélorusse.

Du point de vue du paiement des factures de gaz naturel, la situation de la Biélorussie se rapprochait de celle de l'Ukraine. À la fin de 1998, la dette de Minsk pour le gaz naturel russe s'est élevée à 500 millions de dollars. Malgré des non-paiements chroniques et l'accumulation de la dette auprès de Gazprom, Minsk a systématiquement rejeté toute proposition de l'entreprise russe quant à la réorganisation de Beltransgaz en société commune pour la gestion de l'infrastructure énergétique.

En décembre 2003, l'accord de fourniture de gaz naturel entre Gazprom et Beltransgaz a expiré et, en l'absence d'un nouveau contrat le 1^{er} janvier 2004 Gazprom a cessé les exportations de son gaz vers la Biélorussie, mais a maintenu celles à destination de l'Europe. Les trois premiers mois de 2004 Minsk a été approvisionnée en gaz par les compagnies indépendantes dont Transnafta, Itera et Sibur dans le cadre de contrats à court terme⁷⁷. Le 18 février 2004, en raison d'un refus de Minsk de signer des nouveaux contrats, Gazprom a coupé toutes les exportations gazières à destination de la Biélorussie⁷⁸. Même si l'interruption totale de fourniture de gaz russe n'a duré que 30 heures, elle a affecté certains clients européens de Gazprom tels la Pologne, la Lituanie et la Lettonie, et a provoqué ainsi mécaniquement une vague d'inquiétude et de protestation. Moscou a officiellement déclaré que cette coupure a eu lieu en réponse à l'incapacité de Minsk de signer de nouveaux contrats et à des prélèvements illégaux du gaz russe qui transite via le territoire du pays. De son côté, Minsk a vu là une tentative de Moscou de faire pression afin de prendre le contrôle de Beltransgaz.

⁷⁶ J. Stern, *The Future of Russian Gas and Gazprom*, *op.cit.*

⁷⁷ Vedomosti, « Transnafta uveličila postavki gaza v Belarussiiŭ » [Transnafta a augmenté ses livraisons gazières vers la Biélorussie], le 17 mars 2004. URL : <https://www.vedomosti.ru/library/news/2004/03/17/trans-nafta-velichila-postavki-gaza-belorussiyu>, dernière consultation le 21 décembre 2014.

⁷⁸ Gazprom, « Gazprom » polnost'ŭ prekratil postavki gaza v napravlenii Belorussii [Gazprom a coupé toutes ses exportations gazières à destination de la Biélorussie], le 18 février 2004. URL : <https://www.gazprom.ru/press/news/2004/february/article54757/>, dernière consultation le 23 décembre 2014.

En 2005, le Kremlin a changé d'approche et a accepté d'accorder à Minsk une réduction importante du prix du gaz. Le nouveau tarif du gaz naturel a été fixé à 48 dollars par 1 000 m³ et était l'un des plus bas parmi ceux payés par d'autres États de l'ex-URSS. L'affaire de Beltransgaz était d'autant plus importante pour la Russie que le président Vladimir Poutine a supervisé en personne l'avancement des négociations entre Gazprom et Beltransgaz et n'a pas manqué l'occasion d'indiquer à la partie biélorusse que si elle acceptait de réorganiser Beltransgaz en un consortium russo-biélorusse, la Russie continuerait de livrer son gaz naturel à des prix pratiqués sur le marché domestique russe.

Le manque de progrès dans les négociations a forcé Moscou de changer de tactique. En 2006, Gazprom a clairement signalé son intention d'appliquer les taux du marché pour son gaz naturel. En décembre, il a annoncé que Minsk devrait désormais payer un prix du gaz de 105 dollars par 1 000 m³. En outre, la compagnie a exigé un remboursement immédiat de la dette de 400 millions de dollars, accumulée par Beltransgaz. Le 31 décembre, après les échecs successifs pour parvenir à un accord sur les prix du gaz, Moscou et Minsk ont finalement signé les accords sur la vente et le transit du gaz russe. Ainsi, sur la période de cinq ans Minsk commencerait progressivement à payer un prix du gaz proche des prix moyens du gaz vendu à l'Europe.

L'augmentation des prix du gaz n'a cependant pas suffi pour que la Biélorussie échappe à la pression du Kremlin. L'accumulation de la dette et les échecs de Minsk à s'acquitter de ses obligations financières l'ont finalement poussé à céder. En 2007, Gazprom a acquis 50% des actions de Beltransgaz en échange d'une baisse du prix des exportations gazières⁷⁹. En 2011, le contrat d'approvisionnement et de transit du gaz a été renégocié avec pour conséquence la vente des 50% restant de Beltransgaz à Gazprom.

L'augmentation des dettes énergétiques et l'incapacité des pays consommateurs de remplir leurs obligations financières sont devenus des arguments majeurs et récurrents pour Gazprom visant à les convaincre de lui céder l'infrastructure de transport en échange d'une remise, a minima partielle, de leurs dettes et de livraisons gazières aux prix domestiques russes.

Le cas de l'Arménie est aussi très représentatif. En 1997, le Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles de l'Arménie et Gazprom ont créé la société ArmRosgazprom, chargée

⁷⁹ Ria Novosti, « Gazprom kupil 50% akciij Beltransgaza za \$ 2,5 milliarda » [Gazprom a acheté 50% d'actions de Beltransgaz pour \$ 2,5 milliards], le 18 mai 2007. URL : <https://ria.ru/20070518/65725587.html>, dernière consultation le 3 février 2015.

du marketing, du transport et du stockage du gaz naturel russe dans le pays, ainsi que de la gestion du système de transport énergétique. Depuis cette date, l'Arménie a progressivement vendu la très grande majorité de sa participation dans la société à Gazprom en échange des remises des prix du gaz naturel, de sorte qu'en 2006 la part de ce dernier y a cru de 45 à 80%. En janvier 2014, l'Arménie a été contrainte de vendre les 20% restant à Gazprom pour 155 millions de dollars à titre de remboursement d'une partie de sa dette gazière⁸⁰. Parallèlement, la Russie et l'Arménie ont signé un accord intergouvernemental qui prévoyait une baisse des prix du gaz russe jusqu'à 189 dollars/1 000 m³. Grâce à cette acquisition, Gazprom est devenu le propriétaire unique de l'opérateur gazier de l'Arménie et donc de l'ensemble du système de transport énergétique du pays.

Le développement des voies alternatives d'approvisionnement gazier

Le développement des voies alternatives pour l'exportation des ressources gazières vers l'Europe occidentale s'inscrit parfaitement dans la politique « de la carotte et du bâton » privilégiée par Moscou lorsqu'il s'agit de la défense de ses intérêts stratégiques⁸¹.

La dépendance de la Russie à l'égard des pays de transit crée à la fois des risques économiques et politiques. D'une part, elle entrave le respect par Gazprom de ses contrats d'approvisionnement à long terme avec ses partenaires énergétiques dans l'UE, car l'interruption partielle ou totale des exportations gazières par la compagnie russe en cas des prélèvements illégaux du gaz par les pays de transit, pourrait faire l'objet de sanctions de la part de ses clients européens. D'autre part, cette dépendance limite significativement le champ de manœuvre de Moscou en matière de politique étrangère.

Aux yeux de Moscou, si la prise de contrôle de l'infrastructure de transport dans les pays de transit constitue un levier important, qui permet à la Russie d'exercer une influence économique et politique, la mise en place des gazoducs directs représente un instrument de pression encore plus fort, et peut ainsi servir au mieux ses intérêts stratégiques. Grâce à ces gazoducs alternatifs, la Russie peut à tout moment rediriger ses flux gaziers des pays de transit

⁸⁰ Gazprom, « Gazprom increasing its stake in ArmRosgazprom to 100 per cent », le 16 janvier 2014. URL : <https://www.gazprom.com/press/news/2014/january/article182633/>, dernière consultation le 21 février 2015.

⁸¹ D. Teurtrie, « Union européenne ou Russie : le dilemme ukrainien », *Outre-Terre*, n° 32, 2012, p. 351.

avec lesquels elle a des différends économiques ou politiques, et ce sans risquer de nuire à sa réputation de fournisseur gazier fiable.

Dans ce contexte, deux gazoducs directs qui sont actuellement en cours d'achèvement, à savoir « Nord Stream-2 » et « Turkish Stream », offrent à la Russie de vrais avantages économiques et géopolitiques. Ils doivent notamment permettre à la Russie non seulement de remplacer les anciennes routes de transport dans les pays transitaires à « risque politique » lorsque ceci est nécessaire, mais aussi d'ouvrir des marchés gaziers alternatifs afin de diversifier les risques d'exportation. En outre, « Nord Stream-2 » et « Turkish Stream » sont appelés à empêcher d'autres fournisseurs de gaz naturel de s'installer sur le marché d'exportation prioritaire de Gazprom. « Nord Stream-2 » doit notamment permettre à Gazprom de se positionner sur les marchés d'Europe du Nord-Est, où il est encore moins présent⁸², et empêcher grâce à des exportations gazières bon marché la construction de nouveaux terminaux de GNL dans la région. Le gazoduc « Turkish Stream » doit à son tour remettre en question la viabilité économique du corridor gazier sud-européen, qui vise l'acheminement du gaz caspien, principalement d'Azerbaïdjan et du Turkménistan, vers le marché européen, et relier les marchés du sud-est européen à la Russie.

Du point de vue politique, les nouveaux gazoducs vers l'Europe servent également de moyen pour le Kremlin de tester la cohésion de l'Union européenne en matière de politique énergétique commune. « Nord Stream-2 » a réussi à créer un fossé entre ceux qui le défendent pour des raisons purement économiques comme l'Allemagne et la France et ceux qui s'y opposent pour des raisons géopolitiques comme la Pologne ou encore les pays baltiques⁸³. Cette division au sein de l'UE joue en faveur de Moscou, car elle pourrait avoir des répercussions importantes sur la capacité de Bruxelles à élaborer une vraie politique énergétique européenne commune et, plus globalement, une politique étrangère de l'Union européenne.

Le développement des voies d'exportation de gaz naturel à l'Est de la Russie s'inscrit dans la même logique commerciale et géopolitique de Moscou, et commencera bientôt à porter ses fruits. Dès que la Russie aura achevé son nouveau gazoduc la « Force de la Sibérie » vers la Chine, ceci lui permettra d'ouvrir un deuxième marché d'exportation pour son gaz naturel, bien qu'encore moins important en termes de volumes de gaz exportés. La mise en place du

⁸² A. Bros, « There Will Be Gas : Gazprom's Transport Strategy in Europe », *Russie.Nei.Reports*, n° 21, French Institute of International Relations (IFRI), 2015.

⁸³ Financial Times, « Nord Stream 2 marks a failure for EU energy policy », le 13 février 2019. URL : <https://www.ft.com/content/4fae0a48-2f9a-11e9-ba00-0251022932c8>, dernière consultation le 3 mai 2019.

deuxième gazoduc « Altai » (appelé également la « Force de la Sibérie-2 »), sur lequel les négociations sont actuellement en cours, pourrait augmenter les quantités de gaz exportées et faire de la Russie le premier fournisseur gazier de la Chine. À son tour, une dépendance moins prononcée à l'égard du marché gazier d'Europe permettra à la Russie d'adopter une approche plus stratégique vis-à-vis de l'Union européenne en matière de sa politique énergétique. Gazprom pourra notamment plus aisément négocier les prix du gaz et les modalités de ses contrats d'approvisionnement avec ses clients européens sans risquer de voir ses exportations gazières diminuer. En matière de politique étrangère, ceci permettra à Moscou de prendre une position plus affirmée, voire même de renforcer son pouvoir de négociation dans certaines affaires politiques.

1.4.3 La redéfinition par Gazprom de sa stratégie gazière en Europe

À la chute de l'URSS, Gazprom a été contrainte de céder le contrôle de nombreux actifs gaziers situés sur le territoire d'États devenus indépendants. De plus, à la même période, l'évolution institutionnelle des marchés des pays d'Europe occidentale suite à la déréglementation des marchés énergétiques a affaibli progressivement les positions de Gazprom sur ces marchés. Toutes ces évolutions, ces contraintes nouvelles, qui s'imposaient à Gazprom, l'ont tout naturellement conduite à redéfinir sa stratégie dans la région.

Cette nouvelle stratégie devait permettre à la Russie de conserver la maîtrise du jeu énergétique et de préserver ainsi son influence économique et politique en Europe.

Afin de restaurer son contrôle sur les marchés gaziers européens, où Gazprom occupait dès l'époque soviétique une place prépondérante, le monopole russe s'est fixé les objectifs suivants : 1) l'intégration dans les marchés gaziers d'Europe par une politique de descente en aval (la création des joint-ventures et l'acquisition d'actifs dans des compagnies énergétiques de transport, de distribution et de commercialisation afin d'avoir un accès direct aux consommateurs finaux) ; 2) la reprise de la maîtrise juridique de l'infrastructure énergétique désormais passée sous le contrôle des pays de transit, tels l'Ukraine et la Biélorussie, ainsi que la création de nouvelles routes d'acheminement du gaz naturel vers l'Europe.

Multiplication des routes d'exportation de gaz naturel vers l'Europe

L'éclatement de l'URSS a eu pour conséquence la perte des actifs gazières situés sur le territoire des anciennes républiques soviétiques - environ 25% du nombre total de stations de compression, plus de 30% des gazoducs et 30% des gisements y compris des installations de stockage souterrain de gaz naturel. Ainsi, une partie des gazoducs qui fonctionnaient auparavant dans le système soviétique unifié et servaient pour le transport de gaz naturel russe vers les consommateurs européens passait sous le contrôle des pays voisins. Pour pouvoir exporter davantage de marchandises vers les pays de l'UE, la Russie devait parvenir à un accord avec les pays de transit.

La Biélorussie et l'Ukraine contrôlent les routes de transit pour la majorité des exportations de gaz russe vers l'Europe⁸⁴. Ce sont également les deux plus gros consommateurs de gaz russe dans l'espace ex-soviétique.

Dans les années post-soviétiques, la gestion des relations avec la Biélorussie et, plus encore avec l'Ukraine, est devenue l'un des défis les plus importants auquel Gazprom a dû faire face. L'origine de ce différent est à trouver dans la volonté de Gazprom de voir désormais la Biélorussie et l'Ukraine payer leurs importations aux prix du marché concurrentiel et en devises. Ce que ni la Biélorussie, ni l'Ukraine ne pouvaient se permettre. Le refus de ces nouvelles règles, mais plus encore l'incapacité pour ces pays d'honorer le règlement de leurs dettes accumulées envers Gazprom au fil du temps, ont conduit cette dernière à procéder à des réductions périodiques des quantités de gaz naturel fournies, voire à des coupures complètes. Mais lorsque Gazprom, en raison des retards de paiement, réduisait le volume de gaz livré, cette baisse de volume avaient des conséquences non seulement sur les relations entre Gazprom et ces deux pays, mais aussi, et surtout, sur les volumes fournis aux clients européens. En effet, afin d'annihiler les effets des réductions pratiquées par Gazprom, la Biélorussie et l'Ukraine, prélevaient pour leurs propres besoins nationaux une partie du gaz destiné aux pays européens sur les quantités de gaz qui ne faisaient que transiter par leurs territoires.

Afin d'assurer la continuité de ses exportations gazières vers l'Europe, depuis le milieu des années 90 Gazprom a entrepris plusieurs tentatives, pas toujours couronnées de succès, de s'approprier et de contrôler les réseaux de gazoducs par lesquels son gaz transite en Europe.

⁸⁴ S. Pirani, J. Stern, K. Yafimava, « The Russo-Ukrainian gas dispute of January 2009 : a comprehensive assessment », *OIES Working Papers NG*, n° 27, Oxford Institute for Energy Studies, 2009, p. 5.

Gazprom a su utiliser intelligemment le déséquilibre né de l'accumulation de dettes de certains pays de son étranger proche à son égard pour tenter de s'appropriier les réseaux de gazoducs de ces mêmes pays de transit.

Les tentatives de Gazprom pour intégrer l'infrastructure gazière dans les principaux pays de transit reposaient sur la position dominante de la compagnie au sein des marchés gaziers de ces pays. Gazprom avait pour objectif, par la conclusion de joint-ventures avec les compagnies nationales de transport et de distribution, de prendre un contrôle direct sur les réseaux de distribution. Cette stratégie a été néanmoins vouée à l'échec, les ex-républiques soviétiques y voyant une menace pour leur souveraineté. Comme l'indique David Teurtrie, la Russie a été « *suspectée de vouloir rétablir, au travers des réseaux énergétiques, l'aire d'influence qu'elle a perdue avec l'éclatement de l'URSS* »⁸⁵.

L'Ukraine, le pays de transit pivot, par le territoire de laquelle transite plus de 80% du gaz naturel russe vers l'Europe⁸⁶, a été la pièce centrale dans le puzzle de Gazprom.

L'augmentation de sa dette énergétique vis-à-vis de Gazprom est devenue un argument majeur et récurrent destiné à convaincre l'Ukraine de céder à la Russie son infrastructure de transport, en échange d'une remise, a minima partielle, de sa dette. Dans ce contexte, lors d'une des crises russo-ukrainiennes successives sur le thème du non-paiement de la dette gazière ukrainienne, les autorités russes ont formulé plusieurs propositions : en échange d'une annulation de dette, Gazprom devrait prendre une participation dans le système de transmission ukrainien, acheminant du gaz naturel russe vers l'Europe, ainsi que de s'approprier des installations de stockage souterrain de gaz et des compagnies pétrochimiques. Toutes ces propositions ont été cependant rejetées par le gouvernement ukrainien en raison du fait qu'il ne devrait pas y avoir de propriété étrangère dans le réseau de transport⁸⁷.

Au début des années 2000, la Russie et l'Ukraine ont entamé des négociations visant à la création d'un consortium russo-ukrainien, qui gérerait les gazoducs de transit ukrainiens. Il était également proposé de créer un consortium associant l'UE, la Russie et les États-Unis, qui serait

⁸⁵ D. Teurtrie, *Géopolitique de la Russie : intégration régionale, enjeux énergétiques, influence culturelle*. Paris, L'Harmattan, 2010.

⁸⁶ 80% du gaz naturel russe transitait via l'Ukraine de 1967, date de la mise en service du gazoduc « Bratstvo », jusqu'à 2015. A cette date, le transit du gaz russe par l'Ukraine a chuté très fortement pour ne représenter que 39% du volume global exporté. Cette tendance pourrait encore s'accroître, notamment dans l'hypothèse où le gazoduc « Nord Stream-2 » serait enfin mis en exploitation. Pour plus d'information, consulter Planète énergies, « Énergie et géopolitique : le transit du gaz russe », le 29 juin 2015. URL : <https://www.planete-energies.com/fr/medias/decryptages/energie-et-geopolitique-le-transit-du-gaz-russe>.

⁸⁷ J. Stern, *The Future of Russian Gas and Gazprom*, op.cit., p. 87.

responsable de la rénovation et de l'exploitation du réseau ukrainien. Ces négociations elles aussi ont abouti à un échec. Selon Kiev, le système de transmission de gaz naturel ukrainien (GTS Ukrainy), est une « propriété nationale », et de ce fait, ne pouvait être gérée que par l'Ukraine elle-même à l'exclusion de tout autre, et en aucun cas une compagnie étrangère.

En 2007, le président russe Vladimir Poutine avait déclaré que Moscou et Kiev étaient en train de négocier la création d'un nouveau consortium russo-ukrainien, où en échange d'une participation de Gazprom dans le réseau de transport, l'ukrainienne Naftogaz aurait accès aux gisements de gaz en Russie. En réponse, le gouvernement ukrainien a fait passer une loi, qui interdisait la privatisation du système de gazoducs national pour empêcher son éventuelle reprise par Gazprom.

En ce qui concerne la Biélorussie, sa situation du point de vue du paiement de ses factures de gaz naturel se rapprochait de celle de sa voisine l'Ukraine. Là aussi, le monopole russe a essayé de prendre le contrôle de secteur gazier sous le prétexte de l'échec de Minsk à s'acquitter de ses obligations financières. En échange de livraisons gazières aux prix domestiques russes, Gazprom a proposé de réorganiser la compagnie Beltransgaz, seul propriétaire du réseau de transit, en un consortium russo-biélorusse. Pendant de nombreuses années, Minsk a vigoureusement refusé de vendre cette entreprise stratégique à Gazprom, utilisant même cette compagnie nationale comme un ultime rempart face au risque de dépendance quasi absolue vis-à-vis de la Russie dans le domaine énergétique. Mais l'accumulation de la dette et les échecs successifs pour parvenir à un accord sur les prix du gaz, ont finalement poussé les Biélorusses céder à la pression de Gazprom. En 2007, en échange d'une baisse du prix des exportations gazières russes, Minsk a consenti à l'acquisition par Gazprom de 50% des actions de Beltransgaz⁸⁸. Puis quatre ans plus tard, en 2011, Gazprom a acquis les 50 % restant, recouvrant ainsi le contrôle intégral du réseau de transit biélorusse.

Le transit du gaz naturel par le territoire de la Biélorussie et, plus encore de l'Ukraine a introduit de nombreuses difficultés d'ordre commercial et politique dans les relations de Moscou avec ses deux pays voisins, notamment en raison du manque de moyens financiers pour monétiser pleinement ces relations. Gazprom ne pouvait pas se permettre d'avoir toujours le recours à des coupures d'énergie, d'une part en raison des conséquences que celles-ci pourraient avoir pour la population de ces pays, notamment en périodes hivernales, mais surtout en raison

⁸⁸ Kommersant, « Gazprom kupil 50% akcijs Beltransgaza » [Gazprom a acheté 50% d'actions de Beltransgaz], le 18 mai 2007. URL : <https://www.kommersant.ru/doc/999495>, dernière consultation le 3 février 2015.

de leurs capacités détourner le gaz naturel destinés à des consommateurs européens, afin de pouvoir satisfaire leurs propres besoins.

La rupture d’approvisionnement de l’Ukraine et le prélèvement illégal par cette dernière du gaz destiné à l’Europe, pourrait nuire à l’image de Gazprom en tant que fournisseur fiable d’énergie. Selon les contrats d’approvisionnement en gaz naturel entre la Russie et l’Europe, la responsabilité de ses fournitures jusqu’aux points de livraisons situés en dehors de l’UE incombe à Gazprom seul, et ce indépendamment du transit et de tout autre problème faisant obstacle aux livraisons gazières jusqu’aux points de livraisons. Ainsi, sur le plan juridique, Gazprom est responsable du transport du gaz naturel jusqu’aux points de livraison. Néanmoins, ces points ne servent pas uniquement de lieux de livraison du gaz naturel, mais représentent tout d’abord « *des lieux de transfert de la responsabilité juridique en matière de transit, avec risques de paiement de dommages et intérêts en cas de non-exécution du contrat* »⁸⁹. Ainsi, en cas de coupure d’approvisionnement gazier, les consommateurs européens peuvent engager des poursuites judiciaires contre Gazprom, même si la cause de cette coupure d’énergie est liée au pays tiers.

L’absence de perspectives d’acquisition de gazoducs ukrainiens et les conflits récurrents avec Kiev concernant l’approvisionnement et le transit de gaz russe ont conduit la Russie à créer des itinéraires de transport alternatifs pour contourner le pays.

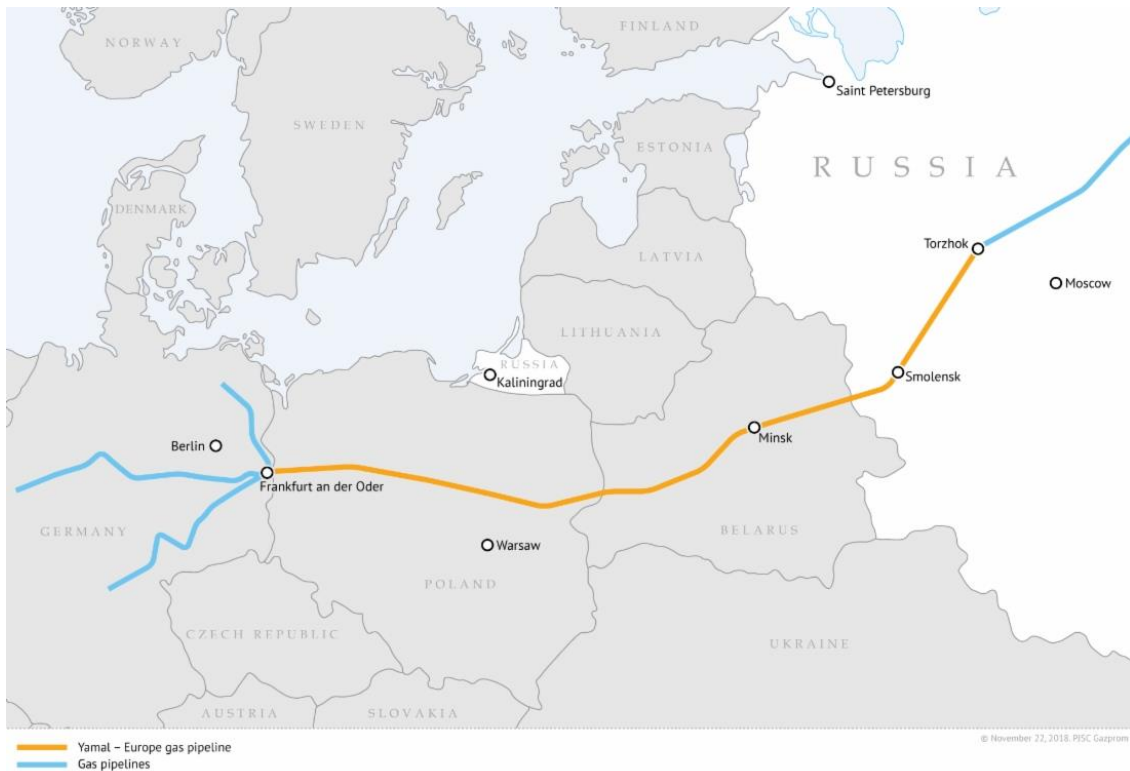
Yamal-Europe

La construction du gazoduc « Yamal-Europe » faisait partie de cette stratégie de contournement des pays à « risques de transit ». Il a été également le premier projet de diversification, visant à réduire la dépendance de Gazprom à l’égard de l’Ukraine, tout en soulignant l’importance de la Biélorussie en tant qu’État de transit. Sa construction a débuté en 1994 après la signature un an plus tôt des accords intergouvernementaux entre la Russie, la Biélorussie et la Pologne. D’une longueur de 4,100 kilomètres, le gazoduc part de Torjok dans la région de Tver en Russie par les territoires de la Biélorussie et de la Pologne jusqu’à la station de compression de Malnov près de Frankfort-sur-Oder à la frontière orientale de l’Allemagne.

⁸⁹ A. Bros, T. Bros, *Géopolitique du gaz russe. Vecteur de pouvoir et enjeu économique*. Paris, L’Inventaire, 2017, p. 32.

Le gazoduc rejoint ensuite les gazoducs « YAGAL-Nord » et « STEGAL-MIDAL » jusqu'à le site de stockage de gaz souterrain de Rehden, le plus grand de l'Allemagne⁹⁰.

Carte 1 : Gazoduc « Yamal- Europe »



Source : Gazprom <http://www.gazprom.ru/projects/yamal-europe/>.

La concrétisation du projet « Yamal-Europe » a pris du retard par rapport au calendrier d'origine, et ce en raison d'un manque de capitaux de Gazprom (aucun financement de la part de Minsk n'a été accordé). Le projet a finalement pu être réalisé grâce à des crédits occidentaux, et majoritairement allemands. En 2006, avec la mise en exploitation de la dernière station de compression, le gazoduc a pu finalement atteindre sa capacité maximale de 32,9 milliards de m³ par an.

Le gazoduc « Yamal-Europe » s'inscrit parfaitement dans la stratégie de Moscou visant à contrôler exclusivement ou partiellement des réseaux de conduite acheminant son gaz naturel

⁹⁰ Gazprom, gazoduc « Yamal-Europe », <http://www.gazprom.ru/projects/yamal-europe/>.

vers l'Europe. Gazprom est l'unique propriétaire de la partie biélorusse du gazoduc, ce qui empêche les éventuelles tentatives de Minsk de bloquer le transit de gaz. La partie du gazoduc traversant le territoire de la Pologne, quant à elle est contrôlée par la société EuRoPol, un consortium de Gazprom et de PGNiG géré à parts égales (48%-48%, et 4% pour Gas-Trading). En Allemagne, le transport par ce gazoduc est géré par Wingas, à l'origine une joint-venture de Gazprom et Wintershall, passée sous le contrôle complet de Gazprom en 2013.

Au début des années 2000, la Russie a commencé à envisager la construction de la deuxième branche du gazoduc. Cependant, la baisse de la demande en gaz en Pologne due essentiellement à l'échec de développer la production d'électricité à base de gaz naturel, mais surtout des crises de transit de plus en plus fréquentes avec Minsk dès 2003, ont conduit le management de Gazprom à renoncer à cette idée.

Nord Stream

Puisque la sécurité d'approvisionnement de l'Europe en gaz naturel via l'Ukraine et la Biélorussie était restée limitée et très relative tout au long des années post-soviétiques, Gazprom a envisagé périodiquement la construction d'un itinéraire de transport qui contournerait le territoire de ces deux pays. C'est ainsi que l'idée d'un projet de gazoduc direct entre la Russie et l'Europe sous la mer Baltique a émergé.

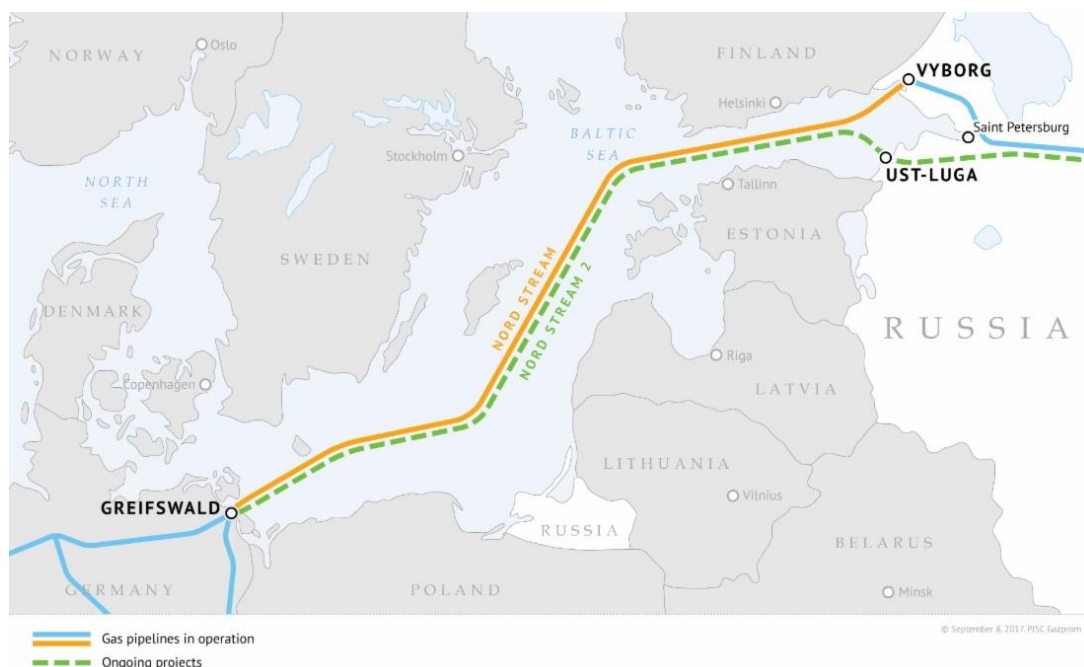
Dès 1997, Gazprom et la société finlandaise Fortum (anciennement Neste) ont créé un consortium « North Transgas » en vue de réaliser une étude de faisabilité de la partie offshore du futur gazoduc. La construction du gazoduc « Nord Stream » (anciennement appelé « Nord-Européen », en russe : « *Severo-Evropejskij* ») n'avait pas seulement pour objectif de réduire le poids géopolitique de l'Ukraine et de la Biélorussie, mais elle s'inscrivait aussi dans une logique de marché, celle visant à l'accroissement des exportations gazières vers l'Europe. La déliquescence de l'économie russe dans les années 90, et corrélativement l'absence de ressources financières suffisantes pour investir dans de nouveaux projets gaziers n'ont pas permis à Gazprom de bénéficier pleinement de la croissance de la demande en gaz naturel en Europe occidentale. Afin de regagner ses positions dominantes sur le marché gazier d'Europe, Gazprom a mis en place une nouvelle stratégie, visant à compenser ces opportunités manquées, par des investissements massifs dans les projets de production et de transport. Le projet de « Nord Stream » faisait partie de cette stratégie. À part le marché gazier allemand, le gazoduc

trans-baltique devrait desservir d'autres marchés de la zone, à savoir ceux des pays scandinaves (Suède et Danemark), des Pays Bas et de Grande-Bretagne.

En 2001, le projet du gazoduc « Nord Stream » a été qualifié de « projet d'intérêt commun » dans le cadre du dialogue sur l'énergie entre l'UE et la Russie. La construction du gazoduc a commencé en avril 2010, accompagnée de vifs débats sur la dépendance excessive de l'Europe vis-à-vis du gaz russe dans le contexte des crises gazières russo-ukrainiennes de 2006 et 2009.

Le consortium « Nord Stream AG », créé en 2005 initialement entre Gazprom et les entreprises allemandes E.ON et BASF pour mener à bien ce projet de construction, puis d'exploitation de deux gazoducs de 1,224 kilomètres traversant la mer Baltique de Vyborg en Russie à Greifswald en Allemagne, est juridiquement une société de droit suisse. En effet, « Nord Stream AG » est basée à Zoug, canton de la Suisse centrale, célèbre pour sa fiscalité avantageuse, et sa concentration d'entreprises spécialisées dans le « trading » des matières premières.

Carte 2 : Gazoduc « Nord Stream »



Source : Gazprom, <http://www.gazprom.com/projects/nord-stream/>.

Ce consortium international est aujourd'hui constitué de cinq grandes entreprises européennes du secteur énergétique : Gazprom, Wintershall Holding GmbH (une filiale de BASF), PEG Infrastruktur AG (filiale d'Uniper née de la dissociation des activités d'E.ON), N.V. Nederlandse Gasunie (entreprise néerlandaise créée en 1963 sous forme d'un partenariat public/privé, 25 % Royal Dutch Shell, 25 % Exxon Mobil, 50 % État, pour vendre et distribuer le gaz naturel du gisement de Groningue aux Pays-Bas qui a rejoint le consortium en 2007), ENGIE (ex GdF Suez), le principal fournisseur français de gaz. Ce dernier a rejoint le consortium en 2010 en rachetant 4,5 % des parts à Wintershall et 4,5 % des parts à E.ON⁹¹. L'actionnaire majoritaire OAO Gazprom détient une participation de 51% dans le consortium, Wintershall Holding GmbH et PEGI / E.ON détiennent chacune 15,5% des parts, N.V. Nederlandse Gasunie et ENGIE détiennent quant à elles chacune 9% du capital.

Les deux gazoducs, en exploitation depuis 2011 et 2012 respectivement, ont la capacité de transporter environ 55 milliards de m³ de gaz par an, ce qui suffit à satisfaire la demande énergétique de plus de 26 millions de ménages européens. « Nord Stream » a conçu les pipelines pour fonctionner pendant au moins 50 ans.

L'investissement total dans le réseau de gazoducs s'est élevé à 7,4 milliards d'euros. Ce projet a été financé sur fonds propres des partenaires du consortium à hauteur de 30% du coût total du projet, et à hauteur de 70% sous forme de concours bancaires et assimilés.

Le projet « Nord Stream » est à plus d'un titre représentatif des clivages qui ont vu le jour au sein des États membres de l'Union européenne quant à la politique énergétique que doit mener l'Union pour assurer la sécurité des approvisionnements énergétiques de ses membres. La Commission européenne, à l'origine favorable au projet, n'a pas anticipé le caractère clivant qu'il pouvait avoir, au point de devenir une pomme de discorde entre les anciens membres de l'Union (France, Allemagne...) et les nouveaux membres (Pologne, Pays baltes...).

En effet, dès décembre 2000, le projet « Nord Stream » a obtenu le statut de réseau transeuropéen de transport (RTE-T), et dès 2002 il a été retenu comme un des projets prioritaires en la matière par la Commission européenne. Ce qui a notamment permis au projet de bénéficier de fonds en provenance de la Banque Européenne pour la reconstruction et le développement (BERD).

⁹¹ Nord Stream AG, « GDF Suez Acquires 9 Percent Stake in Nord Stream AG », Press release, le 20 juin 2010. URL : <https://www.nord-stream.com/press-info/press-releases/gdf-suez-acquires-9-percent-stake-in-nord-stream-ag-182/>.

Mais dès que le consortium se structure en 2005, les pays riverains de la Baltique réagissent, allant même jusqu'à proposer un projet alternatif, le projet « Ambre » qui ferait lui aussi la jonction entre le gazoduc russe « Yamal » et l'Allemagne, mais cette fois grâce à un gazoduc terrestre passant par la Lettonie, la Lituanie et la Pologne⁹². Seul souci, vu de Moscou, ce projet au lieu de supprimer le sujet brûlant des pays de transit qui préoccupe la partie russe, le complexifierait en donnant, du fait du passage du gazoduc sur leurs territoires, à la Pologne et à deux républiques baltes une capacité de blocage non négligeable. Les objections de la Pologne et des États baltes au projet « Nord Stream », formulées dès mars 2005 dans une lettre adressée au Président de l'époque de la Commission européenne resteront sans réponse jusqu'en 2006. Cette année-là, l'Union européenne essaye d'élaborer et de proposer une vision cohérente de sa stratégie énergétique en publiant un Livre Vert intitulé « Une stratégie européenne pour une énergie sûre, compétitive et durable »⁹³.

Par ailleurs, les polémiques et les visions discordantes autour du projet « Nord Stream » ont très vite dégradé les relations entre l'Union européenne et la Russie, et ont en particulier fait une « victime collatérale ». En effet, l'Accord de partenariat et de coopération (APC), cadre institutionnel des relations entre la Russie et l'Europe depuis la chute de l'URSS, signé en 1994, et entré en vigueur dès décembre 1997, expirait fin 2007. Une clause de cet accord prévoit son renouvellement sur une base annuelle jusqu'à l'entrée en vigueur du nouvel accord, qui doit être quant à lui approuvé à l'unanimité par tous les États membres. Ce dernier point devient de plus en plus problématique face à l'opposition de la Pologne et des Républiques baltes, et prive ainsi l'Union européenne et la Russie d'un cadre institutionnel propre à un dialogue constructif.

En résumé, si le projet « Nord Stream » a permis à la Russie et à son opérateur gazier Gazprom de collaborer, et ainsi d'approfondir ses relations avec les entreprises européennes du secteur énergétique, et à s'installer durablement comme entité commerciale du secteur énergétique européen, il a provoqué indéniablement un clivage au sein des pays de l'Union. Ces divisions loin de déplaire à Moscou, en ce qu'elles affaiblissent l'Union européenne, ont aussi porté atteinte à minima au cadre institutionnel du dialogue entre l'Union européenne et la Russie que constitue l'accord APC.

⁹² M. Jégo, « Energie Nord Stream, le gazoduc de la discorde », *Le Monde*, le 8 février 2008. URL : https://www.lemonde.fr/economie/article/2008/02/08/energie-nord-stream-le-gazoduc-de-la-discorde_1009084_3234.html, dernière consultation le 3 janvier 2017.

⁹³ Commission européenne, « Livre vert : une stratégie européenne pour une énergie sûre, compétitive et durable », le 8 mars 2006. URL : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:52006DC0105&from=FR>.

Blue Stream

À la fin des années 90, la demande de gaz naturel en Turquie ne représentait que quelques 10 milliards de m³ de gaz. Cependant, d'après les estimations BOTAS, principale compagnie énergétique d'État, elle devrait augmenter davantage de manière exponentielle et passer à 59 milliards de m³ en 2005 et à plus de 80 milliards de m³ en 2020. Les appétits croissants de la Turquie en gaz naturel, qui représentait d'ores et déjà une source énergétique dominante dans le mix énergétique du pays (35%), mais aussi l'un des segments industriels stratégiques les plus importants en raison de son impact direct sur le développement économique du pays ont fait de la Turquie l'un des marchés gaziers les plus attractifs de la région. De nombreux fournisseurs gaziers de la zone, comme l'Azerbaïdjan, l'Iran et la Russie y voyaient une possibilité d'accroître leurs exportations gazières vers ce marché.

Le russe Gazprom y était déjà présent avec 6 milliards de m³ de gaz par an exportés par le gazoduc terrestre « Trans-balkanique » traversant l'Ukraine, la Moldavie, la Roumanie et la Bulgarie. La demande énergétique croissante de la Turquie, l'un des marchés de Gazprom les plus récents et potentiellement les plus importants de la région, l'a poussé à se focaliser sur la mise en place d'un nouveau gazoduc. A ces considérations économiques s'ajoutaient des préoccupations stratégiques quant à la sécurité d'approvisionnement du marché gazier turc. Comme dans le cas de la route d'exportation de l'Est, le transport de gaz naturel via le gazoduc « Trans-balkanique » pourrait être à tout moment perturbé par les conflits avec l'Ukraine. La construction d'un gazoduc direct vers la Turquie devrait minimiser les éventuels risques de rupture des exportations énergétiques. De plus, l'accroissement des capacités de transport a été perçue par Gazprom comme un moyen à prendre de l'avance sur ses concurrents potentiels (l'Azerbaïdjan, l'Iran et le Turkménistan) et de s'attribuer une plus grande part de marché gazier turc.

En 1997, la Russie et la Turquie ont signé un accord inter gouvernemental sur la construction du gazoduc « Blue Stream » sous la Mer Noire, accompagné d'un contrat commercial entre Gazprom et BOTAS sur les exportations de 16 milliards de m³ de gaz russe par an vers la Turquie pour la période de 25 ans⁹⁴.

⁹⁴ Gazprom, gazoduc « Blue Stream », <https://www.gazprom.com/projects/blue-stream/>.

Carte 3 : Gazoduc « Blue Stream »



Source : Gazprom, <http://www.gazprom.com/projects/blue-stream/>.

La mise en place du gazoduc « Blue Stream » s'est présentée pour Gazprom comme un bon moyen de renforcer ses liens commerciaux avec l'entreprise italienne Eni, son partenaire stratégique en Europe. En 1999, Gazprom et Eni ont signé un accord sur la construction du gazoduc sous la Mer Noire et la création du consortium russo-italien « Blue Stream Pipeline Company B.V », chargée du futur transit de gaz naturel russe vers la côte turque. Toutefois, le géant russe a été contraint de céder à l'Eni une participation de 50% dans les capacités de transport du gazoduc, ce qui donnait à cette dernière la possibilité de vendre le gaz naturel russe pour son propre compte en Turquie. Ces concessions de la part de Gazprom ont été nécessaires afin d'obtenir un financement pour le projet.

La construction du gazoduc a été achevée en décembre 2002 à un coût d'investissement de 3,3 milliards de dollars⁹⁵. Les exportations gazières russes via « Blue Stream » ont commencé en février 2003, mais sont restées relativement faibles pendant de nombreuses années. En effet, la récession économique en Turquie a révélé que les prévisions de la demande de gaz naturel présentées par BOTAŞ à la fin des années 1990 s'étaient avérées trop optimistes.

⁹⁵ A. Vavilov, D. Nicholls, *Gazprom : An Energy Giant and Its Challenges in Europe*, op.cit.

Quelques mois après la mise en exploitation de « Blue Stream », BOTAS a cherché à réviser ses engagements contractuels vis-à-vis Gazprom quant aux volumes d'enlèvement de gaz et des prix, notamment dans le cadre du programme de libéralisation du marché gazier turc mis en place par le gouvernement⁹⁶. En juillet 2003, un nouveau contrat commercial a été signé entre Gazprom et BOTAS. Il a significativement réduit les volumes de gaz que cette dernière devait enlever auprès de Gazprom, ainsi que les prix de gaz dans tous les contrats commerciaux entre deux compagnies.

Malgré ces concessions de la part de Gazprom, les exportations gazières russes vers la Turquie sont restées faibles, soit 7,5 milliards de m³ de gaz par an exportés en 2006-2008. En 2012, les exportations énergétiques vers la Turquie se sont accrues jusqu'à atteindre 14,7 milliards de m³ de gaz par an, due notamment à la croissance de la demande en gaz naturel dans le secteur électrique du pays.

La construction de « Blue Stream » s'inscrivait clairement dans le cadre de la volonté de la Russie de contourner le territoire de l'Ukraine⁹⁷ pour des raisons géopolitiques liées au risque de blocage par le gouvernement ukrainien, mais aussi pour profiter de la croissance de la demande turque de gaz naturel. Les prévisions qui ont servi de base à l'étude du projet « Blue Stream » se sont révélées trop optimistes compte tenu de l'évolution réelle constatée de la demande turque. Si on analyse le projet « Blue Stream » à l'aune de sa seule rentabilité économique, il s'est avéré beaucoup plus coûteux que l'alternative qui aurait consisté à construire un second tronçon du gazoduc « Yamal Europe ».

South Stream

Quelques années après la mise en exploitation du gazoduc « Blue Stream », Gazprom a envisagé la construction de branches supplémentaires, mais cette idée a été assez vite abandonnée. En effet, au lieu d'accroître les capacités de transport de « Blue Stream » et de se focaliser sur le seul marché gazier turc, le management de Gazprom a jugé plus économiquement rentable de lancer un projet plus vaste, pouvant fournir plusieurs marchés à la fois.

⁹⁶ S. Nies, *Gas et pétrole vers l'Europe : perspectives pour les infrastructures. Gouvernance européenne et géopolitique de l'énergie*, op.cit.

⁹⁷ J. Radvanyi, « Réseaux de transport, réseaux d'influence: nouveaux enjeux stratégiques autour de la Russie », *Hérodote*, n° 104, 2002, p. 23.

En 2008, Gazprom et Eni ont créé, sur une base paritaire, un consortium « South Stream AG », lui aussi enregistré à Zoug en Suisse, pour la construction d'un gazoduc qui devrait relier la Russie à l'Europe centrale et méridionale avec des tronçons immergés sous les Mers Noire et Adriatique. Depuis, la compagnie française d'électricité EDF et l'allemande Wintershall ont rejoint le projet. En septembre 2011, les quatre compagnies énergétiques ont signé un accord sur l'établissement d'une nouvelle société, « South Stream Transport AG », chargée de transport et de marketing de gaz naturel russe sur le marché de l'UE.

Dans ce projet « South Stream », Gazprom détenait 50% du consortium et était associé à la compagnie pétrolière italienne Eni, initiatrice du projet, qui détenait 20%, à l'opérateur électrique français EDF qui était partie prenante à hauteur de 15%, à égalité avec l'allemand Wintershall (groupe BASF). Les partenaires occidentaux étaient notamment impliqués dans la réalisation des coûteux tronçons subaquatiques dont le coût, estimé à 10 milliards d'euros, représentait 58,8% du coût total du projet (17 milliards de dollars). Le contrôle majoritaire de ce consortium par Gazprom lui permettait d'éviter tout risque de rupture d'approvisionnement.

A l'origine, le projet prévoyait la construction de deux branches d'une capacité totale de 31 milliards de m³ par an, mais après la deuxième crise gazière russo-ukrainienne de 2009, il était décidé de construire quatre branches de 63 milliards de m³ de gaz par an. Le premier tronçon sous-marin devait partir de la station de compression de Beregovaya pour atteindre, après une traversée de 900 kilomètres sous la Mer Noire, la ville de Varna sur la côte bulgare. À partir de Varna, le gazoduc se scindait en deux : un premier gazoduc terrestre devait partir en direction du sud-ouest pour traverser la Grèce jusqu'à la côte de la Mer Ionienne, où un second tronçon sous-marin devait atteindre l'Italie méridionale ; un second gazoduc terrestre devait partir vers le nord-ouest et traverser la Bulgarie, la Serbie et la Hongrie pour finalement rejoindre l'Autriche. Des extensions ultérieures étaient prévues pour desservir depuis la Serbie, la Bosnie à l'ouest et la Macédoine au sud-est.

Carte 4 : Projet du gazoduc « South Stream »



Source : *Financial Observer.eu*, <https://financialobserver.eu/daily/gazprom-wont-get-compensation-from-bulgaria-for-south-stream-termination/>.

La construction de « South Stream » s’inscrivait dans la même logique que celles des gazoducs mis en exploitation quelques années plus tôt, à savoir de contourner l’Ukraine comme pays de transit, et d’assurer la continuité des exportations gazières russes vers l’Europe.

La concrétisation de « South Stream » aurait permis de concurrencer directement le projet « Nabucco », promu par les États-Unis et l’Union européenne, en permettant d’acheminer vers l’Europe une grande partie du gaz naturel produit par les gisements de la Mer Caspienne et notamment du Kazakhstan. Gazprom aurait ainsi pu dériver ces flux de gaz naturel dans le giron de son réseau de gazoducs.

Turkish Stream

Lorsque la Bulgarie, bien que partie prenante du projet « South Stream », a annoncé, sous la pression des instances bruxelloises, son refus de voir le gazoduc traverser son territoire, la Russie, initiatrice de « South Stream », a annoncé par la voix du président Vladimir Poutine le 1^{er} décembre 2014 l’abandon du projet⁹⁸. Ce projet, voulu par la Russie pour faire pièce au

⁹⁸ Interfax, « Rossiâ rešila ostanovit’ stroitel’stvo « Ūžnogo potoka » [La Russie a décidé d’arrêter la construction du « South Stream »], le 1 décembre 2014. URL : <https://www.interfax.ru/business/410431>, dernière consultation le 12 octobre 2016.

projet « Nabucco » initié par les Américains, était une des voies (avec « Nord Stream ») indispensables à la mise en œuvre de la stratégie de contournement visant à sécuriser les voies d'exportation de la Russie. Comme le souligne Jean Radvanyi, il permettait ainsi d'éviter le transit du gaz russe par l'Ukraine⁹⁹, et donc de vider de sa substance la « capacité de nuisance » de l'Ukraine. Gazprom devait donc - quoi qu'il arrive - trouver une alternative à « South Stream », c'est le projet « Turkish Stream », qui profitant habilement du rapprochement de la Russie et de la Turquie, voit le jour. Le projet « Turkish Stream » et son extension continentale « Tesla » vise donc à remplir les mêmes objectifs que « South Stream », en son temps, mais cette fois en s'appuyant sur la Turquie et non sur la Bulgarie.

Le projet prévoyait la construction de deux conduites d'une capacité unitaire de 15,75 milliards de m³ (soit 31,5 milliards de m³ au total), l'un des tronçons acheminant le gaz naturel russe vers la Turquie (qui absorbera 14 milliards de m³), l'autre vers les pays d'Europe du Sud et du Sud-Est.

Carte 5: Gazoduc « Turkish Stream » (TurkStream)



Source : Gazprom, <http://www.gazprom.com/projects/turk-stream/>.

⁹⁹ J. Radvanyi, M. Laruelle, *La Russie, entre peurs et défis*, op.cit., p. 177.

Ce projet initié en 2014, a suivi et subi les vicissitudes des relations russo-turques. Il a notamment été interrompu en novembre 2015, suite à l'incident d'octobre 2015 lorsque 2 F16 turcs ont abattu à la frontière turco-syrienne un « Soukhoï 24 » de l'aviation russe. Le projet a ensuite redémarré en août 2016 suite au réchauffement des relations entre la Russie et la Turquie.

Malgré ces aléas, les présidents turc et russe ont finalement inauguré le 19 novembre 2018, à Istanbul, la partie sous-marine de « Turkish Stream », longue de 930 kilomètres qui relie le port russe d'Anapa, dans le Kraï de Krasnodar à la ville turque de Kiyiköy, à proximité d'Istanbul. Quant à la partie terrestre, à savoir les 65 kilomètres restant entre Kiyiköy et Lüleburgaz, à la frontière turco-bulgare, elle devait être achevée dans le courant de 2019.

De la création des joint-ventures à la stratégie d'intégration verticale plus agressive

Après l'éclatement de l'URSS, seulement 13 à 15% du gaz naturel russe a été livré directement par Gazprom aux consommateurs finaux européens. En effet, la compagnie russe a continué à exporter son gaz naturel jusqu'aux points de livraison fixés au temps de la « guerre froide » et majoritairement maintenus après 1991. Ces points de livraison étaient le plus souvent situés aux frontières nationales des pays importateurs, et suivaient approximativement le tracé de l'ancien rideau de fer¹⁰⁰. Gazprom y vendait son gaz naturel dans le cadre des ventes en gros à des compagnies européennes locales de transport et de distribution, qui l'acheminaient ensuite jusqu'aux consommateurs finaux (les industries, le secteur résidentiel, etc.). Le prix du gaz naturel russe vendu aux frontières était d'environ trois fois inférieur à celui payé par le consommateur final européen¹⁰¹. Ainsi, Gazprom s'était vu privé de marges de profit très importantes.

Afin d'accroître les bénéfices générés par ses ventes gazières, Gazprom a décidé de mettre en œuvre une stratégie de descente en aval sur les marchés gaziers de l'UE. Cette politique d'intégration verticale par l'acquisition d'actifs dans les compagnies européennes de transport et de distribution devait permettre à Gazprom de passer de transactions frontalières dans le cadre des contrats à long terme à des opérations directes sur les marchés consommateurs. Cette stratégie était cruciale dans la mesure, où elle permettait à Gazprom d'acheminer son gaz

¹⁰⁰ A. Bros, T. Bros, *Géopolitique du gaz russe. Vecteur de pouvoir et enjeu économique, op.cit.*

¹⁰¹ I. Savvateeva, « Gazprom : blesk i nišeta Imperii » [Gazprom : l'éclat et la pauvreté de l'Empire], *Izvestiâ*, n° 179, le 17 septembre 1994.

naturel directement aux consommateurs finaux et, par conséquent d'obtenir des marges de profit plus importantes¹⁰². De plus, elle permettait d'échapper à la concurrence directe avec d'autres fournisseurs gaziers et de sécuriser de ce fait sa part de marché de l'UE, voire de l'accroître à terme.

Dans cet objectif, la compagnie russe a mis en place dans les années 90 des co-entreprises, ou joint-ventures, dans le domaine du transport, de la distribution ou de la commercialisation du gaz naturel, qui opéraient en tant qu'intermédiaires commerciaux. Cette stratégie reposait essentiellement sur la coopération de Gazprom avec ses partenaires commerciaux historiques, signataires de contrats à long terme (Wintershall, Eni, GdF, OMV, etc.)¹⁰³. La création des co-entreprises (ou *trading houses*, comme les appelle Gazprom) devait lui permettre de travailler au sein d'une société commerciale basée en Europe à part égales avec les compagnies énergétiques locales, avec pour l'essentiel d'avoir l'accès à des informations concernant les prix et les marges réels, pratiqués sur les marchés consommateurs. Ceci a également permis au management de Gazprom de se familiariser avec le fonctionnement des marchés gaziers d'Europe et d'acquérir une expérience en la matière¹⁰⁴.

Entre 1993 et 1998, près de 30 joint-ventures ont ainsi été créés avec la participation de Gazprom et de sa filiale, Gaz Export (Gazprom Export depuis 2006). Sa part y variait de 15 à 50%.

Cette stratégie a été couronnée de succès avec les opérateurs européens historiques, tels BASF, OMV, GdF, MOL, SNAM. Dans les joint-ventures créés avec ces compagnies la participation de Gazprom était de 40 à 50% (moins une action). A contrario, en Europe centrale et orientale, Gazprom a fait face à une réticence importante due notamment au contexte historique. En Finlande, en 1994 il a toutefois réussi à obtenir 25% des actions de Gasum, co-entreprise fondée avec Fortum. Cette société était chargée de la distribution et de la vente de gaz naturel russe sur le marché gazier de la Finlande.

La coopération de Gazprom en la matière avec le groupe des compagnies allemandes, facilitée par le contexte historique, a certainement constitué la meilleure illustration de sa stratégie de descente en aval. En 1993, Gazprom et Wintershall (filiale à 100% du géant pétrochimique BASF) ont créé un consortium Wingas, chargée de transporter et de

¹⁰² C. Locatelli, « L'UE : aiguillon des stratégies de Gazprom ? », *Russie.Nei.Visions*, n° 26, Centre Russie/NEI, Institut Français des Relations Internationales, février 2008.

¹⁰³ C. Locatelli, « L'UE : aiguillon des stratégies de Gazprom ? », *op.cit.*, p. 13.

¹⁰⁴ A. Vavilov, D. Nicholls, *Gazprom : An Energy Giant and Its Challenges in Europe*, *op.cit.*

commercialiser le gaz naturel russe dans l'est de l'Allemagne. A l'origine, la part de Gazprom y était de 35%, mais elle a cru jusqu'à 50% (moins une part) en 2007, puis à 100% en 2015 suite à un échange d'actifs entre les deux compagnies.

Aujourd'hui, Wingas s'occupe de la commercialisation du gaz naturel russe sur le marché allemand, ainsi que de l'exploitation des systèmes de transport (gazoducs « MIDAL », « STEGAL » et « Yamal-Europe »). Wingas qui détient environ 20% du marché allemand de l'approvisionnement en gaz, opère aussi en Belgique, au Danemark, en France, au Royaume-Uni, en Autriche, au Pays-Bas et en République tchèque. À part le contrôle du vaste système de gazoducs à travers l'Allemagne, cette société est responsable pour la gestion de l'un des plus grands sites de stockage de gaz souterrain du pays, celui de Rehden, d'une capacité de 4,4 bcm¹⁰⁵. Pour Gazprom, le stockage est l'activité la plus précieuse, car elle lui permet de répondre aux pics de demandes en Europe.

Au début des années 2000, la stratégie gazière de la Russie a subi des changements majeurs. En effet, le président Vladimir Poutine, récemment élu, décide alors de reconstruire la Russie et de rétablir la verticale du pouvoir, y compris dans l'économie. Il souhaite ainsi stopper les dérives des années 90, marquées par la désagrégation de l'État russe, avec un risque réel de désintégration du pays, et sur le plan économique, le dépeçage/accapuration des fleurons de son économie par les oligarques. Le nouveau président russe avait compris que pour stabiliser la Russie, en ce début des années 2000, il ne fallait pas dissocier les deux grands sujets du moment, à savoir les institutions politiques et le développement socio-économique du pays, mais au contraire les traiter en parallèle. L'État russe à partir de 2000, s'est ainsi réinvesti dans l'économie nationale, notamment dans les secteurs clefs de l'énergie, du secteur bancaire et du complexe militaro-industriel.

Ainsi, l'arrivée au pouvoir de Vladimir Poutine s'est matérialisée, dans le domaine énergétique, par le renforcement du rôle de l'État dans le secteur énergétique du pays. Cette vision a conduit au phénomène que Julien Vercueil qualifie de « syndrome russe », en ce qu'il « associe concentration sectorielle des importations, captation d'une part significative de la rente d'hydrocarbures par l'État, et concentration des pouvoirs autour d'une coalition dominante qui organise la répartition de la rente »¹⁰⁶.

¹⁰⁵ Gazprom Germania, « Natural gas storage : maintaining security of supply », <https://www.gazprom-germania.de/en/business-areas/natural-gas-storage.html>.

¹⁰⁶ J. Vercueil, « La Russie : réalités et perspectives économiques », interview pour *Diploweb.com*, octobre 2018.

Ces évènements en Russie ont coïncidé avec la hausse spectaculaire des prix des hydrocarbures sur les marchés internationaux, générée par la croissance économique de l'Asie et, plus précisément de la Chine et de l'Inde. Cette hausse du prix des hydrocarbures est arrivée à point nommé pour renflouer les caisses de l'État russe, mais aussi et peut-être pour lui donner les moyens de sa politique étrangère, où se mêle désormais à la diplomatie classique soutenue par une présence militaire accrue, une nouvelle diplomatie que l'on peut qualifier d'énergétique.

De plus, l'Europe, tout comme l'Asie en forte croissance, ont besoin d'énergie, et notamment d'hydrocarbures. De son côté, la Russie possède d'énormes réserves de pétrole, mais plus encore de gaz naturel, sans parler du potentiel, à plus long terme, même si dans l'immédiat les techniques d'exploitation sont encore embryonnaires, des hydrates de méthane. De la confrontation de ces deux données est née fort justement pour le gouvernement russe de Vladimir Poutine l'idée de tirer parti de la situation géographique de la Russie, et de son potentiel énergétique afin d'en obtenir tant à l'est qu'à l'ouest des avantages politiques et économiques. Plus encore que l'inversement de la source de sa rente énergétique, c'est à court terme pour se substituer à l'Occident comme fournisseur des technologies de pointe dont la Russie a besoin, notamment pour la mise en valeur et l'exploitation de ses ressources naturelles, qu'elle se tourne vers l'Asie, et vers la Chine en particulier.

C'est dans ce contexte nouveau, qu'en 2003, le Ministère russe de l'Énergie a publié la « Stratégie énergétique de la Russie jusqu'à 2020 », qui a théorisé et mis en lumière le nouveau rôle de l'énergie dans la politique étrangère de la Russie. Ce document de prospective stratégique énonçait clairement deux objectifs : le renforcement des positions de la Russie sur les marchés énergétique internationaux et la consolidation du pouvoir de marché de la Russie sur les marchés domestiques des pays consommateurs. En outre, il consacrait le rôle particulier que Gazprom, en tant qu'acteur principal de la politique gazière russe, allait être amené à jouer sur la scène internationale. En tant que « bras armé » énergétique de la Russie renaissante, il devait se hisser au rang des majors du secteur énergétique mondial, telles les multinationales Exxon Mobil, British Petroleum, Chevron, Royal Dutch Shell, ou encore le français Total. De géant gazier il devait devenir un acteur énergétique global de premier plan au niveau mondial¹⁰⁷.

Sur le continent européen, l'objectif fixé était de maintenir et de développer ses positions sur les marchés gaziers des pays de l'Union européenne, afin d'atteindre 30% du marché global de l'UE. Et pour cela recouvrer les parts de marché perdues au cours des années 90 à l'ouest de

¹⁰⁷ K. Simonov, *Energetičeskaâ sverhderžava*. Moscou, Eksmo Press, 2006.

l'Europe, et compenser la baisse de la demande de gaz naturel de ses anciens satellites, ceux du PECO.

Cette reconquête de Gazprom devait se concrétiser par un renforcement de ses activités traditionnelles, mais cette fois sur le territoire de l'UE, c'est-à-dire la construction de gazoducs et de capacités de stockage, indispensables pour parer aux éventuels à coups dans les livraisons du fait d'éventuels blocages des pays de transit, mais aussi développement d'un réseau de distribution pour accompagner la stratégie d'implantation de Gazprom dans le domaine de la commercialisation du gaz naturel.

Cette stratégie a été dans une certaine mesure une extension de l'expérience antérieure de Gazprom en matière de création de joint-ventures, et impliquait la démarche d'intégration verticale par l'acquisition d'actifs physiques étrangers que Gazprom a mis en œuvre dans les années 90. Mais à cette stratégie s'ajoutaient d'autres logiques organisationnelles, qui consistaient en la création de filiales de marketing dans certains pays européens et des prises de participations (minoritaires ou majoritaires) dans des compagnies locales.¹⁰⁸

L'échange d'actifs énergétiques (en anglais : *energy asset swapping*), rendu d'autant plus aisé que l'appétence des entreprises occidentales pour l'Eldorado énergétique russe, ne s'est jamais démentie, en dépit des aléas géopolitiques conjoncturels, a été jusqu'à aujourd'hui, le principal outil de cette stratégie. L'idée principale était d'ouvrir les ressources gazières russes aux sociétés énergétiques des pays consommateurs en échange de l'accès de Gazprom aux actifs énergétiques en aval¹⁰⁹. Il s'agissait notamment de l'accès aux actifs dans des sociétés locales impliquées dans les activités de transport, distribution et commercialisation de gaz naturel, mais aussi ceux dans les infrastructures gazières comme les gazoducs, les sites de stockage et les réseaux de distribution de gaz.

Ces accords contractuels particuliers ont également été conçus afin de partager avec les entreprises occidentales opérant en aval, les importants risques financiers des lourds

¹⁰⁸ C. Locatelli, « L'UE : aiguillon des stratégies de Gazprom ? », *op.cit.* ; A. Bros, « Gazprom in Europe : a Business Doomed to Fail ? », *Russie.Nei.Reports*, n° 18, IFRI, 2014, p. 11-13.

¹⁰⁹ A. Kramer, « Gazprom and E.ON to swap assets », *The New York Times*, le 13 juillet 2006. URL : <https://www.nytimes.com/2006/07/13/business/worldbusiness/13iht-eon.2194072.html>, dernière consultation le 12 janvier 2016 ; Deutsche Welle, « BASF, Gazprom swap assets, sign pipeline deal », le 4 septembre 2015. URL : <https://www.dw.com/en/basf-gazprom-swap-assets-sign-pipeline-deal/a-18693268>, dernière consultation le 3 janvier 2016 ; E. Mazneva, A. Weber, « Gazprom, OMV to swap upstream assets », *World Oil*, le 4 janvier 2016. URL : <https://www.worldoil.com/news/2016/4/1/gazprom-omv-to-swap-upstream-assets>, dernière consultation le 21 janvier 2016.

investissements à mettre en œuvre en amont pour développer et exploiter une ressource gazière requérant des technologies de plus en plus sophistiquées.

La volonté de Gazprom de lier l'accès à ses ressources gazières à l'ouverture de l'aval gazier européen dans le cadre de partenariats bilatéraux s'est concrétisé pour la première fois avec les Allemands.

Ainsi, en 2006 à Tomsk en Russie, Alexei Miller et Jürgen Hambrecht, CEO de Gazprom et de BASF respectivement, ont signé un accord sur l'échange d'actifs dans le domaine de l'exploration et de la production (en Russie), mais aussi du transport et de la distribution (en Allemagne et dans certains pays européens). Conformément à cet accord, Gazprom a augmenté sa participation dans le consortium russo-allemand Wingas de 35 à 50% (moins une action). En même temps, la compagnie russe a reçu une part dans le capital de l'une des sociétés du groupe Wintershall AG, qui détenait des actions dans les actifs d'exploration et d'exploitation en Libye. A son tour, BASF/Wintershall a obtenu 25% (moins une action) et 10% d'actions (sans droit de vote) dans la société russe Severneftegazprom (filiale à 100% de Gazprom), qui développait le gisement gazier Yuzhno-Russkoye (avec des réserves de gaz naturel estimées à 600 bcm). La société allemande a aussi reçu 35% (moins une action) dans le gisement de Yuzhno-Russkoye¹¹⁰.

En 2012, Gazprom et BASF étaient parvenus à signer un autre accord qui reposait sur un « swap ». L'allemand BASF a cédé à Gazprom le contrôle de plusieurs de ses actifs dans le stockage et la commercialisation du gaz en Allemagne et en Autriche. Gazprom a notamment reçu 100% des entités WIEH et WIEE de Wingas, ainsi que 50% des actions de Wintershall Noordzee BV, chargée des projets en Mer du Nord. En contrepartie, BASF/Wintershall a obtenu des participations (25% plus une action) dans les champs d'Achimov, développés par Gazprom en Sibérie, ainsi qu'une option pour porter cette participation à 50%¹¹¹.

Ces nouvelles pratiques organisationnelles utilisées par Gazprom dans le cadre de sa stratégie d'intégration verticale (création de filiales de commercialisation, prises de participations, échange d'actifs, etc.) ont été cependant d'une portée limitée, excluant la plupart des pays d'Europe centrale et orientale, des pays baltes et ceux de la CEI¹¹². En tant que compagnie énergétique étrangère opérant sur les marchés gaziers de l'UE, Gazprom espérait

¹¹⁰ K. Simonov, *Energetičeskaâ sverhderžava*, *op.cit.*

¹¹¹ BASF Press release, « BASF and Gazprom agree on asset swap », le 14 novembre 2012. URL : <https://www.basf.com/ru/ru/media/news-releases/2012/11/p-12-511.html>.

¹¹² C. Locatelli, « L'UE : aiguillon des stratégies de Gazprom ? », *op.cit.*, p. 13.

bénéficiaire de l'accès au marché promis par la libéralisation en développant les activités en aval. Mais en tant que monopole d'exportation contrôlé par l'État, il a souvent été bloqué par des obstacles réglementaires à l'intégration en aval imposés par la Commission européenne et certains régulateurs nationaux en Europe, qui visaient des entreprises énergétiques verticalement intégrées en général et Gazprom en particulier. Dans le cas de Gazprom, ces réglementations concernaient essentiellement le refus systématique d'accès aux réseaux de transport et de distribution de l'UE, et dans certains cas l'interdiction de prendre des participations dans des sociétés énergétiques nationales.

Ainsi, en 2006 Gazprom a vu échouer son projet visant à obtenir 20-25% des actions de Centrica, l'une des plus grandes sociétés britanniques de commercialisation de gaz, ce qui lui aurait permis d'établir un débouché important pour ces exportations gazières en Europe. En effet, en réaction à ce projet, le gouvernement britannique a fait adopter une législation visant à bloquer toute offre initiée par des entreprises non transparentes et contrôlées par un État étranger¹¹³. Ce qui visait, dans le domaine énergétique, au premier chef Gazprom.

En fait, cette offre de Gazprom, quasi concomitante avec le conflit gazier russo-ukrainien ayant sévi quelques mois auparavant, a fait craindre à Londres que la prise de contrôle par Gazprom d'une part significative des actions de Centrica puisse à terme permettre au géant énergétique russe de contrôler la plus grande société énergétique britannique, avec le risque de voir alors Gazprom en capacité d'imposer des prix de monopole, voire d'interrompre les approvisionnements du marché domestique.

Les caractéristiques même de Gazprom, géant énergétique russe étroitement contrôlé par l'État, ses modes d'interventions sur les marchés européens, jugés par Bruxelles peu transparents, du fait qu'ils s'apparentent plus à une diplomatie gazière dominée par les enjeux géopolitiques russes et les orientations décidées par le gouvernement, qu'à la stratégie d'une entreprise privée dont les choix seraient guidés uniquement par une logique économique et la recherche de la maximisation de ses profits, ont toujours placé Gazprom sur une position très particulière en Europe. Les crises gazières à répétition avec l'Ukraine n'ont fait qu'accentuer la méfiance des autorités de l'Union européenne à son égard. Sans affirmer que la déréglementation du marché énergétique européen vise à barrer la route de Gazprom dans sa stratégie d'implantation en aval sur les marchés européens, on ne peut nier qu'elle lui complique

¹¹³ Challenges, « Gazprom menace l'UE », le 21 avril 2006. URL : https://www.challenges.fr/entreprise/gazprom-menace-l-ue_395518, dernière consultation le 23 février 2016.

indéniablement la tâche. Même si Gazprom a, astucieusement, par des accords bilatéraux conclus directement avec des États membres, cherché à contourner les instances bruxelloises, il n'en demeure pas moins que la réglementation européenne a fortement contribué aux récents échecs de Gazprom dans sa stratégie visant à développer ses accès aux réseaux de distribution, tant au Royaume-Uni (cf. supra sa tentative malheureuse avec Centrica), qu'en France auprès de GdF, ou encore en Espagne avec Repsol.

La stratégie de Gazprom de descente en aval, et la volonté de capter ainsi une plus grande part de la valeur ajoutée qui la sous-tend est toujours en devenir.

Si la stratégie de Gazprom s'est surtout élaborée autour de deux principaux axes, à savoir la diversification des voies d'exportation par la construction de nouveaux gazoducs, et la descente en aval, elle porte en germe les prémisses du développement de la technologie de liquéfaction seule apte à exporter vers des pays lointains et, notamment vers les pays ultramarins, sans frontières terrestres communes avec l'hinterland russe.

Chapitre 2 : Le développement des gaz non-conventionnels et du gaz naturel liquéfié (GNL), un double défi pour la Russie ?

2.1 La montée en puissance du gaz de schiste aux Etats-Unis et son impact sur la stratégie de Gazprom

2.1.1 L'essor du gaz de schiste et la restructuration du marché gazier américain

L'abondance des ressources gazières dites « non-conventionnelles » sur le territoire des États-Unis et l'association de deux techniques, à savoir le forage horizontal et la fracturation hydraulique, ont permis l'émergence d'une véritable révolution dans le secteur gazier, baptisée « la révolution du gaz de schiste ». L'extraction du gaz à partir de gisements non traditionnels a permis à Washington d'accroître considérablement la production domestique de gaz naturel, qui a cru de plus de 32% entre 2005 et 2015, et a atteint son niveau record de 750 milliards de m³ en 2016 (BP Statistical Review of World Energy, 2017). Dans le mix gazier américain, le gaz de schiste s'est immédiatement attribué une place dominante. En 2016, sa production est passée à 430 milliards de m³, ce qui représente 53% de la production gazière commercialisée, contre 5% seulement en 2007.

Ce développement fulgurant du gaz de schiste a permis à Washington de ravir en 2009 à la Fédération de Russie le titre de premier producteur mondial de gaz naturel. En conséquence, d'importateur net de gaz naturel, les États-Unis sont passés au statut de pays quasi auto-suffisant en énergie, ce qui leur a permis de réduire drastiquement leurs importations de GNL. Aujourd'hui, le pays est même sur le point de devenir l'un des plus gros exportateurs de GNL dans le monde.

Ce concept était cependant totalement impensable il y a encore une décennie. Au début des années 2000, la situation sur le marché gazier américain était différente et perçue plutôt comme étant de plus en plus dépendante vis-à-vis des importations. En ce temps, les États-Unis connaissaient une croissance exponentielle des importations gazières, de sorte qu'en 2005 elles ont franchi leur nouveau niveau record de 122 milliards de m³, ce qui représentait 17% de la consommation nationale de gaz naturel. Cette évolution paraissait inexorable, les rapports officiels prévoyant une augmentation encore plus importante des importations gazières dans les années suivantes se multipliaient. L'US Energy Information Administration (EIA) prédisait

même que la hausse des importations atteindrait 175 milliards de m³ par an vers 2013. Selon l'Annual Energy Outlook de 2005 à 2025, les importations de GNL devraient couvrir la majorité de cette hausse des importations, soit près de 100 milliards de m³ de gaz par an¹¹⁴.

Afin d'anticiper le gap croissant entre l'augmentation de la demande de gaz naturel et la baisse de sa production, l'industrie gazière américaine s'est lancée dans un vaste programme de construction de terminaux de regazéification de GNL. Selon l'US Energy Information Administration, en 2013 leur nombre est passé à 11.

Le développement fulgurant des ressources du gaz de schiste a mis cependant un terme à ces projets. Depuis 2007, les volumes américains d'importation de gaz naturel sont en chute quasi-continue¹¹⁵. Si le gaz de pipeline continue à approvisionner le marché américain à partir du Canada, bien que dans des proportions très réduites, les importations de GNL connaissent une diminution drastique de plus de 32% entre 2007 et 2015. Ce qui a eu un impact sur le fonctionnement de nombreux terminaux d'importation de GNL. En 2015, plus de 15 terminaux de regazéification de GNL, conçus pour traiter des dizaines de milliards de m³ de GNL par an, ne fonctionnaient pas à plus de 15-20% de leur capacité initiale. Aujourd'hui, Trinité-et-Tobago est le seul fournisseur de GNL présent sur le marché américain, mais ses exportations demeurent très faibles, à hauteur de 2,3 bcm par an (BP Statistical Review of World Energy, 2018).

L'exploitation massive du gaz de schiste a eu également des conséquences significatives sur l'ensemble des ressources énergétiques, et a conduit à une restructuration du marché énergétique américain.

La surproduction de gaz naturel a mécaniquement induit l'effondrement des prix du gaz sur le marché domestique. Les prix spot du gaz naturel à Henry Hub, qui sert de référence nationale en ce qui concerne la fixation des prix du gaz, ont chuté de 8,87 dollars par MMBtu en 2008 à seulement 2,52 dollars/MMBtu en 2015, soit de 72%¹¹⁶. Une division par trois du prix du gaz ont rendu le gaz naturel plus compétitif par rapport à d'autres sources énergétiques. En conséquence, le gaz naturel a partiellement supplanté le pétrole et le charbon dans le secteur électrique et dans le secteur de transport. Dans la production d'électricité, le degré de

¹¹⁴ EIA, *Annual Energy Outlook 2005 with Projections to 2025*, Washington, 2005.

¹¹⁵ EIA, *U.S Natural Gas Imports & Exports 2012*, Washington, 2012.

¹¹⁶ EIA, Natural Gas Statistics, <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdA.htm>.

substitution « gaz/charbon » est sans doute le plus marquant¹¹⁷. Entre 2007 et 2013, l'usage du gaz naturel y a cru de 37%, alors que la part du charbon s'y est réduite de 21%. N'ayant pas trouvé de débouchés sur le marché domestique, le charbon a été massivement exporté vers les marchés internationaux. En 2012, plus de 50% des exportations charbonnières à partir des États-Unis ont été absorbées par l'Allemagne, la France et la Belgique.

Le recours des consommateurs américains au gaz naturel a permis à Washington de réduire davantage la consommation du charbon polluant, massivement utilisé en raison de ses vastes réserves sur le territoire. Ceci a conduit à un renversement de la tendance, où les États-Unis ont réduit la consommation du charbon, alors que les Européens ont commencé à en brûler davantage. Grâce à l'augmentation de la part du gaz naturel dans le mix énergétique, les États-Unis ont atteint en 2012 le niveau le moins élevé des émissions de CO₂ depuis 20 ans¹¹⁸.

2.1.2 La révolution du gaz de schiste et ses conséquences pour les marchés gaziers internationaux

Comme nous l'avons évoqué précédemment, l'exploitation massive du gaz non conventionnel aux États-Unis a conduit à des transformations profondes dans le secteur énergétique du pays. Même si à ce jour la production de gaz de schiste demeure un segment relativement jeune de la production mondiale de gaz naturel, et se limite géographiquement au seul continent nord-américain, elle a déjà provoqué des conséquences irréversibles sur les marchés gaziers internationaux, que Andrei Konoplânik a qualifié « *d'effet matriciel* »¹¹⁹. Ces conséquences, contrairement à ce que pensaient les gestionnaires de Gazprom, n'ont pas constituées une bulle gazière éphémère, mais plutôt une tendance de fond dont les effets continuent à être ressentis jusqu'à présent bien au-delà des frontières américaines.

Le marché européen est sans doute le premier qui a été impacté par ce phénomène. En effet, l'exploitation du gaz de schiste a pratiquement fermé le marché américain aux importations de GNL qui sont passées de presque 23 bcm en 2001 à moins de 5,2 bcm en 2012.

¹¹⁷ S. Mel'nikova, « Čěrnaâ volna slancevoj revolúciï [La vague noire de la révolution du gaz de schiste], Institut des Recherches énergétiques de l'Académie russe des Sciences (ERIRAS), 2012.

¹¹⁸ OECD, *Environmental Performance Reviews: United States 2005*, Paris, 2006 ; J. Olivier, G. Janssens-Maenhout, M. Muntean et al. « Trends in Global CO₂ Emissions: 2014 Report », PBL Netherlands Environmental Assessment Agency & Joint Research Centre of the European Commission, 2014.

¹¹⁹ A. Konoplânik, « Amerikanskaâ slancevaâ revolúciâ : posledstviâ neobratimý » [La révolution américaine du gaz de schiste: les conséquences sont irréversibles], *Éko*, Vol. 44, n° 5, 2014, p. 112.

Cette situation a conduit à la redirection de nombreux cargos de GNL, principalement en provenance du Qatar, initialement à destination des États-Unis, vers d'autres marchés énergétiques et pour l'essentiel vers celui de l'Europe occidentale. Ainsi, les exportations de GNL des pays de la région ont cru de 64%, en passant de 55,2 bcm en 2008 à 90,7 Bcm en 2011¹²⁰.

La crise économique de 2008 a eu de graves conséquences sur le marché européen du gaz naturel. Alors que d'autres grandes économies mondiales continuaient à consommer des quantités accrues de gaz, voire même connaissaient une forte croissance de la demande domestique pour atteindre le niveau des années 90, le marché gazier de l'UE connaissait une chute quasi continue de la consommation de gaz naturel. Elle est passée de 464 milliards de m³ en 2009 à 439 milliards de m³ en 2012 afin de descendre ensuite à moins de 384 milliards de m³ en 2014¹²¹. Dans ce nouveau contexte gazier, l'arrivée sur le marché en dépression de quantités supplémentaires de GNL a créé l'offre excédentaire de gaz naturel, que les économies européennes n'étaient pas en mesure d'absorber.

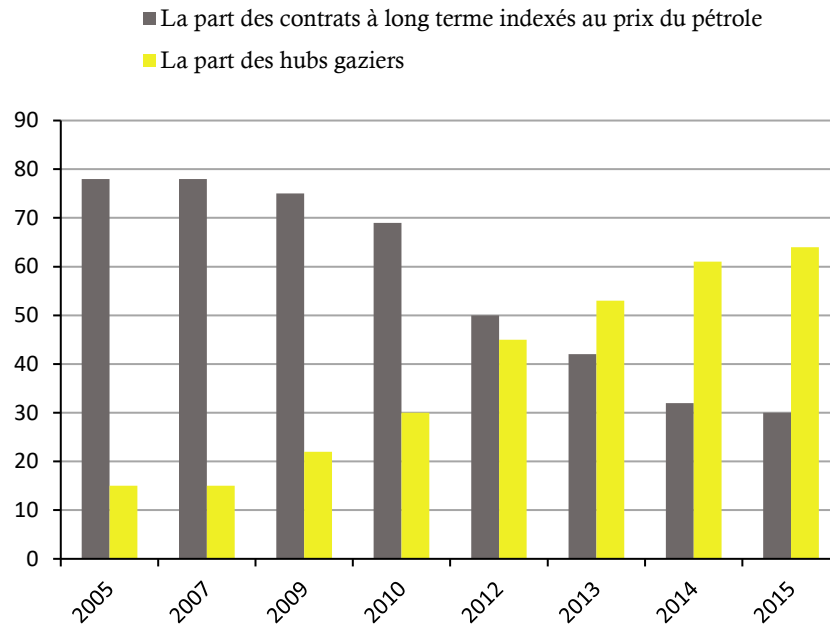
La surabondance du marché européen en gaz naturel a logiquement conduit à l'effondrement des prix du gaz sur les marchés spot européens. Le hub gazier britannique National Balancing Point (NBP) a vu passer les prix du gaz de 10,79 dollars par MMBtu en 2008 à 4,85 dollars par MMBtu en 2009 (BP Statistical Review of World Energy, 2010). Dans de telles conditions, les consommateurs européens optaient de plus en plus pour les ventes gazières sur les hubs gaziers avec les prix du gaz indexés au prix de marché. Ainsi, la part des ventes gazières sur les marchés spot européens est passée de 15% en 2005 à 30% en 2010 pour atteindre 53% en 2013. En 2015, la part du commerce spot a constitué 70% contre 30% pour les ventes réalisées dans le cadre des contrats à long terme¹²². Ainsi, la révolution du gaz de schiste n'a pas seulement accéléré le développement des hubs gaziers, mais a remis en question le modèle même des contrats à long terme, basés sur des prix du pétrole par définition plus élevés que ceux du marché.

¹²⁰ BP, Statistical Review of World Energy de 2009 et 2012.

¹²¹ Eurostat yearbook, *Key figures on Europe*, 2015.

¹²² E. Orlova, « Evropa idët na biržu » [L'Europe va à la bourse], *Neftegazovaâ vertikal'*, n°7-8, 2017. Pp. 94-98.

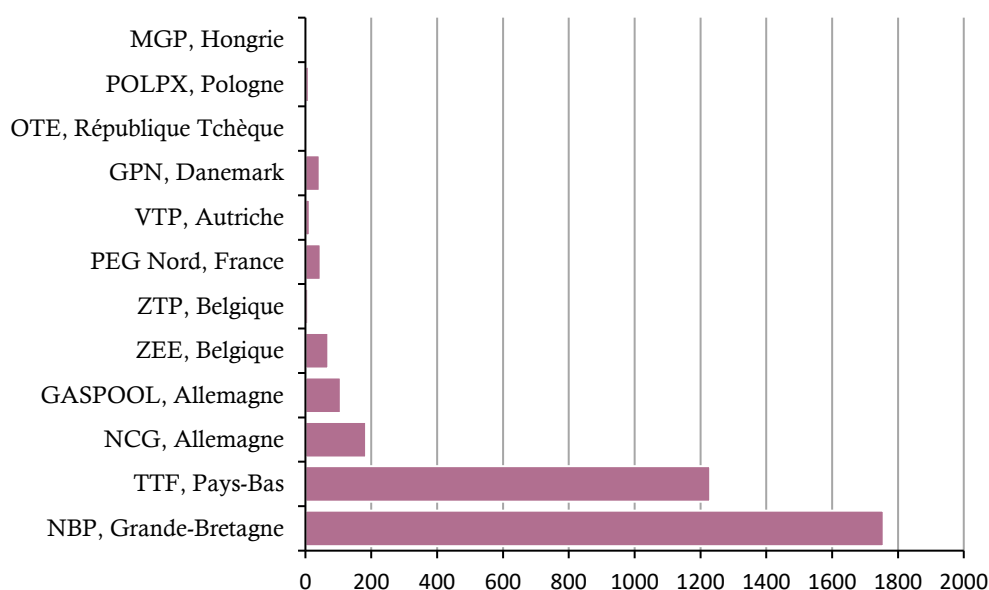
Figure 14 : Le commerce de gaz naturel dans l'Union européenne à 27. La part des ventes gazières réalisées dans le cadre des contrats à long terme indexés au prix du pétrole vs celle des ventes gazières réalisées sur les marchés spot



Source: International Gas Union Wholesale gas price formation, 2016

Le développement des marchés au comptant s'est principalement propagé en Europe du Nord-Ouest, et plus particulièrement en Grande-Bretagne, France, Belgique et Pays Bas, qui par leurs positions géographiques disposent d'accès à plusieurs sources d'approvisionnement gazier. Cet accès diversifié rend les marchés de ces pays plus liquides, et donc plus compétitifs par rapport à ceux de l'Europe centrale et orientale, dont le faible niveau de développement de leurs infrastructures ne leur permet pas de choisir entre plusieurs fournisseurs alternatifs.

Figure 15 : Hubs gaziers en Europe, 2016



Source : Orlova, 2017

Par ailleurs, la révolution américaine du gaz de schiste a remis en question les positions compétitives du gaz naturel par rapport au charbon. Comme nous l'avons indiqué supra, le recours de gros industriels américains au gaz naturel bon marché a conduit à ce que la production américaine de charbon soit exportée vers l'Europe. Par conséquent, l'arrivée de grandes quantités supplémentaires de charbon ont fait considérablement chuter ses prix, ce qui à son tour a mécaniquement fait croître sa consommation au sein de l'UE au détriment du gaz naturel. Ainsi, si en 2008/2009, la part du charbon américain dans les importations de l'UE à 27 a été de 12%, elle s'est élevée à 17% en 2011. En 2012, les exportations américaines de charbon ont atteint 670 millions de tonnes, soit une augmentation de 28% par rapport à 2011, avec l'Allemagne, l'Italie et les Pays Bas comme les plus gros importateurs¹²³. Sur le plan économique, l'écart de prix entre le gaz naturel et le charbon a considérablement augmenté l'écart de compétitivité entre ces deux sources énergétiques concurrentes, ayant même conduit à des situations parfois paradoxales, où les industriels européens abandonnaient les centrales à gaz naturel neuves au profit des centrales à charbon plus vétustes.

¹²³ S. Mel'nikova, « Černaâ volna slancevoj revolúcii », *op.cit.*

La révolution américaine du gaz de schiste n'a pas eu de conséquences directes sur le marché gazier asiatique, bien que les pays de la région aient considérablement accru leurs importations de GNL en provenance du Qatar, qui cherchait où vendre ses volumes excédentaires de GNL qui d'ordinaire étaient absorbés par les États-Unis. Les conséquences de la « révolution du gaz de schiste » sur les marchés asiatiques sont aujourd'hui plutôt d'ordre prospectif.

Après la mise en exploitation du terminal de liquéfaction de « Sabine Pass » en février 2016, 27% des exportations américaines de GNL ont été réorientés vers la région Asie Pacifique. Grâce aux prix élevés du GNL et l'absence de concurrence avec le gaz de pipeline, l'Asie Pacifique offre aux agrégateurs de GNL une meilleure marge bénéficiaire, et demeure de ce fait la destination préférée pour les exportations américaines. Avec l'expansion du Canal du Suez en août 2015, qui permet désormais le passage de méthaniers de GNL d'une plus grande capacité (jusqu'à 275,000 tonnes), et la mise en place de nouveaux projets d'exportation de GNL aux États-Unis, la région asiatique pourrait bénéficier de l'accroissement des exportations américaines de GNL. L'arrivée de nouveaux cargos supplémentaires de GNL américain, dont le prix est indexé au prix spot du gaz américain de Henry Hub, pourrait briser le rapport historique entre les prix du gaz naturel et le pétrole dans les contrats à long terme, toujours privilégiés par les pays de la zone. Ceci pourrait à terme conduire à une concurrence de deux modèles de fixation du prix du gaz naturel. Des tendances se font déjà sentir en ce sens sur les marchés gaziers de la région Asie-Pacifique avec des acheteurs insistant de plus en plus sur des contrats corrélés aux prix spot et d'une durée plus courte (de 5 à 10 ans).

2.1.3 Les conséquences pour la Russie : la crise des contrats à long-terme de Gazprom et l'abandon du projet Chtokman

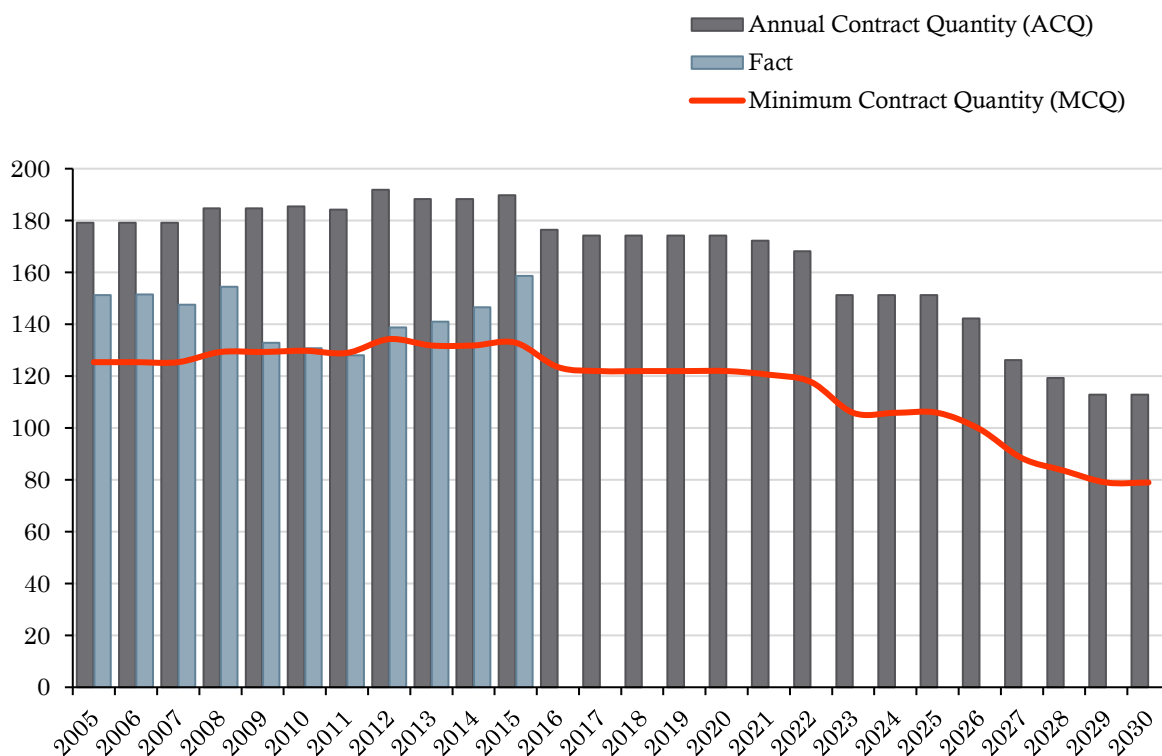
Même si l'exploitation des ressources de gaz de schiste aux États-Unis ne représente dans l'immédiat que des volumes relativement faibles à l'échelle mondiale, elle a déjà conduit à des transformations profondes du secteur énergétique américain, et elle a eu des conséquences indirectes sur le fonctionnement d'autres marchés énergétiques, et plus particulièrement sur celui d'Europe occidentale.

Sur le plan économique, la « révolution du gaz de schiste » s'est avérée une véritable épreuve pour tous les fournisseurs européens de gaz naturel tels la Russie, la Norvège ou encore

l'Algérie : la brusque chute des prix du gaz a entraîné une forte réduction de leurs recettes budgétaires, générées par les ventes gazières. Compte tenu de la position dominante de Gazprom sur le marché d'Europe, c'est lui qui a subi les pertes les plus importantes tant en volume qu'en terme de recettes budgétaires.

Entre 2008 et 2014, le géant gazier russe a vu chuter ses exportations gazières de 20% : l'arrivée de grandes quantités supplémentaires de GNL sur le marché européen, conjuguée à la récession économique des pays de l'UE et à une météorologie clémente dans la région ont conduit les clients de Gazprom à se contenter d'acheter les volumes minimaux de gaz naturel stipulés sur les contrats à long terme, qu'ils ont conclus avec Gazprom. L'impossibilité d'acheter des quantités de gaz naturel inférieures à celles prévues dans les contrats à long terme, de revendre les quantités excédant les besoins du consommateur, ou de changer de fournisseur de gaz naturel et, ainsi de passer à des fournisseurs qui vendent leur gaz naturel au prix spot, par définition plus bas que le prix fixé dans les contrats de Gazprom, ont provoqué une vague de mécontentement parmi ses principaux clients européens, et compromis le modèle économique même des contrats à long terme.

Figure 16 : Les contrats de Gazprom à long terme avec les pays européens jusqu'en 2030 : les quantités annuelles de gaz naturel stipulées par ces contrats et les quantités de ToP à 85%



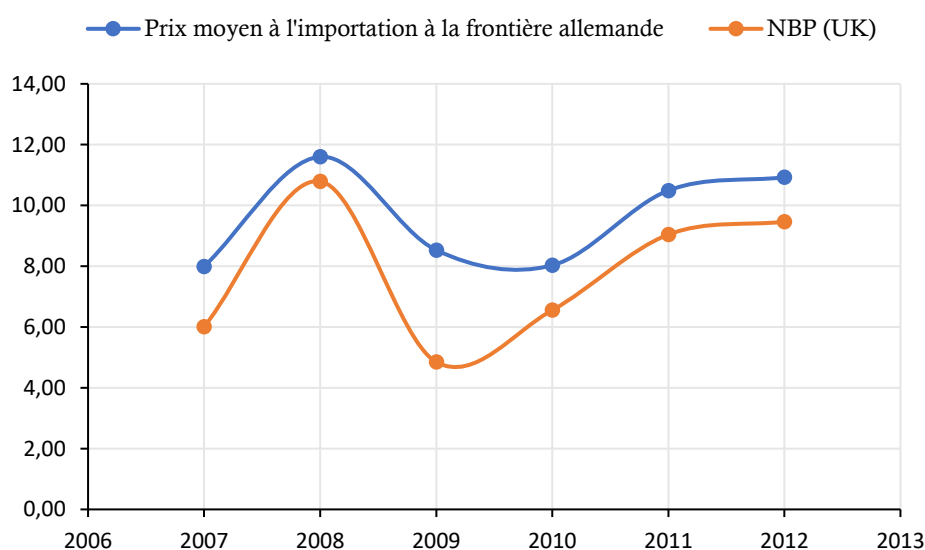
Source : Mitrova (2014), Gazprom Export

Historiquement, les exportations de gaz naturel russe sont vendues dans le cadre des contrats à long terme « *take-or-pay* » (ToP), pour une durée couvrant de 20 à 35 ans. Dans ces contrats, les prix du gaz naturel est traditionnellement corrélé aux prix des produits pétroliers, mais font l'objet de révision tous les trois ans en fonction du changement constaté dans les conditions de marché (Gazprom, 2017). Ce mécanisme de vente, établi avec les premiers contrats de vente conclus au début des années 70, s'est montré particulièrement résistant au cours des décennies, mais connaît depuis les années 2000 une érosion progressive provoquée par les effets combinés de la libéralisation du marché européen et l'évolution des conditions de marché.

La rigidité de l'indexation des prix du gaz naturel sur ceux du pétrole a créé de façon persistante un très grand écart entre les prix contractuels de Gazprom et les prix au comptant des « hubs » gaziers, d'autant plus que ces derniers se sont effondrés encore plus après l'arrivée sur le marché européen des volumes supplémentaires de GNL, redirigés d'Amérique du Nord

suite à la crise de surproduction. Ainsi, en 2009 le prix du gaz naturel de Gazprom s'élevait à 8,53 dollars par MMBtu, alors que celui sur le hub gazier britannique NBP, le marché au comptant le plus liquide en Europe du Nord-Ouest, se situait à 4,85 dollars par MMBtu (BP, 2017).

Figure 17 : Les prix du gaz de Gazprom vs les prix du gaz à NBP (Royaume-Uni)



Source : BP Statistical Review of World Energy, 2017

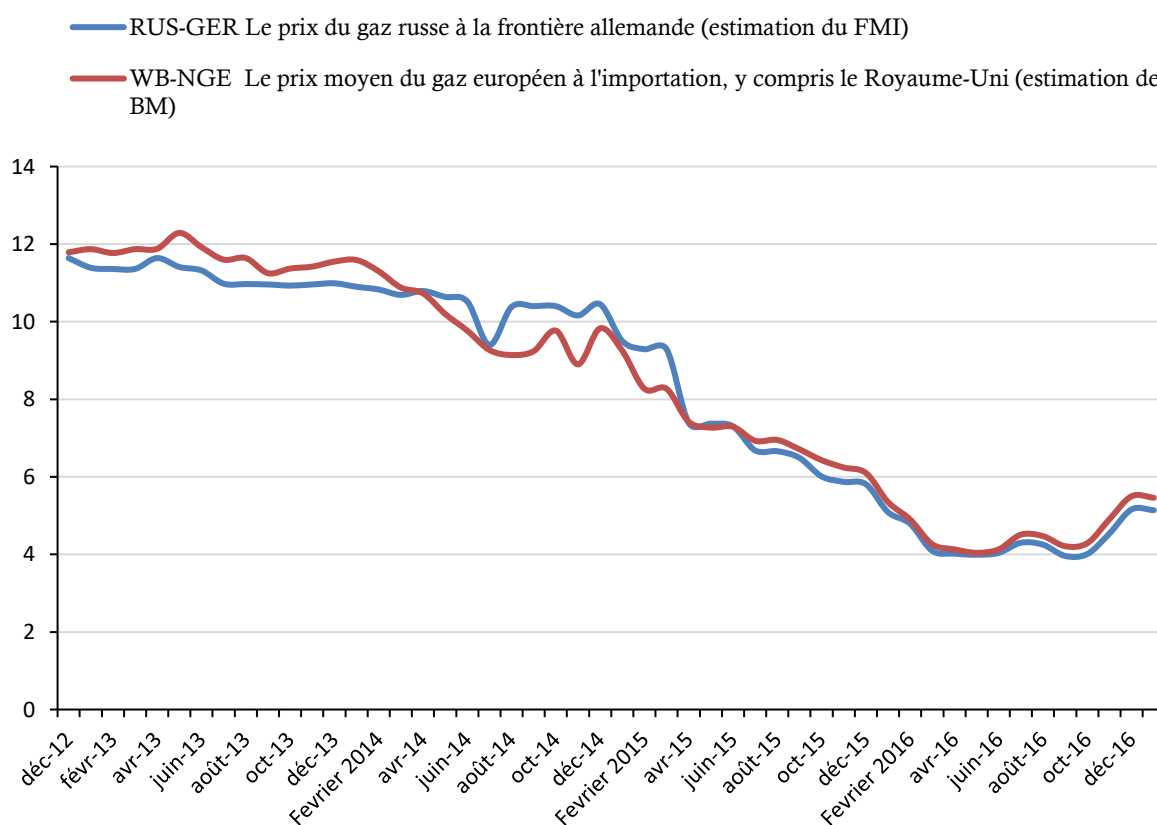
Depuis 2009, dans le contexte de la faible demande de gaz naturel en Europe et du développement des marchés spot, les partenaires occidentaux de Gazprom ont réclamé une indexation à 100% de leurs contrats sur l'indice des prix NBP, ce qui impliquerait une complète déconnection par rapport aux cours du pétrole¹²⁴. En outre, certains de ses clients en Allemagne, Italie et Turquie ont insisté pour que leur soit consentie une réduction de 23-27% des volumes de prélèvement minimum (ACQ) auxquels ils s'engageaient et ce sur plusieurs années. A partir de 2010, Gazprom a aussi été obligée de réviser les contrats de long terme qui avaient été signés avec ses plus grands partenaires européens tels Wingas et E.ON allemands, Gdf Suez (actuel ENGIE) français et la compagnie italienne Eni : le volume minimal de gaz naturel qui doit être

¹²⁴ La volonté de la plupart des clients européens de Gazprom de passer à l'indexation sur les prix pratiqués sur les marchés spot ont probablement été le changement le plus négatif pour la compagnie russe au cours des dernières années. Alors qu'en 2001, la part des contrats gaziers indexés au prix spot en Europe ne dépassait pas 9%, elle est passée à 30% en 2010 et à 61% en 2014.

pris en vertu de contrats à long terme a été ramené de 85 à 75%¹²⁵ ; Gazprom a également dû abaisser le prix de base dans la formule de fixation du prix.

Afin de maintenir la compétitivité de son gaz sur le marché conjoncturellement excédentaire, Gazprom a mis en œuvre une stratégie de baisse des prix du gaz en fonction de ceux pratiqués sur les marchés au comptant européens. Grâce à cette approche commerciale plus souple, depuis 2011 l'écart entre les prix de Gazprom et ceux constatés sur les marchés spot européens commence progressivement à diminuer, et ne représente que 1,45 dollars par MMBtu. Ce mouvement de convergence se poursuit dans les années suivantes. Ainsi, en 2015 les prix contractuels de Gazprom s'établissent à 6,72 dollars par MMBtu, alors que les prix des marchés spot européens sont à 6,53 dollars/MMBtu (BP, 2017).

Figure 18 : Moyenne mensuelle des prix du gaz de RUS-GER et de WB-NGE (US\$/MMBtu)



¹²⁵ L. Franza, « Long-term gas import contracts in Europe. The evolution in pricing mechanisms », *CIEP Paper*, n° 2014/08, Clingendael International Energy Programme (CIEP), Netherlands Institute of International Relations, 2014.

Remarque : RUS-GER est le prix du gaz naturel russe à la frontière allemande estimé par Worldwide Governance Indicators (WGI, the World Bank).

Source: International Monetary Fund Commodity Data, 2017; World Bank Commodities Price Data, 2017; https://ycharts.com/indicators/europe_natural_gas_price.

Pour la période de janvier 2009 à juillet 2015, Gazprom a révisé les contrats avec plus de 30 compagnies énergétiques européennes. La révision de ces contrats s'est faite selon plusieurs axes, d'une part des remises accordés sur les prix contractuels indexés sur ceux du pétrole, d'autre part la livraison aux prix des marchés spots des quantités excédant celles fixées dans les clauses ToP, enfin des compensations rétroactives des écarts constatés entre les prix contractuels et les prix spot. Cette décorrélation partielle des prix du gaz par rapport à ceux du pétrole conduit à la mise en place par Gazprom d'un système hybride de fixation des prix. La révision de ces contrats a eu lieu souvent suite à des contentieux avec ses partenaires, et après de longues et âpres négociations. Cependant, si Gazprom a partiellement cédé sur le système de fixation des prix et a pris l'initiative de proposer un système hybride, elle a su préserver le cadre des contrats à long terme. Au printemps 2016, Gazprom Export a révisé ses contrats à long terme avec la française ENGIE et l'italienne EON, en ajustant ses prix du gaz en les faisant converger vers ceux constatés sur les marchés européens au comptant¹²⁶.

Cependant, la révision des contrats n'a presque pas eu lieu en Europe centrale et orientale à de rares exceptions, telles celles de la Pologne, de la République Tchèque et de la Hongrie : les entreprises Bulgargaz (Bulgarie), Latvijas Gaze (Lettonie), Lietuvos Dujos (Lituanie), Srbijagas (Serbie) et Eesti Gaas (Estonie) n'ont reçu que de petites réductions de prix, de l'ordre de 15 à 20%, pour les achats de gaz au-delà des volumes minimaux stipulés aux contrats.

En dépit du règlement consensuel des différends entre les co-contractants des contrats à long terme d'approvisionnement en gaz naturel, et les réductions de prix qui en ont découlées pour certaines entreprises, l'obstination des gestionnaires de Gazprom à conserver leurs pratiques contractuelles traditionnelles et leur impossibilité à satisfaire les demandes de leurs clients, visant à faire évoluer leurs contrats vers plus de souplesse tarifaire, ont eu des répercussions à long terme pour la compagnie elle-même. En 2009/2011, les concurrents de

¹²⁶ E.ON Press release, « Agreement reached with Gazprom on price adjustments to long-term gas supply contracts », le 29 mars, 2016. URL: <https://www.eon.com/en/about-us/media/press-release/2016/agreement-reached-with-gazprom-on-price-adjustments-to-long-term-gas-supply-contracts.html>; ENGIE Press release, « ENGIE et Gazprom Export trouvent un accord sur la révision des prix de leurs contrats d'approvisionnement de gaz à long terme », le 12 avril 2016. URL : <http://www.engie.com/journalistes/communiqués-de-presse/gazprom-accord-prix-gaz/>.

Gazprom ont quant à eux montré une plus grande souplesse dans leur approche, en modifiant les termes de leurs contrats à long terme : ils ont accepté de réviser leurs contrats ou d'en signer de nouveaux, avec des remises tarifaires de 10 à 15% par rapport aux cours du pétrole. Ainsi, l'entreprise norvégienne Statoil (désormais Equinor), le deuxième fournisseur de gaz naturel pour le continent européen après Gazprom, a également ajusté sa stratégie tarifaire, en accordant des remises sur les prix de ses contrats à long terme, pouvant aller jusqu'à 30%¹²⁷. En novembre 2013, la société a annoncé une décorrélation complète des prix de son gaz naturel par rapport aux prix du pétrole dans la majorité de ses contrats nord-européens, ce qui lui a permis de stimuler ses exportations vers l'Europe de 7,5%¹²⁸. L'incapacité de Gazprom à réagir de façon plus réactive face à l'élargissement des écarts de prix sur un marché de gaz, qui connaît une concurrence plus rude sur les prix, mais aussi un degré élevé de substitution pour le gaz naturel provenant de différentes sources, a entraîné une stagnation des volumes d'exportation de Gazprom. Ces derniers n'ont que faiblement cru, en passant de 107 milliards de m³ en 2010 à 113 milliards de m³ en 2012, et à 126 milliards de m³ en 2014 (Rosstat, 2015).

L'exploitation massive de gaz non conventionnel sur le sol américain a eu une influence non négligeable sur tous les exportateurs européens de gaz naturel, qui ont vu leurs volumes d'exportation et leurs prix de vente chuter fortement depuis 2009. C'est en premier lieu le cas de la Fédération de Russie et de sa plus grande compagnie énergétique, Gazprom. Cette dernière n'avait jusqu'à présent que mépris pour le gaz de schiste et préférait le considérer plutôt comme une tendance conjoncturelle, qui n'aurait pas de conséquences significatives sur son « modus operandi » en Europe. Cependant, si Gazprom a réussi finalement à s'y adapter, au prix d'une forte baisse de ses volumes d'exportation et de ses prix, la « révolution du gaz de schiste » s'est avérée catastrophique, voire mortelle pour l'un de ses plus grands projets de GNL dans la région arctique.

La volonté de la Russie de développer une composante GNL au sein de sa politique énergétique renvoie aux années 70, où les Russes et les Japonais exploitaient conjointement les richesses gazières de l'île de Sakhaline et envisageaient de les exporter par voie maritime vers le Japon. Cependant, il a fallu attendre les années 2000 avec l'expansion rapide des échanges mondiaux de GNL et la forte hausse des prix des hydrocarbures sur les marchés internationaux, pour pouvoir observer une véritable résurgence de ces activités dans le secteur. La situation sur

¹²⁷ Platts, « Statoil ditches the theory, beating Gazprom in practice », le 18 février 2013. URL: <https://www.platts.com/news-feature/2013/naturalgas/eu-gas/index>, dernière consultation le 21 janvier 2016.

¹²⁸ Financial Times, « Statoil breaks oil-linked gas pricing », le 19 novembre 2013. URL: <https://www.ft.com/content/aad942d6-4e25-11e3-b15d-00144feabdc0>, dernière consultation le 5 février 2016.

le marché gazier des États-Unis a servi de véritable catalyseur. En effet, de nombreuses prévisions sur la forte croissance de la demande domestique de GNL ont encouragé Gazprom à envisager trois projets de GNL : le projet de Chtokman dans la Mer de Barents, la construction de l'usine de liquéfaction à Ust-Luga sur la côte baltique, et le projet de Kharasavey sur la péninsule de Yamal. À l'Est, Gazprom a commencé à investir dans le projet de « Sakhaline-2 » afin d'alimenter les marchés asiatiques.

À cette époque, les motivations commerciales de Gazprom en ce qui concerne le développement de la filière de GNL étaient très fortes. Premièrement, la compagnie russe souhaitait accéder à de nouveaux marchés énergétiques à fort potentiel, - ceux des États-Unis et d'Asie du Nord-Est en particulier, - mais qui par leurs positions géographiques n'étaient pas accessibles par son système de gazoducs. Deuxièmement, la présence sur le marché américain du GNL devait permettre à Gazprom d'avoir accès à des technologies de pointe qu'elle ne possédait pas encore. Il s'agit notamment des technologies pour la production de gaz naturel dans l'offshore profond, ainsi que pour la liquéfaction de gaz naturel à l'échelle industrielle. Troisièmement, Gazprom voulait à tout prix se positionner comme l'acteur global sur l'arène gazière internationale avec un portefeuille de clients et de contrats d'approvisionnement géographiquement diversifié (Gazprom, 2011)¹²⁹. Plus généralement, le développement du GNL s'inscrivait parfaitement dans la stratégie globale de Gazprom, visant à faire de la Russie une « superpuissance énergétique » : concept, qui avait été activement promu par le gouvernement de Vladimir Poutine depuis son accession au pouvoir en Russie¹³⁰.

En septembre 2015, grâce à l'accord de vente avec Shell Western BV et BG Group, Gazprom Marketing & Trading Ltd., 100% filiale de Gazprom, a vendu son premier cargo de GNL sur le marché américain. Ce dernier a été livré deux mois plus tard au terminal de regazéification de « Cove Point » dans le Maryland¹³¹. Depuis cette date, Gazprom a clairement fait savoir qu'il a l'intention d'acquérir 14% du marché mondial de GNL d'ici 2030¹³².

Afin de pouvoir approvisionner le marché américain en gaz naturel liquéfié, et de s'affirmer à terme sur ce marché très prometteur, Gazprom devait s'assurer d'un portefeuille de gisements, prêts à être mis en exploitation. Par sa position géographique, le gisement de

¹²⁹ Gazprom, « All you need is Gas », Gazprom Investor Day, London, le 15 février 2011, URL: https://www.gazprom.ru/f/posts/10/383646/2011_02_15_investorday_final.pdf.

¹³⁰ K. Simonov, *Energetičeskaâ sverhderžava*, *op.cit.*

¹³¹ Financial Times, « Gazprom in plan to supply LNG to US », le 14 février 2005. URL: http://www.ft.com/cms/s/0/f29bdd94-7e2d-11d9-ac22-00000e2511c8.html?ft_site=falcon&desktop=true#axzz4ssARyg00, dernière consultation le 3 mars 2016.

¹³² Gazprom, « All you need is Gas », *op.cit.*, p. 7.

Chtokman situé dans la partie centrale du secteur russe de la Mer de Barents, à 550 mètres de Mourmansk, était aux yeux des gestionnaires de Gazprom le meilleur candidat¹³³. Selon les estimations de Gazprom, ce gisement géant, qui recèle à lui seul près de 4 000 milliards de m³ de gaz naturel et environ 40 millions de tonnes de condensat (2% des réserves mondiales) était susceptible de satisfaire la production de GNL sur plusieurs années.

A l'origine, le projet de GNL de Chtokman prévoyait l'extraction du gaz par bateau et son transfert ultérieur par gazoduc sous-marin jusqu'à l'usine de liquéfaction près de Mourmansk. Après sa liquéfaction, le GNL devait être acheminé par tankers vers les États-Unis. La demande croissante de gaz naturel de l'Europe occidentale a contribué au changement du schéma initial : la direction de Gazprom commence à envisager parallèlement à l'exportation de GNL vers les États-Unis une exportation traditionnelle par gazoduc vers l'Europe.

En 2007, Gazprom choisit finalement ses deux partenaires étrangers, la française Total et la norvégienne Statoil, pour l'exploitation du gisement de Chtokman. En février 2008, suite à une longue vague de négociations, le Consortium d'investisseurs crée « Shtokman Development AG » (SDAG), entreprise commune responsable pour « *la conception, la construction, le financement et l'exploitation de la première phase du projet de développement du gisement de Chtokman* »¹³⁴. Selon l'accord d'actionnariat, Total et Statoil détiendraient 25 et 24% respectivement, lorsque la part de Gazprom s'élèverait à 51%. SDAG était en charge uniquement de la 1^{ère} phase du projet de Chtokman (approximativement 30% du gisement), et devait produire 23,7 milliards de m³ de gaz naturel par an. Gazprom devait assurer à lui seul le développement de deux autres phases du projet. Aussi, selon l'accord SDAG exploiterait l'infrastructure pendant 25 ans après le démarrage de la production. Ensuite, seul Gazprom produirait et commercialiserait le GNL à partir de Chtokman¹³⁵.

Cependant, la hausse de la production du gaz de schiste aux États-Unis d'une part, et la baisse drastique de la consommation de gaz naturel sur le Vieux continent d'autre part, ont remis en cause le modèle économique du projet de Chtokman, et donc son développement ultérieur. Dans le nouveau contexte gazier des prix bas des hydrocarbures, les coûts d'exploitation du gisement sont devenus très élevés. En 2012, ils ont cru jusqu'à atteindre 30

¹³³ R. Kasatkin, *Sistema morskoy transportirovki sžizennogo prirodnojo gaza iz Arktiki*. Moscou, Editions LKI, 2008.

¹³⁴ Pour plus d'information sur le développement du projet de Chtokman, voir le site de Gazprom <http://www.gazprom.com/about/production/projects/deposits/shp/>.

¹³⁵ A. Moe, « Russian and Norwegian petroleum strategies in the Barents Sea », *Arctic Review on Law and Politics*, Vol. 1, n° 2, 2010. Pp. 225-248.

milliards de dollars, ce qui rendait le projet économiquement non viable. La situation s'aggravait par le fait que les partenaires avaient du mal à se mettre d'accord sur la stratégie de commercialisation de gaz à partir de Chtokman. Si à l'origine, le projet prévoyait l'exportation de gaz pour 50% via un gazoduc vers l'Europe et pour 50% sous forme de GNL vers les États-Unis, la répartition définitive entre les deux marchés continuait à faire débat entre les actionnaires. Pour ces raisons, les dates de la mise en exploitation du gisement ont été repoussées à plusieurs reprises, d'abord de 2013 à 2016, et ensuite à 2020¹³⁶.

En mi-2012, Gazprom, Total et Statoil s'étaient accordées pour repousser à 2014 la décision d'investissement de la première phase du projet (à l'origine, la décision finale d'investissement (FID) sur le gisement de Chtokman devait être prise en 2009/2010), mais lorsque l'accord d'actionariat pour « Shtokman Development AG » a expiré le 30 juin 2012, la compagnie norvégienne a pris la décision de quitter le projet¹³⁷. Le 7 août 2012, Statoil a rendu à Gazprom sa part de 24%, et a passé les 336,2 millions de dollars déjà dépensés dans le projet par « pertes et profits »¹³⁸. N'ayant pas trouvé le point d'équilibre économique pour Chtokman après le départ de Statoil, en 2013 Gazprom et Total se sont mises d'accord pour geler le projet et attendre 2014 pour réfléchir de nouveau à une décision d'investissement. Cependant, avec les sanctions économiques infligées à la Russie dans le cadre de la crise ukrainienne en février 2014, le financement du projet en dollars est devenu impossible. Dans ce nouveau contexte, le groupe français n'avait d'autre choix que de suivre les traces du norvégien Statoil et de rendre le 23 juin 2015 ses 25% du projet à Gazprom¹³⁹.

¹³⁶ Vedomosti, « Gazprom ne uveren v srokah zapuska Štokmana » [Gazprom n'est pas sûr en ce qui concerne les dates de démarrage de Chtokman], le 24 novembre 2009. URL : <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2009/11/24/gazprom-ne-uveren-v-srokah-zapuska-shtokmana>, dernière consultation le 29 janvier 2017.

¹³⁷ Kommersant, « Norvegiâ ot delilas'ot Štokmana » [La Norvège a quitté Chtokman], le 8 août 2012. URL : <https://www.kommersant.ru/doc/1997258>, dernière consultation le 09 mai 2016.

¹³⁸ The Moscow Times, « Statoil Writes Off \$336M Shtokman Investment », le 7 août 2012. URL: <https://www.themoscowtimes.com/2012/08/07/statoil-writes-off-336m-shtokman-investment-a16847>, dernière consultation le 21 septembre 2016.

¹³⁹ Vedomosti, « Total vernet Gazpromu 25% v Štokmanovskom mestoroždenii » [Total rendra à Gazprom ses 25% dans le gisement de Chtokman], le 23 juin 2015. URL : <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2015/06/24/597721-total-vernet-gazpromu-25-v-shtokmanovskom-mestorozhdenii>, dernière consultation le 30 septembre 2015.

2.2 L'expansion du GNL et la transformation du marché mondial de gaz naturel

2.2.1 Le développement du commerce mondial de GNL : entre continuité et changements

Depuis les 20 dernières années, le marché du Gaz Naturel Liquéfié est devenu une partie intégrante du commerce mondial de gaz naturel. Le premier contrat commercial sur la fourniture de GNL a vu le jour en 1964, et prévoyait l'exportation du gaz naturel depuis l'usine de liquéfaction « Camel », située dans le port d'Arzew en Algérie, vers le terminal d'importation de « Convey Island » en Grande-Bretagne. D'autres contrats signés quelques années plus tard ont largement contribué à l'intensification des échanges commerciaux de GNL, ainsi qu'à la diversification des routes de son approvisionnement, qui dépassent aujourd'hui les frontières de la région Euro-Atlantique. Cette expansion géographique des exportations de GNL lui a permis de s'installer en tant que vecteur de transport maritime sûr et de haute qualité dans le paysage gazier mondial.

La production du gaz naturel liquéfié à des fins commerciales a commencé avec la construction en 1941 à Cleveland (État de l'Ohio) de la première usine de liquéfaction de gaz d'une capacité de 4 MMcf (million cubic feet) par jour. Cette usine, construite par l'entreprise américaine de East Ohio Gas Company, a été ensuite complétée par un système de stockage du gaz naturel, composé de 3 réservoirs sphériques d'une capacité totale de 170 MMcf. En 1943, grâce à la construction du quatrième réservoir, ce système de stockage a pu augmenter sa capacité initiale jusqu'à 270 MMcf¹⁴⁰.

Avant que les premières livraisons trans-atlantiques de GNL par les méthaniers voient le jour, le gaz naturel a été transporté uniquement par les barges. En 1952, la compagnie américaine Union Stock Yard & Transit Company of Chicago a transporté le GNL par barge à partir de l'usine de liquéfaction située en Louisiane, en remontant en amont le fleuve Mississippi jusqu'au parc de Chicago¹⁴¹. L'invention des réservoirs prismatiques en aluminium dans les années suivantes ont permis le transport du GNL sur de plus longues distances. En 1959, les Américains ont construit « Methane Pioneer », le premier tanker susceptible de transporter du méthane liquide à la pression atmosphérique. Cette même année, « Methane Pioneer » a effectué son premier voyage trans-atlantique, et a livré le premier cargo de GNL

¹⁴⁰ Institut national de l'environnement industriel et des risques (INERIS), « Référentiels, normes et guides de bonnes pratiques pour le stockage de GNL – Installations fixes », *Rapport d'études*, n° DRA-11-117405-03833C, 2010.

¹⁴¹ *Proceedings of the International Conference on Liquefied Natural Gas*, Londres, les 25-28 mars, 1969.

américain à partir de l'usine de liquéfaction de « Lake Charles » (Louisiane) jusqu'au terminal de regazéification de « Canvey Island » en Grande-Bretagne. Au cours des 14 mois suivants, les Américains ont effectué 7 autres voyages afin de tester la faisabilité technique du transport de GNL par voie maritime.

Le succès de « Methane Pioneer » a suscité l'apparition de nouveaux projets de construction des méthaniers. En 1962, la France a converti son navire « Beauvais » en tanker expérimental. Quelques mois plus tard, elle a construit son premier tanker de GNL, appelé « Jules Verne » d'une capacité de 160,000 barrels, qui a servi pour les exportations de GNL algérien vers le terminal d'importation de GNL au Havre. En 1963, la compagnie anglo-néerlandaise Royal Dutch Shell a construit ses deux méthaniers, « Methane Princess » et « Methane Progress », de 170,000 barrels chacun, qui servaient à des fournitures de GNL algérien vers la Grande-Bretagne.

A la fin des années 60, le marché mondial du GNL était toujours dans un état embryonnaire : la part du GNL dans le commerce mondial de gaz naturel s'élevait à 3,2% seulement. En revanche, la première moitié des années 70 connaissait une diversification des échanges mondiales de GNL avec l'augmentation du nombre des acteurs tant du côté de l'offre que de la demande. Ainsi, la part du GNL a doublé en passant de 4,5% en 1970 à 10% en 1975¹⁴². Cependant, du point de vue géographique, le développement du commerce de GNL n'était pas uniformément réparti. Si la région Euro-Atlantique constituait déjà un véritable noyau des échanges commerciaux de GNL (45% du commerce mondial de GNL en 1973), avec les États-Unis, la Grande-Bretagne, la France et l'Espagne comme les plus gros importateurs, les pays d'Asie Pacifique ne commençaient que d'importer leurs premiers cargos de GNL avec le Japon comme principal consommateur.

La situation change dans les années 80 avec la croissance significative de la demande de gaz naturel des pays de la région asiatique. Les flux mondiaux de GNL se redirigent progressivement vers l'Asie Pacifique : la région voit l'émergence de nouveaux producteurs de GNL tels l'Indonésie (« Bontang LNG » à Kalimantan de l'Est), la Malaisie (« Malaysia LNG » à Satu)¹⁴³ et l'Australie (« North West Shelf »). Jusqu'à les années 90, le Japon demeure l'un des principaux consommateurs de GNL en Asie Pacifique, concentrant à lui seul 90% des

¹⁴² S. Cornot-Gandolphe, « World LNG Trade. A New Growth Phase », Centre international d'information sur le gaz naturel et tous les hydrocarbures gazeux (CEDIGAZ), 1991.

¹⁴³ En 1995, la Malaisie a mis en exploitation « Malaysia LNG Dua » et en 2003 – « Malaysia LNG Tiga ».

échanges régionaux de GNL¹⁴⁴. Entre 1983 et 1991, le pays mets en exploitation 9 terminaux d'importation de GNL d'une capacité totale de 103,3 milliards de m³¹⁴⁵. En ce qui concerne les pays d'Europe occidentale, pauvres en ressources gazières, ils continuent à accroître leurs capacités de regazéification de GNL. Entre 1980 et 1989, quatre terminaux de regazéification de GNL d'une capacité de 41,3 milliards de m³ sont mis en place dans la région : « Cartagena » et « Huelva » en Espagne, « Montoir de Bretagne » en France et « Zeebrugge » en Belgique (GIE, 2010).

Vers 1991, le GNL représente 14% du marché mondial du gaz naturel¹⁴⁶.

La fin des années 90 est marquée par la multiplication des routes d'exportation de GNL et l'émergence de nouveaux gros centres de consommation. L'Asie Pacifique émerge en tant que véritable centre d'échanges commerciaux de GNL. Le Japon garde le titre de plus gros consommateur de GNL, mais d'autres acteurs apparaissent sur la scène gazière régionale, tels la Corée du Sud et Taiwan. Selon l'US Energy Information Administration, en 1995 ces pays absorbent à eux trois 78% des exportations mondiales de GNL¹⁴⁷. Afin de répondre à la demande croissante de gaz naturel sur les marchés domestiques, le Japon et la Corée du Sud décident d'accroître leurs capacités de regazéification de GNL. Entre 1993 et 1998, le Japon mets en service sept terminaux supplémentaires d'une capacité totale de presque 20 milliards de m³ par an¹⁴⁸. En 1996, dix ans après la mise en exploitation de son premier terminal de regazéification de « Pyeongtaek », la compagnie coréenne KOGAS construit le deuxième d'une capacité de 41 milliards de m³ par an, ce qui amène les capacités coréennes de regazéification à 81,3 milliards de m³ par an¹⁴⁹.

Les pays d'Europe occidentale connaissent eux aussi une croissance significative de la demande de gaz. Elle croit de 261 milliards de m³ en 1992 à 343 milliards de m³ en 1998 (BP, 2001). Pendant cette période, les importations de GNL des pays de la région croissent de 21%, avec la Grande-Bretagne, la France, l'Espagne, l'Italie et la Belgique comme les plus gros importateurs. A l'inverse, l'Amérique du Nord devient le plus grand producteur de gaz naturel dans le monde. Vers 1995, sa part dans la production mondiale de gaz naturel atteint 33%¹⁵⁰.

¹⁴⁴ A. Pertuzio, « L'Energie au Japon », *Géostratégiques*, n° 26, 2010.

¹⁴⁵ M. Majoretc, K. Simonov, *Sžičennyj gaz – buduše mirovoj energetiki*. Moscou, Alpina Publisher, 2013.

¹⁴⁶ A. Rojey, B. Durand, C. Jaffret et al., *Le gaz naturel : production, traitement, transport*. Paris, Technip, 1994.

¹⁴⁷ EIA, *International Energy Outlook*, Washington, 1997.

¹⁴⁸ LNG Journal, February 2009.

¹⁴⁹ « Prospect of Korean Natural Gas Market », Northeast Asia Petroleum Forum, Tokyo, le 27 octobre 2009. <http://eneken.ieej.or.jp/seminar/hokuto/2009/5-25.pdf>.

¹⁵⁰ EIA, *International Energy Outlook*, Washington, 2017.

Les pays du continent nord-américain ne deviennent pas pour autant les exportateurs de GNL, parce que toute la production de gaz naturel est utilisée sur les marchés intérieurs. Les États-Unis et le Canada concentrent leurs efforts sur le développement de système de gazoducs transfrontaliers afin de faciliter la circulation du gaz naturel à travers le continent.

Les années 2000 connaissent une expansion fulgurante du commerce de GNL, qui atteint 23% du marché mondial de gaz en 2007. Entre 2000 et 2008, les échanges commerciaux de GNL passent de 100 millions de tonnes par an (Mtpa) à plus de 200 Mtpa avant qu'ils ne connaissent une stagnation suite à la crise économique de 2009 (IGU)¹⁵¹. En 2010, le commerce de GNL reprend son rythme de croissance avec 220,1 Mtpa vendus sur le marché. Depuis, les échanges mondiaux de GNL connaissent une croissance ininterrompue, marquée par la diversification progressive des fournisseurs et des clients. En 2019, les échanges de GNL atteignent 354,7 Mtpa¹⁵². Aujourd'hui, la part du GNL dans le commerce mondial de gaz naturel s'élève à 45%.

Malgré le caractère intermittent de la demande mondiale de gaz naturel, l'accroissement des échanges commerciaux de GNL constitue sans doute une tendance de fond, qui devrait s'accroître encore plus dans les années à venir. Les centres de recherches et les entreprises qui réalisent des projections en matière d'énergie s'accordent pour prédire une croissance rapide du marché du GNL, de l'ordre de 4 à 5% par an d'ici 2030. Ainsi, selon les estimations de IHS CERA¹⁵³, l'augmentation du commerce mondial de GNL devrait atteindre 540 Mtpa d'ici 2030. De façon similaire, l'édition 2017 du BP Energy Outlook envisage un marché à la hauteur de 610 Mtpa en 2035¹⁵⁴. La lutte contre le réchauffement climatique (Déclaration de Rio sur l'environnement et le développement de 1992, Protocole de Kyoto de 1997, Accord de Paris sur le climat de 2015) et la prise en compte de la dimension écologique dans le secteur de l'énergie valorisent le recours au gaz naturel comme une source d'énergie propre, et favorisent de ce fait l'augmentation de ces échanges.

¹⁵¹ IGU, *World LNG Report*, 2011. URL: <https://www.igu.org/app/uploads-wp/2012/04/LNG-Report-2011-min.pdf>.

¹⁵² IGU, *World LNG Report*, 2020 (document disponible sur demande en téléchargement sur le site de l'IGU).

¹⁵³ Cambridge Energy Research Associates

¹⁵⁴ BP, *Energy Outlook*, 2017. URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/energy-outlook-2017/bp-energy-outlook-2017.pdf>.

2.2.2 L'expansion du GNL et des transformations sur le marché mondial de gaz naturel

Si le gaz naturel et le pétrole sont tous deux des hydrocarbures et peuvent être qualifiés d'énergies fossiles, leur ressemblance s'arrête là. Les consommateurs d'énergie ne font pas une vraie distinction entre ces deux ressources énergétiques, d'autant plus qu'elles se substituent souvent dans de nombreuses utilisations. C'est plutôt la façon dont elles sont commercialisées sur le marché qui fait la différence, et oblige les utilisateurs à arbitrer entre ces deux sources d'énergie selon des critères économiques mais aussi géopolitiques.

Aujourd'hui, parmi les marchés des matières premières le marché du pétrole est sans aucun doute le mieux intégré au monde tant au niveau de transport qu'au niveau de la fixation des prix. Le prix du baril du pétrole vendu sur le marché nord-américain ou européen est proche du prix du même baril vendu sur le marché Asie Pacifique. Grâce à ses caractéristiques physiques, le pétrole est dépourvu de contraintes de transport : il peut être facilement chargé sur un navire et expédié à l'autre bout du monde, ce qui en fait un vrai produit économique global.

Le commerce du gaz naturel ne fonctionnait pas de la même façon, du moins à l'origine. Le gaz naturel est beaucoup plus difficile à transporter, notamment sur de longues distances en raison de son état gazeux. Ces contraintes techniques ont longtemps imposé au gaz naturel de rester un produit régional dans la limite de la zone géographique desservie par ses gazoducs.

Après la Seconde Guerre mondiale et jusqu'aux années 90, le marché du gaz naturel se développait principalement autour des flux provenant de régions productrices, - l'ex URSS et Proche Orient en premier lieu, - vers les grands centres de consommation tels l'Europe, les États-Unis et la Chine. Les frontières nationales des pays importateurs servaient de points de livraisons et de transactions pour les achats de gaz. Ce schéma, matérialisé par le système de gazoducs transfrontaliers et dans le cadre des accords intergouvernementaux nécessitait la mobilisation de fonds importants afin de financer les infrastructures de transport. Les contrats d'approvisionnement avec leurs prix du gaz corrélés à ceux du brut, qui servait de référence en absence d'un marché mondial du gaz naturel, assuraient une certaine prévisibilité des prix pour les co-contractants. Entre les infrastructures lourdes très coûteuses et les contrats à long terme allant jusqu'à 25-30 ans, ce système de commerce du gaz naturel créait des liens particulièrement forts entre les producteurs et les consommateurs, et engendrait des relations d'interdépendance entre les pays.

Le commerce du gaz naturel par voie maritime était structuré de façon similaire. Les échanges du GNL s'effectuaient dans le cadre des joint-ventures à long terme (jusqu'à 25 ans a minima) entre les producteurs, les consommateurs et les compagnies de transport. Les prix du gaz dans ces contrats étaient indexés pour la plupart sur ceux du pétrole avec des points de livraison fixes. En raison des coûts élevés des projets de GNL, induits par la liquéfaction, le transport maritime et la regazéification dans le pays de destination, la durée de ces contrats était proche de celles des contrats d'approvisionnement par gazoduc, de l'ordre de 25 à 30 ans. Ce cadre rigide dominait le commerce du GNL jusqu'à la seconde moitié des années 2000 avant que l'accroissement important des échanges mondiaux de GNL et les avancées technologiques dans le domaine de son transport ne changent la donne (IGU, 2017).

L'expansion du GNL est sur le point de changer les pratiques contractuelles existantes dans le commerce du gaz naturel.

En effet, le GNL présente deux grands avantages. Premièrement, il permet de transporter du gaz naturel sur de très longues distances, ce qui grâce à des progrès technologiques récentes, revient moins cher que la construction de gazoducs sur des dizaines de milliers de kilomètres. Deuxièmement, ce mode de transport s'avère plus flexible en termes de destinations. Dès que le méthane est refroidi à partir de -160 C° pour le faire passer à l'état liquide et en réduire le volume, le gaz naturel est facilement transporté par méthaniers jusqu'aux sites de regazéification à travers le monde¹⁵⁵. Le GNL, ou le « *tube souple* », si on reprend l'expression de Maxim Majoretc et Konstantin Simonov¹⁵⁶, peut ainsi voir la destination finale de sa cargaison modifiée au cours de la traversée, aux grés des variations de la demandes et des prix sur l'ensemble des marchés du globe. Ce « trading » en temps réel est impossible à réaliser avec un réseau de gazoducs. Cette flexibilité dans le transport permet aux producteurs/exportateurs de ne plus dépendre d'un seul marché, et de profiter de l'arbitrage tarifaire entre plusieurs marchés régionaux. Le GNL bénéficie également aux acheteurs, qui peuvent facilement choisir entre plusieurs fournisseurs alternatifs.

De plus, l'accroissement des échanges mondiaux de GNL favorise le développement des marchés au comptant, ou « *gas hubs* », et de ce fait contribue à des transformations dans le système de fixation des prix du gaz. De plus en plus d'acheteurs souhaitent diversifier leurs contrats indexés aux prix du pétrole et passer à ceux avec « *gas-to-gas competition* », qui

¹⁵⁵ Connaissance des énergies, « Gaz naturel liquéfié (GNL) », le 24 octobre 2017. URL : <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/gaz-naturel-liquefie-gnl>.

¹⁵⁶ M. Majoretc, K. Simonov, *Sžičennyj gaz – buduše mirovoj energetiki*, op.cit., p. 93.

reflètent le prix réel du marché déterminé par la confrontation de l'offre et de la demande. Le GNL contribue également à l'apparition des contrats à moyen et à court terme, de l'ordre de 5 à 10 ans. Selon IGU, la part du GNL vendu dans le cadre de contrats à court terme et de ventes spot s'élève aujourd'hui à 27% contre 18% seulement en 2010¹⁵⁷.

Globalement, l'expansion du GNL corrélativement au recours croissant au mode de transport maritime contribue activement à l'érosion progressive du système traditionnel de commerce de gaz naturel, dominé historiquement par les relations exclusivement bilatérales à long terme et le système de gazoducs.

2.3 Les exportations américaines de GNL et ses conséquences pour la Russie

2.3.1 Les États-Unis, un nouvel exportateur mondial de GNL ?

Il y a deux raisons principales qui expliquent la pertinence et l'actualité de la question des exportations américaines de GNL. Premièrement, le sol des États-Unis recèle d'énormes ressources de gaz naturel non conventionnel, que les producteurs américains souhaitent à tout prix exporter vers les marchés internationaux, de fait plus rémunérateurs, afin de pouvoir tirer un plus grand bénéfice de la rente gazière. D'où le nombre croissant des permis accordés par le Département de l'énergie (DoE) et la Commission fédérale de régulation de l'énergie (FERC) pour les exportations de ce gaz sous forme de GNL. Deuxièmement, il y a encore de fortes craintes de la part de certaines capitales européennes vis-à-vis de la dépendance de l'UE à l'égard des importations gazières russes. Les crises gazières de 2006 et 2009 entre l'Ukraine et la Russie, ainsi que la crise politique actuelle qui oppose ces deux pays depuis le rattachement de la Crimée à la Russie montrent encore une fois l'actualité de ce sujet.

Si l'on fait abstraction des nombreux obstacles réglementaires et de l'action des puissants lobbies des cercles économiques et industriels américains qui s'opposent à ce que les États-Unis deviennent un exportateur de GNL, les perspectives du développement du gaz naturel à l'échelle mondiale sont plutôt favorables à ces exportations.

Selon l'Agence Internationale de l'Énergie, dans les années à venir, la demande mondiale de gaz naturel augmentera à un rythme supérieur à toute autre source fossile. A l'horizon de

¹⁵⁷ GIIGNL, *The LNG Industry*, 2011. URL: https://giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/Publications/giignl_the_lng_industry_2011.pdf.

2035, le secteur électrique devrait représenter 40% de la demande supplémentaire en gaz naturel (AIE, 2012). A cela s'ajoute des préoccupations environnementales, notamment en ce qui concerne la pollution induite par l'utilisation du pétrole dans le transport routier et l'augmentation de la consommation du charbon dans les centrales électriques au sein de l'UE. Selon nombreux experts du secteur gazier, ce sont avant tout les qualités écologiques du gaz naturel qui pourraient contribuer à stimuler davantage l'intérêt pour son utilisation comme carburant tant pour le transport routier que pour le transport maritime. En 2015, plus de 20 millions de véhicules dans le monde circulaient au gaz naturel. Cette même année, le premier porte-conteneur alimenté par le gaz liquéfié a été mis en exploitation¹⁵⁸. Le potentiel de l'accroissement de la part du GNL dans l'approvisionnement des navires est tel, qu'en 2025 elle devrait atteindre près de 14 Mtpa, plus de 30 Mtpa en 2030 et jusqu'à 43 Mtpa en 2035¹⁵⁹.

À part ce bilan particulièrement favorable à l'égard du futur développement du gaz naturel comme une source énergétique de substitution, plusieurs autres facteurs penchent en faveur des exportations américaines de GNL, parmi lesquels il convient de prendre en compte le risque politique. Aujourd'hui, de nombreux cargos de GNL arrivent de pays politiquement instables, où ceux qui connaissent des difficultés récurrentes en ce qui concerne la sécurisation des routes de leurs exportations. Ceci pourrait conduire à des ruptures d'approvisionnement, et de ce fait remettre en question la sécurité d'approvisionnement des pays consommateurs. L'argument de la diversification des sources d'importation de gaz naturel favorise les exportations américaines de GNL, et plusieurs pays importateurs en Europe et en Asie ont déjà exprimé leur intérêt en participant aux projets d'exportation proposés¹⁶⁰.

Selon Natural Gas Act de 1938, avant toute exploitation commerciale, tous les projets d'exportation de gaz naturel aux États-Unis doivent absolument obtenir le feu vert du Département de l'énergie, et ce indépendamment du fait que les exportations aient lieu sous forme gazeuse (via gazoduc) ou liquide (GNL)¹⁶¹. Les exportations de GNL sont également soumises à l'autorisation de la Commission fédérale de régulation de l'énergie, qui délivre des permis concernant la localisation, la construction et l'exploitation de tout terminal d'exportation

¹⁵⁸ EIA, « World's first LNG-powered container ship, the Isla Bella of the Marlin class, begins service », *Natural Gas Weekly Update*, le 29 octobre 2015. URL:

https://www.eia.gov/naturalgas/weekly/archivenew_ngwu/2015/10_29/.

¹⁵⁹ K. Lyats, « AURORA LNG: Developing a network of LNG Bunkering Centres in the Baltic and North Sea area », Russia LNG Congress, March 2017.

¹⁶⁰ Les compagnies énergétiques Gas Natural Fenosa, KOGAS et GAIL ont tous signé les accords avec Chenière Energy sur les importations de GNL américain depuis le terminal de « Sabine Pass ».

¹⁶¹ US Department of Energy, Natural Gas Act, June 21, 1938. URL: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2013/04/f0/2011usc15.pdf>.

de GNL. Cependant, si l'autorisation du Département de l'énergie est délivrée presque automatiquement et dans des délais très courts pour les exportations de GNL à destination de pays ayant préalablement signé un accord de libre-échange (ALE)¹⁶² avec les États-Unis, les demandes qui concernent des pays non-signataires de cet accord font l'objet d'un examen plus rigoureux. Le temps d'examen de ces demandes était d'environ deux ans, mais depuis 2014 DoE a considérablement réduit le temps d'attente de son approbation.

Au 1^{er} septembre 2017, sur soixante-six projets d'exportation de GNL déposés, vingt-huit ont finalement obtenu l'autorisation du DoE pour les exportations vers les pays qui n'ont pas d'ALE avec les États-Unis (DoE, 2017)¹⁶³. Parmi les compagnies ayant reçu le plus grand nombre d'approbations de la part du DoE figurent Sabine Pass Liquefaction, Freeport LNG Expansion, Magnolia LNG, Lake Charles Exports, Cameron LNG et Lake Charles LNG Export Company pour une capacité totale d'exportation de 51 milliards de m³ par an, y compris 45 milliards de m³/an pour les pays non-FTA. Par ailleurs, onze projets avaient été approuvés par la FERC d'une capacité de 47 milliards de m³/an. Le premier, « Sabine Pass LNG » en Louisiane, a commencé ses premières exportations en février 2016. Quatre autres projets de GNL, « Cameron LNG », « Freeport LNG », « Cove Point LNG » et « Corpus Christi LNG », sont actuellement en construction.

¹⁶² A ce jour, seulement 16 pays ont signé l'Accord de libre-échange avec les États-Unis : Australie, Bahreïn, Canada, Chili, Corée du Sud, Guatemala, Honduras, Jordanie, Mexique, Maroc, Nicaragua, Oman, Pérou, République dominicaine, Salvador et Singapour.

¹⁶³ La liste complète de ces projets, ainsi que les quantités de GNL autorisées à l'exportation sont disponibles sur le site du DoE : <https://energy.gov/sites/prod/files/2017/06/f34/Summary%20of%20LNG%20Export%20Applications.pdf>.

Tableau 1 : Terminaux d'exportation de GNL approuvés par la FERC au 1 septembre 2018

Projet/localisation	Opérateurs	Capacité	Statut	Date de démarrage du 1er train
Sabine Pass, LA	Cheniere Energy/Sabine Pass LNG (Trains 1 à 5)	29,9	Trains 1 et 2 (opérationnels) Train 3 à 5 (en construction)	Février 2016
Hackberry (Cameron LNG), LA	Sempra/Cameron LNG (Trains 1 à 3)	18,0	En construction	Mars 2018
Freeport, TX	Freeport LNG (Trains 1 à 3)	17,6	En construction	2019
Cove Point LNG, MD	Dominion/Cove Point LNG (Train 1)	7,0	En construction	2018
Corpus Christi, TX	Cheniere Energy/Corpus Christi LNG (Trains 1 et 2)	12,0	En construction	Fin 2018
Sabine Pass, LA	Cheniere Energy/Sabine Pass LNG (Train 6)	6,0	FID attendue en 2017	2021
Elba Island, GA	Southern LNG Company			
Lake Charles LNG, LA	Southern Union/Lake Charles LNG (Trains 1 à 3)	20,0	FID attendue en 2017	2020
Lake Charles LNG (Magnolia LNG), LA	Magnolia LNG (Trains 1 à 4)	10,6	FID attendue en 2017	2021
Hackberry (Cameron LNG), LA	Sempra/Cameron LNG (Trains 1 à 2)	13,3	FID attendue en 2017	2021

Source : US Energy Information Administration, <https://www.eia.gov/>; FERC, <https://www.ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng/lng-approved.pdf>; les sites des opérateurs des terminaux de GNL

Selon l'U.S Energy Information Administration, plusieurs projets d'exportation de GNL, tels « Golden Pass », « Lake Charles LNG », « Magnolia LNG », « Elba Island », « Jordan Cove » et des projets d'expansion de Cheniere Energy, qui avaient obtenu des autorisations de la part du DoE et de la FERC, n'ont pas encore fait l'objet d'une décision finale d'investissement. Le retard dans la prise de décision finale s'explique principalement par le fait que la concrétisation de ses exportations supplémentaires de GNL va se réaliser dans un environnement énergétique fort différent de celui qui régnait il y a encore six ans, lorsque ces

mêmes projets de GNL ont été initiés. Le potentiel du gaz naturel américain a été évalué à l'aune des conditions de marché de l'époque, et des arbitrages économiques qui en ont découlés. Ainsi en 2012, il existait un écart significatif entre les prix constatés sur le marché américain (3-4 dollars/MMBtu) d'une part, et les marchés européen (9-11 dollars/MMBtu) et celui de la région Asie Pacifique (15-16 dollars/MMBtu). Mais la situation s'est retournée depuis.

L'effondrement des prix du pétrole et le ralentissement de la croissance de la demande mondiale de gaz naturel ont mécaniquement induit une chute des prix du GNL. Ceci a considérablement réduit la compétitivité du gaz américain indexé au prix spot de Henry Hub sur le marché asiatique, et encore plus sur le marché européen, l'avantage compétitif du GNL américain a ainsi disparu. L'arrivée sur le marché mondial du GNL de nouvelles capacités de liquéfaction dès 2014 n'a fait qu'aggraver la situation avec la création d'une offre excédentaire. Si l'on croit les prévisions de l'Agence Internationale de l'Énergie, cette situation risque de perdurer jusqu'à 2020. Ce qui remet déjà en question l'avancement de nouveaux projets américains de GNL, qui faute d'obtenir un financement, risquent d'être repoussés, voire même annulés. Cela ne concernera pas les projets d'usines de liquéfaction en construction, qui sont déjà adossés à des contrats de vente à long terme, de 15 à 20 ans.

2.3.2 Le GNL américain sur les marchés internationaux de gaz naturel : un Game changer ?

Aujourd'hui, les capacités américaines d'exportation de GNL ne concernent que les usines de liquéfaction de « Kenai » en Alaska mise en service en 1969 et celle de « Sabine Pass LNG » en Louisiane, qui a vu ses deux premières lignes technologiques entrer en production en février 2016. Parmi les dix projets de GNL approuvés à ce jour par la FERC d'une capacité de liquéfaction de 150 milliards de m³ par an, « Sabine Pass LNG » est le seul qui a pu exporter sa production vers les marchés internationaux, bien qu'elle ait été limitée à seulement 4,4 milliards de m³ de GNL (BP, 2017). L'accroissement des capacités d'exportation des États-Unis sera graduel, et ses conséquences sur les marchés gaziers vont principalement être ressenties à partir de 2018 avec l'arrivée des volumes de GNL beaucoup plus importants. Selon l'Agence Internationale de l'Énergie, d'ici 2021 ils vont atteindre 89 milliards de m³ par an¹⁶⁴.

¹⁶⁴ IEA, *Medium-Term Gas Market Report*, Paris, 2015.

Aujourd'hui, il est particulièrement difficile de prévoir vers quels marchés ces futures exportations vont être redirigés, puisque les projets américains de GNL vont fonctionner dans le cadre d'un modèle économique fondamentalement différent de celui pratiqué par d'autres terminaux de liquéfaction dans le monde. En effet, la plupart de ces exportations ne sera pas vendue directement par les producteurs, mais par des agrégateurs, tels que BG, par exemple, intermédiaires auxquels ces volumes ont été vendus préalablement par les producteurs eux-mêmes. Ces agrégateurs les ajouteront à leur portefeuille global des ventes et exporteront vers les marchés offrant le meilleur netback. Ce modèle économique très particulier pourrait façonner les marchés gaziers bien au-delà de l'impact direct des fournitures américaines supplémentaires.

Il convient de préciser, que les contrats d'exportation des États-Unis sont structurés de façon différente que les contrats traditionnels d'approvisionnement en GNL.

Tout d'abord, le prix de ces exportations est indexé sur le prix spot du gaz américain de Henry hub, l'un des plus grands marchés au comptant aux États-Unis, qui sert de référence en ce qui concerne la tarification tant pour le marché domestique américain que pour les marchés d'exportation. Cette indexation permet aux acheteurs de s'éloigner des prix du gaz naturel corrélés aux prix du pétrole brut ou à ceux des produits pétroliers, qui sont de facto plus élevés et ne reflètent pas le prix réellement constaté sur les marchés spots.

La révolution américaine du gaz de schiste a créé l'offre excédentaire de gaz naturel sur le marché européen à un moment où celui-ci connaissait une baisse de la demande, ce qui a accéléré le développement des marchés spot. L'écart entre les prix du gaz naturel liquéfié vendu sur les marchés au comptant et ceux des contrats à long terme qui sont en partie liés aux prix du pétrole, ont remis en question le modèle traditionnel de fixation des prix du gaz. Les consommateurs européens ont requis plus de flexibilité dans les contrats et une plus grande indexation sur les prix spot, voire même une déconnection complète des prix du gaz de ceux du pétrole. Ceci a forcé les fournisseurs européens traditionnels à ajuster leurs stratégies tarifaires à la baisse en fonction du coût du GNL livré sur le marché et vendu aux prix spot. Les réclamations récurrentes de la part de ses clients ont amené Gazprom à réviser la plupart de ses contrats « *take-or-pay* » en introduisant une référence aux prix spot dans le formule de fixation du prix¹⁶⁵.

¹⁶⁵ The Economist, « Gas pricing in Europe: Careful what you wish for », le 14 juillet 2012. URL: <http://www.economist.com/node/21558433>, dernière consultation le 1 mai 2017.

L'arrivée des exportations américaines de GNL sur le marché européen au moment où celui-ci est déjà fortement excédentaire, pourrait aggraver encore plus les positions de Gazprom. Afin de préserver sa part a minima à 30% du marché européen, la compagnie russe sera contrainte d'accorder de nouvelles concessions tarifaires à ses clients. Jusqu'à présent, Gazprom a réussi à réviser les contrats avec ses principaux clients européens, tout en conservant l'indexation des prix du gaz sur ceux des produits pétroliers. Cependant, le GNL américain constitue déjà une menace pour Gazprom dans la mesure où il contribue à l'érosion de son « *modus operandi* » en Europe.

Deuxièmement, les projets américains offrent une plus grande flexibilité pour les acheteurs grâce à des « *contrats tolling* ».

La construction d'infrastructure énergétique, qu'il s'agisse du gazoduc ou de l'usine de liquéfaction, est un processus très long et très coûteux. Pour financer un tel projet, les opérateurs doivent préalablement signer des contrats de vente, allant jusqu'à 25-30 ans et comportant des engagements volumétriques inflexibles pour les acheteurs. Dans cet arrangement contractuel, l'opérateur prend le risque d'investissement, et partage le risque de prix avec l'acheteur, alors que ce dernier prend la plupart des risques volumétriques dans le cadre des obligations « *take-or-pay* ». Dans les contrats classiques, le prix du gaz naturel est corrélé aux prix du pétrole, pratiqué sur le marché de destination le plus souvent sur la base des prix constatés sur les six à neuf mois précédents. La plupart de contrats comportent des « *clauses de destination* », qui ne permettent pas aux acheteurs de revendre une partie ou la totalité des volumes prévus par ces contrats. Ceci permet d'éviter que les importateurs deviennent à leurs tours exportateurs et entrent ainsi en concurrence avec les exportations de leur fournisseur initial.

A l'inverse des contrats classiques, les contrats américains de tolling sont plus flexibles. Ils prévoient la réservation par l'acheteur des capacités de liquéfaction pour un taux fixe pour une durée de 15 à 20 ans, sur une base « *use-or-pay* ». Dans ce cas, si l'importateur renonce au GNL, il ne devra régler que la redevance fixe de réservation au lieu de la totalité du coût du GNL, prévu dans les contrats « *take-or-pay* ». En outre, ces contrats ne comportent pas de « *clauses de destination* » : l'acheteur peut ainsi vendre le GNL sur le marché de son choix. Dans les contrats de tolling l'acheteur est cependant responsable pour les achats de son gaz sur le marché américain, ainsi que de son transport après la liquéfaction¹⁶⁶.

¹⁶⁶ K. Marietta, « LNG Tolling Agreements (Export) – Key Considerations », LNG & Gas Hub, le 8 mai 2015. URL : <http://lnghub.biz/lng-tolling-agreements-export-key-considerations/>, dernière consultation le 19 juillet 2015.

Dans le contexte actuel de surabondance du marché mondial du GNL, ce mécanisme de vente est particulièrement avantageux pour les deux co-contractants.

2.3.3 Le GNL au cœur de la politique européenne de diversification des sources d’approvisionnement

Les exportations américaines de GNL avec des contrats plus flexibles et des prix du gaz indexés au prix spot américain, s’inscrivent parfaitement dans la stratégie énergétique de l’Union européenne, visant à diversifier ses sources d’approvisionnement et à créer un marché intérieur interconnecté et dépourvu de barrières physiques où les flux gaziers circulent librement et s’échangent à des prix quasi identiques d’un pays à l’autre. Cette stratégie date des années 90, mais ne se concrétise que dans la seconde moitié des années 2000 suite aux événements qui ont porté atteinte à la réputation de la Russie et, plus particulièrement de Gazprom, fournisseur principal de l’UE en gaz naturel. Les crises gazières russo-ukrainiennes de 2006 et 2009, ainsi que les coupures des exportations gazières en provenance du Turkménistan en 2009 ont suscité de vraies inquiétudes dans les capitales européennes et ont remis en question la fiabilité de la Russie en tant qu’exportateur de gaz naturel. Enfin, le rattachement de la Crimée à la Russie en mars 2014 après les événements sur la place de Maïdan à Kiev, et l’engagement de troupes militaires russes dans le conflit armé à l’Est de l’Ukraine ont de nouveau convaincu les Européens de la nécessité de sécuriser leur approvisionnement et de réduire à terme la part du gaz naturel russe dans leurs importations.

Puisque Gazprom est le principal fournisseur de gaz de pipeline de l’Union européenne, et que d’autres projets de gazoducs sont à ce jour loin d’être concrétisés (le gaz azerbaïdjanais ne pourrait atteindre le marché européen qu’à partir de 2019 via TANAP et dans des proportions très faibles, le gaz turkmène est bloqué par le statut de la mer Caspienne ne permettant pas de construire le gazoduc sous-marin Transcaspien...), le GNL est perçu par Bruxelles comme la principale source alternative au gaz russe. Selon l’Agence Internationale de l’Énergie, le commerce mondial du GNL pourrait doubler d’ici 2030 afin d’atteindre 700 milliards de m³ par an, et ce sans compter les exportations de GNL américain qui pourront contribuer à cette croissance à hauteur de plus de 100 milliards de m³ de gaz supplémentaires par an. Dans ce contexte, la montée en puissance des capacités américaines d’exportation de GNL pourrait assurer à l’Europe une meilleure sécurité d’approvisionnement.

En pleine crise russo-ukrainienne, au cours du Sommet EU - États-Unis qui s'est tenu à Bruxelles le 26 mars 2014, José Manuel Barroso, président de la Commission européenne, et Herman van Rompuy, président du Conseil européen, ont demandé au président américain Barack Obama d'introduire des mesures qui faciliteraient aux compagnies européennes l'obtention des licences pour les exportations du gaz de schiste américain sous la forme du GNL. Le président américain a déclaré que Washington est prêt à commencer des exportations gazières vers l'Europe dès que le premier terminal d'exportation sera mis en exploitation, mais que les Européens ne doivent pas ignorer d'autres sources d'approvisionnement alternatives « *afin qu'ils soient moins vulnérables au chantage russe* »¹⁶⁷. Le discours du nouveau président américain Donald Trump à Varsovie le 6 juillet 2017 lors du Sommet « Three Seas Initiative » n'a que renforcé la volonté des Européens, et plus particulièrement de ceux en Europe centrale et orientale toujours fort dépendants vis-à-vis les importations russes, à briser le monopole de Gazprom par le biais de la diversification. En ce qui concerne les États-Unis, d'après Donald Trump, ils « *se sont engagés à sécuriser l'accès (des Européens) à d'autres sources d'énergie, de sorte que la Pologne et ses voisins ne seraient plus jamais pris en otage par un seul fournisseur d'énergie* »¹⁶⁸.

Bien que ces affirmations soient plus incantatoires que concrètes, du seul fait que les contrats commerciaux sur l'exportation du gaz naturel liquéfié ne sont pas conclus entre les gouvernements, mais entre les entreprises énergétiques qui poursuivent avant tout leurs intérêts économiques, elles marquent cependant la volonté des Américains de faire bouger les lignes sur le thème récurrent de l'indépendance énergétique des pays européens.

Du point de vue technique, l'Europe est prête à recevoir ces futurs volumes. Grâce à une position géographique très favorable, l'Europe possède une vaste infrastructure d'importation de GNL, dont les capacités pourront être augmentées afin de s'adapter à l'accroissement des volumes mondiaux de GNL. Selon les données de Gas Infrastructure Europe (GIE), aujourd'hui l'Europe dispose de 29 terminaux d'importation (y compris la Turquie) avec près de 227 milliards de m³ par an des capacités de regazéification, concentrées principalement dans le nord-ouest (Grande Bretagne, France, Pays Bas et Belgique) et sud-ouest (Italie, Espagne et

¹⁶⁷ The Guardian, « European leaders ask Obama to allow increased exports of US shale gas », le 26 mars 2014. URL: <https://www.theguardian.com/world/2014/mar/26/europe-asks-obama-increased-exports-shale-gas>, dernière consultation le 30 mars 2014.

¹⁶⁸ CNBC, « Trump pitches US natural gas to European leaders, suggests Russian gas holds them hostage », le 6 juillet 2017. URL: <https://www.cnbc.com/2017/07/06/trump-natural-gas-europe-leaders.html>, dernière consultation le 3 septembre 2017.

Portugal) de l'Europe¹⁶⁹. Pour des raisons historiques, les pays d'Europe du Sud-Est et ceux de la région Baltique sont moins dotés de capacités d'importation de GNL et reposent essentiellement sur les importations gazières par voies terrestres, qu'ils reçoivent pour la plupart de la Russie. Ils n'abritent ainsi que 7% des capacités européennes de regazéification (soit 16 milliards de m³ par an) avec les terminaux d'importation situés en Grèce, Pologne et Lituanie (IGU, 2020).

Avec plus de 200 Gm³ des capacités de regazéification, - dont seulement 47% ont été utilisées en 2019, - l'Europe pourrait facilement importer des quantités beaucoup plus importantes de GNL, en fonction du rapport de l'offre et de la demande mondiale de gaz naturel liquéfié, ainsi que des prix dans les régions concurrentes (principalement l'Asie Pacifique). Cependant, depuis la crise économique mondiale de 2009, l'Europe ne sert que de marché de « dernier recours » pour écouler le surplus de GNL. La demande européenne en gaz naturel est aujourd'hui stagnante du fait que le charbon bon marché et les énergies renouvelables, soutenues financièrement par les gouvernements européens, continuent à augmenter leur part dans la production d'électricité au détriment de la part du gaz naturel. L'effondrement des prix du carbone dans la région européenne a remis encore plus en question la compétitivité du gaz naturel par rapport au charbon. A cela s'ajoute l'écart important entre les prix régionaux du gaz naturel, ce qui a considérablement accru la concurrence entre les marchés gaziers régionaux pour le GNL, où l'Europe a présenté la plus mauvaise rentabilité. Les prix élevés du gaz naturel dans la région d'Asie Pacifique due à la forte demande de la part du Japon suite à l'arrêt de ses réacteurs nucléaires après l'accident de Fukushima en 2011 ne permettaient pas jusqu'à présent aux Européens d'importer des volumes plus importants de GNL. Cette tendance est encore accentuée par l'apparition de nouveaux marchés émergents en Amérique latine, qui augmentent la concurrence. Même les volumes de GNL qui arrivaient dans les terminaux européens d'importation dans le cadre des contrats à long terme, ont été ensuite réexportés vers les marchés offrant des marges bénéficiaires plus importantes, comme ceux d'Asie Pacifique et d'Amérique latine.

En 2014, l'effondrement des prix du pétrole sur les marchés internationaux a conduit à une convergence des prix du gaz naturel liquéfié sur les marchés régionaux de gaz naturel. En 2015, les prix des cargos spot de GNL vendus sur les marchés asiatiques se sont rapprochés des prix des marchés spot européens (\$ 5,52 /MMBtu contre \$ 4,86 /MMBtu), avant de chuter à

¹⁶⁹ Gas Infrastructure Europe, « The benefits and role of LNG in Europe », *GIE Report*, January 2018. URL : https://gie.eu/download/2018/GIE_Brochure_The_Benefits_and_Role_of_LNG_in_Europe_January2018.pdf.

moins de \$ 4,05 /MMBtu en mai 2016 (IGU, 2017)¹⁷⁰. En septembre 2016, l'écart entre les prix spot à NBP et les prix spot en Asie du Nord-Est s'est réduit à une moyenne de \$ 0,91/MMBtu. Ceci a considérablement diminué la surprime payée aux exportateurs de GNL en Asie Pacifique, et a amélioré l'attractivité du marché européen.

Selon l'Agence de notation Fitch, les volumes d'approvisionnement en gaz naturel liquéfié pour l'Europe vont dépendre d'une part des capacités américaines d'exportation et, d'autre part de la demande en gaz naturel en Asie Pacifique et, plus particulièrement au Japon et en Chine. Ainsi, si le Japon procède au redémarrage plus rapide de ses sites nucléaires et la Chine augmente ses achats du gaz naturel russe par le gazoduc la « Force de la Sibérie », les deux pays pourront réduire leurs importations de GNL, ce qui pourrait à son tour bénéficier à l'Europe.

La flexibilité géographique du GNL comme mode de transport et les capacités européennes de regazéification, plus que suffisantes, pourront, au moins en théorie, permettre aux Européens de remplacer leurs importations de gaz russe dans leur intégralité. Cependant, l'infrastructure demeure toujours l'obstacle principal à ces projets. Comme nous l'avons évoqué précédemment, les terminaux d'importation de GNL opérationnels sont situés pour la plupart en Europe de l'Ouest et du Sud-Ouest. Les pays d'Europe centrale et orientale sont privés à l'heure actuelle de terminaux de GNL, mais commencent à envisager des projets de terminaux sur leur territoire. La situation s'aggrave par l'absence d'interconnexions entre les marchés gaziers nationaux, leur construction demande d'énormes investissements de la part des gouvernements des pays concernés. Ainsi, les capacités de transporter le gaz naturel liquéfié reçu à l'ouest de l'Europe vers l'est européen par le réseau de gazoducs existants qui était conçu à l'origine pour des flux à prédominance d'est en ouest, et de l'est vers le sud, seraient limitées par la présence continue de goulots d'étranglement d'infrastructure. Même si, la mise en œuvre de la « Réglementation pour la sécurité énergétique » a permis l'accroissement important ces dernières années des capacités d'inversion de flux, qui permettent d'utiliser les gazoducs dans les deux directions, elles demeurent encore insuffisantes.

La pénurie de terminaux d'importation de GNL en Europe de l'Est s'explique principalement par la mise en place dans les années 70 d'un vaste réseau de gazoducs à longue distance, qui relie les principaux sites russes de production de gaz naturel aux consommateurs

¹⁷⁰ IGU, *World LNG Report*, 2017. URL: <file:///C:/Users/geras/Desktop/IGU%20World%20LNG%20Report%202017.PDF>.

européens. Il assurait de longue date un approvisionnement en gaz russe à bas coût, d'où une moindre incitation pour ces pays, aux ressources budgétaires limitées, à rechercher à mettre en œuvre des systèmes d'approvisionnement alternatifs (c'est-à-dire, des terminaux de GNL). Ce système de gazoducs possède aujourd'hui une capacité de transport globale de 170 milliards de m³, partiellement sous utilisée. Au cours de la dernière décennie ces capacités excédentaires de transport se sont accrues, quand la Russie a orienté une partie de ses exportations gazières vers les marchés ouest-européens via le gazoduc « Nord Stream », mis en exploitation en 2012. Ce réseau verra ses capacités excédentaires s'accroître encore, si Gazprom et ses partenaires européens poursuivent la construction du « Nord Stream-2 » d'une capacité totale de 63 milliards de m³ par an. Cependant, ce projet présente à l'heure actuelle de grandes incertitudes quant à sa concrétisation après la mise en place des sanctions américaines à l'encontre des compagnies européennes impliquées.

Les marchés gaziers d'Europe centrale et orientale sont très peu intégrés et la plupart d'entre eux sont par ailleurs enclavés géographiquement. La demande en gaz naturel dans ces pays est beaucoup plus faible en comparaison de celle des importateurs ouest-européens (mais, pour des raisons historiques, le gaz naturel est toujours la source dominante dans leurs mix énergétiques), ce qui rends leurs marchés peu attractifs pour les gros exportateurs tels le Qatar ou l'Algérie, et les enferme dans des relations très étroites avec Gazprom, principal exportateur de gaz dans la région.

Malgré cela, de nouveaux terminaux d'importation de GNL ont été construits dans la région Baltique. Le premier, le terminal flottant de regazéification « Independence » est basé dans le port de Klaïpeda en Lituanie d'une capacité de 4 milliards de m³ de gaz par an, le deuxième à Swinoujscie en Pologne d'une capacité d'importation de 5 milliards de m³/an. D'autres projets d'importation de GNL pourront émerger dans les prochaines années : la Lettonie espère construire son propre terminal à Riga (5 milliards de m³), alors que l'Estonie en prévoit trois, à Paldiski (2,5 milliards de m³), à Muuga Tallinn (4 milliards de m³) et à Sillamae. En ce qui concerne la Finlande, elle prévoit de construire un terminal de GNL près de Helsinki, qui pourrait recevoir jusqu'à 8 milliards de m³ de gaz par an à partir de 2018.

La situation en Europe du Sud-Est est moins avancée. Depuis la mise en exploitation en 2000 du terminal d'accueil de GNL « Revithoussa LNG », près d'Athènes en Grèce, aucun autre projet n'a vu le jour. D'une capacité de 5,3 milliards de m³ par an actuellement, l'accroissement de ses capacités de regazéification jusqu'à 7,3 milliards de m³/an d'ici 2017 a

été décidé. Un autre pays de la région, la Croatie espère construire un terminal flottant d'importation sur l'île de Krk, d'une capacité de 2 milliards de m³ par an d'ici 2017.

Les crises gazières russo-ukrainiennes de 2006 et 2009, et les coupures d'approvisionnement qui en ont découlé pour certains pays européens, ont de nouveau mis en lumière la vulnérabilité de l'Union européenne en ce qui concerne son infrastructure énergétique. Après ces dates, la construction et le renforcement du réseau européen de gazoducs sont devenus la priorité pour la Commission européenne en matière de sécurité énergétique : des fonds importants ont été accordés aux projets de construction des gazoducs transfrontaliers au sein de l'UE. Depuis 2009, de nouvelles interconnexions transfrontalières ont été mises en place et, notamment entre la Hongrie et la Roumanie, la Hongrie et la Croatie, la Hongrie et la Slovaquie, la Roumanie et la Bulgarie. Par ailleurs, les opérateurs de systèmes de transmission de gaz naturel en Europe centrale et orientale ont également accru les capacités de transport des gazoducs transfrontaliers opérationnels, ainsi que les capacités d'inversion des flux, susceptibles de livrer le gaz naturel aux pays voisins en cas d'urgence. Ainsi, l'Ukraine peut désormais recevoir le gaz naturel via les gazoducs allant de la Pologne, de la Hongrie et de la Slovaquie. En juillet 2014, l'Ukraine et la Slovaquie ont signé un accord commercial qui prévoit la livraison vers l'Ukraine de 10 milliards de m³ de gaz par an jusqu'à 2019 via le gazoduc « Voyany-Uzhgorod », qui n'était pas opérationnel auparavant¹⁷¹. Ceci a permis à l'Ukraine d'arrêter depuis juillet 2015 l'importation de gaz naturel russe¹⁷².

La construction des interconnexions transfrontalières entre les États membres est au cœur de la stratégie européenne pour la sécurité énergétique¹⁷³. L'achèvement du « Corridor gazier Nord-Sud » devrait constituer la pièce maîtresse de ces efforts. Le futur gazoduc bidirectionnel traversant la Pologne, la Slovaquie, la République Tchèque, la Hongrie et la Croatie devrait connecter le terminal de GNL à Swinoujscie à celui qui devrait être construit à l'île de Krk en Croatie. Au nord, le Corridor Nord-Sud serait complété par un nouveau gazoduc entre la Pologne et les pays Baltes, ainsi que par de nouveaux terminaux d'importation de GNL dans la région. Au sud, il sera connecté au système de gazoducs du « Corridor du Sud », qui prévoit le

¹⁷¹ Teknoblog, « Postavki gaza iz Slovakii obespečat 20% potrebnostej Ukrainy » [Les livraisons gazières en provenance de la Slovaquie vont assurer 20% des besoins de l'Ukraine], le 8 juillet 2014. URL: <https://teknoblog.ru/2014/07/08/18889>, dernière consultation le 9 mai 2016.

¹⁷² RIA Novosti, « Gazprom podtverždaet prekrašenie postavok gaza na Ukrainy s 1 iúlâ » [Gazprom confirme l'arrêt des approvisionnements en gaz vers l'Ukraine à partir de 1 juillet], le 1 juillet 2015. URL : <https://ria.ru/economy/20150701/1106928917.html>, dernière consultation le 21 mai 2016.

¹⁷³ Commission européenne, « Stratégie européenne pour la sécurité énergétique », Communication de la Commission au Parlement européen et au Conseil, Bruxelles, le 28 mai 2014. URL : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0330&from=FR>, pp. 10-11.

transport du gaz naturel en provenance d’Azerbaïdjan via la Géorgie vers la Turquie, la Grèce, l’Albanie et l’Italie.

Si l’extension du réseau de gazoducs et l’accroissement des capacités d’inversion de flux en Europe centrale et orientale offrent une meilleure flexibilité à la libre circulation du gaz et leur permettent de s’adapter en cas de coupures d’approvisionnement inattendues, ils ne peuvent pas cependant remplacer les importations gazières russes. La conjoncture du marché gazier européen et les prix de Gazprom sont actuellement tels que le gaz naturel russe va continuer à transiter par le système européen de gazoducs, quoique via des routes différentes. C’est le cas de l’Ukraine, qui reçoit ses importations depuis la Pologne et la Slovaquie par inversion de flux, bien que ce soit toujours le gaz naturel de Gazprom.

2.3.4 L’expansion du GNL : quelle stratégie pour Gazprom ?

GNL américain vs Gaz de pipeline de Gazprom. Quels sont les avantages compétitifs de Gazprom ?

Depuis les années 2000, les échanges mondiaux du GNL se développent à un rythme beaucoup plus soutenu que les échanges utilisant traditionnellement les gazoducs, de sorte qu’en 2035 selon l’International Gas Union (IGU), la part du GNL représentera environ la moitié du commerce mondial de gaz naturel, contre 32% d’aujourd’hui¹⁷⁴. Dans le même temps, l’offre excédentaire de GNL sur le marché international fait concurrence à l’approvisionnement par gazoduc, ce qui pourrait bénéficier aux consommateurs compte tenu des nombreux avantages qui en découlent. En effet, cette concurrence, qui s’est fortement intensifiée ces 5 dernières années, assouplit les rigidités tarifaires et contractuelles, qui découlent historiquement des caractéristiques du commerce du gaz naturel : investissements lourds et contrats longs.

L’expansion des exportations américaines de GNL, qui ne sont liées à aucune destination particulière, ne fera qu’accentuer et qu’accélérer ces changements, et jouera un rôle majeur dans l’augmentation de la liquidité et de la flexibilité du commerce du GNL. En effet, par les volumes envisagés et par leur structure contractuelle fort particulière, les fournitures américaines de GNL vont révolutionner le commerce mondial de gaz naturel en diversifiant l’offre, en remettant en cause les modèles économiques traditionnels, ainsi que des fournisseurs

¹⁷⁴ IGU, *World LNG Report*, 2017. URL: https://www.igu.org/sites/default/files/103419-World_IGU_Report_no%20crops.pdf.

historiques, et plus globalement en transformant la sécurité gazière mondiale. Plus précisément, elles vont conduire à des transformations importantes dans le système de fixation des prix d'échange du GNL. Par ailleurs elles vont contribuer à la convergence des prix du gaz sur les marchés régionaux, ce qui réduira à son tour le pouvoir des exportateurs locaux à influencer les prix du gaz sur ces marchés.

L'arrivée des volumes supplémentaires de GNL américain conduiront à une concurrence accrue sur le marché européen à un moment où celui-ci est déjà excédentaire. Les fournisseurs européens traditionnels du gaz naturel se préparent déjà à cette concurrence. Cependant, l'impact de ces changements va varier d'un fournisseur à l'autre. Par exemple, il est peu probable que le GNL américain entre véritablement en concurrence avec les projets actuels du Qatar, d'une part en raison de leurs positions très compétitives par rapport aux projets de GNL d'autres fournisseurs, et d'autre part parce qu'ils sont sécurisés par des contrats de long terme. Les contrats de long terme sécurisent, dans l'immédiat, de la même façon Gazprom : les volumes minimaux contractualisés avec ses clients européens s'élèvent à 150 milliards de m³ jusqu'à 2025. Cependant, ils diminuent ensuite progressivement jusqu'à atteindre 115 milliards de m³ après 2030¹⁷⁵.

Les prix bas du gaz naturel dans la région européenne continuent à peser sur les revenus de Gazprom provenant de ses ventes gazières. De 2015 à 2016, ils ont diminué de 13%, après être passé de 2 165 500 à 2 140 027 millions de roubles¹⁷⁶. En même temps, cette situation s'avère favorable pour les positions de Gazprom. En effet, l'effondrement des prix du gaz russe, qui demeurent corrélés aux variations du brut avec un décalage de six à neuf mois, le rend plus compétitif et éloignent ainsi la menace de cette nouvelle concurrence à court terme. La compétitivité du gaz naturel russe a permis à Gazprom d'augmenter ses exportations, qui ont cru de 20 milliards de m³ de 2015 à 2016¹⁷⁷. Ceci a mécaniquement induit la diminution par les Européens de leurs importations de GNL, dont les volumes ont chuté de 55,1 Bcm à 49,6 bcm pour la même période (BP, 2017).

Aujourd'hui, la compétitivité du gaz naturel russe par rapport au GNL américain est avant tout déterminée par les facteurs économiques, et non géopolitiques. Cependant, ce sont des

¹⁷⁵ T. Mitrova, « Evropejskij gazovij rynek : mečty ne vseгда sbyvaïtsâ [Le marché gazier européen: les rêves ne se réalisent pas toujours], Centre de l'Énergie, École de Management de Moscou « SKOLKOVO », 2012.

¹⁷⁶ Gazprom, Financial Report 2017. URL: https://www.gazprom.com/f/posts/12/255042/gazprom_financial_report_2017_eng.pdf.

¹⁷⁷ Gazprom, Annual Report 2017. URL : <https://www.gazprom.com/f/posts/60/709300/gazprom-annual-report-2017-eng.pdf>.

considérations à dominante politique qui ont guidé certains États tels la Lituanie ou encore la Pologne lorsqu'ils ont récemment décidé d'importer du GNL américain à un prix beaucoup plus élevé que celui de Gazprom. Alexei Grivač, expert de la Fondation pour la sécurité énergétique nationale, estime que la différence entre les prix du gaz de Gazprom et ceux du gaz américain se situe aux alentours de 50-60 euros pour 1 000 m³ de gaz.

Selon nombreux experts, la compétitivité du GNL américain est très difficile à prévoir, car l'exportation de GNL aux États-Unis n'est pas assurée par une seule compagnie énergétique verticalement intégrée à l'exemple de Gazprom, mais il existe plusieurs projets de GNL concurrents, dont l'économie diffère de l'un à l'autre.

Dans cette configuration, le GNL américain aura tendance à être exporté d'abord vers les marchés offrant le meilleur netback et où la concurrence se fait entre exportateurs de GNL. Dans le cas d'une concurrence GNL/gaz de pipeline, il est nécessaire de tenir compte des coûts de regazéification. En 2016, la plupart des exportations américaines de GNL ont été ainsi redirigées vers les pays d'Amérique latine (44%) et d'Asie Pacifique (27%), alors que l'Europe n'a reçu qu'un seul cargo livré au Portugal. Les fournitures de GNL américain en Lituanie et en Pologne n'étaient que des « coups d'essai », et de grands doutes demeurent quant à la conclusion de contrats d'approvisionnement à long terme sans d'importantes concessions de la part des Américains sur les prix du GNL.

En revanche, Gazprom possède de nombreux avantages compétitifs, qui lui permettent de maintenir sa part de marché européen de manière stable depuis déjà plus de 40 ans.

Premièrement, Gazprom dispose de gaz à un coût marginal faible et pourrait contrer aisément l'arrivée sur le marché de sources alternatives de gaz naturel sur la base de son « coût d'approvisionnement ». C'est notamment en raison de son faible coût d'approvisionnement et des prix bas sur le marché européen, que le gaz russe demeure fortement concurrentiel. Si, en 2016 le prix du gaz russe était d'environ 4,7 dollars/MMBtu¹⁷⁸, le coût du GNL américain, transport inclus, revenait à 7,2-8,45 dollars/MMBtu¹⁷⁹. Selon Alexei Grivač, aujourd'hui

¹⁷⁸ Soit 168,3 dollars pour 1 000 m³. R. Ždanovskih, « Rasširenje međunarodnoj trgovli rossijskim gazom za sčēt ego diversifikacii i ispol'zovaniâ innovacionnyh napravlenij » [L'expansion du commerce international du gaz russe grâce à la diversification et à l'utilisation de solutions innovantes], *Meždunarodnââ trgovlâ i torgovaâ politika*, n° 2(14), 2018, p. 135. URL : <https://cyberleninka.ru/article/n/rasshirenie-meždunarodnoy-torgovli-rossijskim-gazom-za-schet-ego-diversifikatsii-i-ispolzovaniya-innovatsionnyh-napravleniy/viewer>.

¹⁷⁹ Soit 257,8 – 302,5 dollars pour 1 000 m³. *Ibid.* En 2016, le prix du GNL américain (transport et regazéification en Europe inclus) s'est avéré ainsi beaucoup plus élevé que celui du gaz russe exporté par les gazoducs. Le prix spot du GNL en Europe (sur le hub gazier NBP, notamment) se situait mi-juillet 2016 aux alentours de 4-6 dollars/MMBtu. A.-S. Corbeau, V. Yermakov, « Will There Be a Price War Between Russian Pipeline Gas and US LNG in Europe ? », KAPSARC, July 2016.

« l'économie des projets américains de GNL est déjà négative. Les prix du gaz en Europe ne couvrent même pas les frais de liquéfaction et de transport du « combustible bleu » des États-Unis »¹⁸⁰. A cela s'ajoute une autre problématique. Même si sur le plan économique, il était avantageux pour les Européens de remplacer le gaz russe avec le GNL (américain ou un autre), ils sont liés par leurs engagements contractuels quant aux volumes minimaux d'enlèvement dans le cadre des contrats à long terme. Ces contrats vont obliger les clients de Gazprom à continuer à prélever des quantités minimales, d'au moins de 130 milliards de m³ en 2020, et plus de 100 bcm jusqu'à 2030. La substitution du GNL au gaz russe demeure ainsi largement théorique.

Deuxièmement, Gazprom dispose de capacités excédentaires de transport. Dans les années 2000, Gazprom avait décidé de construire de nouveaux gazoducs, d'une part afin d'éviter le transit par l'Ukraine ou la Biélorussie et d'autre part afin de répondre à la croissance supposée de la demande européenne en gaz naturel. Aujourd'hui, avec la mise en exploitation du gazoduc « Nord Stream », ses capacités de transport s'élèvent à 240 milliards de m³ par an. Si le deuxième gazoduc « Nord Stream » voit le jour, les capacités de transport de Gazprom pourront accroître de 63 milliards de m³ par an d'ici 2019. Les capacités excédentaires de transport permettent à Gazprom d'écouler du gaz naturel sur les marchés européens au comptant et de faire ainsi pression sur les prix, ce qui limite, dans l'immédiat, l'intérêt pour les pays européens d'acheter des volumes supplémentaires de GNL.

Les adaptations de Gazprom face à l'expansion du GNL

Aujourd'hui, le marché européen du gaz naturel demeure le principal marché d'exportation pour Gazprom tant en termes de volumes de gaz exporté, qu'en termes de bénéfices engrangés par le géant russe. En 2015, les ventes gazières en Europe ont représenté 41% de toutes les ventes de gaz naturel réalisées par le Groupe Gazprom. En 2016, dans le contexte des prix bas du gaz sur ce marché, Gazprom est parvenu à accroître ses exportations vers la région, qui ont atteint leur nouveau niveau record de 178,3 milliards de m³ par an, soit une augmentation de 12,4% par rapport à la même période en 2014 (Gazprom Export, 2017). La hausse des exportations a concerné principalement ses clients traditionnels, comme

¹⁸⁰ « Gazprom, konec tučnoj épohi » [Gazprom, la fin d'une époque sombre], La Fondation pour la sécurité énergétique nationale, <http://www.energystate.ru/news/7518.html>.

l'Allemagne (49,8 bcm), la Turquie (24,8 bcm) et l'Italie (24,7 bcm)¹⁸¹. Ainsi, la part de Gazprom sur le marché européen ne cesse d'augmenter ces dernières années, après être passée de 27,8% en 2014 à 29,3% en 2015 avant de remonter à plus de 33% en 2016. En 2017, Gazprom est restée fidèle à sa stratégie d'accroissement des volumes d'exportation de sorte que sa part du marché européen a atteint 34%.

Par ailleurs, les ventes gazières vers l'Europe constituent la principale source de revenus de Gazprom. A ce jour, elles représentent 63% des revenus qu'elle retire de l'ensemble de ses ventes gazières. La croissance des exportations gazières vers les marchés européens s'est avérée très bénéfique pour le chiffre d'affaires de Gazprom, qui est passé de 1 752 100 milliards en 2014 à 2 165 500 milliards de roubles en 2015. Cependant, il a légèrement baissé l'année suivante pour se stabiliser à 2 140 milliards de roubles¹⁸².

L'importance du marché européen pour Gazprom est ainsi difficile à sous-estimer, et ce simple fait ne laisse aucun doute que le monopoliste russe se prépare à la concurrence afin de conserver ses positions dominantes sur ce marché à moyen et long terme. En février 2015, au cours de Investor Day à Hong Kong, Gazprom a clairement fait savoir qu'il a l'intention de défendre à tout prix sa part d'au moins 30% du marché européen¹⁸³.

L'effondrement des prix du pétrole et du gaz sur les marchés internationaux ont déjà remis en question l'avancement de nouveaux projets américains de GNL qui sont en attente des permissions de la part du DoE et de la FERC. Cependant, le changement de la conjoncture du marché n'interfère pas avec les projets de GNL qui sont déjà opérationnels, ni avec ceux qui ont récemment fait l'objet d'une décision finale d'investissements dont la production pourrait se retrouver sur le marché européen. A condition que le prix du GNL sur ce marché permette de couvrir les coûts marginaux de ces exportations et offre une meilleure marge bénéficiaire par rapport à d'autres marchés.

Actuellement, Gazprom ne craint pas la concurrence du GNL américain, dont le coût de revient, et donc le prix est plus élevé pour les consommateurs que celui des hubs européens. Le prix du GNL américain comprend le transport aux États-Unis, la liquéfaction, le transport par méthaniers et la regazéification en Europe, ce qui dans l'ensemble le rend plus onéreux que le

¹⁸¹ A. Medvedev, « Gas Export and Enhancing Reliability of Gas Supply to Europe », Gazprom Press Conference, le 6 juin 2017. URL: <https://www.gazprom.com/f/posts/60/728894/presentation-press-conf-2017-06-06-en.pdf>.

¹⁸² Gazprom, Annual Report 2016. URL: <https://www.gazprom.com/f/posts/11/885774/gazprom-annual-report-2016-en.pdf>.

¹⁸³ Gazprom, « Gas Business », Gazprom Investor Day, Hong Kong, février 2015. URL : <https://docplayer.net/1074618-Gazprom-investor-day-gas-business-february-2015-hong-kong-singapore.html>.

gaz russe livré sous la forme gazeuse par la voie terrestre. Cependant, si dans l'immédiat la situation ne semble pas critique pour le monopoliste russe, ses positions sur certains marchés commencent à s'affaiblir. Les livraisons récentes de cargos de GNL américain en Pologne et Lituanie pourront changer la donne dans le cas où ces pays renoncent à la renégociation de leurs contrats d'achat, en voie d'expiration, avec Gazprom et concluent de nouveaux contrats d'approvisionnement en gaz naturel avec les États-Unis.

Afin d'empêcher le GNL américain ou un autre d'arriver vers l'Europe et, plus généralement de maintenir sa part de marché dans le contexte de faible demande et de surabondance du GNL, Gazprom a procédé dès 2015 à l'adaptation de sa politique de commercialisation de gaz naturel vis-à-vis de ses clients. Elle a ainsi mis en exergue ses atouts concurrentiels, à savoir sa proximité et son prix.

Premièrement, Gazprom a ajusté sa stratégie tarifaire en fonction du coût du GNL américain, livré sur le marché européen. Comme nous l'avons évoqué supra, les faibles prix du gaz constituent un atout pour l'entreprise russe, ce qui combiné à ses capacités excédentaires de production, offre à Gazprom une marge de manœuvre encore plus importante pour baisser les prix de son gaz. Si en 2014, Gazprom vendait son gaz aux consommateurs européens au prix moyen de \$ 349,4 pour 1 000 m³, en 2015 ce tarif est passé à \$ 245,6 pour 1 000 m³ pour descendre ensuite à \$ 170/1 000 m³ en 2016.¹⁸⁴ Actuellement, le prix du gaz russe se situe aux alentours de \$ 170/1 000 m³, le chiffre inscrit dans le budget de la compagnie étant à \$ 169/1 000 m³, mais Gazprom n'exclut pas une baisse encore plus importante du prix de son gaz, si nécessaire.

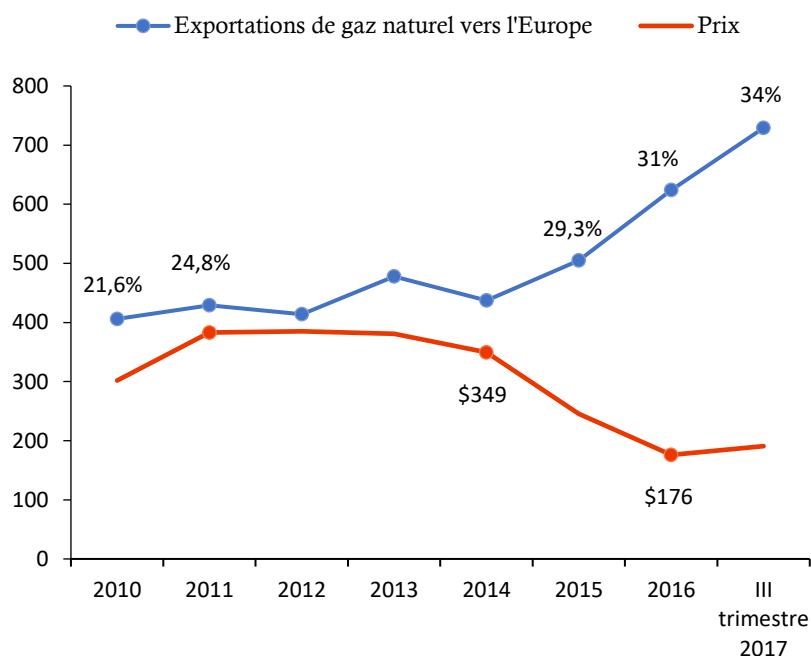
Il est important de noter, que la baisse des prix du gaz par Gazprom s'effectue dans le cadre de ses contrats traditionnels à long terme, qui conservent leur indexation sur les prix des produits pétroliers. Cette baisse des prix opérée par Gazprom, qui pourrait être assimilée à du « dumping », est l'instrument économique le plus efficace auquel Gazprom aura probablement recours dans les années à venir, d'autant plus que les capacités de surproduction et les taxes à l'exportation très basses le permettent. La question principale est cependant de savoir jusqu'où Gazprom serait prêt à faire baisser ses prix pour évincer la concurrence, car les prix très bas des hydrocarbures ont déjà considérablement réduit ses bénéfices. Ainsi, selon les rapports

¹⁸⁴ Gazprom, Annual Report 2016, *op.cit.*

financiers de Gazprom, ses bénéfices ont diminué de 1 310 424 millions en 2014 à 1 228 301 millions de roubles en 2015 et ont connu une forte baisse jusqu'à 725 580 roubles en 2016¹⁸⁵.

Cette stratégie d'alignement des prix de son gaz sur ceux des marchés spot européens a déjà porté ses fruits : en 2015, l'entreprise russe a réussi à accroître ses exportations vers la région de 68 millions de m³ par jour par rapport à 2014. En 2016, Gazprom a poursuivi cette stratégie, les quantités de gaz exporté se sont accrues de 119 millions de m³ par jour.

Figure 19 : Les exportations gazières de Gazprom vers l'Europe vs ses prix du gaz



Source : Rapports financiers de Gazprom de 2015 et 2016 ; Rapport annuel de Gazprom de 2016

Cette expansion des exportations gazières russes s'est avérée encore plus significative que celles de ses concurrents. Les restrictions imposées sur la production de gaz naturel sur le gisement de Groningue ont limité l'accroissement des exportations néerlandaises vers l'Europe, qui n'ont cru que de 4,4% du premier trimestre de 2016 à 2017. Les exportations norvégiennes

¹⁸⁵ Gazprom, Financial Report 2015. URL : <https://www.gazprom.com/f/posts/56/116176/gazprom-financial-report-2015-en.pdf> ; Gazprom, Financial Report 2016. URL : <https://www.gazprom.com/f/posts/92/791430/gazprom-financial-report-2016-en.pdf>.

ont cru de 1,9% seulement, alors que celles du Qatar ont baissé de 25,2% pendant la même période¹⁸⁶.

Cependant, en cas de hausse des prix du pétrole, et donc de ceux du gaz naturel, qui leurs sont corrélés dans les contrats de Gazprom, ce dernier perdra cet avantage tarifaire. En périodes de prix élevés du gaz, sa consommation dans la région européenne baisse traditionnellement au profit du charbon bon marché.

Deuxièmement, afin de limiter les besoins des Européens d'importer des volumes supplémentaires de GNL, Gazprom a testé de nouveaux mécanismes de vente.

Ainsi, la mise aux enchères en septembre 2015 de 3,2 milliards de m³ de gaz en plus de ses contrats à long terme a marqué un vrai tournant dans la stratégie de Gazprom, qui opte de plus en plus pour une approche commerciale plus flexible.

Depuis cette date, Gazprom a organisé trois ventes aux enchères de son gaz. La première organisée entre le 7 et le 10 septembre 2015 a été destinée aux marchés de l'Europe du Nord-Ouest et le gaz acheminé via le gazoduc « Nord Stream » aux points de livraison de Greifswald OPAL et NEL, VP Gaspool et Olbernhau-2. Gazprom a pu vendre 1,2 milliards de m³¹⁸⁷. La deuxième, qui s'est déroulée en mars 2016, ne s'adressait qu'aux trois pays baltes. De 560 millions de m³ de gaz offerts par Gazprom aux pays de la région, 420 millions de m³ ont été vendus à la Lituanie et à la Lettonie¹⁸⁸, et le gaz livré à Kotlovka à la frontière de la Biélorussie et de la Lituanie. La troisième, organisée du 31 août au 2 septembre 2016, prévoyait la possibilité pour les acheteurs de l'Europe du Nord-Ouest d'enlever leur gaz, outre les points de livraison cités supra, à Baumgarten et Arnoldstein. Le volume total de 2 milliards de m³ a été vendu.

Selon Alexandre Medvedev, vice-président du comité de direction à Gazprom, de nouvelles ventes du gaz russe aux enchères à destination de l'Europe continentale et des États

¹⁸⁶ S. Komlev, « European Gas Market: Myths and Realities », Novy Urengoy, le 5 juillet 2017. URL: https://www.gazprom.com/f/posts/99/838347/european_gas_market-2017-07-05.pdf ; C. Durman, « Gazprom round table on the European gas markets », Novy Urengoy, le 5 juillet 2017. URL: https://www.gazprom.com/f/posts/99/838347/gazprom_round_table-2017-07-05.pdf.

¹⁸⁷ Gazprom Export press release, « Gazprom Export's Gas Auction Finalized », le 10 septembre 2015. URL: <http://www.gazpromexport.ru/en/presscenter/press/1689/>.

¹⁸⁸ Reuters, « Russia's Gazprom aims for more gas auctions in Europe this year », le 1 mars 2016. URL: <https://fr.reuters.com/article/us-russia-gazprom-auction-interview-idUSKCN0W34IB>, dernière consultation le 9 mai 2016.

baltes devraient avoir lieu, en particulier si les prix sur les marchés européens au comptant sont supérieurs à ceux des contrats à long terme de Gazprom.

Comme l'a déclaré Elena Burmistrova, directrice générale à Gazprom Export, les ventes aux enchères « *complètent les livraisons de Gazprom réalisées dans le cadre des contrats à long terme* » (Gazprom Export, 2016). Cependant, étant donné que la plupart des contrats de Gazprom à long terme sont en voie d'achèvement, et en tenant compte du faible intérêt de ses clients pour renouveler de tels contrats, les volumes de gaz russe vendus aux enchères pourraient considérablement augmenter dans les années à venir.

Les ventes aux enchères font partie de l'approche stratégique de Gazprom, visant à minimiser au maximum les effets négatifs induits par les changements récents constatés sur le marché européen. Avec les restrictions imposées aux exportateurs par le Troisième Paquet Énergétique de l'UE, Gazprom doit accroître ses livraisons vers l'Europe. L'entreprise russe est obligée de manœuvrer dans des conditions particulièrement difficiles où les prix du gaz ont chuté de plus de 30%, et tente ainsi de maintenir ses revenus d'exportation en jouant sur les volumes.

Plus globalement, les ventes aux enchères sont importantes pour Gazprom dans le contexte des récents problèmes dans ses relations gazières avec l'UE. Elles constituent une réponse aux accusations portées contre Gazprom par la Commission européenne dans le cadre des investigations contre la compagnie, lancées en septembre 2012. L'une des principales accusations formulées contre Gazprom était que l'entreprise utilise dans le cadre de ses formules de fixation du prix la référence au prix du pétrole brut, et ne tient donc pas suffisamment compte des tendances du marché du gaz. Étant donné que les prix du gaz aux enchères s'avèrent plus élevés que ceux fixés dans le cadre de contrats à long terme, Gazprom s'en servira certainement comme argument dans ses différends avec la CE.

La stratégie de Gazprom de baisse des prix du gaz dans le cadre de ses contrats à long terme d'une part, et de ventes des quantités supplémentaires de son gaz aux enchères d'autre part, marquent l'abandon progressif par Gazprom de sa politique traditionnelle de commercialisation gazière, à savoir des ventes réalisées uniquement dans le cadre des contrats à long terme indexés au prix du pétrole. Gazprom ayant désormais une attitude pro-active en ce qui concerne la fixation des prix du gaz. Ces deux nouveaux instruments économiques sont également perçus comme les prémices de véritables changements à long terme dans la stratégie commerciale de Gazprom à l'égard de ses clients européens.

Chapitre 3 : Le durcissement des relations Russie- EU et les nouvelles normes imposées par Bruxelles mettent à mal la position du monopole de Gazprom dans la région

3.1 L'émergence d'une nouvelle architecture institutionnelle du marché gazier de l'Union européen

3.1.1 Les premiers germes de la libéralisation du marché gazier de l'Europe : l'exemple britannique

La Grande-Bretagne a été le pionnier de la libéralisation des marchés gaziers de l'Europe occidentale. La libéralisation du marché britannique, longtemps séparé des marchés gaziers de l'Europe continentale, faisait partie du vaste programme de privatisation, initié dans les années 80 par le gouvernement britannique conservateur avec à sa tête le premier ministre Margaret Thatcher. La réforme britannique a commencé en 1982 avec l'entrée en vigueur de la « Loi sur les entreprises pétro-gazières » (en anglais : Oil and Gas Enterprise Act), qui a permis au gouvernement britannique de disposer des biens de British Gas Corporation (BG), une société d'État en position de monopole sur le marché gazier domestique. Ce document a significativement restreint les pouvoirs de l'entreprise à disposer librement des biens de ses filiales, et comme le stipule l'article 9 cette dernière devait désormais chercher le consentement du Secrétaire d'État¹⁸⁹. En outre, la Loi a introduit l'accès des fournisseurs gaziers alternatifs aux réseaux de transport ; avant cette date, les réseaux étaient détenus exclusivement par le monopole de British Gas¹⁹⁰.

Les réformes dans le secteur gazier se sont poursuivies avec l'adoption en 1986 de la « Loi sur le Gaz » (en anglais : Gas Act), qui a permis aux gros consommateurs industriels nationaux d'acheter leur gaz à d'autres fournisseurs que British Gas, et à des prix négociés¹⁹¹. Cette même année, BG a été privatisée, sans pour autant être démantelée. Autrement dit, la

¹⁸⁹ Oil and Gas Enterprise Act, 1982, Chapitre 23, pp. 10-11. URL: https://www.legislation.gov.uk/ukpga/1982/23/pdfs/ukpga_19820023_en.pdf.

¹⁹⁰ Oil and Gas Enterprise Act, *op.cit.*, pp. 21-23.

¹⁹¹ Gas Act, 1986, Chapitre 44. Pour la politique de tarification, voir l'Article 14, p. 14. URL: http://www.legislation.gov.uk/ukpga/1986/44/pdfs/ukpga_19860044_en.pdf.

compagnie a réussi à garder le contrôle à la fois sur ses activités de transport et sur celles relevant du secteur de la commercialisation de gaz naturel.

La création du Bureau des marchés du gaz et de l'électricité¹⁹² (en anglais : Office of Gas and Electricity markets, Ofgem), régulateur indépendant de l'énergie, en charge de promouvoir la concurrence sur le marché intérieur, a permis d'une part l'augmentation de l'offre de gaz et, d'autre part la libre circulation des flux gaziers. Cependant, la privatisation de British Gas n'a pas fondamentalement changé la situation. La concurrence sur le marché domestique demeurait fortement limitée du fait que jusqu'en 1991, BG continuait à concentrer à elle seule plus de 95% des achats de la Mer du Nord grâce à des contrats à long terme à prix garantis.

Afin que la concurrence puisse se développer avec plus d'efficacité, Ofgem a introduit en 1989 un « Règlement 90/10 », qui a limité le volume d'achat du gaz naturel par BG à 90%. Le reste, soit 10% du gaz, produit sur le plateau continental britannique, les producteurs locaux devaient vendre à des fournisseurs indépendants afin de stimuler le commerce de gros au niveau des interconnexions avec le système de gazoducs appartenant à British Gas¹⁹³. Parallèlement, Ofgem a permis aux fournisseurs indépendants de vendre leur gaz à des consommateurs industriels et commerciaux, dont les achats en gaz n'étaient pas inférieurs en volume à 25 000 Btu de gaz par an, soit à 69 150 m³/an¹⁹⁴. En juillet 1992, le volume d'achat est descendu à 2 500 Btu de gaz par an, soit à 6 915 m³/an¹⁹⁵.

En 1995, le gouvernement britannique a apporté des amendements à la Loi sur le Gaz. Les nouveaux changements législatifs avaient pour objectif d'ouvrir encore plus le marché aux gros consommateurs industriels et commerciaux d'une part, et d'introduire de la concurrence au niveau des consommateurs finaux, d'autre part. Ils ont également apporté des ajustements quant à l'organisation des activités de British Gas avec la séparation entre ses activités de transport et ses activités commerciales. Dans cette nouvelle configuration, British Gas a été contrainte de réduire sa part de marché à 40%. En outre, l'introduction des Programmes de Gas Release a obligé cette dernière à céder 50% de ses contrats à long terme à des fournisseurs gaziers

¹⁹² Ofgem, <https://www.ofgem.gov.uk>.

¹⁹³ A. Juris, « Natural Gas Markets in the U.K. : Competition, Industry Structure, and Market Power of the Incumbent », *Public Policy for the Private Sector*, n° 138, World Bank, 1998.

¹⁹⁴ R. Vielvoye, « U.K Shows Progress in Moving Toward Private Gas Industry », interview à *Oil & Gas Journal*, le 25 juin 1990. URL: <https://www.ogj.com/exploration-development/reserves/article/17214482/uk-shows-progress-in-moving-toward-private-gas-industry>, dernière consultation le 5 février 2014.

¹⁹⁵ G. Simmonds, « The U.K Gas Industry 2000/2001 », *Industry Brief*, Centre for the study of Regulated Industries (CRI), University of Bath, 2000.

concurrents¹⁹⁶. Plus globalement, la nouvelle Loi sur le Gaz a apporté des ajustements quant au modus operandi de la plus importante compagnie d'État en Grande-Bretagne, en brisant son contrôle sur l'ensemble de la chaîne gazière.

En 1998, British Gas a été finalement divisée en deux compagnies indépendantes : Centrica, responsable pour la distribution et la commercialisation du gaz naturel, et BG Group en charge de la production, du transport et du stockage du gaz. BG Group inclut Transco, opérateur du réseau des gazoducs s'étendant sur 275 000 kilomètres, qui livre le gaz naturel aux consommateurs britanniques dans tout le pays. L'accès à ce réseau de transport des fournisseurs alternatifs a été régulé par le Network Code¹⁹⁷.

Cette même année, le marché britannique a vu l'ouverture totale de la distribution de gaz naturel aux consommateurs finaux. Plus de 20 millions de consommateurs britanniques du secteur résidentiel ont dès lors eu la possibilité de choisir eux-mêmes leur fournisseur gazier. La création du marché concurrentiel a été achevée en 2001 avec la mise en place du hub gazier National Balancing Point, qui est devenu le plus grand marché au comptant en Europe. La construction de « Interconnector », gazoduc à flux inverse, qui a relié Becton en Grande-Bretagne à Zeebrugge en Belgique, a facilité la mise en œuvre du marché de type spot avec des contrats indexés aux prix spot.

3.1.2 La libéralisation des marchés gaziers de l'Europe continentale

Le succès de la libéralisation du marché gazier britannique a donné un élan à la Commission européenne pour transposer le modèle britannique à l'Europe continentale. Dans sa volonté de créer un marché intérieur unique et fort concurrentiel, la Commission européenne est partie d'un constat très simple.

En effet, l'histoire économique de l'Europe et l'organisation d'après-guerre des industries gazières européennes a été marquée par l'émergence dans chaque pays d'une compagnie

¹⁹⁶ Gas Release Programme (de 1992 à 1995). Ce programme visait à accélérer l'accès des fournisseurs indépendants à l'approvisionnement gazier. Pour plus d'information, voir Office of Gas Supply (OFGAS), Annual Report 1993, HMSO Publications Centre, London, le 24 février 1994. URL: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/235685/0203.pdf.

¹⁹⁷ Le Network Code établit des règles d'accès non discriminatoires pour ceux qui utilisent le réseau de Transco, ainsi qu'un nombre des obligations contractuelles que les fournisseurs indépendants doivent respecter. Pour plus d'information sur les activités de Transco et le système de Network Code, voir L. Bossley, « Trading Natural Gas in the UK », *OIES Working Paper NG*, n° 4, Oxford Institute for Energy Studies, 1999, pp. 25-28.

énergétique dominante, - souvent appartenant à l'État, - qui concentrait dans ses mains toutes les activités tournant autour du gaz naturel. Ces monopoles publics étaient dans la plupart des cas impliqués dans des fonctions de production, de transit et de distribution du gaz, et leur contrôle sur l'ensemble de la chaîne gazière s'identifiait à leurs frontières nationales : Gaz de France en France, British Gas au Royaume-Uni, Eni en Italie, Distrigas en Belgique et Gasunie aux Pays-Bas¹⁹⁸. Cette intégration verticale de toutes les activités du gaz naturel leur garantissait une rente gazière très élevée, dont ils bénéficiaient par le fait d'une quasi-absence de concurrence.

La stratégie commerciale des champions nationaux consistait principalement à segmenter leur base clientèle en fonction de la capacité de leurs clients à accéder à des combustibles alternatifs, et à différencier les prix entre (mais aussi au sein) des différentes catégories de clients, en fixant les prix du gaz les plus élevés à celles, qui n'avaient pas d'accès à l'approvisionnement gazier alternatif à des prix transparents. Le pouvoir de marché de ces entreprises a été garanti par les contrats à long terme qu'elles avaient signé avec leurs fournisseurs gaziers, tant domestiques comme les Pays Bas et la Norvège, qu'extérieurs comme la Russie. La prédominance des contrats à long terme ToP, comportant dans la plupart des cas des clauses de destination finale rendait très difficile l'entrée sur ces marchés de nouveaux acteurs, susceptibles de faire baisser les prix. Le verrouillage vertical des marchés nationaux par ces monopoles d'État, conjugué au manque de ventes transfrontalières, à la transparence du marché et à la formation déficiente des prix du gaz reflétaient l'image miroir du modèle économique de Gazprom¹⁹⁹.

Dans cette configuration, *l'unbundling* des groupes verticalement intégrés, c'est-à-dire la séparation des activités du transit du gaz naturel des autres fonctions, a été considéré par la Commission européenne comme une des principales conditions préalables à l'instauration d'un marché gazier concurrentiel. Plus globalement, l'objectif principal de la Commission européenne consistait à mettre en place un marché intérieur unique du gaz naturel, privé de frontières nationales, dans lequel les consommateurs européens auraient la possibilité de choisir eux-mêmes leurs fournisseurs d'énergie en fonction du prix. Cette liberté de choix conduirait mécaniquement à l'intensification de la concurrence et, par conséquent à la diminution du prix

¹⁹⁸ C. Defeuilley, « Gazprom », *Flux*, n° 76-77, 2009. Pp. 126-134.

¹⁹⁹ A. Riley, « Commission vs. Gazprom: The antitrust clash of the decade? », *CEPS Policy Brief*, n° 285, Centre for European Policy Studies (CEPS), 2012.

pour les consommateurs finaux. De plus, la libéralisation du commerce de gaz naturel devrait contribuer à la réduction de la rente gazière dont bénéficiaient les opérateurs historiques.

La libéralisation des marchés gaziers européens a été impulsée par la « Directive de Gaz 98/30 », adoptée par le Parlement européen et le Conseil le 22 juin 1998²⁰⁰. Celle-ci prévoyait l'ouverture progressive de chaque marché national de gaz naturel à la concurrence et l'introduction des règles non discriminatoires pour l'accès des tiers au réseau de transport²⁰¹. Le niveau minimal d'ouverture des marchés nationaux à la concurrence a été fixé à 20% en 2000, à 28% en 2003 et à 33% en 2008.

Le cadre institutionnel de la libéralisation du marché gazier européen a été ensuite complété par la Deuxième Directive de Gaz, ratifiée par le Parlement de l'UE en juillet 2003. Cette dernière visait à poursuivre l'ouverture des marchés gaziers nationaux : le secteur industriel devait être ouvert à la concurrence avant juillet 2004, et le secteur des services publics avant juillet 2007²⁰². Ce nouveau document prévoyait la désignation par les États membres des gestionnaires indépendants de réseaux de transport et l'introduction des règles de transparence sur les capacités de transport et de stockage disponibles²⁰³. En outre, la nouvelle réforme institutionnelle prévoyait la création des autorités de régulation, qui soient totalement indépendantes du secteur gazier, « *chargées d'assurer la non-discrimination, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché* »²⁰⁴. Ce document a également introduit des dérogations aux engagements « *take-or-pay* » des entreprises énergétiques européennes, et ce qui est plus important encore, il a aboli les restrictions territoriales dites « *clauses de destination finale* » dans les contrats à long terme, qui les empêchaient de revendre leur gaz sur d'autres marchés²⁰⁵.

Cependant, le processus de transposition du Programme de l'UE de libéralisation du marché gazier n'a pas été facile, et s'est vite retrouvé prisonnier de nombreux obstacles d'ordre

²⁰⁰ D. Finon, C. Locatelli, « La libéralisation du marché gazier européen et ses conséquences pour la Russie », *IEPE, Cahier de recherche*, Université Pierre Mendès-France, 2002.

²⁰¹ Les États membres de l'UE peuvent opter pour une procédure d'accès négocié ou réglementé, ou encore pour les deux à la fois. Commission européenne, Directive 98/30/CE du Parlement européen et du Conseil du 22 juin 1998 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, *Journal officiel*, n° L 204, le 21 juillet 1998, Chapitre 6, Articles 15 et 16. URL : <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=celex%3A31998L0030>.

²⁰² Commission européenne, Directive 2003/55/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 98/30/CE, *Journal officiel*, n° L 0055, le 4 août 2003, Chapitre 6, Article 23. URL : <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:02003L0055-20030804&from=en>.

²⁰³ Commission européenne, Directive 2003/55/CE, *op.cit.*, Chapitre 3, Article 8.

²⁰⁴ Commission européenne, Directive 2003/55/CE, *op.cit.*, Chapitre 6, Article 25.

²⁰⁵ Commission européenne, Directive 2003/55/CE, *op.cit.*, Chapitre 7, Article 27.

économique, juridique et technique, qui retardaient, voire empêchaient la mise en place d'une nouvelle base institutionnelle. Tout d'abord, le marché européen connaissait toujours une forte fragmentation gazière sur une base nationale : les opérateurs historiques continuaient à concentrer financièrement l'ensemble de la chaîne gazière, et n'avaient donc pas d'incitations à ouvrir leurs marchés nationaux respectifs aux nouveaux entrants. De plus, la conjoncture du marché gazier n'était pas favorable à la concurrence. Il n'y avait aucun mouvement perceptible de baisse du prix du gaz entre 2000 et 2007, qui aurait pu être le résultat de la concurrence, et ce en raison des liens contractuels avec les prix du pétrole, qui montaient en flèche au cours de cette période. La situation s'aggravait du fait du manque de capacités de transport disponibles, notamment en ce qui concerne les interconnexions entre les marchés gaziers sur l'axe Ouest-Est. Le déficit en capacités de transport limitait les échanges gaziers entre les marchés régionaux et, plus généralement, l'augmentation de l'offre gazière qui devait déclencher la concurrence.

Dans la deuxième moitié des années 2000, les groupes énergétiques verticalement intégrés continuaient à concentrer dans leurs mains le pouvoir de marché avec toutes les conséquences qui en découlaient pour les consommateurs finaux : prix élevés et non transparents du gaz, impossibilité de changer de fournisseur d'énergie, etc. L'obstacle principal auquel la Commission européenne était confrontée pour mettre fin aux activités anti-compétitives des champions nationaux sur le marché résidait dans leur capacité à chercher du soutien politique auprès de leurs gouvernements respectifs, voire à les influencer en soulignant les dangers du dégroupage pour leurs activités.

Afin de compenser les pertes financières des consommateurs européens, la Commission européenne a initié une série d'investigations contre les principales compagnies énergétiques européennes, soupçonnées de différentes formes d'abus de position dominante (verrouillage vertical des marchés nationaux, refus d'augmenter les volumes des ventes transfrontalières, formation non transparente des prix). Plus de 12 entreprises énergétiques européennes ont été poursuivies pour leurs activités anti-concurrentielles, parmi lesquelles EDF, GdF Suez, E.ON et RWE²⁰⁶. Ces deux dernières ont demandé à la Direction Générale de la Concurrence une

²⁰⁶ European Commission, Commission decision relating to a proceeding under Article 102 of the Treaty on the Functioning of the European Union and Article 54 of the EEA Agreement : Case COMP/39.386 – Long-term contracts France, le 3 mars 2010. URL: https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/39386/39386_1536_3.pdf ; Commission européenne, Décision de la Commission du 8 juillet 2009 relative à une procédure d'application de l'article 81 du traité CE : Affaire COMP/39.401 – E.ON/GDF. URL: https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/39401/39401_1536_3.pdf ; European Commission,

décision formelle d'engagement afin que les accusations faites à leurs propos n'entrent pas dans le domaine public. Elles étaient obligées, toutefois d'accepter le dégroupage de leurs réseaux de gaz naturel et d'électricité²⁰⁷.

L'entrée en vigueur de la Deuxième Directive de Gaz a favorisé le développement du marché spot en Europe, qui est aujourd'hui organisé autour de sept hubs gaziers tels : NBP (Grande-Bretagne), TTF (Pays Bas), NCG et GASPOOL (Allemagne), ZEE et ZTP (Belgique), PEG Nord (France), VTP (Autriche), GPN (Danemark)²⁰⁸. Les pays d'Europe centrale et orientale ne connaissent le développement des hubs gaziers que très récemment : OTE (République Tchèque), POLPX (Pologne) et MGP (Hongrie). A ce jour, TTF sert de référence européenne quant à la fixation des prix spot du gaz naturel dans la région, et est l'un des principaux marchés au comptant pour des livraisons physiques de gaz²⁰⁹.

3.2 Gazprom et la mise en place de nouveaux règlements en matière du gaz naturel en Europe

3.2.1 De 1991 à 2009 : Gazprom sous pression institutionnelle, mais réussit à préserver son modèle économique

Après l'effondrement de l'URSS et la transition de la Russie vers une économie de marché, Gazprom n'a pas seulement réussi à préserver ses positions dominantes sur le marché gazier européen, mais aussi à garder son *modus operandi* traditionnel, tel qu'il a été mis en place par son prédécesseur, Soyuzgazexport, avec la signature des premiers contrats gaziers

Commission decision relating to a proceeding under Article 102 of the Treaty on the Functioning of the European Union and Article 54 of the EEA Agreement : Case COMP/39.316 – Gaz de France, le 3 décembre 2009. URL: https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/39316/39316_2298_1.pdf ; European Commission, Commission decision relating to a proceeding under Article 102 of the Treaty on the Functioning of the European Union (« TFEU) and Article 54 of the EEA Agreement : Case COMP/39.315 – ENI, le 13 septembre 2010. URL: https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/39315/39315_3019_9.pdf ; European Commission, Commission decision relating to a proceeding under Article 82 of the EC Treaty and Article 54 of the EEA Agreement : Case COMP/39.402 – RWE Gas Foreclosure, le 18 mars 2009. URL: https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/39402/39402_576_3.pdf.

²⁰⁷ A. Riley, « Commission vs. Gazprom: The antitrust clash of the decade? », *op.cit.*

²⁰⁸ Le développement de hubs gaziers favorise une plus grande intégration des marchés gaziers européens et accroît les connexions entre les Etats membres de l'UE. Suite à cette plus grande intégration du marché, le prix de gros du gaz naturel devient uniforme. Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), « European Gas Target Model – review and update », Annex 6, Tools for gas market integration and connection, January 2015. URL : https://www.acer.europa.eu/Events/Presentation-of-ACER-Gas-Target-Model-/Documents/A14-AGTM-13-03d_GTM_Annex%206%20-%20Gas%20market%20integration%20and%20connection%20tools_final.pdf.

²⁰⁹ P. Heather, « Gas Market Integration : How liquid are Europe's hubs ? », NGW 1st Annual European Gas Dialogues, Webinar, March 4, 2021. URL : https://www.naturalgasworld.com/pdfs/0304_Patrick_Heather.pdf.

ToP dans les années 70. Dans les années 90, l'entreprise russe a renégocié plusieurs fois ces contrats, sans pour autant changer leurs principales caractéristiques : l'obligation pour les importateurs d'acheter des volumes minimaux de gaz, l'indexation des prix du gaz à ceux des produits pétroliers, ainsi que les clauses interdisant la revente et la réexportation du gaz acheté vers d'autres marchés.

Cependant, la réforme de la législation de l'UE sur les marchés du gaz naturel et de l'électricité, initiée par les institutions européennes à la fin des années 90, ont remis en question la viabilité de ce modèle. En effet, les principales dispositions des deux Directives Gazières, telles que l'accès négocié et/ou règlementé non-discriminatoire aux systèmes gaziers pour les fournisseurs alternatifs et l'obligation de séparation juridique des activités de transport et de stockage de celles relevant du secteur de la production, se sont retrouvées incompatibles avec le modèle économique de Gazprom. Ceci a obligé les gestionnaires de Gazprom à porter plus d'attention aux problématiques liées à la libéralisation du marché européen.

Même si les contrats à long terme ToP n'ont pas été remis en question ni par la première, ni par la deuxième Directive Gazière, leur maintien a fait l'objet de vifs débats au sein de la Commission européenne. La raison principale résidait dans le fait que, comme l'indique Catherine Locatelli, « *les contrats de long terme existants gênaient l'exercice de la concurrence effective* » sur le marché de l'UE²¹⁰. Dans les années 2000, la Direction Générale de la Concurrence a même ouvert une enquête sur les « restrictions territoriales de vente » dans les contrats à long terme. Les résultats de l'enquête menée au sein des principales compagnies européennes ont clairement établi qu'il s'agissait de restrictions empêchant la concurrence, ce qui était illégal dans le cadre du droit européen. Même si Gazprom a réussi à échapper à ces investigations, il a été cependant forcé d'éliminer toutes les clauses de destination finale dans ses contrats existants avec ses plus grands partenaires commerciaux européens, comme GdF, E.ON, RWE et Eni²¹¹.

Les relations bilatérales privilégiées de Gazprom avec les principales compagnies énergétiques de la région, comme ENGIE, E.ON, RWE, OMV ou encore Eni, également opposées aux tentatives des services de la Direction Générale de la concurrence à introduire plus de flexibilité dans les contrats ToP, lui ont permis de maintenir dans les années 2000 ce

²¹⁰ D. Finon, C. Locatelli, « La libéralisation du marché gazier européen et ses conséquences pour la Russie », *op.cit.*, p. 7.

²¹¹ European Commission, « Commission reaches breakthrough with Gazprom and Eni on territorial restriction clauses », le 6 octobre 2003. URL : http://europa.eu/rapid/press-release_IP-03-1345_en.htm?locale=en.

système de contrats à long terme. Entre 2005 et 2009, Gazprom a signé 15 contrats à long terme d'une durée de 15 à 30 ans avec ses plus grands partenaires commerciaux européens²¹².

3.2.2 L'adoption du Troisième Paquet Énergétique

L'échec du modèle traditionnel du commerce du gaz avec la Fédération de Russie a amené les Européens à prendre conscience de l'urgente nécessité de poursuivre la réforme institutionnelle du marché du gaz naturel. La mise en place du Troisième Paquet Énergétique, proposé par la Commission européenne en 2007 et adopté par le Parlement européen et le Conseil en juillet 2009, répond parfaitement à cette logique. Celui-ci vise à promouvoir la concurrence au sein de l'Union européenne en intégrant à la fois des exportateurs gaziers traditionnels et ceux potentiels d'une part, et à développer des transactions de court terme autour des hubs gaziers, d'autre part. L'objectif recherché par la Commission européenne est de permettre aux consommateurs de choisir librement leur fournisseur d'énergie²¹³ et d'obtenir un approvisionnement en gaz naturel à moindre prix par le jeu de la concurrence libre et transparente. Une multitude de fournisseurs permettra également de diversifier les voies de transport et les sources d'approvisionnement, ce qui devrait renforcer à son tour la sécurité énergétique du continent.

La libéralisation du marché gazier européen s'inscrit dans une politique de l'Union européenne plus large, visant l'intégration économique de l'ensemble européen via la libre circulation des marchandises, des services, des capitaux et des personnes, proclamée dans le Traité de Rome de 1958. La Commission européenne considère que ce qui a fonctionné pour les produits de consommation générale apporterait les mêmes résultats une fois appliqué au secteur du gaz naturel et de l'électricité. L'adoption du Troisième Paquet Énergétique représente ainsi une étape logique dans la poursuite de la construction d'un espace européen

²¹² S. Boussena, C. Locatelli, « Gas market developments and their effect on relations between Russia and the EU », *LEPII, Cahier de recherche*, n° 38, Université Pierre Mendès-France, 2010.

²¹³ « Les États membres veillent à ce que tous les clients raccordés au réseau du gaz aient le droit de se procurer leur gaz auprès du fournisseur de leur choix, sous réserve de son accord, indépendamment de l'État membre dans lequel il est enregistré, aussi longtemps que le fournisseur suit les règles applicables en matière de transactions et d'équilibrage et à condition de répondre aux exigences de sécurité d'approvisionnement », Commission européenne, Directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE, *Journal officiel*, n° L 211/94, le 14 août 2009, Chapitre 2, Article 3. URL : <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0094:0136:fr:PDF>.

commun dans le secteur gazier. Son entrée en vigueur en juillet 2009 a coïncidé avec des événements particulièrement favorables à la mise en place de la concurrence. En effet, en 2009 le marché gazier européen connaissait une nouvelle étape de développement (plus précisément, une transition d'un marché de vendeur à celui d'acheteur) dans le contexte de l'offre excédentaire de gaz et le développement rapide du commerce spot suite à la révolution du gaz de schiste. Selon Andrei Konoplânîk, ce sont avant tout ces facteurs extérieurs qui ont créé un environnement particulièrement favorable à la libéralisation ultérieure du marché gazier de l'UE, et qui ont accru le caractère concurrentiel du secteur²¹⁴.

Le Troisième Paquet Énergétique, qui regroupe à la fois la Troisième Directive sur le Gaz et le Règlement 715 sur l'accès au système de gazoducs, a eu des conséquences très importantes pour tous les acteurs européens du gaz, mais a suscité des problèmes beaucoup plus importants pour Gazprom. Les éléments les plus importants de la Troisième Directive Gazière et du Règlement 715 sont le « dégroupage » (la séparation de l'approvisionnement en gaz naturel des services de transport) et les nouveaux codes de réseau de l'UE, créés pour réglementer le transport transfrontalier. Les documents réglementaires récemment adoptés concernaient principalement le transport européen de gaz : puisque le transport de gaz est passé d'un système d'un point à un autre (PP) avec des points de livraison situés en grande partie aux frontières des pays membres de l'UE, à un système d'entrée/sortie (EE) avec la possibilité en sus de réserver sur ces marchés virtuels des capacités de transport entre différents « hubs ». En d'autres termes, le gaz ne sera plus livré et vendu aux frontières nationales des pays, comme c'était le cas depuis les années 60, mais sur des marchés virtuels (« hubs » gaziers). Comme l'indique Andrei Belyi, ces « hubs » gaziers représentent une plate-forme de trading virtuelle où *« le gaz est vendu indépendamment de son emplacement physique. En effet, les compagnies peuvent réserver une capacité de pipeline au point d'entrée, puis vendre ou acheter du gaz sur une plate-forme virtuelle »*²¹⁵. Tous les vendeurs européens de gaz auront accès à l'infrastructure gazière de l'UE par l'intermédiaire d'un accès tiers : la capacité de transport aux IP sera mise aux enchères pour une durée maximale de 15 ans en tranches annuelle et mensuelle.

²¹⁴ A. Konoplânîk, « Rynok gaza v usloviâh neopredelennosti » [Le marché gazier dans l'incertitude], Interview à *Pro-gas.ru*, le 3 février 2014. URL : http://www.pro-gas.ru/news_interview/22.htm.

²¹⁵ A. Belyi, « Stepping on the Gas. Future-Proofing Estonia's Energy Market and Security », *Report*, International Centre for Defence and Security, May 2019, p. 5.

Les principaux éléments du nouveau système de transport du gaz naturel, basé sur le concept des hubs gaziers virtuels (Virtual Trading Points, VTP), ont été définis dans Gas Target Model.

Aujourd'hui, en Europe il existe 28 zones avec un système d'entrée/sortie, qui devraient être transformées en une dizaine de zones commerciales (« trading points ») avec des marchés de gros. Les zones d'entrée/sortie pourront correspondre ou pas aux frontières nationales des pays membres de l'UE. Les pays dont le niveau de consommation de gaz naturel est marginal, devront dans ce cas s'unir. Afin d'éviter une forte fragmentation du marché gazier avec les frontières nationales, Gas Target Model propose de réduire le nombre des zones commerciales de sorte que le niveau de consommation de chacune ne soit pas inférieur à 20 milliards de m³ de gaz.

3.2.3 Gazprom exposé aux nouvelles normes de l'Union européenne. Les arguments de Gazprom en faveur de son modèle économique en Europe

La libéralisation du marché gazier européen avec la mise en œuvre de nouveaux règlements dans le secteur non seulement obligent Gazprom à abandonner sa stratégie d'intégration verticale et de descente en aval dans la région, mais avant tout mettent en péril la viabilité de son modèle traditionnel de commercialisation de gaz naturel, pratiqué au cours de 40 dernières années. Deux dispositions du Troisième Paquet Énergétique, *l'ownership unbundling* et *third party access* (TPA), visent essentiellement les activités de Gazprom.

Le dégroupage des activités du transport (l'ownership unbundling)

Dans les années 2000, la Commission européenne a mené une enquête en vertu de l'article 17 du « Règlement 1/2003²¹⁶ sur les marchés européens du gaz naturel et de l'électricité », qui

²¹⁶ « Lorsque l'évolution des échanges entre États membres, la rigidité des prix ou d'autres circonstances font présumer que la concurrence peut être restreinte ou faussée à l'intérieur du marché commun, la Commission peut mener son enquête sur un secteur particulier de l'économie ou un type particulier d'accords dans différents secteurs. Dans le cadre de cette enquête, la Commission peut demander aux entreprises ou aux associations d'entreprises concernées les renseignements nécessaires à l'application des articles 81 et 82 du Traité et effectuer les inspections nécessaires à cette fin ». Commission européenne, Règlement (CE) n° 1/2003 du Conseil du 16 décembre 2002 relatif à la mise en œuvre des règles de concurrence prévues aux articles 81 et 82 du Traité, le 4 janvier 2003, Chapitre 5, Article 17. URL : <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/ALL/?uri=CELEX:32003R0001>.

a permis de révéler qu'il subsiste encore sur ces marchés des distorsions de concurrence, qui empêchent les consommateurs européens de bénéficier pleinement des avantages de la libéralisation. Cette étude a montré, que la barrière principale entravant la poursuite de la construction du marché concurrentiel du gaz naturel demeure le verrouillage vertical des marchés nationaux par les entreprises verticalement intégrées et leurs sous-entités, dont les décisions favorisent leurs propres intérêts plutôt que ceux des consommateurs.

Afin de résoudre le problème de la fragmentation énergétique de l'ensemble européen sur une base nationale, la Commission européenne a proposé d'introduire dans la première version du Troisième Paquet Énergétique deux dispositions, à savoir *l'ownership unbundling* des chaînes gazières (la séparation complète de la propriété des infrastructures de transit par rapport aux secteurs de la production et de la distribution) et la mise en place d'un gestionnaire de réseau de transport indépendant. Ces deux nouveaux règlements une fois appliqués auraient forcé les grandes compagnies européennes à abandonner leurs positions avantageuses dans certains segments du marché gazier de l'UE. Dans la version finale du document un compromis a été proposé : la Commission européenne a permis aux compagnies énergétiques et aux entreprises de services publics de maintenir leurs propriétés sur les infrastructures de transit, mais a délégué le contrôle sur les réseaux à des opérateurs de transport indépendants, qui travailleront en dehors de leur contrôle, mais dont les activités seront surveillées par les autorités de régulation nationales. Ainsi, le transport sera géré par des sociétés, qui ne tiendront pas compte des intérêts liés à la production et à la distribution du gaz naturel. Dans le but de briser les barrières à l'approvisionnement transfrontalier de gaz, le Troisième Paquet Énergétique a proposé que les transactions transfrontalières soient gérées par les autorités de régulation nationales. Ces dernières doivent a) « promouvoir, en étroite collaboration avec l'agence, les autorités de régulation des autres États membres et la Commission, un marché intérieur du gaz naturel concurrentiel, sûr et durable pour l'environnement au sein de la Communauté, et une ouverture effective du marché pour l'ensemble des clients et des fournisseurs de la Communauté (...) ; b) développer des marchés régionaux concurrentiels et fonctionnant correctement au sein de la Communauté (...) ; c) supprimer les entraves au commerce du gaz naturel entre États membres, notamment en mettant en place des capacités de transport transfrontalier suffisantes pour répondre à la demande et renforcer l'intégration des marchés nationaux (...) ; d) contribuer à assurer, de la manière la plus avantageuse par rapport au coût, la mise en place de réseaux non discriminatoires (...) ; e) faciliter l'accès au réseau des nouvelles capacités de production, notamment en supprimant les obstacles qui pourraient

empêcher l'arrivée de nouveaux venus sur le marché (...) »²¹⁷. Ce nouveau système devrait apporter plus de flexibilité dans les contrats gaziers dans la mesure où les consommateurs pourront passer plus facilement d'un fournisseur à l'autre.

L'ownership unbundling de la chaîne gazière est l'un des nouveaux règlements le plus douloureux pour Gazprom dans la mesure où le découpage des compagnies verticalement intégrées constitue une menace pour les nombreuses co-entreprises de Gazprom (essentiellement dans le domaine du transport et du stockage du gaz naturel), dont cette dernière dispose sur le territoire de l'Union européenne. En effet, dans certains pays européens, Gazprom est à la fois le fournisseur gazier et le co-proprétaire du réseau des gazoducs (Autriche, Allemagne, Pologne, République Tchèque, Slovaquie, Bulgarie, Hongrie et les pays baltes). Dans ces pays, le géant russe ne domine pas seulement les marchés gaziers nationaux, mais détient également des participations allant jusqu'à 50% dans les sociétés de transport et de distribution de gaz naturel. Les dispositions de *l'ownership unbundling* pourraient ainsi priver Gazprom de la propriété et du contrôle des actifs importants de l'infrastructure gazière européenne.

Tableau 2 : Les principaux actifs de Gazprom en Europe

PAYS	ORGANISATION	PART DE GAZPROM	NATURE DES ACTIVITES
ALLEMAGNE	GASA Zarubezhgaz Import- Export	30%	Distribution
	Wingas	50%	Transport/ventes
	WIEH	50%	Ventes/marketing
AUTRICHE	GWH	50%	Marketing/trading
BULGARIE	Overgas Inc.	49,51% GazpromExport 0,49% Gazprom	Marketing/construction
	Topenergi	100%	
ESTONIE	Eesti Gaas	6,38%	Marketing/transport
FINLANDE	Gasum Oy	25%	Transport/marketing
FRANCE	Fragaz	50%	Distribution/trading
GRANDE-BRETAGNE	Interconnector	10%	Transport

²¹⁷ Commission européenne, Directive 2009/73/CE, *op.cit.*, Chapitre 8, Article 40.

GRECE	Prometheus Gas	50%	Marketing/construction
HONGRIE	Panrusgaz	40%	Marketing/distribution
ITALIE	Promgaz	50%	Marketing/distribution
LITUANIE	Stella Vitae	30%	Transport/distribution
	Lietuvos Dujos	37,06%	Marketing/transport
LETTONIE	JSC Latvijas Gaze	34%	Marketing du gaz et du LPG
PAYS BAS	BSPC	50%	Construction/transport
POLOGNE	EuRoPol Gaz	48%	Transport (gazoduc Yamal)
	Gaz Trading	16%	Marketing/trading du gaz et du LPG
REPUBLIQUE TCHEQUE	Gas- Invest	37,5%	Marketing/distribution/trading
SLOVAQUIE	Slovrusgaz	50%	Transport/marketing
SERBIE	Progresgaz Trading	25%	Distribution
SUISSE	Baltic LNG	80%	Développement et vente du GNL
	Gas Project Dev't Centre Asia	50%	Production et développement des gisements du pétrole et du gaz en Asie centrale
	WIEE	50%	Marketing/livraison

Source : L'Etat financier consolidé de Gazprom, 2014 ; Rapport financier annuel de Gazprom, 2015

L'*ownership unbundling* prévoit également « la clause des pays tiers » (en anglais : *third-party clause*), qui interdit aux compagnies énergétiques étrangères de posséder ou de contrôler des réseaux de transport dans l'UE, si elles n'acceptent pas les règles européennes ou si elles menacent la sécurité énergétique européenne. En outre, il prévoit une clause de réciprocité, qui a une influence directe sur Gazprom. En effet, le principe de réciprocité implique que toute société active financièrement en Europe dans le domaine du gaz naturel adopte le principe de *l'unbundling* sur son marché intérieur. En d'autres termes, Gazprom devrait séparer ses activités de transit de ses activités de production en Russie, ce qui dans le contexte des prix bas

des hydrocarbures sur les marchés internationaux et des sanctions économiques imposées contre le pays, semble fort improbable.

Afin de garder le contrôle de ses actifs dans le domaine du transport et de la distribution de gaz, et ne pas vendre ses gazoducs, comme l'ont déjà fait certains de ses partenaires européens, la Russie a recours à des mécanismes d'application des accords contractuels internationaux et aux normes de l'Organisation Mondiale du Commerce (OMC)²¹⁸ sur la protection des investissements étrangers dans les pays d'accueil, sans oublier d'utiliser son influence politique dans certains pays de l'Union. L'un des arguments de Moscou le plus fort juridiquement est que le Troisième Paquet Énergétique est rétroactif en ce qui concerne les investissements russes, car ils ont été effectués bien avant l'adoption de ce document. En outre, le gouvernement russe insiste sur le fait, que le Troisième Paquet Énergétique viole l'Accord de Partenariat et de Coopération (APC) signé entre la Fédération de Russie et l'Union européenne en décembre 1997, ainsi que les nombreux accords bilatéraux sur la promotion et la protection des investissements, que la Russie avait signé avec les pays membres de l'UE²¹⁹.

L'accès des tiers aux réseaux (third-party access) et la réservation des capacités de transport

La transition vers le nouveau système de transport de gaz avec des points de livraison fixés aux hubs gaziers virtuels et l'obligation de réserver sur ces marchés des capacités de transport, par nature plus souple, mais aussi plus instable fait courir à Gazprom des risques juridiques importants, en ce qu'il s'est révélé largement incompatible avec son mode de fonctionnement traditionnel basé sur des contrats bilatéraux à long terme avec des points de livraison aux frontières nationales des pays signataires. En effet, cette situation fait peser une incertitude juridique très importante sur l'activité de Gazprom, en ce qu'elle pose clairement la question du devenir de ses contrats d'approvisionnement à long terme, mais aussi de ceux de transit.

²¹⁸ World Trade Organization, « European Union and its member states – certain measures relating to the energy sector. Request for consultations by the Russian Federation », le 8 mai 2014. URL : <https://docs.wto.org/dol2fe/Pages/SS/directdoc.aspx?filename=q:/WT/DS/476-1.pdf&Open=True>.

²¹⁹ V. Salygin, N. Kavešnikov, « Gazprom na rynke Evrosoûza » [Gazprom sur le marché de l'UE], *MGIMO Review of International Relations*, MGIMO, 2014. Pp. 45-53.

Dans la première moitié des années 2000, les échanges gaziers ont été exemptés du Programme de libéralisation du marché gazier européen. Dans de nombreux pays d'Europe centrale et orientale, membres de l'UE, Gazprom soit détenait des participations dans des sociétés de transport, soit signait des accords dans lesquels 100% de la capacité de transport de gaz avait été réservée pour le fournisseur russe. En effet, la réservation de toute la capacité lui permettait d'honorer ses engagements contractuels vis-à-vis de ses clients.

La mise en place de la « Régulation 715/2009 » et du « Network Code on Capacity Allocation Mechanisms », parties intégrantes du Troisième Paquet Énergétique, a introduit de nouvelles règles quant à l'utilisation du réseau des gazoducs. Ainsi, le principal problème auquel Gazprom se trouve confronté du fait de la déréglementation du marché gazier européen est le manque de mécanismes propres à lui assurer un accès à long terme à l'infrastructure gazière de l'UE et, en conséquence le risque d'incompatibilité des contrats d'approvisionnement de gaz naturel avec ceux de transit :

- La Russie est le plus grand fournisseur de gaz pour les États membres de l'Union européenne (ses exportations couvrent près de 36% des besoins énergétiques de l'UE) et ses énormes volumes d'exportation nécessitent des infrastructures à la mesure du volume exporté, qui ne peuvent se concevoir et surtout être financées que dans le cadre de contrats d'approvisionnement à long terme, dont certains ne viennent pas à échéance avant les années 2025-2035 ;
- Le nombre de frontières que ces volumes doivent traverser constitue un problème dans le cadre du décalage temporel né de la déréglementation. En d'autres termes, Gazprom peut se voir contrainte de signer avec un pays de transit un contrat de transport d'une durée plus courte que celui qui lie Gazprom à son client final dans le cadre du contrat d'approvisionnement signé pour une longue période. De ce fait, Gazprom peut se trouver dans l'incapacité d'honorer ses obligations contractuelles vis-à-vis de son client, du seul fait que Gazprom peut se voir refuser le renouvellement du contrat conclu avec le pays de transit, et ainsi ne pas disposer de la capacité de transport requise pour la livraison de son client.

Un autre argument de Gazprom contre les nouveaux règlements européens consiste dans le fait, que la dissociation du transit des autres activités de l'industrie gazière, et le nouveau positionnement hors du contrôle des compagnies énergétiques qu'il induit, et corrélativement son transfert entre les mains des gestionnaires de réseau indépendants pourront à terme conduire à des désinvestissements récurrents dans le réseau des gazoducs européens du fait de leurs

capacités financières réduites. Selon Gazprom, ces sociétés seront incapables d'investir dans l'entretien de l'infrastructure existante, et encore moins dans la construction de nouvelles interconnexions.

L'accès des tiers au réseau de gazoducs européens soulève lui aussi des questions d'ordre financier. Selon la nouvelle réglementation européenne sur l'utilisation des capacités de transport des gazoducs, la réservation de la capacité pour les approvisionnements à long terme par le fournisseur dominant ne devrait pas dépasser 50%. Ainsi, Gazprom entrerait en concurrence avec d'autres fournisseurs sans pouvoir réserver la totalité de la capacité de transport d'un gazoduc, comme c'était le cas auparavant. L'accès limité aux réseaux pourra à terme priver Gazprom d'incitations à investir dans l'infrastructure, ce qui augmenterait le risque de voir le réseau de gazoducs européens devenir obsolète dans les années à venir. L'ouverture du réseau aux tiers induit ainsi un double risque : elle ne réduit pas seulement les garanties pour le transport des volumes de gaz contractés, mais augmente les risques de voir diminuer les ressources nécessaires au financement de nouveaux projets d'infrastructure. Puisque tous les projets de gazoducs de Gazprom sont extrêmement onéreux, il est tout à fait logique que la compagnie souhaite utiliser ses gazoducs à pleine capacité afin de rentabiliser au plus vite ces énormes investissements.

L'adoption du Troisième Paquet Énergétique exerce une pression supplémentaire sur les contrats d'approvisionnement à long terme de Gazprom dans la mesure où cette dernière serait contrainte d'y introduire encore plus de flexibilité. L'obligation de livrer le gaz naturel aux hubs gaziers virtuels pourrait conduire à une situation où Gazprom sera obligé de vendre son gaz à un prix pratiqué sur ces marchés. En d'autres termes, l'entreprise russe pourrait faire face à un dilemme : soit abandonner l'indexation pétrolière, soit introduire encore plus de référence aux prix du marché spot dans la formule de prix. En outre, le Troisième Paquet Énergétique a forcé Gazprom à éliminer les clauses de destination finale dans tous ses contrats, y compris ceux, qu'elle avait conclus avec ses clients en Europe centrale et orientale²²⁰.

²²⁰ La deuxième Directive gazière et les investigations menées par la Direction Générale de la Concurrence ont obligé Gazprom à éliminer les clauses de destination finale dans ses contrats avec ses clients commerciaux ouest-européens, mais l'entreprise russe les a conservés dans ses contrats avec d'autres clients, notamment ceux dans les pays d'Europe centrale et orientale. Le Troisième Paquet Énergétique a mis à terme toutes restrictions territoriales dans les contrats de Gazprom.

3.3 L'investigation antitrust de la Commission européenne contre le Groupe Gazprom

3.3.1 La Commission européenne contre le Groupe Gazprom

Selon de nombreux experts européens en droit de l'énergie, l'enquête ouverte par la Direction générale de la Concurrence contre Gazprom en septembre 2012, soupçonnée d'avoir violé la législation anti-monopole de l'Union européenne, n'a rien de nouveau en soi et s'inscrit dans un programme plus vaste lancé par la Commission européenne en juin 2005 à l'égard de grandes entreprises énergétiques européennes.

Cependant, l'affaire de Gazprom se distingue nettement par rapport à d'autres affaires antitrust non seulement par le fait qu'il a été largement médiatisé tant en Europe qu'en Russie, mais aussi par son ampleur et la gravité des accusations portées contre la société russe. Une attention si particulière des institutions européennes à l'égard de Gazprom trouve ses racines dans la crainte de voir la compagnie énergétique non-européenne contrôler l'ensemble de la chaîne gazière en Europe. La politique russe d'intégration verticale et de descente en aval, notamment dans les pays d'Europe centrale et orientale, ainsi que des projets russes de construction de nouveaux gazoducs avec un fort soutien politique des principales compagnies énergétiques ouest-européennes ont servi de prétexte pour les services de la DG de la Concurrence afin d'examiner de plus près les activités de Gazprom dans la région.

Le 28 septembre 2011, trois semaines après l'inauguration par Vladimir Poutine du gazoduc « Nord Stream », et juste après la signature par Gazprom avec ses partenaires de l'accord dans le nouveau projet « South Stream », visant à accélérer sa mise en œuvre, les autorités européennes antitrust ont entamé des raids dans les bureaux européens des filiales de Gazprom, ainsi que de ses partenaires : Gazprom Germania GmbH, E.ON Ruhrgas et RWE en Allemagne, PGNiG et EuroPol Gaz Sa en Pologne, Vemix LLC en République Tchèque, SPP en Slovaquie, OMV et GWH Gashandel GmbH en Autriche, Overgas Inc. AD en Bulgarie, Panrusgas Co. en Hongrie, Latvijas Gaze JSC en Lettonie, Eesti Gaas As en Estonie et Lietuvos Dujos AB en Lituanie. Comme l'a annoncé la Commission européenne dans son communiqué de presse, ces raids ont été menés sur le soupçon de pratiques anti-compétitives prétendument

utilisées par Gazprom dans huit pays membres de l'Union européenne : Bulgarie, République Tchèque, Hongrie, Slovaquie, Pologne et trois pays baltes²²¹.

Au printemps 2012, la Commission européenne a demandé à tous les gouvernements nationaux de l'UE et à leurs compagnies énergétiques respectives de lui fournir les informations sur les négociations en cours avec leurs fournisseurs gaziers extérieurs afin de s'assurer que les contrats en voie de signature ne contredisent pas la législation antitrust de l'Union.

Le 4 septembre 2012, la Commission européenne a ouvert une enquête antitrust contre Gazprom, soupçonné d'avoir abusé de ses positions dominantes et d'employer des pratiques monopolistiques sur les marchés d'Europe centrale et orientale afin d'empêcher la venue de nouveaux fournisseurs dans la région²²². Selon le communiqué de presse, de telles pratiques, si elles sont établies, « *pourront constituer une restriction de la concurrence, entraîner une hausse des prix et une détérioration de la sécurité d'approvisionnement* »²²³.

En avril 2015, dans le cadre de l'« Exposé des motifs » de la procédure, la Commission européenne a présenté ses accusations contre le groupe russe, qui s'articulaient autour de trois allégations principales, à savoir :

- L'entrave à la libre circulation du gaz naturel entre les pays membres de l'UE ;
- L'obstruction à la diversification de l'approvisionnement gazier ;
- La mise en place des prix du gaz qualifiés d'« injustes »²²⁴.

L'interdiction des ventes transfrontalières de gaz naturel par des restrictions territoriales dans les contrats d'approvisionnement (clauses de destination finale)

La Commission européenne soupçonne Gazprom d'avoir violé le droit de la concurrence en poursuivant une stratégie de partition des marchés gaziers d'Europe centrale et orientale, en interdisant à ses clients de revendre le gaz contracté à des tiers. En effet, ces clauses sont perçues

²²¹ European Commission press release, « Antitrust: Commission confirms unannounced inspections in the natural gas sector », le 27 septembre 2011. URL: http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-11-641_en.htm?locale=fr.

²²² Cette enquête a été ouverte en vertu de l'article 102 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, qui interdit l'abus par le fournisseur d'énergie de sa position dominante, susceptible d'affecter les échanges gaziers entre les États membres.

²²³ European Commission press release, « Antitrust: Commission opens proceedings against Gazprom », le 4 septembre 2012. URL: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-12-937_en.htm?locale=en.

²²⁴ European Commission press release, « Antitrust: Commission sends Statement of Objections to Gazprom for alleged abuse of dominance on Central and Eastern European gas supply markets », le 22 avril 2015. URL: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-15-4828_en.htm.

par la Direction générale de la Concurrence comme de très graves atteintes à la législation antitrust, dans la mesure où elles divisent le marché européen du gaz naturel et compromettent ainsi la création d'un marché unique. Ceci s'explique par le fait que les clauses de destination finale interdisent les reventes ultérieures du gaz naturel au-delà des frontières nationales des pays acheteurs, ce qui constitue une restriction inhérente à la libre circulation des marchandises à travers le marché unique.

Les accusations évoquées supra sont renforcées par l'allégation que Gazprom aurait abusé de sa position de monopole ou de quasi-monopole dans l'approvisionnement gazier afin d'empêcher les pays de la région de diversifier leurs sources d'importation. En effet, les fournisseurs gaziers alternatifs, concurrents de Gazprom, se voient constamment refusés l'accès à son réseau de gazoducs, et ne peuvent pas ainsi vendre leur gaz sur ces marchés. Ces faits résultent des participations minoritaires ou majoritaires détenues par Gazprom dans les sociétés de transport de gaz.

Tarification déloyale (l'indexation des prix du gaz aux prix des produits pétroliers)

Comme l'a déclaré Margrethe Vestager, commissaire européenne à la Concurrence, la fragmentation illégale des marchés gaziers nationaux a permis à Gazprom de facturer dans les pays d'Europe centrale et orientale des prix du gaz nettement plus élevés par rapport à ceux pratiqués par le groupe russe sur d'autres marchés de l'UE. Selon l'enquête, la tarification déloyale a été pratiquée par le géant russe en Bulgarie, Estonie, Lettonie, Lituanie et Pologne. Les prix du gaz, qualifiés par la Commission européenne d'« injustes » et de « non-concurrentiels », dérivent de leur corrélation aux prix des produits pétroliers, qui ne reflètent plus les réalités économiques du marché. Alors que depuis plusieurs années, les clients de Gazprom en Europe du Nord- Ouest payent des prix du gaz très proches de ceux constatés sur les marchés spot, Gazprom est soupçonné d'imposer aux PECO des prix supérieurs du fait de leur forte dépendance à l'égard du gaz russe et de leur isolement des autres marchés, plus liquides et donc plus compétitifs.

Cette deuxième accusation a été la plus difficile à prouver pour les services de la DG en charge de la concurrence, étant donné que la corrélation des prix du gaz à ceux des produits pétroliers dans les contrats d'approvisionnement a toujours été le principal moyen de fixation

des prix du gaz en Europe pendant plusieurs décennies jusqu'à la crise de 2008²²⁵. Cette étroite corrélation ne peut pas être considérée comme « injuste » dans le cas des pays disposant de la possibilité de choisir entre plusieurs fournisseurs alternatifs. Mais pour les pays fortement ou entièrement dépendants des importations gazières russes, le refus de Gazprom de vendre son gaz dans le cadre d'un autre modèle de tarification pourrait éventuellement être perçu comme un abus de position dominante.

Subordination des livraisons gazières à des engagements des pays consommateurs concernant le financement des infrastructures de transport

La Commission européenne a également déclaré que Gazprom aurait pu tirer profit de sa position de monopole sur les marchés gaziers en Bulgarie et en Pologne en subordonnant ses fournitures de gaz naturel à l'acceptation par ces pays de participer à ses projets d'infrastructure de transport en Europe.

Les autorités en charge du respect de la concurrence soupçonnent qu'en Bulgarie, Gazprom aurait conditionné les livraisons de gaz en gros à la décision de la Bulgarie de participer dans le projet « South Stream », avant que Bruxelles n'incite la Russie de le suspendre définitivement. En Pologne, le groupe russe aurait subordonné l'approvisionnement gazier au maintien de son contrôle sur les décisions d'investissements concernant le gazoduc « Yamal-Europe », principal gazoduc de transit dans le pays et le seul par lequel les fournisseurs alternatifs pourront entrer sur le marché polonais de gaz naturel.

Si la Commission européenne prouve ses accusations contre Gazprom, l'entreprise russe devra payer une amende pouvant atteindre 10% de ses revenus annuels provenant des ventes gazières dans le pays, où la violation du droit de la concurrence a été prouvée. Dans le cas, où ces violations perduraient pendant plusieurs années, l'amende pourrait aller jusqu'à 30% de ses revenus²²⁶.

²²⁵ A. Konoplânik, « Evolution of Gas Pricing in Continental Europe: Modernization of Indexation Formulas Versus Gas to Gas Competition », *International Energy Law and Policy Research Paper*, n° 1, Centre for Energy, Petroleum & Mineral Law and Policy (CEPMLP), University of Dundee, 2010.

²²⁶ T. Mitrova, « Evropejskij gazovyj rynek : mečty ne vseгда sbyvaûtsâ », *op.cit.*

3.3.2 Les réponses de Gazprom

La réponse de la Russie à l'ouverture par la Direction Générale de la Concurrence d'une enquête antitrust contre Gazprom a consisté à l'adoption le 11 septembre 2012 du Décret n° 1285 « Sur les mesures, visant à protéger les intérêts de la Fédération de Russie pendant la mise en œuvre par les entités juridiques russes de leurs activités économiques conduites à l'étranger ». Ce document stipule, que toutes les compagnies énergétiques russes, contrôlées par l'État, y compris leurs filiales étrangères, opérant dans les secteurs dites « stratégiques », ne pourront communiquer des informations relatives à leurs activités commerciales à des gouvernements étrangers et à des organisations internationales qu'avec le consentement du gouvernement russe. Aussi, les entreprises russes et leurs sous-entités doivent désormais coordonner toutes leurs activités économiques extérieures avec le gouvernement russe. Plus précisément, elles ne pourront plus « *apporter aucune modification dans les contrats, qu'elles avaient conclus avec leurs clients étrangers, ni dans d'autres documents relatifs à leur politique commerciale (tarifaire) au sein des pays étrangers sans avoir obtenu préalablement le consentement de l'État russe* »²²⁷.

Selon Marek Martyniszyn, la protection de Gazprom et de ses filiales en Europe contre les investigations liées à l'enquête antitrust de la Commission européenne n'était pas le seul objectif du Décret. Comme l'insiste l'auteur, le nouveau document « *visait plutôt à prévenir les conséquences de la mise en œuvre des dispositions substantielles du droit européen* »²²⁸, qui se focalisent essentiellement sur les activités de Gazprom en Europe. Car, ce n'est pas l'éventualité d'avoir à payer une amende conséquente, voire très importante si d'aventure Gazprom était reconnu coupable qui inquiète le géant russe, mais plus encore la perspective d'être forcée d'introduire plus de concurrence sur les marchés qu'elle contrôle depuis des décennies, et pire encore, de subir le dégroupage de ses activités commerciales dans la région. C'est notamment l'éventualité d'être contraint de vendre ses actifs dans les infrastructures de transport et de distribution, qui aurait pu être la raison principale de l'adoption de ce document²²⁹. Selon

²²⁷ Rossijskaâ Gazeta, Ukaz prezidenta Rossijskoj Federacii ot 11 sentâbrâ 2012 goda « O merah po zašite interesov Rossijskoj Federacii pri osušestvlenii rossijskimi ūridičeskimi licami vnešneékonomičeskoj deâtel'nosti » [Le Décret du Président de la Fédération de Russie du 11 septembre 2012 « Sur les mesures visant à protéger les intérêts de la Fédération de Russie lors de la mise en œuvre par les entités juridiques russes de leurs activités économiques à l'étranger », n° 1285, le 11 septembre 2012. Le texte intégral de ce Décret est disponible sur le site de *RG.ru*: <https://rg.ru/2012/09/13/econom-dok.html>.

²²⁸ M. Martyniszyn, « On Extraterritoriality and the Gazprom case », *European Competition Law Review*, n° 36 (7), 2015. Pp. 291-294.

²²⁹ *Ibid.*, p. 6.

d'autres experts, l'adoption du Décret représente une tentative du gouvernement russe d'influencer les négociations entre Gazprom et ses partenaires européens sur les ajustements des prix du gaz dans ses contrats d'approvisionnement, que le groupe russe était contraint de mener à cette période.

En réponse à l'« Exposé des motifs » de la Commission européenne, Gazprom a publié le 22 avril 2015, sur son site officiel une déclaration, qui avait qualifié de « déraisonnables » les accusations portées. Dans cette déclaration, Gazprom souligne « *qu'elle adhère strictement à toutes les règles du droit international et à celles de la législation des pays, où le Groupe Gazprom opère. Les activités de Gazprom sur le marché de l'UE, y compris l'application des principes de fixation des prix du gaz, correspondent aux normes qui sont utilisées par d'autres producteurs et exportateurs gaziers* »²³⁰.

Dans sa ligne de défense, Gazprom est allée jusqu'à suggérer qu'elle n'était pas soumise à la juridiction antitrust de l'Union européenne, parce que « *le Groupe Gazprom, établi hors de la juridiction de l'UE, est une société investie, conformément à la législation russe, de fonctions d'intérêt public et d'un statut d'entité stratégique, contrôlée par l'État* »²³¹. Cependant, ces déclarations de Gazprom ne peuvent pas servir de contre-arguments, car selon le droit européen, les compagnies énergétiques étrangères et leurs sous-entités, reconnues coupables d'avoir violé les lois anti-concurrentielles de l'UE, sont par le simple fait qu'elles exercent leurs activités sur le territoire de l'UE soumises à la législation européenne.

Gazprom a également essayé de faire de l'affaire antitrust une question de relations internationales. Le gouvernement russe a notamment tenté de caractériser l'enquête comme une affaire « politiquement motivée », provoquée par son intervention en Ukraine et ses menaces contre les pays baltes et l'O.T.A.N.

²³⁰ Gazprom press release, « *Zaâvlenie OAO Gazprom na prinâtie Evropejskoj kommissiej « Zaâvleniâ o vozrazeniâh » v ramkah antimonopol'nogo rassledovaniâ* » [Déclaration de OAO Gazprom sur l'adoption par la Commission européenne de l'« Exposé des motifs » dans le cadre de l'investigation anti-monopole], le 22 avril 2015. URL : <http://www.gazprom.ru/press/news/2015/april/article224439/>.

²³¹ *Ibid.*

3.4 Les adaptations russes au nouveau contexte institutionnel en Europe : préserver à tout prix ses positions dominantes dans la région

En septembre 2015, conformément à la procédure, Gazprom a donné une réponse écrite aux allégations présentées dans l'« Exposé des motifs ». La compagnie russe a envoyé une liste préliminaire des engagements qu'elle était prête à prendre en réponse aux accusations de la Commission européenne. Le 14 février 2017, après plus d'un an et demi de négociations, le groupe russe a présenté la version finale de ses engagements.

La Commission européenne les a acceptés à titre préliminaire, estimant qu'elles répondaient correctement à ses objections. Comme l'a annoncé Margrethe Vestager, « *Nous considérons, que les engagements de Gazprom permettront la libre circulation du gaz en Europe centrale et orientale à des prix compétitifs. Ils répondent à nos préoccupations en matière de concurrence et offrent une solution prospective conforme aux règles de l'UE. En fait, ils aident à mieux intégrer les marchés gaziers dans la région* »²³². En même temps, la Commission européenne a lancé une étude, visant à évaluer les effets potentiels sur le marché gazier européen de la mise en œuvre de ces engagements. En outre, la Commission européenne a demandé à toutes les parties prenantes de présenter leurs commentaires sur les propositions russes avant qu'elle ne prenne sa décision finale²³³.

Dans sa « Proposition d'engagement », Gazprom a présenté des réponses spécifiques à chaque préoccupation soulevée par les autorités européennes en charge de la concurrence dans le cadre de l'enquête antitrust : les restrictions contractuelles sur les ventes transfrontalières ; les prix du gaz indexés aux cours du pétrole ; la subordination de l'approvisionnement gazier à des investissements dans les projets d'infrastructure²³⁴.

²³² European Commission press release, « Antitrust: Commission invites comments on Gazprom commitments concerning Central and Eastern European gas markets », le 13 mars 2017. URL: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-17-555_en.htm.

²³³ *Ibid.*

²³⁴ European Commission, Case AT 39816, Commitment Proposal, le 14 février 2017. URL: http://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/g2/gazprom_commitments.pdf.

Permettre la libre circulation du gaz naturel en Europe centrale et orientale

Ce premier point repose avant tout sur l'engagement de Gazprom de supprimer dans ses contrats d'approvisionnement existants et futurs toutes les clauses, qui érigent des barrières contre la libre circulation du gaz sur les marchés des PECO. En particulier, Gazprom a convenu de supprimer toutes les restrictions contractuelles directes et indirectes, qui empêchent ses clients de revendre le gaz qu'ils ont acheté en dehors de leurs frontières nationales. En outre, Gazprom supprimera toutes les clauses, qui réduisent les incitations commerciales de ses clients à revendre le gaz acheté. Gazprom s'est aussi engagé à ne plus réintroduire de telles clauses à l'avenir.

Dans ce document, Gazprom a apporté une attention particulière au système de transport de gaz naturel en Bulgarie. En effet, certaines dispositions dans les contrats de transit que Gazprom avait conclu avec la Bulgarie, ont longtemps isolé le marché gazier bulgare des marchés voisins de l'UE. Ainsi, Gazprom s'est engagé à apporter des modifications à son contrat de transit avec la Bulgarie, ce qui permettra à l'opérateur national d'avoir plus de contrôle sur les échanges transfrontaliers de gaz d'une part, et facilitera la conclusion des accords d'interconnexion entre le pays et ses voisins de l'UE, en particulier avec la Grèce, d'autre part²³⁵.

Enfin, pour encourager les ventes gazières transfrontalières dans la région, Gazprom est également censé permettre à ses clients en Hongrie, Slovaquie et Pologne de s'approvisionner aux points de livraison utilisés par Gazprom pour ses livraisons aux pays baltes et en Bulgarie. Autrement dit, ces trois pays pourront prélever tout ou partie de leur gaz à des points d'entrée dans les pays baltes et en Bulgarie, ce qui a pour conséquence d'ouvrir la voie à des opérations d'échanges gaziers. Gazprom serait, cependant autorisé à facturer des frais de service fixes et transparents, en fonction de ce qu'elle facturerait normalement pour de tels services sur le marché.

²³⁵ Conformément au contrat entre Gazprom Export et Bulgargaz du 15 novembre 2012, Gazprom « a) s'engage à éliminer dans le contrat du 15 novembre 2012 et le contrat sur le transport du gaz naturel à travers le territoire de la République de Bulgarie entre Gazprom Export et Bulgartransgaz signé le 27 avril 1998, des obstacles pour Bulgartransgaz, s'il y en a, (...), à la conclusion des accords d'interconnexion aux points d'interconnexion entre la Bulgarie et les autres États membres de l'UE (...). b) s'engage, si nécessaire, à introduire des modifications raisonnablement nécessaires aux contrats d'approvisionnement gazier en Grèce via la Bulgarie (...) ». European Commission, Case AT 39816, Commitment Proposal, *op.cit.*, Article 1.

Garantir des prix compétitifs du gaz naturel

L'« Exposé des motifs » accuse Gazprom d'avoir scindé le marché gazier européen via les clauses de destination finale, ce qui lui aurait permis de mettre en place une politique de prix excessifs en Bulgarie, Estonie, Lettonie, Lituanie et Pologne.

Gazprom s'est ainsi engagé à introduire des modifications à ses contrats d'approvisionnement et, notamment à ses clauses de révision de prix²³⁶, de sorte que les prix du gaz sur ces marchés deviennent plus compétitifs. Plus précisément, Gazprom introduira des références concurrentielles dans tous ses contrats d'approvisionnement signés pour une durée de plus de 4 ans, il en sera de même pour les nouveaux contrats conclus pour une durée identique. Les engagements pris par l'entreprise russe donneront à ses clients un droit de déclencher une révision de prix lorsque les prix du gaz qu'ils payent divergent des prix de référence compétitifs (pour le prix de référence Gazprom utilisera le prix moyen à l'importation à la frontière en Allemagne, France et Italie et/ou celui sur les hubs gaziers liquides en Europe continentale)²³⁷.

En outre, Gazprom introduira la procédure commune, plus fréquente et plus rapide, pour les révisions des prix du gaz. Pour ses contrats, par exemple, avec les pays baltes, où les clauses de révision des prix du gaz n'existent pas actuellement, Gazprom introduira des clauses reflétant les éléments ci-dessus.

Supprimer les demandes obtenues grâce à sa position dominante sur les marchés bulgare et polonais

Dans le cas de la Bulgarie, Gazprom s'est engagé à ne pas demander de dommage-intérêts à ses partenaires bulgares à la suite de la résiliation du projet de gazoduc « South Stream »²³⁸.

En ce qui concerne le gazoduc « Yamal-Europe », l'enquête de la Commission européenne a montré que cette procédure antitrust ne pouvait pas modifier la situation en raison d'un accord intergouvernemental entre la Russie et la Pologne.

²³⁶ Les clauses de révision des prix permettent aux clients de demander des modifications de leur prix du gaz.

²³⁷ European Commission, Case AT 39816, Commitment Proposal, *op.cit.*, Article 2.

²³⁸ « Gazprom s'engage à ce que ni Gazprom ni ses filiales ne réclament 70 millions de dollars, comme il est stipulé dans le Protocole entre Gazprom et Bulgarian Energy Holding (BEH) signé le 27 août 2012, ou tout autres dommages-intérêt, en raison de l'annulation de la partie bulgare du projet South Stream », European Commission, Case AT 39816, Commitment Proposal, *op.cit.*, Article 3.

Les engagements soumis par Gazprom dans sa « Proposition d'engagement » lui permettront une adaptation plus rapide de ses pratiques commerciales en Europe centrale et orientale à celles, qu'elle utilise déjà depuis plusieurs années en Europe occidentale. Il est, cependant important de noter que les propositions de Gazprom à changer ses pratiques ne constitue pas un simple geste envers ses clients des PECO, mais plutôt une anticipation aux changements à terme inévitables sur le marché gazier européen (le développement du commerce spot avec le rôle croissant des hubs gaziers, l'introduction des prix de référence dans les contrats indexés aux produits pétroliers, etc.), ainsi qu'à la mise en œuvre par Bruxelles de nouvelles normes réglementaires (l'interdiction des restrictions territoriales dans les contrats, l'accès des fournisseurs alternatifs aux réseaux de transport). Ainsi, il est fort probable, que Gazprom aurait mis en place au moins une partie de ces changements, comme elle a déjà commencé à le faire il y a encore quelques années, quel que soit le résultat de l'enquête antitrust.

Les propositions de Gazprom semblent aussi s'insérer dans la stratégie de la compagnie, visant à défendre à tout prix sa part de marché en Europe²³⁹. Dans une certaine mesure, elles ont pour objectif d'empêcher les conséquences de nouveaux défis et risques liés à la position dominante de Gazprom dans certains pays membres de l'UE.

De nombreux experts du secteur considèrent, que la volonté de Gazprom de s'engager dans une modification plus rapide, mais en même temps inévitable dans la plupart des cas, de ses pratiques commerciales, s'explique essentiellement par la volonté d'éviter d'être condamné à une amende pour les pratiques monopolistiques qu'elle utilisait pendant des années²⁴⁰. L'acceptation éventuelle de ces engagements par la Commission européenne signifiera l'absence de reconnaissance formelle de la violation par Gazprom des règles de concurrence de l'UE. Ainsi, l'entreprise russe évitera à la fois une sanction pécuniaire et la divulgation publique par la CE des preuves, qu'elle a accumulées tout au long de la procédure antitrust.

Cependant, la recherche par Gazprom dès le début de l'enquête d'un règlement amiable avec la Commission européenne, indépendamment de sa rhétorique officielle, a des raisons plus profondes. En effet, pour la Russie et, notamment pour Gazprom, l'Union européenne demeure

²³⁹ Gazprom, « Strong Foothold in Changing Times », Gazprom Investor Day, février 2017. URL: http://www.gazprom.com/f/posts/75/108576/2017.02.22_-_gazprom_investor_day_2017.pdf.

²⁴⁰ Au début des années 2000, Gazprom s'est déjà retrouvée sous pression de la Commission européenne. Dans ces différents, l'entreprise russe a accepté de procéder à des importantes modifications dans ses contrats d'approvisionnement (il s'agissait d'éliminer des clauses de destination finale) sans payer l'amende. Dans une série d'implantations de 2003 à 2005, la Commission européenne a veillé à ce que les compagnies énergétiques européennes telles Eni, OMV et Ruhrgas ne soient plus empêchées de revendre leur gaz sur d'autres marchés de l'UE.

un marché gazier stratégique, et le restera pendant au moins la prochaine décennie. La volonté de trouver un compromis et de normaliser ses relations gazières avec l'UE répond ainsi à une logique très simple, de défendre sa part de marché actuelle (de 36%) et, si possible de la faire croître grâce à la mise en place de nouveaux projets d'infrastructure. Il s'agit notamment de faire passer ses projets de construction de nouveaux gazoducs vers l'Europe, - « Nord Stream-2 » et « Turkish Stream », - en espérant que la Commission européenne ne les bloquera pas. De son côté, l'UE elle aussi souhaite améliorer ses relations avec Gazprom, ce qui confirme la décision de la Commission européenne à la fin de l'année 2016 de permettre au groupe russe d'utiliser 80% des capacités de transport du gazoduc OPAL contre 50% auparavant²⁴¹.

Les propositions de Gazprom n'en font pas pour autant un perdant. Premièrement, l'entreprise russe n'a pas été contrainte de procéder à la restructuration ou à la vente de ses actifs en Europe ; tous ses engagements ne concernent que la modification de ses contrats d'approvisionnement et de ceux de transit. Deuxièmement, les changements que Gazprom avait déjà apporté dans ses contrats avec ses clients en Europe occidentale et qu'elle introduira dans ceux conclus avec les PECO s'inscrivent parfaitement dans sa nouvelle stratégie sur le marché européen, visant l'adaptation de ses activités commerciales aux règles de l'UE. Enfin, certaines de ces nouveaux engagements semblent être, au contraire favorables à Gazprom, comme par exemple, le changement des points de livraison de son gaz. En effet, tout changement signifierait la nécessité pour ses clients de payer des frais de transport supplémentaires à Gazprom. Cette dernière n'assume, cependant aucune responsabilité pour tout problème de transmission en cas de changement des points d'enlèvement de gaz, et se réserve le droit de refuser la demande en cas de manque des capacités de transport ou des quantités de gaz demandées.

²⁴¹ Interfax, « Rossiâ rešila ostanovit' stroitel'stvo « Ūžnogo potoka » [La Russie a décidé d'arrêter la construction du « South Stream »], le 1 décembre 2014. URL : <https://www.interfax.ru/business/410431>, dernière consultation le 12 octobre 2016.

PARTIE II. Entre l'Europe et l'Asie, la lente évolution des choix stratégiques russes

Chapitre 4 : L'insertion de la Russie dans les marchés gaziers d'Asie Pacifique : une stratégie basée sur le choix des gazoducs et du GNL

4.1 Les premières velléités de développement des projets d'infrastructure énergétique à l'Est : une autre façon de s'insérer dans la dynamique gazière dictée par l'éloignement plus que par un choix stratégique réfléchi ?

4.1.1 Les pays d'Asie Pacifique dans l'optique énergétique de l'URSS : le cas du Japon

L'abondance des ressources énergétiques bien réparties sur l'ensemble du vaste territoire de l'Union soviétique, des champs pétro-gaziers de la Sibérie occidentale jusqu'à ceux de la Sibérie orientale et de l'Extrême Orient, en passant par les monts Oural, nourrissent les pensées russes d'ouvrir de nouveaux marchés d'exportation à proximité des gisements de Sibérie orientale et d'Extrême Orient. Cette coopération avec les pays d'Asie apparaît d'autant plus évidente que si la Russie cherche à exporter ses ressources, de leur côté les pays asiatiques situés à proximité sont avides d'énergie, nécessaire à leur forte croissance.

Notre analyse historique en la matière se concentre principalement sur le Japon, car c'est le seul pays de la zone qui bénéficie du pétrole et du gaz naturel russe en ce temps. Contrairement à d'autres pays industrialisés, gros consommateurs d'énergie, à savoir la France, la Grande-Bretagne ou encore l'Italie, le Japon est historiquement pauvre en ressources énergétiques. A cette époque, la quasi-totalité de ses matières premières qu'il consomme en grandes quantités, est importée des pays du Golfe Persique, à l'exception de quelques 6 Gm³ de GNL importés du terminal américain en Alaska.

Une grande partie de la Sibérie russe est plus proche de Tokyo que de Moscou. Ce n'est pas donc surprenant que les négociations entre l'URSS et le Japon en matière d'énergie précèdent celles entamées par le Kremlin avec d'autres pays membres de l'Organisation de coopération et de développement économique.

Le 20 janvier 1925, l'URSS octroie au Japon des concessions pour la mise en exploitation des champs pétrolifères situés au nord de l'île de Sakhaline pour une durée de 45 ans. Cette coopération ne s'inscrit pas dans un cadre classique de joint-venture : les gisements de Sakhaline sont réparties entre les Soviétiques et les Japonais qui les exploitent à part et avec leurs propres ressources. Les Japonais créent la « Compagnie Pétrolière de Nord Sakhaline », société par actions, qui doit payer à l'État soviétique des frais de concession, ainsi que des taxes sur l'extraction d'hydrocarbures. La production du pétrole croit de façon spectaculaire pour atteindre 195 milles de tonnes par an avant qu'elle ne connaisse un déclin substantiel jusqu'à la suppression des concessions en 1944²⁴². Lors de cette période, les Japonais produisent près de 2 millions de tonnes de pétrole. Les Soviétiques, quant à eux mettent en valeur leurs gisements via l'entreprise étatique « SakhalinNeft » créée en 1927. Vers 1945, la production pétrolière atteint 695 milles de tonnes par an, puis connaît également un déclin due principalement aux technique d'exploitation inadaptées conduisant à ce qu'une partie importante du pétrole reste dans les couches géologiques des gisements²⁴³.

La Deuxième Guerre mondiale et l'occupation par les Soviétiques des quatre îles de l'archipel des Kouriles qui s'en suivie conduisent à une forte dégradation des relations diplomatiques entre Moscou et Tokyo, ce qui entraîne mécaniquement la suspension de la coopération nippo-soviétique dans le domaine énergétique. En automne 1944, le Kremlin mets fin à l'octroi des concessions sur le développement du pétrole à Okha. En 1965, les deux pays essaient de renouer leur dialogue énergétique via la mise en place du Conseil économique URSS-Japon, qui devrait devenir une plate-forme d'échange sur des questions d'intérêt commun comme les exportations du charbon de Yakoutie vers le Japon, l'exploitation conjointe des ressources forestières de l'Extrême Orient, la pêche, le développement des infrastructures portuaires, etc.

La détente entre l'URSS et les pays occidentaux, qui permet à Moscou de signer ses premiers contrats sur l'exportation de gaz naturel, favorise également son rapprochement avec Tokyo. Le tissage des liens économiques et, plus précisément, des liens énergétiques, devrait aider les deux capitales à surmonter leur hostilité réciproque historique. Cependant, ce rapprochement économique est vu très différemment par les deux capitales. Ainsi, si les Japonais voient l'octroi d'énormes crédits et le transfert de hautes technologies à Moscou

²⁴² D. Rossohovackaâ, O. Hvostunova, « Sahalinskij nefterazdel », *Kommersant Vlast'*, n° 48, le 8 décembre 2008, p. 74.

²⁴³ *Ibid.*

comme un moyen de rendre les Kouriles sous la souveraineté du Japon, les Soviétiques les considèrent comme un moyen d'apaiser le conflit territorial et de préserver le statut quo des îles. Les Kouriles sont utilisés comme une monnaie d'échange dans ces négociations afin d'attirer les investissements nécessaires au développement économique de la région.

Contrairement au vecteur européen des exportations énergétiques de l'URSS, que cette dernière réussit à mettre en place avec succès dès 1970, malgré l'évolution parfois chaotique des relations entre l'URSS et l'Occident (traitement des dissidents après l'acte d'Helsinki, intervention en Afghanistan, état de guerre en Pologne...), les échanges énergétiques entre l'URSS et les pays asiatiques se caractérisent par leur plus grande sensibilité aux aléas des relations inter étatiques entre ces pays. Dans le cas de l'URSS et du Japon, ces échanges sont corrélés aux politiques extérieures de leurs gouvernements respectifs.

La politique empêche les deux pays à utiliser la synergie économique qui existe et d'en tirer le profit. Pauvre en hydrocarbures, le Japon dépend fortement vis-à-vis l'approvisionnement extérieur, sa seule source d'importation étant les pays du Golfe Persique. Le premier choc pétrolier de 1973 convainc les Japonais de la nécessité de réduire à tout prix cette dépendance excessive. Tokyo décide ainsi diversifier ses sources d'approvisionnement énergétique et, si on reprend l'expression de Tsuyoshi Hasegawa « *caresse l'espoir d'un accroissement des activités commerciales avec l'Union soviétique* »²⁴⁴. En ce qui concerne les Russes, leurs intérêts quant à cette coopération revêtent avant tout un pragmatisme économique : développer avec l'assistance financière du Japon les vastes champs pétro-gaziers de la Sibérie orientale et d'Extrême Orient.

4.1.2 La coopération énergétique URSS- Japon

La coopération énergétique entre l'URSS et le Japon commence dans la deuxième moitié des années 70 et comprend la mise en place de deux projets, à savoir la mise en exploitation des ressources gazières de Yakoutie avec la participation des compagnies américaines, et celle des gisements pétro-gaziers du plateau continental de l'île de Sakhaline.

²⁴⁴ Hasegawa, T., « Japanese Perceptions and Policies Toward the Soviet Union: Prospects and Changes under Gorbachev », *Report to National Council for Soviet and East European Research*, Columbia University, 1988, p. 2.

La mise en valeur des ressources gazières de Yakoutie

Afin d'attirer plus d'investissement de la part du gouvernement japonais pour la mise en exploitation des richesses énergétiques de ces deux régions à l'Est, Moscou ne manque pas d'occasion à proposer à Tokyo plusieurs routes d'exportation de son gaz naturel. En 1968, Nikolai Baïbakov, président du Conseil de planification d'État (Gosplan), propose de construire un gazoduc terrestre qui relierait les gisements gaziers de Yakoutie au système Sakhaline – Hokkaido via la ville de Khabarovsk. Parallèlement, les Soviétiques proposent un autre projet, qui vise les exportations de gaz naturel sous la mer à partir de l'île de Sakhaline.

Les négociations se poursuivent avec les Américains qui entrent en jeu, mais leur avancement est constamment freiné par les désaccords quant au tracé du futur gazoduc. Ainsi, si Alexei Kosygin, premier ministre de l'URSS, envisage la construction du gazoduc qui partirait de Yakoutsk jusqu'à la ville de Magadan, qui abriterait l'usine de GNL, les compagnies américaines « El Paso Natural Gas » et « Bechtel Inc. » et japonaise « Sumitomo Shoji » proposent un gazoduc qui relierait Yakoutsk au port de Nakhodka.

En 1974, le projet sur l'exploitation des ressources gazières de Yakoutie se concrétise. Le Japon y participe via le Consortium « Siberia Natural Gas », constitué de 21 entreprises dont plusieurs sociétés commerciales, des banques, des représentants du secteur de la sidérurgie, etc. Dès le début des négociations, le Conseil économique URSS-Japon cherche à attirer Washington à participer à ce projet. Chacun a ses propres considérations quant à la participation des Américains : si pour Moscou cette coopération représente un accès aux technologies de pointe, Tokyo souhaite atténuer les risques financiers liés à l'augmentation du montant des crédits nécessaires à la réalisation du projet. En automne 1974, les négociations aboutissent, et trois entreprises énergétiques américaines, à savoir « El Paso Natural Gas Company », « Occidental Petroleum » et « Bechtel Inc. » rejoignent le projet. En vertu de l'accord tripartite, le Japon et les États-Unis s'engagent à fournir à l'URSS un crédit de 1,7 milliards de dollars en échange de 10 Gm³ du gaz naturel par an livré sur 20 ans²⁴⁵. La version finale du projet adoptée par les participants prévoit le transport du gaz naturel de Yakoutie vers le port de Nakhodka sur le Pacifique (d'autres sources citent le port d'Olga dont les installations portuaires en eaux profondes facilitent l'accès des méthaniers), puis sa liquéfaction et son exportation par des méthaniers vers le Japon et la côte est des États-Unis.

²⁴⁵ Kimbara, K., « Development of Siberia and Japan », *Acta Slavica Iaponica*, n° 4, 1986, pp. 71-72.

Pour les Soviétiques, le développement du projet se déroule en deux étapes : la première phase, exploratoire, doit confirmer la présence d'au moins 1 trillion de m³ du gaz, la deuxième comprend la mise en valeur des gisements, la construction d'un gazoduc vers le port en Extrême Orient et la mise en place d'une usine de GNL. Le Japon et les États-Unis doivent à leur tour construire des sites de regazéification de GNL sur leurs territoires et se doter d'une flotte des méthaniers. En décembre 1974, les trois parties signent un accord sur la phase exploratoire du projet. Il prévoit notamment l'octroi par les banques japonaises et américaines de prêts de 100 millions de dollars à l'URSS pour l'achat de l'équipement nécessaire pour les travaux de prospection.

Cependant, l'adoption par le Sénat américain de la « Loi sur le Commerce » (en anglais : U.S Trade Act of 1974) et de l'amendement à la « Loi sur la Banque Export Import » (en anglais : Export Import Bank Amendments of 1974) remettent en question le financement du projet par Washington. Les Américains et les Japonais décident ainsi de réviser leurs engagements financiers à l'égard de Moscou et de réduire le montant des crédits de 100 à 50 millions de dollars²⁴⁶. En mars 1976, ils obtiennent le soutien de la part de Bank of America et d'un groupe de banques commerciales au Japon.

En 1979, les Soviétiques donnent finalement leur accord pour que le gazoduc arrive au port d'Olga. Mais ces concessions ne suffisent pas pour sauver le projet. Ce dernier est suspendu dans le sillage de l'intervention militaire de l'URSS en Afghanistan.

Le développement des gisements du plateau continental de l'île de Sakhaline

Parallèlement, les Soviétiques et les Japonais se mettent d'accord sur la mise en exploitation des ressources pétro-gazières de Sakhaline. À cette fin, le Ministère soviétique du Commerce extérieur et le Consortium « SODECO » (Sakhalin Oil Development Corporation) constitué de dix-sept compagnies énergétiques japonaises, dont les plus grandes importatrices du pétrole comme Japan National Oil Corporation, signent l'« Accord général sur la

²⁴⁶ J. Brougher, « 1979-82 : The United States Uses Trade To Penalize Soviet Agression and Seeks To Reorder Western Policy » in *Soviet Economy in the 1980s : Problems and Prospects*, Selected Papers submitted to the Joint Economic Committee, Vol. 2, Congress of the United States, Washington, U.S Government Printing Office, 1983.

coopération dans le domaine de l'exploration, du développement des gisements, de la production du pétrole et du gaz naturel sur le plateau de l'île de Sakhaline »²⁴⁷.

Conformément à cet accord, « SODECO » accorde à l'URSS des crédits d'un montant total de 170 millions de dollars pour l'achat et la location des équipements pour la prospection des hydrocarbures, ainsi que pour le forage des puits d'exploration au large de la côte de Sakhaline²⁴⁸. Les Soviétiques, quant à eux s'engagent à fournir 50% de la production totale du pétrole à Sakhaline à partir de 1986, et 3 millions de tonnes de gaz naturel à partir de 1988. En octobre 1977, Sakhalinmorneftegaz découvre le géant champ pétro-gazier d'Odoptu au nord-est de Sakhaline dans la mer d'Okhotsk, puis en 1979 le gisement de Chaivo situé au sud de l'île²⁴⁹. Encouragé par ces découvertes, le Consortium japonais accorde un nouveau prêt de 70 millions de dollars et étend l'accord initial de coopération avec l'URSS pour deux ans.

Toutefois, dès que cette coopération commence à porter ses fruits, l'avancement des travaux en Extrême Orient se heurte aux sanctions économiques de Washington. En effet, suite à l'intervention militaire de l'URSS en Afghanistan l'administration de Jimmy Carter introduit des sanctions contre Moscou, qui visent, entre autres, à limiter son accès aux équipements industriels occidentaux. L'imposition de ces sanctions risque de mettre en péril la poursuite des travaux de prospection sur l'île de Sakhaline, car elles interdisent aux compagnies japonaises de fournir aux Soviétiques tout équipement technologique pour le secteur pétro-gazier fabriqué sur le sol américain.

La situation se complique encore plus lorsque les cercles politiques au Japon plaident pour le respect de l'un des principes fondamentaux de la politique extérieure du pays, celui de *seikei fukabun* (c'est à dire, de non-séparation de la politique de l'économie) et demandent le renforcement des sanctions contre l'URSS²⁵⁰. Alors que les milieux d'affaires craignent que la suspension de la coopération énergétique avec les Soviétiques puisse avoir un impact négatif sur l'économie nationale et pire encore, que le Japon « *soit en retard dans le développement de ses relations économiques avec l'URSS par rapport à ses concurrents européens* »²⁵¹. La

²⁴⁷ Neft' i kapital, « Sahalin 1. S gazom ili bez ? » [Sakhaline 1. Avec ou sans le gaz ?], n° 6, 2014.

²⁴⁸ Kimbara, K., « Development of Siberia and Japan », *op.cit.*, p. 71.

²⁴⁹ Neftânaâ vertikal', « Kursom na šel'f » [Se déplaçant vers le plateau continental], URL : http://www.sakhoil.ru/article_213_23.htm, dernière consultation le 21 février 2018.

²⁵⁰ H. Kimura, « Japan-Soviet Relations : from Afghanistan to Suzuki », *Slavic Studies*, Vol. 27, 1981, pp. 59-63.

²⁵¹ L. Kutakov, *Moskva-Tokio : očerki diplomatičeskikh otnošenij, 1956-1986*. Moscou, Meždunarodnye otnošeníâ, 1988.

scission entre les hommes politiques et les milieux économiques japonais quant au commerce avec Moscou emmène le gouvernement d'Ohira à agir avec grande prudence.

Malgré la condamnation officielle de l'opération militaire de l'URSS et l'introduction, sous pression de Washington, des sanctions économiques à son encontre²⁵², ainsi que la réticence d'une partie de la société, notamment des intellectuels, Tokyo essaye de préserver ses liens économiques avec Moscou. Lors de sa visite à Washington, le président Ohira essaye de convaincre les Américains d'exempter « SODECO » de la liste des entreprises, qui sont soumises aux restrictions à l'exportation d'équipement.

Même si le Japon obtient finalement l'exemption pour « SODECO », en janvier 1982 les Américains imposent de nouvelles sanctions économiques contre Moscou, qui visent cette fois-ci directement le projet de Sakhaline. La participation du Japon est à nouveau remise en question. Afin de protéger les investissements japonais, le nouveau président Suzuki essaye lors du Sommet économique à Versailles en juin 1982 de convaincre Ronald Reagan de l'importance vitale de ce projet pour son pays²⁵³. Cette demande ne trouve pas un écho favorable auprès des Américains, et le gouvernement de Suzuki décide de changer de stratégie. Ainsi, lors de sa rencontre avec l'ambassadeur américain Mike Mansfield le 18 juin 1982, le ministre japonais du Commerce international et de l'Industrie, Shintaro Abe, l'avertit que « *l'échec américain à lever l'interdiction pourrait peser sur les relations bilatérales* »²⁵⁴. Le même jour, le Conseil national de sécurité des États-Unis rejette la demande d'exemption pour « SODECO », ce qui conduit à une vague de protestations officielles de la part du gouvernement japonais et crée de fortes tensions dans les relations économiques des deux pays.

Selon nombreux chercheurs russes, la suspension du projet de Sakhaline ne résulte pas des sanctions américaines, ni des tensions entre l'URSS et le Japon quant au statut des Territoires de Nord, mais d'un ensemble de facteurs tant internes comme les changements dans

²⁵² Le 29 décembre 1979 Saburo Okita, ministre japonais des Affaires Étrangères, condamne officiellement le déploiement des troupes soviétiques en Afghanistan et appelle à la suspension de cette opération. Le 4 janvier 1980, le gouvernement de Masayoshi Ohira soutient la Résolution des Nations Unies condamnant l'incursion de l'URSS. Le 7 janvier, Saburo Okita annonce les éventuelles contre-mesures du Japon contre les Soviétiques, comme les restrictions sur les échanges personnels entre le Japon et l'URSS, les sanctions économiques visant principalement le développement de la Sibérie, etc. Dans le domaine énergétique, les sanctions économiques ont concerné l'octroi des prêts supplémentaires pour le projet de charbon en Yakoutie et les exportations des tuyaux de large diamètre pour le gazoduc « Urengoy-Uzhgorod ».

²⁵³ W. Safire, « Essay ; Two Summit Reagans », *The New York Times*, le 4 juin 1982. URL : <http://www.nytimes.com/1982/06/04/opinion/essay-two-summit-reagans.html>, dernière consultation le 21 mars 2017.

²⁵⁴ G. Murray, « Bonn, Tokyo dismayed at Reagan's technology ban », *The Christian Science Monitor*, le 22 juin 1982. URL : <http://www.csmonitor.com/1982/0622/062240.html>, dernière consultation le 30 mars 2017.

la structure du mix énergétique du Japon, qui voit croître la part des énergies renouvelables, qu'externes comme l'évolution du marché mondial de l'énergie et, notamment l'expansion du GNL.

Après le premier choc pétrolier, le gouvernement de Zenko Suzuki met en place une nouvelle politique énergétique, visant à promouvoir la faible consommation d'énergie. Grâce à l'adoption de la « Loi sur l'utilisation rationnelle de l'énergie » (en anglais : Energy Conservation Act)²⁵⁵, le Japon améliore l'efficacité énergétique des bâtiments publics, tertiaires et d'habitation²⁵⁶. A cela s'ajoutent des investissements massifs dans le développement des énergies alternatives propres à se substituer au pétrole. L'entrée en vigueur de la « Loi sur le développement et l'usage des énergies alternatives » (en anglais : Alternative Energies Law) coïncide avec la mise en place de l'Organisation de développement des énergies nouvelles (en anglais : New Energy Development Organization, NEDO), chargée des projets de développement des énergies renouvelables et, notamment des énergies géothermique, éolienne et solaire²⁵⁷. Le gouvernement japonais procède parallèlement au redémarrage des sites nucléaires.

Les changements importants de la conjoncture des marchés énergétiques internationaux contribuent eux aussi à la perte d'intérêt des Japonais pour le projet de Sakhaline. D'une part, on assiste à l'expansion du commerce du Gaz Naturel Liquéfié dont le Japon profite. À la fin des années 70, le pays signe un nombre record des contrats portant sur la fourniture du GNL, ce qui lui permet de couvrir entièrement les besoins du pays en gaz naturel. D'autre part, les marchés énergétiques connaissent une chute des prix du pétrole, ce qui permet au Japon d'acheter son pétrole sur les marchés spot et ne plus signer des contrats à long terme proposés par l'URSS.

²⁵⁵ Energy Conservation Act, n° 49, le 22 juin 1979, Policies and Measures Databases, International Energy Agency, <http://www.eccj.or.jp/law/e-law.html>.

²⁵⁶ H. Nishiyama, « Japan's Policy on Energy Conservation », EMAK Workshop, January 2013, Ministry of Economy, Trade and Industry, p. 4 ; Energy Conservation Act, *op.cit.*, Chapitre 4-2, Articles 21-2.

²⁵⁷ Law on Establishment of NEDO, IEA/IRENA Renewables Policies Database, dernière modification le 3 février 2016. URL: <https://www.iea.org/policies/4091-law-on-establishment-of-nedo>.

4.2 La stratégie gazière de la Russie à l'Est après 1991

4.2.1 La prise de conscience par les Russes de l'importance du rapprochement avec les pays d'Asie Pacifique

Les premières années suivant l'éclatement de l'URSS sont marquées par une période pro occidentale dans la politique extérieure de la Russie, ce qui crée de graves déséquilibres dans l'action internationale du pays. Mais la Russie ne peut plus ignorer sa géographie. En effet, les deux tiers du territoire russe se situent en Asie, et cet élément devient essentiel dans la détermination de la Russie de maintenir sa présence dans la région. Le fait d'avoir une frontière commune avec plusieurs pays de la zone oblige la Russie à ne pas négliger les enjeux sécuritaires de la région. Il s'agit notamment du dossier nucléaire nord-coréen, et des tensions récurrentes entre les deux Corées, mais aussi du conflit territorial non résolu depuis la fin de la Seconde Guerre mondiale avec le Japon, qui conduit de façon sporadique à des incidents tels que l'arrestation de pêcheurs japonais par les autorités russes près des Kouriles du Sud²⁵⁸. Quant à la Chine, malgré son potentiel militaire en croissance, elle n'est pas encore perçue par les Russes comme une menace potentielle. À tel point que la Russie continue à lui vendre des systèmes d'armement. Cependant, la question de l'immigration chinoise illégale est plus que jamais d'actualité.

La prise de conscience par le Kremlin de l'importance de la région Asie Pacifique pour le développement politique, social et économique de la Russie commence à se renforcer à partir de 1992, alors même que la fascination pour l'Occident commence à s'atténuer. En effet, les attentes de l'équipe d'Eltsine ne sont pas satisfaites dans leur intégralité : l'aide économique est davantage sporadique que structurelle, alors que les réformes politiques avancent très lentement. Dans son interview exclusive à Interfax suite à sa rencontre avec Matura, adjoint du premier ministre du Japon, qui assure en 1993 la présidence du G7, Andrei Kozyrev annonce : « *Nous allons mener une politique de réformes, nous la menons déjà malgré toutes les difficultés, mais je ne suis pas satisfait par notre coopération avec le Groupe G7. Il y a beaucoup de bonnes idées, de projets, mais ils ne se concrétisent pas* »²⁵⁹. Quant aux aides

²⁵⁸ P. Meyer, « Post-Cold War Northeast Asia: Regional Trends and Prospects », *The Journal of East Asian Affairs*, Vol. 11, n° 1, hiver-printemps 1997, p. 80.

²⁵⁹ Izvestiâ, « Ministr Kozyrev ne nameren ugoždat' Meždunarodnomu valûtnomu fondu [Le ministre Kozyrev n'a pas l'intention de contenter le Fond Monétaire International], n° 245, le 22 décembre 1993, p. 3.

économiques à la Russie, Kozyrev ajoute : « *Il faut que la volonté politique des chefs d'État membres du Groupe G7 soit réalisée, car ici nous constatons une « rupture »*²⁶⁰.

Dans ce contexte, les relations avec les pays d'Asie Pacifique, qui connaissent à cette époque un essor économique et technologique, commencent à gagner en importance pour la Russie. Comme l'indique Evgueni Bažanov, la politique extérieure de la Russie en 1993 devient « *moins idéologique et plus pragmatique, moins humaniste et plus nationaliste, moins politique et plus professionnelle. Elle devient également moins pro-occidentale* »²⁶¹. Cette prise de conscience de l'importance du rapprochement avec l'Asie Pacifique se renforce petit à petit dans les années suivantes et se reflète dans la politique extérieure de Moscou. Elle se concrétise par la mise en place de plusieurs structures politiques, économiques et sécuritaires et, notamment du Groupe de Shanghai en 1996 qui réunit en son sein les pays clefs de l'Eurasie.

Mais si la géographie et les questions économiques et sécuritaires sont à l'origine de ce rapprochement, l'accroissement de la présence de la Russie en Asie Pacifique revête également les intérêts d'ordre géostratégique. En effet, après l'effondrement de l'URSS, la région asiatique plonge dans une profonde mutation. Les équilibres entre les forces en présence sont modifiés en profondeur. Ces réalignements géopolitiques résultent du passage de l'opposition Est-Ouest à la reconnaissance de la multipolarité de la région. À titre d'exemple, nous pouvons citer la montée en puissance économique et militaire de la Chine, ce qui lui permet de devenir la deuxième grande puissance régionale après le Japon. La Russie ne souhaite donc pas être écartée des recompositions géopolitiques, que ce soit la normalisation des relations entre la Chine et le Japon, ou le rapprochement entre la Chine et la Corée du Sud.

Dans les années 90, on assiste au développement rapide de l'intégration économique intra régionale des pays d'Asie Pacifique²⁶². Le rapprochement politique entre le Japon et la République Populaire de Chine (RPC) conduit à l'accroissement important des échanges commerciaux entre ces deux pays : en 1995, le commerce bilatéral atteint 57,5 milliards de dollars²⁶³. Les Russes se rendent vite compte des bénéfices que cette intégration économique avec l'Asie puisse apporter à leur pays. Comme l'indique Evgueni Bažanov, « *le succès des efforts russes de moderniser le pays et, notamment les régions sous-développées de la Sibérie*

²⁶⁰ *Ibid.*

²⁶¹ E. Bažanov, N. Bažanova, « Russia and Asia in 1993 », *Asian Survey*, Vol. 34, n° 1, 1994, p. 87.

²⁶² P. Meyer, « Post-Cold War Northeast Asia: Regional Trends and Prospects », *op.cit.*, pp. 65-67.

²⁶³ *Finansovye Izvestiâ*, « Kitaj rassirâet torgovlû s Âponiej [La Chine développe le commerce avec le Japon], n° 24 (258), le 5 mars 1996, p. 7.

*orientale, dépend de la coopération avec les dirigeants asiatiques locaux »*²⁶⁴. Les régions à l'Est sont amenées à prendre une part active dans l'intégration économique de la Russie avec les pays asiatiques. La volonté d'intégrer la partie eurasiatique de son territoire dans le système économique d'Asie Pacifique est régulièrement soulignée par les plus hauts représentants de la Russie. À partir de 1993, Moscou commence à investir dans les organisations économiques régionales, comme le Conseil de coopération économique du Pacifique et le Forum de Coopération Economique de l'Asie Pacifique.

Voici comment le président Boris Eltsine présente dans son discours à l'Assemblée Fédérale le 17 février 1998 les résultats de la politique russe en Asie Pacifique : *« L'acceptation de la Russie en tant que membre dans l'Organisation de la Coopération économique Asie Pacifique (APEC) est devenue une vraie percée de la politique extérieure russe à l'Est. Ceci est un exemple de la concrétisation de la thèse du rôle unique de la Russie en tant que puissance euro-asiatique. Les relations russo-chinoises se développent activement dans le cadre du partenariat stratégique (...). La coopération économique et commerciale à grande échelle devrait devenir la base solide de nos relations avec le Japon. Ceci est l'objectif principal du « Plan Eltsine-Hashimoto »*²⁶⁵.

Il est néanmoins intéressant de noter, que ces revirements de la Russie vers l'Asie dans les années 90 revêtent un caractère instrumental. La géographie joue, certes un rôle important, mais la volonté de la Russie de se tourner vers l'Asie est surtout le reflet de sa déception à l'égard des Occidentaux et de l'échec de son intégration avec l'Europe plutôt qu'une reconnaissance des liens naturels entre la Russie et l'Asie. En effet, aux yeux du Kremlin, les Européens préfèrent toujours garder la Russie à une certaine distance tout en organisant une forme de dialogue institutionnel (partenariat pour la paix, par exemple). Quant aux Américains, les tentatives de Moscou pour édifier un partenariat stratégique avec Washington n'ont pas abouti à quelque chose de vraiment significatif. Au contraire, les relations entre les deux anciens pôles de puissance deviennent de plus en plus hostiles, notamment en raison de la volonté de l'O.T.A.N d'intégrer en son sein des pays faisant partie de l'ancien bloc socialiste²⁶⁶. La Russie cherche ainsi en Asie toutes formes de partenariats, qu'ils soient politiques, économiques ou sécuritaires, afin de briser son isolement international. Mais, le plus important encore, elle souhaite être reconnue en Asie Pacifique en tant que grande puissance régionale, ce qui lui

²⁶⁴ E. Bažanov, N. Bažanova, « Russia and Asia in 1993 », *op.cit.*, p. 88.

²⁶⁵ Le message du président Boris Eltsine à l'Assemblée Fédérale, « La Russie sur la scène internationale », Documents officiels, in *Diplomatičeskij Vestnik*, mars 1998.

²⁶⁶ A. Arbatov, « Eurasia Letter: A Russian-U.S Security Agenda », *Foreign Policy*, n° 104, 1996, pp. 104-107.

permettra de gagner la reconnaissance des Occidentaux. D'où notamment la volonté de servir de médiateur aux côtés des États-Unis dans le rapprochement entre les deux Corées.

Le rapprochement avec la Chine, initié par Mikhaïl Gorbatchev dès son grand discours à Vladivostok en juin 1986 et poursuivi par Boris Eltsine, s'inscrit parfaitement dans cette logique. À cette époque, la Russie a besoin d'alliés, d'une part pour créer un contrepoids à l'Occident, et d'autre part pour montrer que la Russie possède des alternatives crédibles pour pouvoir discuter avec les pays occidentaux d'égal à égal. Comme l'indique Hélène Carrère d'Encausse, dès 1993 Eltsine « *intègre dans ses calculs la grande faiblesse de la Russie : l'isolement international où elle se trouve lui interdit de s'adresser en position de force à ce partenaire (c'est-à-dire, Washington) qu'il veut convaincre et qui ne voit dans sa démarche que des signes d'impuissance* »²⁶⁷.

La visite de Boris Eltsine en Chine en avril 1996 vise à relancer les relations sino-russes, assombries dès l'époque soviétique par les Traités inégaux²⁶⁸. Lors de cette visite, la Russie et la Chine signent l'« Accord sur le Partenariat stratégique », ainsi qu'une série d'accords dans les domaines de coopération militaire (ventes d'armes russes) et énergétique (exploitation conjointe des ressources énergétiques des régions russes de l'Est). En ce qui concerne le règlement des conflits frontaliers, si les premiers arrangements sont signés en 1994, les conflits sont définitivement résolus en 1996 par la signature d'un accord frontalier portant sur la totalité des 4,300 kilomètres de frontière commune.

Vers la fin des années 90, la Chine devient la composante importante, voire clef de la politique russe à l'Est. Selon Evgueni Bažanov, le rapprochement entre deux pays s'explique principalement par « *leurs positions similaires sur de nombreuses questions de sécurité globale et régionale, le règlement des conflits locaux, le développement de la coopération économique et la lutte contre la propagation de l'islam fondamentaliste en Asie centrale* »²⁶⁹. En outre, la Russie et la Chine se tiennent pour l'intangibilité des frontières et donc pour le respect de la souveraineté territoriale de chacun (Tchéchénie, Taiwan)²⁷⁰. Sur le plan international, les deux voisins militent pour un monde multipolaire. Ainsi, dans une Déclaration commune issue du VI^{ème} Sommet russo-chinois, les présidents Boris Eltsine et Jiang Zemin soulignent que « *l'évolution des relations internationales vers la multipolarité favorise la création d'un nouvel*

²⁶⁷ H. Carrère d'Encausse, *La Russie entre deux mondes*, op.cit., p. 30.

²⁶⁸ A. Lukin, « Russia's image of China and Russian-Chinese relations », *East Asia*, Vol. 17, n° 1, mars 1999, p. 32.

²⁶⁹ E. Bažanov, N. Bažanova, « Russia and Asia in 1993 », op.cit., p. 91.

²⁷⁰ Communiqué de presse des deux présidents, Documents officiels, in *Diplomatičeskij Vestnik*, décembre 1998.

ordre mondial, plus équilibré, plus stable, plus démocratique et dépourvu de toute confrontation. Cette tendance répond aux intérêts de tous les pays »²⁷¹.

Un an plus tard, dans son interview à « Xinhua », l'Agence d'information d'État chinois, à la veille de sa visite en Chine le 9 décembre 1999, Boris Eltsine résume les résultats de la coopération russo-chinoise et parle de futurs projets : *« Dès l'avril 1996 nous avons fait de progrès important dans l'approfondissement de notre coopération dans les domaines économique, commerciale et politique. Aujourd'hui, nous sommes en train de mettre en place un grand projet, celui de la construction d'une centrale nucléaire en RPC. Nous travaillons également sur les projets de construction d'un gazoduc et d'un oléoduc en provenance de la Sibérie vers la Chine, construction entre nos pays d'un « pont énergétique ». Ceci représente une base solide de nos relations dans le siècle à venir. Je pense qu'en termes de force nous pouvons la comparer à la Grande Muraille de Chine »²⁷².*

4.2.2 Les premières esquisses des projets énergétiques russes à l'Est : le projet de Kovykta

Contrairement à sa coopération énergétique dans les années 90 avec les pays d'Europe, qui voit la signature de nombreux contrats de ventes et la création des jointes-ventures avec les principales compagnies énergétiques européennes, la coopération de Moscou avec les pays d'Asie Pacifique s'avère peu fructueuse, voire même décevante. En effet, malgré des longues négociations et nombreux projets qui ont été proposés, elle n'aboutit à quelque chose de significatif, de concret, et n'apporte pas des bénéfices importants. Toutefois, elle sert de base solide pour les futurs projets qui verront le jour sous la présidence de Vladimir Poutine, tels que la mise en place de l'usine de liquéfaction à l'île de Sakhaline en 2009, puis de l'oléoduc « Sibérie Orientale- Océan Pacifique » en 2010. Ce qui permettra à la Russie de gagner une part de marchés énergétiques asiatiques en pleine croissance.

En 1989, le groupe d'experts soviétiques avec à sa tête l'académicien Mikhaïl Styrikovič prépare un document sur le « Développement de la production et de l'usage du gaz naturel dans la région de l'Extrême Orient et la rentabilité économique de ces exportations vers le Japon, la

²⁷¹ Déclaration commune suite au sommet russo-chinois, « Les relations russo-chinoises au début du XXIème siècle », Documents officiels, in *Diplomatičeskij Vestnik*, décembre 1998.

²⁷² Les réponses du président russe Boris Eltsine aux questions de l'Agence d'information « Xinhua » (publiées en Chine le 1 octobre 1999), Documents officiels, in *Diplomatičeskij Vestnik*, novembre 1999.

Chine et la Corée du Sud dans les années 2000 et les années suivantes ». Ce document examine les options possibles quant au développement, à grande échelle, des champs gaziers de la région de Yakoutie et de l'offshore de l'île de Sakhaline. Il estime par ailleurs les coûts des exportations de gaz naturel à la fois sous forme GNL et par le réseau de gazoducs vers les pays d'Asie. En 1991, à la veille de l'éclatement de l'URSS, sur la base de ce document, le Ministère soviétique de la Géologie, le Ministère soviétique de l'Industrie du pétrole et du gaz, le Consortium gazier d'État « Gazprom » et l'Académie soviétique des Sciences préparent le « Concept de la mise en valeur du gaz naturel de Yakoutie et de Sakhaline et des ressources minérales de la Sibérie orientale et de l'Extrême Orient de l'URSS ». Ce projet est connu sous le nom de « VOSTOK ». Selon ce document, ces deux régions devraient produire d'ici 2005 environ 15,7 millions de tonnes de gaz par an pour leurs propres besoins en énergie et 13,3 millions de tonnes de gaz par an pour les exportations vers l'Asie. Deux voies d'exportation de gaz naturel vers les marchés asiatiques sont cités dans ce document. La première prévoit la construction d'un gazoduc à partir des gisements de Yakoutie qui traversera le nord-est de la Chine et débouchera en Corée du Sud²⁷³. La deuxième consiste à la mise en place d'un gazoduc à partir des gisements de Sakhaline : il doit relier ces gisements directement à la Corée du Sud à travers le territoire de la Corée du Nord²⁷⁴.

La disparition de l'URSS met fin à l'avancement du projet « VOSTOK ». Les années 90 connaissent l'émergence de nouveaux projets, mais leur avancement est constamment freiné par les hésitations du Kremlin. Gazprom, principal et unique exportateur gazier, est entièrement tourné vers l'Europe et montre peu d'intérêt pour les marchés asiatiques. Selon Vladimir Fedotov, l'europhisme (en russe : *zapadnocentrizm*), très présent au sein des élites russes après l'effondrement de l'URSS, se trouve à l'origine du retard pris par le Kremlin dans la définition de sa politique énergétique en Asie et, corrélativement, dans le développement de ses régions à l'Est. En 1992, il écrit : « *La stratégie sans issue du développement des régions de la Sibérie et de l'Extrême Orient dans le contexte de l'isolement de l'URSS, et puis de la Russie de la région Asie Pacifique – est l'une des nombreuses raisons qui nous mène vers l'abîme* »²⁷⁵.

²⁷³ A. Mastepanov, « O diversifikacii eksportnyh postavok rossijskogo gaza i vostočnoj energetičeskoj politike Rossii [Sur la diversification des exportations gazières russes et la politique énergétique russe à l'Est], *Infrastrukturnoe razvitie Evrazii*, n° 3, 2014, p. 35.

²⁷⁴ K-W. Paik, *Sino-Russian Oil and Gas Cooperation: The Reality and Implications*. Oxford, Oxford University Press, 2012, p. 18.

²⁷⁵ V. Fedotov, « Rossiâ i ATR : problemy i perspektivy [La Russie et l'Asie Pacifique : problèmes et perspectives], *Meždunarodnaâ žizn'*, novembre/décembre 1992, p. 67.

La mise en valeur de Kovykta et le gazoduc « Irkoutsk - Chine - Corée du Sud »

En novembre 1994, la compagnie énergétique russe Mintopenerga signe avec la compagnie chinoise China National Petroleum Corporation un Mémorandum de compréhension sur la construction d'un gazoduc qui devrait relier les gisements gaziers de la région d'Irkoutsk à la province chinoise de Shandong, en traversant le territoire de la Mongolie intérieure. D'après le document, la Russie s'engage à alimenter en 20 milliards de m³ de gaz par an les villes côtières de l'est de la Chine²⁷⁶.

Deux ans après la signature du Mémorandum, la Russie et la Chine créent la Commission conjointe, chargée du développement de la coopération énergétique entre deux pays. Le 27 juin 1997, lors de la visite de Viktor Tchernomyrdine à Beijing, la Russie et la Chine signent l'« Accord intergouvernemental sur les exportations de gaz naturel et d'électricité depuis la région d'Irkoutsk »²⁷⁷. Cette accord prévoit la construction d'un gazoduc de 3,000 kilomètres, qui devrait transporter 25 milliards de m³ de gaz par an sur 25 ans.

Le projet de la mise en valeur du gisement gazier de Kovykta est né de la volonté de la Chine de prendre une part active dans le développement des ressources énergétiques de la Sibérie orientale. La Corée du Sud exprime également son intérêt²⁷⁸. En décembre 1996, KOGAS rejoint le Consortium des compagnies coréennes, spécifiquement créé pour mener une étude de faisabilité, qui devrait prouver que ce projet sera économiquement viable pour le pays²⁷⁹.

Le gisement de Kovykta est l'un des plus grands gisements de gaz naturel de la région d'Irkoutsk : en 1997, ses réserves sont estimées à 869,6 milliards de m³ de gaz et à 400 millions de tonnes de condensat. Ces estimations augmentent dans les années suivantes, à savoir jusqu'à 1,4 trillions de m³ en 2000 et à 1,596 trillions de m³ en 2001. À part la mise en valeur du gisement, le projet prévoit la construction d'une usine de séparation du gaz naturel et du condensat, ainsi que la construction d'un gazoduc qui reliera le gisement à la Chine via le

²⁷⁶ K-W. Paik, *Sino-Russian Oil and Gas Cooperation: The Reality and Implications*, op.cit., p. 12.

²⁷⁷ Kommersant, « Osobaâ privilegiâ Viktora Tchernomyrdina [La privilège exclusive de Viktor Tchernomyrdine], n° 100, le 1 juillet 1997, p. 4.

²⁷⁸ Finansovye Izvestiâ, « Seul stanet učastnikom osvoeniâ gazovogo mestoroždeniâ v Sibiri [Séoul va rejoindre le projet d'exploitation du gisement gazier en Sibérie], n° 65 (194), le 14 septembre 1995, p. 8.

²⁷⁹ S. H. Ahn, « Framing Energy Security Between Russia and South Korea? Progress, Problems and Prospects », *Asian Survey*, Vol. 50, n° 3, mai/juin 2010, p. 592.

territoire de la Mongolie, puis à la Corée du Sud sous la Mer Jaune. Le gazoduc d'une distance totale de 4,500 kilomètres est estimé à 7-8 milliards de dollars²⁸⁰.

Le partenariat entre la Russie, la Corée du Sud et la Chine est né de la volonté politique des partenaires de mettre à profit leurs complémentarités économiques. L'essor économique que connaît la Corée du Sud dans les années 90 fait de Seoul un partenaire commercial très attractif pour Moscou. Mais les intérêts de cette dernière ne dérivent pas uniquement de l'existence d'une certaine synergie entre les richesses énergétiques sibériennes et les appétits croissants de l'industrie coréenne, mais aussi de son expérience et de son potentiel financier et technologique. En ce qui concerne la Chine, elle devient dès 1997 importateur net de gaz naturel et cherche à diversifier ses approvisionnements afin de garder une certaine maîtrise sur sa dépendance énergétique. Par ailleurs, face à la dégradation dramatique de son environnement en raison de l'utilisation du charbon bon marché mais de mauvaise qualité, qui induit des risques sanitaires importants pour sa population, Beijing cherche à passer plus rapidement à d'autres sources énergétiques plus propres écologiquement.

Dès 1997, le projet d'Irkoutsk commence à prendre progressivement une dimension internationale. Grâce aux efforts de Evgueni Primakov, la stratégie énergétique russe devient moins centrée sur l'Europe et donc plus équilibrée. Moscou cherche un rapprochement plus étroit avec les économies asiatiques et souhaite intégrer le plus grand nombre de pays de la région dans ses projets à l'Est. Cette même année, les compagnies japonaises JNOC et Sumitomo rejoignent le projet. Les participants décident ainsi de créer le Consortium multinational qui réunit en son sein cinq pays : la Russie, la Chine, la Mongolie, la Corée du Sud et le Japon. Dans cette optique, le tracé du gazoduc d'Irkoutsk subit des changements : le Japon devient désormais le marché final pour le gaz naturel russe.

En décembre 1997, le Consortium décide de mener une étude de faisabilité sur le gisement de Kovykta. Cette initiative vole cependant en éclat le 24 décembre 1998, car comme l'indique Keun-Wook Paik, les pays membres du Consortium « *ont des points de vue différents quant à l'avancement du projet* »²⁸¹. Ainsi, la Chine s'oppose soudainement à la participation de la Mongolie en tant que pays de transit, bien que cette route d'exportation s'avère la plus compétitive du point de vue économique par rapport à d'autres routes proposées. Se Hyun Ahn écrit à ce propos : « *Les dirigeants chinois sont préoccupés qu'avec la participation de la*

²⁸⁰ Rossijskij neftânoj bûlleten', « Problemy Kovykty : 3 bol'shie, 2 srednie i odna malen'kaâ », [Les problèmes de Kovykta : 3 grands, 2 moyens et un petit], n° 83, 1997.

²⁸¹ K-W. Paik, *Sino-Russian Oil and Gas Cooperation: The Reality and Implications*, op.cit., p. 18.

Mongolie la région autonome chinoise de la Mongolie intérieure pourrait aussi bénéficier des frais de transit et que les membres de la minorité Mongole pourront réclamer des droits autonomes, ce qui pourrait amener à des troubles. Les Chinois craignent aussi que les Mongols puissent couper l'approvisionnement en gaz naturel à la Chine »²⁸². Quant au Japon, le pays décide de jouer un rôle dominant dans le projet en proposant de financer une grande partie de cette étude. La Russie et la Chine s'opposent à ce rôle de coordinateur auto proclamé du Japon. Face à cette opposition, le Japon se retire du projet.

En 1999, le Consortium des cinq pays éclate et le projet de gazoduc transnational est abandonné. Au début des années 2000, KOGAS propose à Moscou que le gazoduc passe par le territoire de la Corée du Nord. En effet, Séoul considère que si le gazoduc passe via le territoire de son voisin, ce dernier peut bénéficier des frais de transit, ce qui contribuera à son tour à la prospérité économique, mais surtout à la stabilité politique de la péninsule coréenne. Cette proposition ne plaît pas au Kremlin qui y voit des risques politiques trop élevés pour le projet d'une telle envergure. Les trois pays, à savoir la Russie, la Chine et la Corée du Sud, reviennent ainsi au tracé initial du gazoduc : « Irkoutsk - Chine - Corée du Sud ».

La dimension internationale du projet de Kovykta et l'énorme potentiel des marchés énergétiques asiatiques en pleine croissance commencent à susciter l'intérêt des grandes compagnies énergétiques russes comme TNK, Surgutneftegaz et Gazprom. À cette période, on observe une concurrence accrue entre ces compagnies pour le contrôle sur le gisement.

Pour Gazprom, le contrôle sur Kovykta devient une composante importante de sa stratégie énergétique à l'Est, car afin de prendre pied sur les marchés énergétiques d'Asie Pacifique la compagnie doit se doter des ressources suffisantes. En juin 1997, Rem Vyakhirev, président de Gazprom, déclare : « *La demande en gaz naturel dans la région Asie Pacifique augmentera, selon les estimations, de 2,6% par an, et sera satisfaite principalement par le GNL en provenance des pays du Moyen Orient, de l'Australie et de l'Indonésie. Mais la fourniture du gaz par bateau est chère et moins compétitive par rapport aux livraisons par les gazoducs. Ainsi, il serait avantageux de développer les champs gaziers de la Russie méridionale et de transporter le gaz par les tuyaux vers la Chine, la Corée du Sud et d'autres importateurs* »²⁸³.

²⁸² S. H. Ahn, « Framing Energy Security Between Russia and South Korea? Progress, Problems and Prospects, *op.cit.*, p. 594.

²⁸³ G. Peach, « No Gas : Gazprom is Great », *The Moscow Times*, le 17 juin 1997.

Afin de satisfaire les appétits croissants de l'Asie en gaz naturel, Rem Vyakhirev envisage de voir le continent eurasiatique relié par un maillage de gazoducs. Cette même année, il annonce les intentions de Gazprom de continuer le développement du système eurasiatique des gazoducs transcontinentaux, le système, si on reprend son expression, « *sans précédent en termes de longueur et des capacités de transport, qui sera mis en place à partir des champs gaziers de la région de Tioumen, reliant ainsi les systèmes de gazoducs de l'Est et de l'Ouest de la Russie* »²⁸⁴. Ce vaste système de gazoducs devrait permettre à Gazprom de contrecarrer d'autres fournisseurs de la région, déjà bien positionnés sur les marchés asiatiques, comme l'Australie et l'Indonésie, en fournissant sur ces marchés du gaz naturel russe bon marché.

Les représentants de Gazprom soulignent à plusieurs reprises que la compagnie souhaite promouvoir à la fois des exportations gazières de la Sibérie occidentale et orientale vers la Chine. À la fin de 1998, il devient clair que Gazprom privilégie deux projets : le premier est le projet d'« Altai », qui vise à exporter le gaz naturel à partir des champs gaziers de la Sibérie occidentale vers l'est de la Chine via la région de Xinjiang ; et le projet de « Baïkal », qui prévoit les exportations gazières à partir des gisements de la Sibérie orientale (tout d'abord, à partir de Kovykta) vers les régions nord-est de la Chine.

À la fin de l'année 2000, le projet d'Irkoutsk commence à prendre des formes concrètes. Le 2 novembre 2000, la Russie, la Chine et la Corée du Sud signent un Accord sur l'exportation à partir de Kovykta de 20 milliards de m³ de gaz par an vers la Chine et de 10 milliards de m³ de gaz par an vers la Corée du Sud.

La compagnie énergétique russe à capitaux occidentaux Russia Petroleum (30% appartient à British Petroleum Aramco) est le principal opérateur du gisement de Kovykta. En 2003, suite à la fusion de TNK avec BP, la nouvelle compagnie TNK-BP obtient le contrôle du capital de Russia Petroleum à hauteur de 62%. En 2004, Russia Petroleum commence à préparer le gisement pour la mise en exploitation commerciale.

Le gouvernement russe ne peut néanmoins admettre que la compagnie contrôlée majoritairement par les Occidentaux puisse disposer des ressources énergétiques russes et mener indépendamment un projet d'une telle ampleur. L'objectif est donc de permettre à la compagnie étatique russe comme Gazprom de supplanter Russia Petroleum. En 2004, la

²⁸⁴ K-W. Paik, *Sino-Russian Oil and Gas Cooperation: The Reality and Implications*, op.cit., p. 83.

direction du Ministère russe des ressources naturelles annonce son intention de retirer la licence sur Kovykta à Russia Petroleum, lui reprochant d'avoir retardé la mise en valeur du gisement.

Entre temps, Gazprom devient le coordinateur du Programme Gazier de l'Est et présente sa propre vision quant à l'utilisation des ressources énergétiques de la région et du développement des infrastructures. Ainsi, selon Gazprom il serait mieux d'utiliser le gaz de Kovykta pour les besoins de la région d'Irkoutsk, et exporter des quantités excédentaires, s'il aurait, vers l'Europe en connectant le réseau de gazoducs régionaux au système unifié d'approvisionnement gazier. Gazprom s'oppose aussi à l'idée d'exporter le gaz naturel « brut » de Kovykta. Au lieu de cela, la compagnie propose de construire les usines de raffinage du gaz afin de séparer les différents produits présents dans le gaz y compris hélium, très précieux et chère, pour ensuite les exporter vers les pays d'Asie Pacifique. Cette approche devrait, selon les estimations de Gazprom, accroître le coût du projet de 12 milliards de dollars (estimations de 2005) jusqu'à 17-25 milliards de dollars.

L'échec du projet d'exportation du gaz naturel à partir de Kovykta vers l'Asie résulte de la combinaison de facteurs politiques et économiques.

D'une part, la méfiance traditionnelle, voire même l'hostilité des dirigeants russes vis-à-vis des compagnies à capitaux occidentaux, et leur nette opposition à l'idée de les voir contrôler des ressources naturelles russes, et tout particulièrement des ressources gazières. Et corrélativement, la volonté du pouvoir russe de reconquérir, puis de conserver le contrôle des exportations des ressources gazières russes. Tous ces éléments ont fragilisé la position de Russia Petroleum. De surcroît, dès son arrivée au pouvoir, Vladimir Poutine a clairement exposé sa volonté de voir se développer des champions nationaux au sein des secteurs économiques stratégiques, et bien évidemment, au premier chef au sein du secteur pétro-gazier, grand pourvoyeur de devises, et surtout source incontournable de financement du budget fédéral.

La nécessité de favoriser l'émergence et le développement de champions russes tels que Gazprom et Rosneft ne permettait pas de laisser à Russia Petroleum, compagnie à capitaux majoritairement occidentaux, la possibilité de mener à bien le projet Kovykta et de gérer librement les importants volumes de gaz voués à être exportés qui fort logiquement en résulteraient. Dans un premier temps, le gouvernement russe a mené une « guérilla » visant à entraver le bon développement du projet, voire à enlever à Russia Petroleum sa concession. Mais ces efforts se sont avérés vains. C'est donc à point nommé que la Loi sur l'exportation de

2006, en accordant de facto à Gazprom le droit exclusif d'exporter du gaz naturel²⁸⁵, a vidé de son intérêt, et surtout mis en péril l'équilibre économique et la rentabilité du projet.

C'est donc fort logiquement que, faute d'avoir trouvé un débouché alternatif au gaz de Kovykta (selon les estimations de TNK-BP, la région d'Irkoutsk n'avait pas besoin d'autant de gaz), la compagnie Russia Petroleum a été contrainte de céder le contrôle sur le gisement à Gazprom²⁸⁶. Cette dernière, avec le soutien du gouvernement russe, s'est ensuite concentrée sur la gazéification de la région d'Irkoutsk. En conséquence, le projet du gazoduc transnational « Irkoutsk- Chine - Corée du Sud » a perdu son importance et a été abandonné.

4.3 Le basculement de la Russie vers l'Asie. Les débats en Russie

4.3.1 Les origines du balancement de la Russie de l'Europe vers l'Asie (« pivot asiatique »)

Ce n'est pas un hasard, si Vladimir Poutine, dès la fin de l'année de son élection, a décidé de reprendre la musique de l'hymne de l'URSS (en demandant toutefois à Sergueï Mikhalkov d'en ré écrire les paroles) et surtout de reprendre l'aigle couronné bicéphale des Tsars. Car, outre la volonté de replacer la Russie nouvelle dans le cours de son histoire et de sa puissance, l'aigle à deux têtes permet de symboliser la filiation de la Russie avec l'empire Byzantin (Ivan III, époux de la princesse byzantine Sophie Paléologue, l'a fait figurer sur son sceau officiel dès 1497), et de présenter la Russie comme la principale puissance orthodoxe depuis la chute de Constantinople en 1453. Mais sa force symbolique est encore plus grande. En effet, les deux têtes de l'aigle regardent dans des directions diamétralement opposées, l'une vers l'ouest, l'autre vers l'est, ce qui dans le contexte de la Russie est porteur de sens. C'est ainsi le parfait symbole d'un vaste empire, qui vise à dominer et à unir sous ses ailes l'Est (l'Asie) et l'Ouest (l'Europe) et, a minima, les slaves et les orthodoxes, car si l'aigle russe a deux têtes, il n'a qu'un seul poitrail recouvert du blason de Moscou, la Troisième Rome, sur lequel figure Saint-Georges, le Saint patron des peuples slaves, terrassant le démon représenté par un dragon.

²⁸⁵ Federal'nyj zakon « Ob éksporte gaza » [Loi fédérale « Sur l'exportation du gaz »], n° 117-FZ, Article 3, le 18 juillet 2006. URL : <http://kremlin.ru/acts/bank/24036>.

²⁸⁶ BBC News Russia, « Gazprom priobrél Kovyktinskoe mestoroždenie u TNK-BP » [Gazprom a acquis le gisement de Kovyktinskoye auprès de TNK-BP], le 1 mars 2011. URL : https://www.bbc.com/russian/business/2011/03/110301_gazprom_kovykta.

Depuis Pierre le Grand, la Russie a historiquement été tiraillée entre deux destins, le premier visant à adopter les méthodes, techniques, et concepts de l'Occident (conceptualisé dans le courant occidentaliste) afin de développer l'immense territoire russe, le second destiné à valoriser pleinement sa position géographique au cœur de l'ensemble continental Eurasiatique (concept d'eurasisme).

Comme le résume Alexandre Tchoubarian dans son ouvrage « La Russie et l'idée européenne », les occidentalistes réfléchissaient à la prédestination de la Russie et analysaient ses liens avec l'Occident : « *Pour certains, l'Occident (et tout d'abord l'Europe), avec son organisation politique, les modalités de sa vie publique, sa culture, était le modèle qu'il fallait importer en Russie. D'autres s'intéressaient à certaines valeurs occidentales politiques, sociales et culturelles communes, en grande partie abstraites, et dont il fallait créer l'équivalent en Russie. Dans tous les cas, la Russie devenait un champ d'expérimentation pour « les véritables valeurs de la civilisation occidentale »*²⁸⁷. Le philosophe et intellectuel russe Piotr Tchaadaïev, « le porte-parole le plus marquant de l'occidentalisme durant le XIX^{ème} siècle » (Tchoubarian, 2009) considérait que la Russie a vocation, depuis Pierre le Grand, à faire une partie intégrante de l'Europe et à rattraper son retard sur elle.

En réaction à ce tropisme occidental, certains intellectuels, à l'inverse des occidentalistes, considèrent dès le 19^{ème} siècle que l'identité de la Russie est très spécifique. Elle n'est ni européenne, ni asiatique, elle est surtout et avant tout russe. Ces intellectuels qualifiés de slavophiles, insistent sur l'exception russe, son identité singulière, façonnée par sa situation géographique, à cheval sur l'Europe et l'Asie, l'immensité de son territoire et la faiblesse numérique de son peuplement, mais aussi sur sa filiation avec l'empire romain d'Orient. C'est le mythe d'une Russie qui serait dépourvue des maux de l'Occident capitaliste et libéral, individualiste, égoïste, dépourvu de tout sens communautaire. Ce mythe russe alimente la scission entre slavophiles et occidentalistes et, comme le souligne Georges Nivat, « *va de pair avec un millénarisme et une vision apocalyptique de l'histoire* »²⁸⁸.

L'Eurasianisme est né du rejet de cette fascination des élites russes depuis Pierre le Grand pour l'Occident, et d'une volonté de théoriser ce rejet en démontrant un lien quasi charnel entre les peuples de la steppe, depuis les hordes Mongols jusqu'aux « colons » Russes de Sibérie, et le vaste territoire qui est le leur : la steppe. Cet espace sans réelles limites physiques qui se

²⁸⁷ A. Tchoubarian, *La Russie et l'idée européenne*. Paris, Editions des Syrtes, 2009.

²⁸⁸ G. Nivat, « Les paradoxes de l'« affirmation eurasienne », *Esprit*, n° 10, 2007. Pp. 118-135.

déroule de l'Oural, frontière naturelle de la Russie d'Europe, jusqu'aux extrêmes confins de cet État continent qu'est la Fédération de Russie, la mer d'Okhotsk et les Kouriles.

Les eurasistes russes partaient de l'idée que la Russie, par son histoire, son positionnement géographique, ainsi que sa culture n'est ni l'Occident, ni l'Orient, mais constitue un monde à part, celui de « l'État-monde ». Pour cette raison, elle a une identité distincte de celles de l'Europe et de l'Asie, une identité définie comme « eurasiennne ». L'eurasisme, ce courant idéologique a systématisé dans sa conception du monde les points de vue historiques, sociologiques et philosophiques des slavophiles russes les plus remarquables, dont Alexeï Khomiakov, Nikolaï Danilevsky et Konstantin Leontiev. Ils percevaient la Russie comme une civilisation à part, qui recèle à la fois des éléments de la culture occidentale et orientale, ce qui a fait d'elle plutôt une synthèse unique qu'une simple combinaison de ces deux mondes. Ainsi, l'écrivain russe Fédor Dostoïevski dans son « Journal de l'écrivain » en 1881 a souligné, que la Russie se trouve non seulement en Europe, mais aussi en Asie, et que « *l'homme russe n'est pas seulement européen, mais aussi asiatique* »²⁸⁹. Pour Petr Savitsky, brillant économiste et géographe russe, issu de l'immigration blanche, et ardent partisan du mouvement eurasiste, la Russie n'est pas un État national, mais un type particulier de civilisation, - la Russie-Eurasie (*mestorazvitie*) - qui s'est créé sur la base de plusieurs composantes de la culture slave, du nomadisme turc et de la tradition orthodoxe²⁹⁰.

La question de l'héritage historique et culturel commun des peuples de la Russie-Eurasie visait à compléter la stratégie géopolitique russe. Les eurasistes soulignaient, notamment le rôle prépondérant de l'élément touranien-asiatique dans le développement de la culture et la création de l'État russe. Ils sont allés jusqu'à se réapproprier l'héritage mongol de la Russie : pour eux, l'Empire russe n'est pas le successeur de la Russie du Moyen Age, mais est avant tout le continuateur géopolitique de l'Empire mongol. Selon Petr Savitsky, la Russie est le « *successeur des Grands Khans, le continuateur des œuvres de Gengis et de Timur, le rassembleur de l'Asie...* »²⁹¹. Pour Fédor Dostoïevski, la reconnaissance de l'importance de l'Asie pour la Russie était un axiome. Dans ses essais, il prétendait, qu'en « *Asie, peut-être, il y a encore plus de nos espoirs, qu'en Europe. Bien plus : dans les années à venir, l'Asie est*

²⁸⁹ F. Dostoïevski, *Polnoe sobranie sočinenij v 30 tomah* [Recueil d'essais en 30 volumes], Vol. 27, 1984, pp. 32-35.

²⁹⁰ P. Savitsky, *Geografičeskij obzor Rossii - Evrazii* [Un aperçu géographique de la Russie - Eurasie]. Moscou, Agraf, 1997.

²⁹¹ P. Savitsky, *Na putâh : utverždeniâ evrazičev* [Sur les chemins : les déclarations des eurasistes]. Moscou, Agraf, 2001.

peut-être notre principal futur »²⁹². Les adeptes du courant eurasiste étaient persuadés que dans la mesure où les peuples non russes (les mongols, les tatars, etc.) historiquement présents en Russie-Eurasie, ont apporté énormément de choses aux Russes, ils représentaient une richesse pour leur culture et leur État. Dans ce contexte, le retour de la Russie post-soviétique dans son étranger proche, et l'implication des États ex-soviétiques et de la Chine dans les nombreux projets d'intégration régionale sont souvent présentés comme un bien, une nécessité de construire un « ensemble commun » et de rassembler, ainsi des peuples unis par un destin commun, dont les cultures s'enrichissent mutuellement depuis des siècles. Cependant, nombreux sont ceux, notamment parmi des chercheurs occidentaux, dont Jean-Sylvestre Mongrenier, qui considèrent que le néo-eurasisme n'est, peut-être « *qu'un nouvel habillage du nationalisme grand-russe, destiné à justifier le rassemblement des États successeurs de l'URSS et d'une partie de l'Asie autour de la Russie-Eurasie* »²⁹³.

Les tenants de l'Eurasianisme soulignent l'importance de la géographie pour la Russie, par opposition à l'Europe occidentale qui se caractérise par son histoire. Ainsi, contrairement aux nations d'Europe qui ont connu une extension territoriale par la colonisation de territoires situés au-delà des mers et des océans, la Russie a toujours connu une expansion territoriale continentale en repoussant de façon continue les marches de l'Empire, et en intégrant au fur et à mesure des conquêtes les nouveaux territoires du Heartland, d'abord du Sud (l'Asie centrale), puis de l'Est (la Sibérie) dans un espace russe unifié. Cette expansion territoriale continue a toujours cherché à conforter sa position géopolitique. Le développement de l'infrastructure énergétique l'Est et, notamment la construction des gazoducs « Force de la Sibérie » et « Sakhaline -Khabarovsk-Vladivostok » s'inscrit parfaitement dans cette logique et vise à sécuriser la position géopolitique de la Russie dans le domaine de l'énergie.

Du point de vue géopolitique, les eurasistes insistaient sur une certaine centralité russe. Pour eux, la Russie n'est pas une périphérie ni de l'Europe, ni de l'Asie, mais se trouve au centre des choses. Dans son article intitulé « Les bases géographiques et géopolitiques de l'eurasisme », Petr Savitsky souligne que « *la Russie a beaucoup plus de raisons d'être appelée l'État du Milieu que la Chine... Pour la Russie, l'Europe n'est qu'une péninsule du Vieux Continent, située à l'ouest de ses frontières. La Russie elle-même occupe dans ce Continent l'espace principal, son torse* »²⁹⁴. Ainsi, la Russie n'est pas une continuation de l'Europe, ni

²⁹² F. Dostoïevski, *Polnoe sobranie sočinenij v 30 tomah, op.cit.*, pp. 32-35.

²⁹³ J-S. Mongrenier, *La Russie menace-t-elle l'Occident ?*, *op.cit.*, p. 105.

²⁹⁴ P. Savitsky, « Geografičeskie i geopolitičeskie osnovy evrazijstva [Les fondements géographiques et géopolitiques de l'eurasisme], *Elementy*, n° 3, 1993, pp. 51-53.

celle de l'Asie, mais un monde unique, une « *réalité géopolitique spirituelle et historique particulière* »²⁹⁵. Pour Savitsky, la centralité de la Russie est la base de son identité historique.

C'est, notamment Petr Savitsky qui a défini la Russie-Eurasie comme un Troisième Continent : l'Eurasie n'est ni l'Europe, ni l'Asie, c'est cet espace qui se trouve entre l'Europe occidentale et l'Asie orientale, qui correspond largement aux frontières de l'ancien Empire russe/Union soviétique. Les représentations de la Russie-Eurasie de Savitsky se rapprochaient de celles de Georges Vernadsky, historien russe, pour lequel l'Eurasie n'est pas une combinaison de l'Europe et de l'Asie, mais « *un Continent du Milieu comme un monde géographique et historique à part* ». Géographiquement, ce monde pourrait être défini comme le système des grandes plaines (de la Mer Blanche et du Caucase, de la Sibérie occidentale et celle du Turkestan)²⁹⁶. Ainsi, la Russie selon Vernadsky, est une civilisation eurasiennne unique, une « *civilisation de Terre, qui se dirige vers son apothéose spatiale et historique* », consistant en l'intégration des territoires du Heartland²⁹⁷.

Dans les années 90, après une longue période de domination exclusive de l'idéologie marxiste-léniniste, le pays a vu l'émergence d'une école géopolitique russe, qui définit la Russie en termes de Heartland, de Russie-Eurasie. Selon Alexandre Dugin, géopoliticien russe et ardent partisan du courant néo-eurasiste, le caractère continental et, donc eurasiennne de l'école géopolitique russe est la seule conception possible : « *toute théorie géopolitique, développée en Russie et au nom de la Russie, avec la reconnaissance de l'identité géopolitique de la Russie, pourrait être exclusivement eurasiennne. Toute tentative visant à proposer à la Russie une autre géopolitique, à part eurasiennne, trouvera tôt ou tard, son incohérence. Géopolitiquement, la Russie est l'Eurasie, Heartland et la « civilisation de Terre »*²⁹⁸.

Cependant, pour David Teurtrie, la montée en puissance du courant eurasiennne dans les premières années qui ont suivi l'éclatement de l'URSS visait avant tout à « *savoir comment la Russie devait gérer une situation géopolitique qui lui était a priori très défavorable* »²⁹⁹. Le néo-eurasisme s'est donc imposé comme « *une volonté de dépasser ce handicap (c'est-à-dire, la perte du contrôle sur une partie importante de son territoire), et reformuler le projet de puissance* » dans le nouveau paysage géopolitique. L'État russe était à la recherche d'une

²⁹⁵ *Ibid.*

²⁹⁶ G. Vernadsky, *Načertanie russkoj istorii* [Essai sur les origines russes]. Saint-Petersbourg, Editions Lan', 2000.

²⁹⁷ G. Vernadsky, *Istoriâ Rossii v 5 tomah* [Histoire de la Russie en 5 volumes]. Moscou, Agraf, 2004.

²⁹⁸ A. Dugin, *Geopolitika* [Géopolitique]. Moscou, Akademičeskij Proekt, 2015.

²⁹⁹ D. Teurtrie, « La politique extérieure russe entre pragmatisme et eurasiennne », Communication lors du Festival Géopolitique et Gééconomie, à Grenoble École de Management, le 3 avril 2014.

idéologie qui « soit intégrateur de ce que la Russie appelait désormais son étranger proche, dans lequel elle considère avoir des intérêts particuliers »³⁰⁰. Ainsi, ce courant de pensée devait aider la Russie à réorganiser son espace géopolitique.

Les néo-eurasistes souhaitaient que la Russie comprenne finalement son « destin spatial » et se rapproche de l'Asie. Lev Goumilev, par exemple, critiquait la période de Pierre le Grand dans l'histoire russe et considérait que dès cette époque la société russe s'est divisée en deux composantes - une élite pro-européenne et les masses qui se sont repliées sur elles-mêmes, - et chacune des composantes a progressivement développé sa propre culture, en dissonance avec l'autre. Dans ses travaux il repensait l'époque des invasions mongoles, et considérait que c'est, notamment grâce à la Horde d'Or que les Grands Russes ont appris les traditions de la construction de l'Empire, ont gardé leur identité orthodoxe et ont construit par la suite l'Empire mondial.

Les néo-eurasistes critiquaient le gouvernement d'Eltsine pour, si on reprend l'expression d'Alexandre Dugin, son « atlantisme radical », c'est-à-dire, pour sa volonté de se rapprocher à tout prix de l'Occident. Ils considéraient qu'en suivant la voie occidentale, les élites russes se sont retrouvées en opposition avec leur propre pays, sa géographie, son histoire, son identité, sa civilisation et son peuple. La rupture des liens économiques avec les ex-républiques soviétiques, le rejet constamment réaffirmé de toute forme d'intégration dans l'espace post soviétique (considéré par Andrei Kozyrev comme un obstacle à l'intégration avec l'Europe), et la volonté de rejoindre des structures euro-atlantiques et, notamment l'O.T.A.N, devraient, à leurs yeux, inévitablement conduire la Russie à son autodestruction. Selon Alexandre Dugin, l'orientation exclusivement occidentale de la politique extérieure de la Russie n'allait pas dans le sens de ses intérêts, mais affaiblissait davantage les positions géopolitiques du pays. Ainsi, le géopoliticien l'affirme: « *La Russie, par tous les indicateurs objectifs, par son histoire est le fief et l'axe de la civilisation continentale. Elle exprime la logique et la volonté de l'Orient (...). La Russie est la voix de l'Orient, la voix de la Tradition, exprimé dans un langage contemporain. L'Occident suit un tout autre chemin. C'est le chemin de la Mer, de l'atlantisme, de la modernisation, de ce qu'on appelle le « monde contemporain » (...). Le libéralisme – est un phénomène purement occidental. Plus la Russie va devenir elle-même, moins elle sera libérale* »³⁰¹.

³⁰⁰ *Ibid.*

³⁰¹ A. Dugin, « Le libéralisme ne durera pas longtemps », l'interview pour la revue « *Večernââ Moskva* », mai 1998.

Dès sa nomination au poste de chef de la diplomatie russe, Evgueni Primakov a essayé à corriger les déséquilibres dans la politique extérieure de la Russie³⁰². Tout en étant l'adepte du rapprochement avec les Occidentaux, Primakov s'irritait en même temps de l'hégémonisme des États-Unis et rejetait le point de vue selon lequel le monde est unipolaire. Pour lui, ce monde unipolaire n'était qu'un moment transitoire, avant l'avènement d'un environnement international multipolaire, et dans ce nouveau monde multipolaire, la Russie avait des atouts à faire valoir et pourrait aisément y trouver sa place grâce à une politique multi-vectorielle, avec toujours une composante occidentale, certes, mais complétée, voire contrebalancée par une composante asiatique. De grands pays d'Asie étant appelés à constituer de nouveaux et considérables centres de gravité. Depuis les temps de la conquête des terres orientales de la Sibérie, les rapports avec les États d'Asie du Nord-Est étaient souvent conflictuels (détermination des frontières, notamment au niveau des fleuves d'Amour et d'Oussouri, conflits ouverts avec le Japon dès le début du 20^{ème} siècle, etc.) et a contrario les relations économiques et commerciales marginales. Primakov a décidé d'insérer la Russie durablement dans les problématiques sécuritaires, mais aussi dans celles de développement économique et d'échanges commerciaux.

Sous l'égide de Primakov, la politique extérieure de Moscou s'est inscrite dans ce que Alexandre Dugin a appelé « l'atlantisme modéré » : si la Russie continuait à donner la priorité à la composante européenne dans ses échanges internationaux, elle a mis en même temps en exergue la dimension orientale, asiatique de son État-continent. Le pays s'est engagé dans un rapprochement avec des pays asiatiques, où la Chine est devenue l'élément essentiel dans son action internationale.

La création de l'axe stratégique Moscou-Pékin-Dehli réunissant en son sein les trois États clés de l'Eurasie, était appelé à devenir la concrétisation pratique des réflexions de Primakov. Le nouveau premier ministre a essayé de remettre « *la dimension géopolitique à l'honneur...de la replacer au cœur de la définition de la politique étrangère russe, la nation et ses intérêts en devenant la composante essentielle* »³⁰³. Dans l'un de ses premiers discours publics suivant sa nomination, Evgueni Primakov a annoncé : « *Nous sommes une grande puissance et notre politique doit correspondre à ce statut. Je considère comme ma tâche principale d'intensifier les activités du Ministère des affaires étrangères en défendant nos intérêts nationaux* »³⁰⁴.

³⁰² C. Gall, « Primakov Making Few Ripples in Foreign Policy », *The Moscow Times*, le 23 février 1996.

³⁰³ H. Carrère d'Encausse, *La Russie entre deux mondes*, op.cit., p. 33.

³⁰⁴ J. MacKenzie, « Primakov to Defend « Great Power » Russia », *The Moscow Times*, le 13 janvier 1996.

La coopération triangulaire devait permettre, d'une part de briser l'isolement international de la Russie dans lequel le pays s'est retrouvé et, d'autre part de créer un contrepoids, voire de contrebalancer la centralité de l'Occident. Primakov le confirme. Dans son livre « Au cœur du pouvoir : mémoires politiques », il a écrit : « *Personne n'envisageait la création d'un bloc ou la détermination des contours d'une alliance formelle. Nous étions bien conscients, que personne n'y était prêt, la Chine ne le ferait pas, et l'idée même de la création d'un bloc n'était pas à l'ordre du jour. Mais l'amélioration et le développement des relations, qui lient les sommets de ce triangle, à savoir, les relations russo-chinoises, russo-indiennes et, plus particulièrement sino-indiennes, car sur cette « ligne » des nombreux problèmes demeurent non résolus, la possibilité d'une certaine coordination de la politique des « Trois Géants » - n'est-elle pas dans les intérêts de la paix et de la stabilité ? Ne sert-elle pas de contrepoids aux tendances hégémoniques destructives qui s'expriment sur l'arène internationale ?* »³⁰⁵.

Alors que les Occidentaux considéraient que la Russie jouait la « carte chinoise » et la « carte indienne », dans une approche instrumentale, voici comment Primakov expliquait le virage de la Russie vers les pays d'Asie : « *J'ai déjà écrit qu'une telle opinion a été largement répandue aux États-Unis. Elle est tout simplement primitive, car elle découle de l'intangibilité de « l'américano-centrisme » (tout « tourne » autour des États-Unis). De tels jugements sont doublement primitifs, car ils ne prennent pas en compte l'intérêt de l'URSS, puis de la Russie dans le développement actif de ses relations avec ces géants asiatiques en pleine croissance, dont la population constitue la moitié de toute l'humanité. Cependant, nous ne pouvions pas et ne pouvons pas ignorer le fait que la diversification des liens renforce certainement notre rôle en tant que grande puissance mondiale, y compris dans nos relations avec les États-Unis* »³⁰⁶.

La création du partenariat stratégique des « Trois Géants » n'a pas connu le succès immédiat, contrairement au Groupe de Shanghai, qui a réuni en son sein d'une part, la Chine et, d'autre part la Russie et ses trois ex-républiques soviétiques que sont le Kazakhstan, le Kirghizstan et le Tadjikistan. Fondée en 1996 à Shanghai (d'où le nom de l'Organisation), le groupe s'est fixé pour objectif essentiel de résoudre les problématiques sécuritaires dans le vaste espace eurasiatique (de régler, notamment les contentieux frontaliers entre la Russie et la Chine, ainsi que de réduire les forces militaires présentes de deux côtés). Le champ des intérêts du Groupe s'est élargi en 2001 avec la transformation du Groupe en Organisation de Coopération

³⁰⁵ E. Primakov, *Gody v bol'soj politike* [Au cœur du pouvoir: mémoires politiques]. Moscou, Soveršenko Sekretno, 1999, p. 56.

³⁰⁶ *Ibid.*

de Shanghai et couvre désormais l'ensemble des questions d'ordre économique, politique, énergétique, de transport, ainsi que celles de la science et de la culture. Depuis, trois pays ont rejoint l'OCS : l'Ouzbékistan en 2001, l'Inde et le Pakistan en 2017.

Le néo-eurasisme cherche à valoriser cette attraction naturelle de la Russie pour l'Asie, et à la mettre à profit pour que la Russie prenne toute sa place dans l'expansion asiatique au moment même où l'Europe connaît un certain déclin. La réorientation de la politique extérieure de la Russie dès 2014 constitue une excellente illustration de cette démarche.

Cette « autre Europe » chère à Vladimir Poutine, a ainsi toute sa place sur la scène internationale, hier rempart contre les hordes de la steppe, aujourd'hui rempart contre l'islam, défenseur des chrétiens d'Orient en sa qualité de troisième Rome (ayant succédé à Rome et à Constantinople) afin de défendre la vraie foi. C'est dans cette filiation que s'inscrit l'appui indéfectible de Vladimir Poutine à la Syrie de Bachar El Assad qui ne saurait s'expliquer uniquement par l'intérêt pour la Russie à conserver la base navale de Tartous, mais plutôt et surtout par la vocation messianique de la Russie pour les chrétiens d'Orient. Enfin, c'est aussi ce courant de pensée qui considère que la Russie a pour vocation d'être la projection de l'Europe en Asie, un pont jeté entre l'Europe occidentale vieillissante et l'Asie en pleine expansion, et qui a servi de substrat idéologique au concept de néo-eurasisme d'Alexandre Dugin.

Le mouvement de balancier de l'Europe vers l'Asie dans les relations extérieures de la Russie, qui se concrétise actuellement procède de cette opposition historique, et s'illustre dans le domaine des échanges énergétiques, armes du 21^{ème} siècle de la Fédération de Russie. Certes, il s'est accéléré en raison des événements récents tels que la volonté de l'Europe de s'affranchir de sa dépendance vis-à-vis du gaz naturel russe, les conséquences de la crise économique de 2008 et le ralentissement économique qui s'en est suivi en Europe, les crises récurrentes de la Russie avec les pays de son étranger proche, hier la Géorgie, aujourd'hui l'Ukraine, mais ses racines plongent dans l'histoire même de la Russie.

Cet attrait de la Russie pour l'Asie est en gestation dans le domaine énergétique depuis de nombreuses années et s'est d'abord concrétisé par une collaboration ancienne et récurrente avec le Japon pour la mise en valeur des ressources énergétiques de Sakhaline, puis par la mise en service de l'usine de GNL à Sakhaline en 2009. La conclusion du contrat commercial avec la Chine sur l'exportation de 38 milliards de m³ de gaz par an et la construction du gazoduc la « Force de la Sibérie » pour leur acheminement, ainsi que d'autres projets d'infrastructure énergétique propulsés par le Kremlin (expansion de « Sakhaline-2 », gazoduc « Altai »...) ne

fait que confirmer la volonté des élites russes à insérer la Russie durablement dans les problématiques énergétiques, mais aussi dans celles de développement économique et d'échanges commerciaux avec les pays d'Asie³⁰⁷.

4.3.2 Crise en Ukraine et le pivot de la Russie

Examinons maintenant le rôle de la crise ukrainienne comme accélérateur du basculement de la Russie de l'Europe vers l'Asie. Dans son ouvrage « Le grand échiquier », Zbigniew Brzezinski définit la notion de pivot géopolitique comme des États « dont l'importance tient moins à leur puissance réelle et à leur motivation qu'à leur situation géographique sensible »³⁰⁸. Si la situation de l'Ukraine est complexe et son histoire particulièrement tourmentée (de la Rouss kiévienne, berceau de la Russie, à la crise du Donbass, en passant par l'occupation polonaise, puis plus récemment allemande), son positionnement géographique au sein du continent européen, avec le Dniepr comme véritable colonne vertébrale fluviale du pays, qui scinde son territoire en deux, et sépare géographiquement l'Europe centrale de l'Europe orientale, fait de l'Ukraine la parfaite illustration du concept de pivot géopolitique cher à Brzezinski.

Si l'Ukraine est clairement un État qui ne possède ni les capacités, ni la volonté d'exercer une quelconque influence au-delà de ses frontières nationales, et donc ne constitue pas au sens de Brzezinski un « acteur géopolitique de premier plan », sa situation géographique lui confère la capacité de gêner, voire de couper, comme elle l'a montré dans le passé récent, les échanges (notamment gaziers) entre la Russie et son principal client, l'Union européenne. C'est donc bien un pivot géopolitique, et c'est pour cette raison d'ailleurs que Brzezinski place l'Ukraine dans la liste des « pivots géopolitiques cruciaux ».

Les dirigeants successifs des États-Unis qui ont adopté très tôt les analyses géopolitiques de Zbigniew Brzezinski tant pour structurer leur conception du monde après la chute de l'URSS, que pour guider leurs actions sur le plan international, considèrent donc l'Ukraine comme un pivot géopolitique qui constitue à leurs yeux à la fois un bouclier défensif contre toute velléité

³⁰⁷ R. Picchia, J. Durrieu, G. Gorce, « Les relations avec la Russie : comment sortir de l'impasse ? », *Rapport d'information*, n° 21 (2015-2016), Commission des Affaires étrangères, de la Défense et des Forces armées, le Sénat, le 7 octobre 2015.

³⁰⁸ Z. Brzezinski, *Le grand échiquier*. Fayard/Pluriel, Paris, 2011.

expansionniste de la Russie vers l'ouest, mais aussi un excellent moyen de couper les approvisionnements de l'Allemagne en gaz naturel russe et, de ce fait de déstabiliser l'Union européenne, a minima sur le plan économique. La situation actuelle à l'est de l'Ukraine possède ainsi un double avantage pour les États-Unis en ce que ce conflit aux marches de l'Union européenne permet à la fois de peser directement sur la Russie (en lui imposant des sanctions économiques propres à entraver son économie et surtout la mise en valeur de ses ressources naturelles), mais aussi indirectement sur l'Union européenne en cherchant à la couper de la Russie et du marché russe.

C'est sans doute autant pour juguler les avancées de l'O.T.A.N et, dans une moindre mesure, de l'Union européenne vers l'Est que pour reprendre sa place sur la scène internationale, que la Russie est intervenue en Ukraine.

Cette crise russo-ukrainienne a eu des conséquences majeures dans le domaine gazier. Si en Europe, elle a intensifié les débats sur la dépendance jugée excessive vis-à-vis les importations gazières de la Russie et, par conséquent a remis en question la pertinence des projets d'infrastructure énergétique menés par Gazprom, tels « South Stream » (finalement abandonné par la Russie-même) et « Nord Stream-2 », en Asie elle a fait céder les Russes de manière significative aux Chinois pour mener à bien son projet stratégique la « Force de la Sibérie »³⁰⁹. Et c'est sans doute à l'aune de cette analyse que l'on doit considérer l'accélération de la concrétisation du pivot asiatique de la Russie, et que passant outre ses divergences d'intérêts à long terme avec la Chine, la Russie a développé tous azimuts sa coopération avec la Chine, en partant de la coopération dans le domaine de la sécurité collective (l'OCS) et dans le domaine de l'énergie jusqu'à celle des matériels militaires. Si la crise ukrainienne n'est pas à l'origine du pivot asiatique de la Russie dans un premier temps, essentiellement vers la Chine, elle en a été certes le catalyseur.

L'imposition des sanctions économiques et sectorielles à l'encontre de la Russie d'abord par les Américains, puis par les Européens, n'a fait que renforcer les dirigeants du Kremlin dans ce choix stratégique. Ainsi, une chose est sûre : le basculement de la Russie vers l'Asie se poursuivra, et ce indépendamment de ce que les Européens imposent ou non de nouvelles sanctions économiques.

La Chine représente sans doute l'élément essentiel dans ce « basculement asiatique » de la Russie. Si la récente conclusion du contrat gazier entre la Russie et la Chine constitue un

³⁰⁹ A. Bros, T. Bros, *Géopolitique du gaz russe. Vecteur de pouvoir et enjeu économique, op.cit.*

tournant majeur et fortement symbolique de la politique énergétique de la Russie, elle n'est que la concrétisation des efforts anciens de cette dernière pour se tourner vers son grand voisin chinois. Elle espère ainsi profiter des complémentarités de la Russie sibérienne, territoire peu peuplé et riche en ressources naturelles, notamment énergétiques, et de la Chine fortement peuplée, en forte croissance, et avide d'énergie. Cet accord permet enfin d'exploiter cette synergie évidente entre les économies russes et chinoises au moment même où les économies européennes sont en crise durable et où les relations avec l'Occident redeviennent problématiques. En effet, alors que les pays européens connaissent une crise durable, un ralentissement de la croissance économique, et une stagnation de la demande en gaz naturel qui en résulte, les économies asiatiques et, notamment chinoise, à l'inverse connaissent une croissance économique exponentielle depuis plusieurs années, qui la poussent à trouver des matières premières en grandes quantités³¹⁰.

Cependant, si les relations avec Pékin sont au cœur de la politique extérieure de la Russie dans la région d'Asie Pacifique, Moscou essaye à tout prix d'éviter la situation où elle se retrouvera enfermée dans ces relations bilatérales, qui suscitent encore beaucoup de craintes dans le pays³¹¹. Ainsi, tout en se rapprochant de son voisin chinois, la Russie essaye de développer les relations avec d'autres pays d'Asie, soit par l'intégration dans les structures régionales de l'Asie Pacifique, soit par la conclusion d'accords bilatéraux, notamment dans les domaines de l'économie et de l'énergie.

Le Japon et la Corée du Sud sont appelés à jouer un rôle plus actif dans les échanges avec Moscou.

En raison de l'adhésion de Tokyo aux sanctions économiques occidentales, le chiffre d'affaires entre la Russie et le Japon a depuis considérablement diminué : les échanges commerciaux sont passés de 33,2 milliards de dollars en 2013 à 18,2 milliards de dollars en 2017 (Service fédéral des douanes de Russie, 2018). La Russie importe essentiellement des produits finis, notamment des automobiles et des pièces détachées, des réacteurs (ces produits représentent plus de 79% des importations totales), ainsi que du matériel électrique, des plastiques et des produits en métaux ferreux, et exporte son énergie (pétrole et GNL).

³¹⁰ A. Belyi, A. Goldthau, « Between a rock and a hard place : International market dynamics, domestic politics and Gazprom's strategy », *Robert Schuman Centre for Advanced Studies, European Union Institute Working Paper*, n° 22, Florence School of Regulation, 2015, p. 12.

³¹¹ J. Radvanyi, M. Laruelle, *La Russie, entre peurs et défis*. Paris, Armand Colin, 2016, p. 182.

C'est notamment l'énergie, qui demeure l'axe stratégique de la coopération économique russo-japonaise. Historiquement, cette coopération s'articule autour des projets pétro-gaziers de l'île de Sakhaline, opérés à des conditions de partage de production. Ainsi, dans le projet de liquéfaction de gaz, « Sakhaline-1 », la part du Consortium japonais « SODECO » est de 30% (20% pour Rosneft). Par ailleurs, les compagnies japonaises Mitsui et Mitsubishi détiennent respectivement 12,5% et 10% des actions dans Sakhalin Energy, opérateur principal du projet de GNL « Sakhaline-2 » (50% plus une action pour Gazprom). En 2017, le Japon en a importé 9,9 milliards de m³ de gaz (soit 90% du GNL produit à l'usine), ces livraisons représentant près de 10% des importations japonaises de GNL (BP, 2018). L'achèvement de la construction du pipeline « Sibérie orientale - Océan Pacifique » en 2012 a permis l'expansion de l'approvisionnement en pétrole russe sur le marché japonais. Les livraisons ont commencé en janvier 2013. En 2017, les importations de pétrole de la Russie au Japon s'élevaient à 9 millions de tonnes, les compagnies pétrolières russes Sakhalin Energy et Rosneft en sont les principaux fournisseurs (BP, 2018).

Mais c'est avec la Corée du Sud que la Russie devrait approfondir le plus ses échanges en Asie Pacifique. Car, bien que les échanges commerciaux entre deux pays à la fin de 2017 ont vu une augmentation de 27,5% par rapport à 2016, soit 19,3 milliards de m³ (Service Fédéral des douanes de Russie, 2018), ils demeurent à ce jour peu diversifiés. La Russie importe des voitures, des équipements (60% des importations totales), ainsi que des produits chimiques, des métaux, des produits minéraux, alimentaires et agricoles. Les exportations russes vers la Corée du Sud sont essentiellement représentées par les ressources énergétiques (73% des exportations totales). La Corée du Sud est notamment le deuxième importateur de la Russie en GNL derrière le Japon (2,6 bcm en 2017), tandis que la Russie est son quatrième fournisseur de charbon (26 millions de tonnes) et le septième de pétrole (12,5 millions de tonnes).

La Corée du Sud devrait devenir, aux yeux de Moscou l'un de ses principaux pourvoyeurs de capitaux, de hautes technologies et d'équipement pour le secteur pétro-gazier, dont l'accès à la Russie est désormais interdit à l'Occident. Dans le domaine de l'énergie, la Corée du Sud fournit à la Russie des méthaniers brise-glace, permettant d'assurer le transport de grandes cargaisons de GNL en Arctique, notamment dans le cadre du projet « Yamal-LNG ». Les compagnies énergétiques coréennes discutent actuellement d'une possible participation au projet d'extraction et de liquéfaction du gaz « Arctic LNG-2 ». Par ailleurs, la Russie et la République de Corée envisagent la mise en place des échanges d'électricité par le territoire de la Corée du Nord. Les sociétés russes, à savoir Inter RAO et Holding MRSK, ainsi que l'Agence

russe de l'Énergie négocient actuellement avec des partenaires coréens une coopération dans le domaine de la modernisation des réseaux de distribution russes.

En outre, Moscou espère pouvoir attirer des investisseurs sud-coréens vers les projets de développement des régions de la Sibérie et de l'Extrême-Orient (développement des ressources gazières extrême-orientales, projets d'infrastructure dans le port de Vladivostok, etc.). La Russie souhaite également coopérer avec la Corée au sein du Conseil de l'Arctique et de voir des sociétés de transport maritime sud-coréens participer dans le développement de la route maritime du Nord, et des milieux d'affaires – dans le développement de ses infrastructures.

4.3.3 La difficile négociation des contrats avec la Chine et ses interrogations

Les relations entre la Russie et la Chine sont dictées à la fois par la géographie qui fait voisiner une Chine surpeuplée et en forte croissance, avec une Russie sibérienne très peu peuplée et exceptionnellement riche en ressources naturelles à mettre en valeur, mais aussi par une histoire en partie commune au cours du siècle précédent. En effet, dès son arrivée au pouvoir à Pékin Mao Tsé-Toung a choisi de réserver sa première officielle à l'URSS, et n'a pas hésité à entreprendre le long voyage en Transsibérien vers Moscou pour rencontrer Staline. Il s'en est suivi des relations particulièrement tumultueuses entre les deux pays frères du communisme, depuis le traité d'Amitié de 1950 jusqu'à la rupture officielle lors du XXII^{ème} Congrès en octobre 1961, puis au violent conflit frontalier de mars 1969 sur les bords de l'Oussouri qui aurait pu à l'époque dégénérer en conflit nucléaire.

Depuis, les choses se sont apaisées et l'alliance qui existait de facto entre la Chine et les États-Unis pour contrer l'URSS a disparue du fait même de la disparition de cette dernière. A l'inverse, la Chine et la Russie ont depuis cherché à développer des relations partenariales, et ce dès la visite de Boris Eltsine à Pékin en décembre 1992, suivi d'un « Partenariat constructif » lors de la rencontre à Moscou des présidents russe et chinois en septembre 1994, auquel succède dès 1996 un « Partenariat stratégique », puis en 2001 un traité d'« Amitié et de Coopération ». Sur le plan militaire, si dès la crise ukrainienne de 2014, la Russie reprend ses ventes de matériels militaires à la Chine (systèmes anti-aériens S-400 et chasseurs SU-35, notamment), c'est en 2017, que les deux partenaires s'engagent clairement à renforcer leur coopération en là-matière.

La crise ukrainienne de l'année 2014, et surtout la volonté des États-Unis, suivis bon gré mal gré par l'Union européenne, d'isoler la Russie par le biais de sanctions économiques qui en a résulté, ont conduit à une accélération du rapprochement sino-russe. Comme le souligne Jean Radvanyi, « *les tensions accrues avec l'U.E. et l'O.T.A.N. ont incité plus que jamais les dirigeants russes à conclure rapidement des accords avec Pékin* »³¹². L'apaisement, puis la normalisation des relations entre la Chine et la Russie des années 90 ont d'abord créé les conditions de la mise en place d'un partenariat stratégique, mais ce sont les tensions avec l'Occident, concrétisées par les sanctions de 2014 qui ont conduit à construire une véritable entente sino-russe sur la plan international. Et ce malgré les divergences d'intérêts qui subsistent entre les deux pays sur le temps long de l'histoire.

Le relatif isolement subi par la Russie depuis 2014 et une vision commune des relations internationales (rejet de l'hégémonie américaine et vision multipolaire du monde, plus particulièrement) ont poussé la Russie à surmonter sa traditionnelle méfiance à l'égard de son encombrant voisin chinois pour bâtir une véritable entente en dépit des divergences réelles de leurs intérêts à long terme (concurrence pour le contrôle de l'Asie centrale, mise en valeur de la Sibérie...). La signature de plus de 30 accords commerciaux lors de la visite du président Poutine à Pékin en mars 2014, dont plusieurs sont de nature stratégique à long terme, semble bien le laisser augurer, même si dans l'immédiat on assiste plutôt à une répartition des zones d'influence sur la scène internationale (à la Russie le Moyen-Orient, à la Chine l'Asie orientale et notamment la Mer de Chine).

4.3.4 L'intensification de la coopération russo-chinoise dans le domaine gazier. Le « contrat du siècle » et le gazoduc la « Force de la Sibérie »

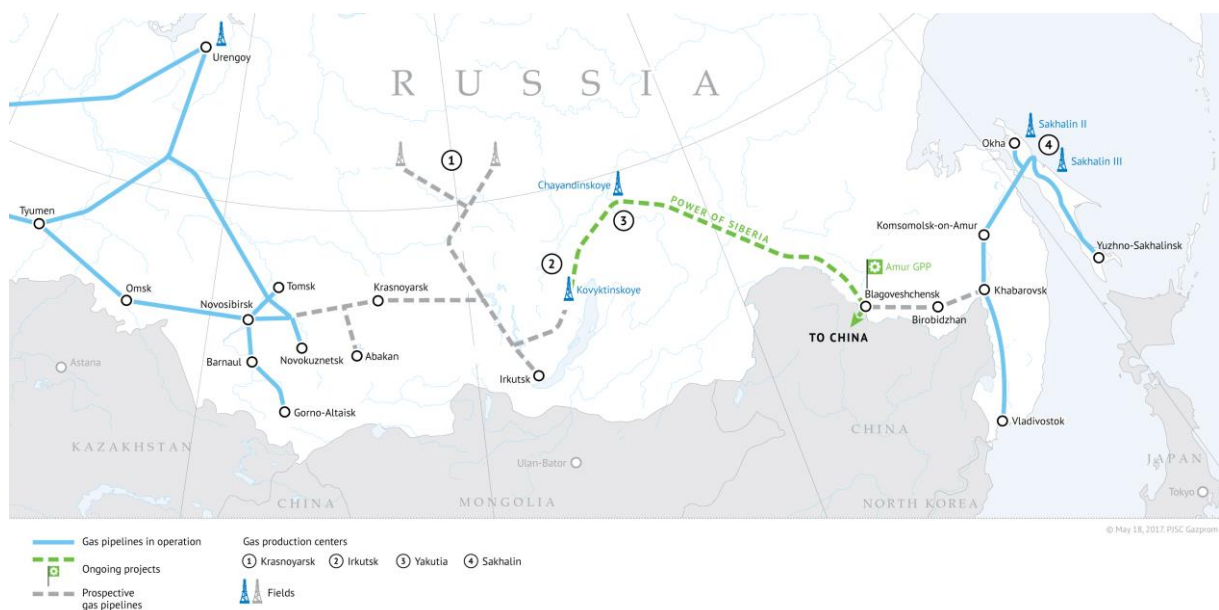
Comme nous l'avons évoqué supra, au cours de la visite de Vladimir Poutine en Chine en mai 2014, une trentaine d'accords commerciaux a été signée entre les deux pays, dont plusieurs revêtent un caractère stratégique à long terme. Au cours de cette même visite, la compagnie russe Gazprom et la chinoise CNPC ont signé le 21 mai un contrat d'approvisionnement en gaz naturel pour une période de 30 ans, portant sur un montant de 400 milliards de dollars³¹³. Qualifié d'« accord du siècle » en raison de son importance pour les

³¹² J. Radvanyi, M. Laruelle, *La Russie, entre peurs et défis*, op.cit., p. 183.

³¹³ Gazprom press release, le 21 mai 2014. URL: <http://www.gazprom.ru/press/news/2014/may/article191417/>.

économies des deux pays, ce contrat envisage l'acheminement, d'ici 2020, de 38 milliards de m³ de gaz russe par an vers la Chine à partir des champs de gaz naturel inexploités de la Sibérie orientale. Le futur gazoduc, la « Force de la Sibérie », empruntera la route orientale et reliera ainsi les champs de Kovyktinskoye et Chayandinskoye à la ville de Blagoveshchensk en Russie, puis à celle de Heihe au nord de la Chine, située sur l'autre rive du fleuve d'Amour. Comme l'a annoncé Vladimir Poutine lors de la conférence de presse, « *il s'agit du plus gros contrat de l'histoire du secteur gazier de l'ex-URSS* »³¹⁴. De même, le projet du gazoduc la « Force de la Sibérie », d'une longueur de 3,000 kilomètres, sera l'un des plus grands projets de construction dans le monde au cours des quatre prochaines années.

Carte 6 : Le tracé du gazoduc « Force de Sibérie »



Source : Gazprom (2018)

La signature du contrat commercial entre Gazprom et CNPC représente l'aboutissement triomphal de négociations qui ont duré plus de dix ans entre Moscou et Pékin sur le thème des exportations gazières russes vers la Chine. C'est dès 1999, que la Russie a voulu exporter respectivement 20 et 10 milliards de m³ de gaz par an vers la Chine et la Corée du Sud dans le

³¹⁴ Reuters, « As Putin looks east, China and Russia sign \$ 400-billion gas deal », le 21 mai 2014. URL : <https://www.reuters.com/article/us-china-russia-gas/as-putin-looks-east-china-and-russia-sign-400-billion-gas-deal-idUSBREA4K07K20140521>, dernière consultation le 23 mars 2018.

cadre du projet tripartite entre les compagnies Russia Petroleum, CNPC et KOGAS. Le gazoduc « Russie - Chine - Corée du Sud », d'une longueur de 4,900 kilomètres devait relier le champ gazier de Kovyktinskoye, choisi comme la source principale d'approvisionnement en gaz naturel, à la ville chinoise de Harbin dans le nord-est de la Chine, puis à la Corée du Sud sous la Mer Jaune. Ce projet n'a pas néanmoins vu le jour en raison de nombreux désaccords entre les pays participants, le tracé du futur gazoduc a servi de principale pierre d'achoppement à sa mise en place. Mais les négociations se sont poursuivies entre la Russie et la Chine. C'est en 2006, au cours de la visite de Vladimir Poutine en Chine, que Gazprom et CNPC ont signé le 21 mars un Protocole « Sur les exportations de gaz naturel russe vers la Chine ». Ainsi, selon ce document la Russie envisageait d'exporter 68 milliards de m³ de gaz chaque année vers la Chine après 2011 via deux gazoducs : le premier, « Altai », devait relier les champs gaziers de la péninsule de Yamal à la Chine en traversant la région d'Altai (route de l'ouest), le deuxième gazoduc devait transporter le gaz naturel à partir des gisements de la Sibérie orientale et ceux de l'île de Sakhaline (route de l'est)³¹⁵. Ces arrangements n'ont pas été réalisés.

L'accord sino-russe sur la construction de la « Force de la Sibérie » est remarquable à plus d'un titre, d'une part par l'ampleur du projet (il s'agit de relier sur plus de 3,000 kilomètres les gisements sibériens au nord de la Chine), par la durée du contrat de fourniture de gaz qui justifie sa mise en œuvre (30 ans), ainsi que par la relative rapidité de sa construction et de sa mise en service : la construction de ce gazoduc titanesque a en effet été très rapide, le premier tronçon dit « oriental » destiné à relier le gisement de Chayandinskoye en Yakoutie à la province du Heilongjiang au nord de la Chine a débuté moins de 4 mois après la signature de l'accord, le 1^{er} septembre 2014 à Us Khatyn (République de Yakoutie), et s'est achevée le 8 juin 2018, c'est à dire moins de 4 ans plus tard, le second tronçon « occidental » qui doit atteindre Kovyktinskoye sur la rive occidentale du lac Baïkal devrait achever ce premier projet d'ici décembre 2019.

Il convient de garder à l'esprit que cet accord a été signé 3 mois jour pour jour après le rattachement de la Crimée à la Russie, épisode qui a marqué le début de la crise ukrainienne de 2014, et entraîné les sanctions économiques occidentales que l'on connaît. La plupart des experts s'accordent à penser qu'il est indéniable que la situation ainsi créée sur le flanc occidental de la Russie, a joué un rôle déterminant dans l'accélération et la conclusion des

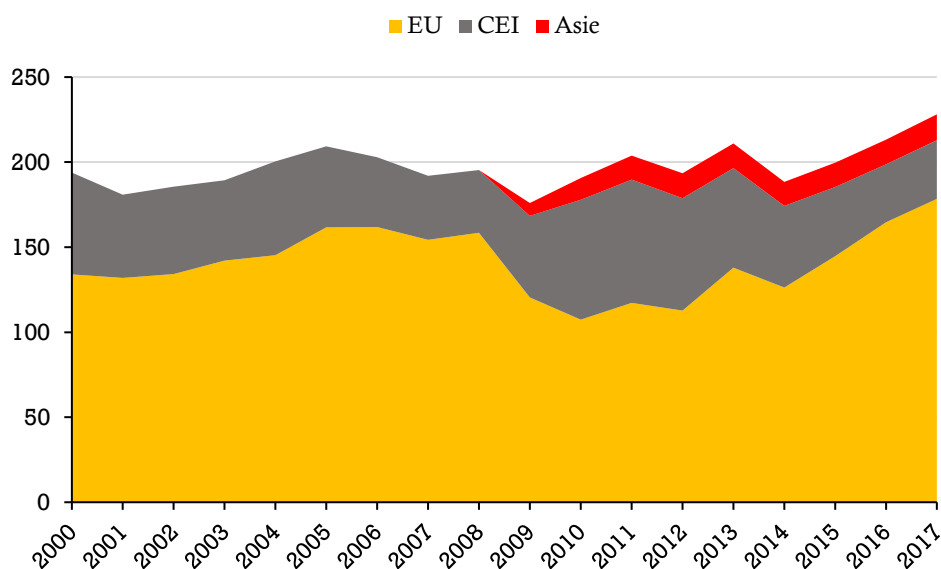
³¹⁵ Kommersant, Gazprom prodvinsya k dal'nevostochnoi granitse (Gazprom a avancé jusqu'à la frontière extrême-orientale), le 14 octobre 2009. URL : <https://www.kommersant.ru/doc/1255465>, dernière consultation 3 avril 2018.

négociations entamées dix ans plus tôt entre la Chine et la Russie, et dans la volonté de concrétiser très rapidement, malgré l'ampleur de la tâche, cet accord historique.

À terme, ce premier gazoduc la « Force de la Sibérie » devrait être complété par un second ouvrage, la « Force de la Sibérie-2 », qui assurera l'acheminement de 30 bcm de gaz supplémentaires de la Russie vers la Chine. Il prolongera le premier gazoduc vers les gisements de la région de Krasnoïarsk et assurera la jonction avec les terminaux des gazoducs sis dans l'Oural, permettant ainsi l'interconnexion avec les gisements d'Ourengoï au nord, et de Tioumen au sud. Enfin, un tracé est à l'étude afin de prolonger la « Force de la Sibérie » vers le réseau qui permet d'acheminer le gaz produit par les gisements de l'île de Sakhaline vers les terminaux de Khabarovsk et de Vladivostok.

La signature du « contrat du siècle » constitue la deuxième réelle concrétisation (après la mise en place de l'usine de liquéfaction « Sakhaline-2 » en 2009) du pivot de la Russie vers l'Asie, et illustre sa volonté de développer rapidement ses liens diplomatiques et politiques avec ses voisins asiatiques, mais aussi, et peut-être surtout, ses échanges économiques avec les pays de la zone. Cette tendance de fond a vu depuis la crise ukrainienne de 2014 une accélération dictée par la nécessité à trouver des solutions alternatives, tant pour l'acquisition des technologies nécessaires à la mise en valeur de ses ressources naturelles, notamment énergétiques, que pour l'accès aux capitaux. À cet égard, le développement et l'approfondissement des relations avec la Chine constitue, au moins à court terme, une excellente solution. Jusqu'à présent, le rôle des marchés énergétiques d'Asie Pacifique pour les exportations gazières russes a été significativement réduit, et ce malgré une synergie plus qu'évidente entre la Russie riche en hydrocarbures d'une part, et les pays asiatiques en forte croissance économique, mais dépourvus des ressources énergétiques, d'autre part. La Russie n'a commencé ses premières exportations gazières qu'en 2009, sous forme de GNL, à partir de sa première usine de liquéfaction de gaz « Sakhaline-2 ». Aujourd'hui, cette usine permet à la Russie d'être présente sur les marchés gaziers asiatiques. Le gaz liquéfié à Sakhaline est exporté majoritairement vers le Japon (9,9 bcm en 2017), la Corée du Sud (2,6 bcm), Taiwan (2,3) et la Chine (0,6 bcm). Entre 2009 et 2017, ces exportations gazières ont cru de 23% (BP, 2018). Elles demeurent néanmoins largement en dessous des volumes exportés par Gazprom vers l'Europe (soit 193,2 bcm en 2017). A ce jour, elles ne représentent que 10% du total des exportations gazières de Gazprom.

Figure 20 : Exportations gazières de la Russie vers l'Asie, l'EU et la CEI (Bcm)



Source: Banque centrale de la Fédération de Russie, basé sur des données de Rosstat et Service douanier fédéral (dernière mise à jour le 25 juin 2018) pour les marchés de l'EU et de la CEI; ERI RAS pour le marché d'Asie

C'est aussi en 2009, que la Russie a publié sa « Stratégie énergétique jusqu'à 2030 », qui a mis en lumière la nécessité d'accroître des ventes gazières dans la région d'Asie Pacifique. La « Stratégie énergétique jusqu'à 2035 » mise en vigueur en 2014, a confirmé l'importance des marchés énergétiques asiatiques pour le développement économique de la Russie et la volonté de cette dernière à y renforcer sa présence. Ce document stipule, notamment : « *La Russie a des moyens (...) d'étendre de manière significative sa présence sur les marchés gaziers d'Asie Pacifique grâce à l'accroissement des exportations gazières tant par le système de gazoducs, que sous forme de GNL. On estime, qu'à la fin de la période considérée, plus d'un tiers des exportations gazières de la Russie se dirigera vers les pays de la région Asie Pacifique* »³¹⁶. Ainsi, le « contrat du siècle » revêt également une importance géostratégique, visant à permettre à la Russie de maintenir son statut de premier exportateur mondial de gaz naturel, notamment dans le contexte de la baisse de la demande en gaz naturel sur son marché principal, à savoir l'Union européenne.

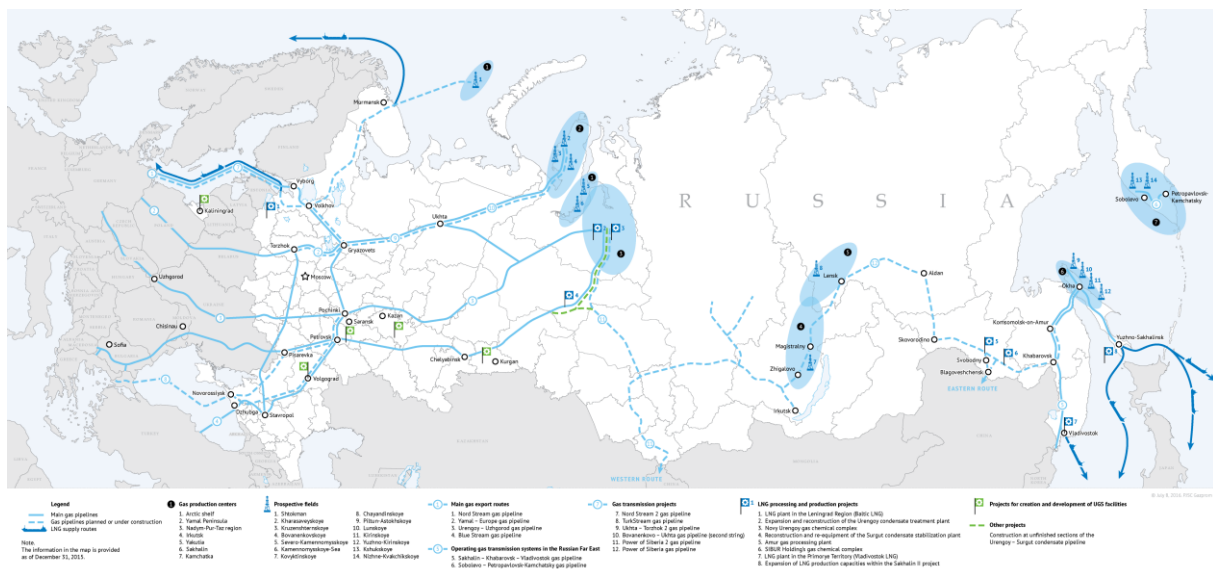
³¹⁶ Ministère russe de l'Énergie, « Energetičeskâ strategiâ Rossijskoj Federacii na period do 2035 goda » [Stratégie énergétique de la Fédération de Russie jusqu'à 2035], le 9 juin 2020. Le texte intégral de la stratégie énergétique est disponible sur le site du Ministère russe de l'Énergie <https://minenergo.gov.ru/node/1026>.

« L'affaire de gaz » entre Moscou et Pékin réponds aussi à la volonté du gouvernement russe de mettre en valeur économiquement la Sibérie orientale et l'Extrême orient russe ou, au moins dans un premier temps, d'accepter à la Chine de prendre pied durablement dans ces territoires peu peuplés. Les régions de la Sibérie orientale et de l'Extrême Orient sont traditionnellement riches en hydrocarbures et, plus particulièrement en pétrole et gaz naturel. Cependant, malgré ces potentialités indéniables, les champs pétro-gaziers de l'Est de la Russie sont restées presque inexploitées à l'époque de l'URSS. Les projets russo-japonais de mise en valeur des gisements offshore de l'île de Sakhaline dans les années 70, n'ont pas été couronnés de succès, du fait notamment de la persistance du différend frontalier hérité de la Seconde Guerre mondiale, mais aussi pour des raisons structurelles. En effet, le coût élevé de la production de pétrole et de gaz naturel de ces gisements, ainsi que leur éloignement des principaux centres de consommation, ont rendu leur mise en valeur peu attrayant. Plus récemment, dans les années 90, l'Est de la Russie a vu émerger plusieurs projets d'exploitation des champs pétro-gaziers sur l'île de Sakhaline, grâce notamment aux accords de partage de production entre les producteurs russes et les compagnies étrangères. Cependant, le manque d'infrastructures d'exportation susceptibles d'évacuer les hydrocarbures vers les marchés extérieurs, mais ce qui est plus important encore, l'absence d'une politique énergétique russe cohérente vis-à-vis les pays d'Asie Pacifique, n'ont pas permis à la Russie de s'installer durablement dans le paysage énergétique asiatique, à l'exemple de son implantation sur le marché européen, où elle a su acquérir une position dominante.

La croissance des économies asiatiques dès les années 2000 et, corrélativement la croissance de la demande en ressources énergétiques, a joué un rôle dominant dans la décision des dirigeants russes à tirer le profit de la proximité géographiques des marchés d'Asie en forte expansion pour mettre enfin en valeur des richesses énergétiques des régions extrême-orientales. Avec la mise en place du Programme Gazier de l'Est (en russe : Vostochnâ Gazovaâ Programma), le rôle des régions de la Sibérie orientale et de l'Extrême Orient dans la production nationale des ressources énergétiques s'est considérablement accru. Les experts du Centre d'Analyse auprès du Gouvernement de la Russie, se mettent d'accord que cet accroissement de la production s'explique principalement par la mise en place des conditions préférentielles quant aux travaux d'exploitation des gisements pétro-gaziers (taxes sur la production et sur l'exportation), ainsi que par le co-financement de la part de l'État des projets, qualifiés d'« importance stratégique ».

Aujourd'hui, les principaux centres de production gazière en Extrême Orient sont concentrés sur l'île de Sakhaline (projets Sakhaline 1, 2 et 3), et sur l'île de Kamchatka. Leur développement s'accompagne de la construction des infrastructures d'exportation, axées sur les pays d'Asie Pacifique. La mise en service du gazoduc « Sakhaline - Khabarovsk - Vladivostok » a permis d'alimenter en gaz naturel des consommateurs russes dans la région de Sakhaline et ceux dans d'autres régions de l'Extrême Orient. Comme nous l'avons évoqué supra, ce gazoduc pourrait être connecté à la « Force de la Sibérie » à la ville de Khabarovsk après l'achèvement de ce dernier en 2019. Selon Gazprom, coordinateur principal du Programme Gazier de l'Est, le système de transport actuellement en cours de construction sera à terme associée au système unifié d'approvisionnement en gaz naturel de la Russie, ce qui permettra de créer l'un des plus grands complexes technologiques unifiés dans le monde. En ce qui concerne la Sibérie orientale, c'est la mise en valeur des gisements de Chayandinskoye (République de Yakoutie) et Kovyktinskoye (région d'Irkoutsk) qui est prévue pour 2019-2023 ; leur production totale devrait atteindre 50 bcm de gaz naturel par an d'ici 2030.

Carte 7 : Le Programme Gazier de l'Est



Source : Gazprom (2018)

À part le développement économique des régions de la Sibérie orientale et de l'Extrême Orient, la stratégie de la Russie vers l'Est est aussi sous-tendue par la volonté du pouvoir russe et de Gazprom de trouver de nouveaux débouchés pour son gaz et de sortir de son face à face avec son principal client solvable l'Union européenne, alors que les obstacles s'amoncellent à l'ouest et que la Commission européenne met tout en œuvre pour échapper à la dépendance de l'Europe occidentale vis-à-vis du gaz russe. Cependant, il faut garder à l'esprit le rapport des quantités échangées : la Russie fournit annuellement 193 bcm de gaz aux pays d'Europe et à la Turquie, alors que la « Force de la Sibérie » permettra de fournir 38 bcm annuels à la Chine. Ces volumes, certes conséquents, permettent à la Russie dans l'immédiat de concurrencer le Turkménistan sur le marché chinois, où il était jusqu'alors en situation de quasi-monopole, mais ne permettent pas encore, et sans doute pour quelques années encore, à Gazprom de substituer la Chine à l'Union européenne comme principal client solvable, si l'on considère les volumes de gaz échangés.

Ce basculement de la Russie, de l'Europe vers l'Asie, s'il est encore embryonnaire au regard des volumes de gaz échangés respectivement avec les pays d'Europe d'une part, et les pays de la zone Asie Pacifique d'autre part, possède un riche potentiel à moyen terme. En effet, il vise d'une part sur le plan international à diversifier les débouchés de la Russie pour son gaz naturel, et d'un point de vue conjoncturel à trouver des solutions alternatives, suite aux sanctions économiques occidentales, afin de pouvoir continuer la mise en valeur de ses ressources naturelles. Mais ce nouveau regard porté vers l'Asie par le pouvoir central russe vise aussi à développer la Sibérie orientale et l'Extrême Orient russe, en dotant ses régions périphériques de la Fédération des infrastructures nécessaires à leur développement économique. La nouvelle prospérité qui en résultera permettra de lutter contre le tropisme de ces régions, géographiquement loin de Moscou, pour les pays de la zone Asie Pacifique, et permettre ainsi à long terme au pouvoir russe de maintenir ces régions dans son orbite.

Chapitre 5 : La lente prise de conscience par les Russes de l'importance de la filière du GNL

5.1 Les difficiles débuts de Gazprom

5.1.1 *Kharasavey, Baltique, Chtokman...*

Les gazoducs ont historiquement servi de principal moyen d'acheminer le gaz naturel russe vers les marchés d'exportation. Le savoir-faire en matière de construction des réseaux de transport gazier développé à l'époque soviétique, et, plus important encore, la rentabilité économique des livraisons gazières par voie terrestre, très bénéfiques pour l'URSS, puis la Russie, contribuaient à ce qu'il n'y ait aucune incitation à développer la filière GNL, considérée comme une technologie très coûteuse et difficile à mettre en place. Dans les années 70 et 80, il y eut quelques projets de GNL d'abord avec des Américains à Mourmansk, puis avec des Japonais à l'île de Sakhaline, qui n'ont finalement pas été réalisés pour diverses raisons politiques et économiques³¹⁷.

Il est important de noter, que la situation géographique et les conditions climatiques spécifiques de la Russie n'ont guère facilité le développement du GNL. En effet, en dépit de la longueur des frontières maritimes, la Russie dispose d'un accès réduit à des mers libres de glace toute l'année, à l'exception de la mer de Barents et celles d'Okhotsk et du Japon. La mise en place de tels projets demandait alors des technologies de pointe extrêmement coûteuses, ce qui mettaient à mal la compétitivité du GNL russe par rapport à celui des gros producteurs comme le Qatar et l'Algérie.

A la fin des années 90, il est cependant devenu évident que le commerce de GNL allait prendre une ampleur accrue³¹⁸. La possibilité d'une redirection flexible des flux gaziers d'un marché à l'autre, l'absence de dépendance vis-à-vis d'un seul acheteur, ainsi que la possibilité d'atteindre des marchés lointains et ceux où l'approvisionnement en gaz par voie terrestre est

³¹⁷ J. Pérovic, D. Krempin, « The Key is in Our Hands: Soviet Energy Strategy during Détente and the Global Oil Crises of the 1970s », *Historical Social Research*, Vol. 39, n° 4, 2014. Pp. 113-144 ; S. Vassiluk, « Japanese-Russian Energy Cooperation: Problems and Perspectives », World Civilizations Forum, le 9 octobre 2008, Grèce. URL: <https://eneken.ieej.or.jp/data/en/data/pdf/461.pdf>.

³¹⁸ J. Jensen, « The Development of a Global LNG Market. Is it Likely? If so When? », *OIES Working Paper NG*, n° 5, Oxford Institute for Energy Studies, 2004.

impossible pour des raisons géographiques, ont augmenté l'intérêt de l'État pour cette technologie.

Kharasavey

Le champ gazier de Kharasavey (2 trillions de m³ de gaz), situé sur la péninsule de Yamal appartient à la famille des gisements qualifiés d'« uniques » grâce aux énormes réserves de gaz qu'il recèle³¹⁹.

Carte 8 : Le gisement de Kharasavey



Source : Gazprom

Dans les années 90, ce gisement géant était perçu par Gazprom comme un point de départ pour le développement de la filière GNL et la production de son propre gaz liquéfié. En 1995, la compagnie a même fait une étude de faisabilité du projet de GNL, mais la mise en place de

³¹⁹ Gazprom, gisement de Kharasavey, <https://www.gazprom.ru/projects/kharasaveyskoye/>.

celui-ci est restée sur le papier en raison du manque chronique de fonds et des prix bas de gaz sur les marchés internationaux.

A la fin des années 90, l'expansion du marché mondial de GNL incite Gazprom à reprendre le projet. À l'origine, le concept proposé par le management de Gazprom prévoyait la construction d'une usine de liquéfaction d'une capacité de 20 millions de tonnes de gaz par an, dont le transport vers les marchés d'exportation devait être réalisé par des méthaniers brise-glace. Deux marchés d'exportation étaient visés : le marché domestique, avec la construction d'un terminal de regazéification de GNL dans la région de Leningrad et celui de l'Allemagne, où Gazprom a proposé à Wingas de mettre en place un terminal d'accueil de GNL sur la côte de la mer Baltique.

En 2002, le concept initial de mise en place du projet GNL change avec l'arrivée chez Gazprom de l'équipe d'Alexei Miller, qui a pris la direction de la compagnie. Il est alors décidé que les exportations de gaz de Kharasavey seraient effectuées à la fois sous forme GNL et par le réseau de gazoducs. Les calculs économiques des voies alternatives de transport de gaz menés plus tard ont cependant montré que l'approvisionnement en gaz naturel de la Russie centrale et de l'Allemagne serait plus efficace par transport terrestre. Au vu de ces calculs, le projet de GNL à Kharasavey était reconnu commercialement peu attrayant et, un an plus tard, a été abandonné par Gazprom.

Baltic LNG

Parallèlement à Kharasavey, Gazprom a envisagé la construction d'une usine de liquéfaction de gaz dans la région de Leningrad sur la côte de la Mer Baltique. En 1997, Gazprom a fait une étude de faisabilité du futur projet, qui prévoyait la production de 2 millions de tonnes de gaz par an et devait desservir des marchés gaziers du bassin atlantique (Europe occidentale et États-Unis, en particulier). Le projet a été cependant suspendu pour des raisons économiques : la conjoncture des marchés internationaux de l'énergie avec des prix relativement bas d'hydrocarbures, ainsi que l'absence d'avantages fiscaux de la part du gouvernement russe ont rendu impossible sa mise en place, même à petite échelle.

Mais la forte volonté de Gazprom de s'installer sur le marché mondial de GNL en plein essor et d'y prendre une part importante l'a poussé à reprendre le projet. En 2004, Gazprom

choisit Petro-Canada comme principal partenaire dans ce projet³²⁰. Ce choix n'a pas été fait par hasard : Gazprom avait l'intention de prendre une participation dans le terminal de regazéification « Gros Cacouna » à Québec dans le cadre d'un échange d'actions (en anglais : *swap deal*). Pour Gazprom, cette participation lui permettrait de pénétrer indépendamment sur le marché gazier d'Amérique du Nord³²¹. Parallèlement à ces négociations, Gazprom crée en 2005 une entreprise « Baltic LNG Ltd. », chargée de la mise en place du futur projet GNL avec Gazprom Export (80%) et Sovkomflot (20%) en tant que les principaux actionnaires. L'usine de GNL d'une capacité de 5 à 7,2 millions de tonnes de gaz par an devait être construite dans le port de Primorsk et être mise en exploitation en 2012.

Afin d'obtenir plus d'avantages de ce projet, Gazprom mène des négociations parallèles avec plusieurs compagnies énergétiques, qui avaient manifesté leur intérêt pour le projet. Alors que certains partenaires potentiels, tels que BP et la société russe ITERA espéraient via ce projet exporter le gaz naturel qu'ils produisaient sur le sol russe, d'autres, comme Eni et ENGIE, souhaitaient utiliser leurs investissements dans « Baltic LNG » comme un moyen d'accès aux actifs russes en amont en Russie³²². La participation des compagnies énergétiques, qui étaient déjà présentes dans la filière d'approvisionnement en GNL, était plus que souhaitée : Gazprom comptait de cette façon décrocher de nouveaux contrats et entrer sur le marché au comptant émergent du GNL.

Mais une fois encore, la détérioration de la conjoncture internationale, le manque de fonds et une stratégie incohérente quant à la mise en place du projet, ont mis à mal « Baltic LNG ». Dans ce contexte difficile, la signature de l'accord entre Gazprom, Total et Equinor (ancien Statoil) en 2007 sur le développement de la première phase du gisement de Chtokman a joué un rôle décisif dans l'annulation du projet³²³. En outre, l'idée de transporter le gaz naturel sur plus de 3,000 kilomètres de la péninsule de Yamal à Saint-Pétersbourg avant de le liquéfier et de l'exporter vers l'Europe (le marché américain n'était plus envisagé, car ne nécessitait plus de GNL importé) paraissait moins attrayante économiquement, d'autant plus que les

³²⁰ Gazprom press release, « Gazprom and Petro-Canada signed a Memorandum on mutual understanding », le 12 octobre 2004. URL : <https://www.gazprom.com/press/news/2004/october/article62940/>.

³²¹ Gas Strategies, « Petro-Canada et Gazprom start Baltic LNG », le 9 mars 2006. URL : <https://www.gasstrategies.com/information-services/gas-matters/petro-canada-and-gazprom-start-baltic-lng>.

³²² RBC, « Eni rassčityvaet stat' partnerom Gazproma po proektu « Baltijskij SPG » [Eni souhaite devenir le partenaire de Gazprom dans le projet « Baltic LNG »], le 23 avril 2007. URL : https://www.rbc.ru/spb_sz/freenews/5592c4f79a79473b7f4c081c, dernière consultation le 5 juillet 2019.

³²³ T. Mitrova, « Russian LNG: The Long Road to Export », *Russie.Nei.Reports*, n° 16, French Institute of International Relations (IFRI), 2013.

exportations par voie maritime pouvaient concurrencer celles de Gazprom par gazoducs³²⁴. En février 2008, Gazprom annonce officiellement l'abandon du projet sur la Baltique. En vue d'assises économiques plus solides, le projet de « Chtokman-LNG » est désormais au centre des efforts que Gazprom va déployer pour mettre en place la première usine de GNL en Russie³²⁵.

Chtokman-LNG

Le gisement de Chtokman situé dans la Mer des Barents appartient à des gisements offshore uniques grâce à ses énormes réserves : il contient 3,9 trillions de m³ de gaz et environ 56 millions de tonnes de gaz de condensat³²⁶. Les réserves constituent le principal avantage et en même temps la principale difficulté de Chtokman, car si d'une part la taille du gisement permet de réduire de façon importante les coûts par unité de production, elle présente d'autre part des vrais risques financiers pour le projet³²⁷.

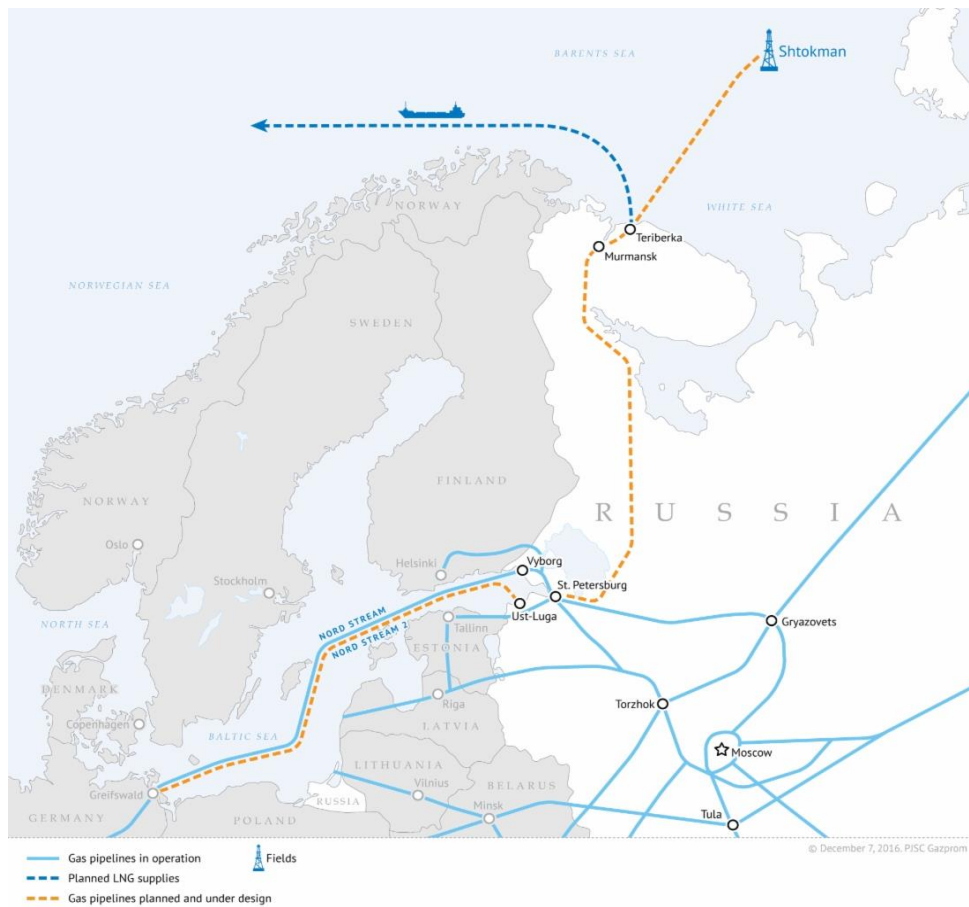
³²⁴ J. Henderson, A. Moe, « Gazprom's LNG offensive: a demonstration of monopoly strength or impetus for Russian gas sector reform? », *Post-Communist Economies*, Vol. 28, n° 3, 2016. Pp. 281-299.

³²⁵ H. Wisden, « Baltic LNG falls by the wayside as Gazprom focuses on Shtokman and Nord Stream », *ICIS*, le 8 février 2008. URL : <https://www.icis.com/explore/resources/news/2008/02/08/9302221/baltic-lng-falls-by-the-wayside-as-gazprom-focuses-on-shtokman-and-nord-stream/>, dernière consultation le 1 septembre 2019.

³²⁶ Gazprom, gisement de Chtokman, <https://www.gazprom.ru/projects/shtokmanovskoye/>.

³²⁷ T. Mitrova, « Russian LNG: The Long Road to Export », *op.cit.*

Carte 9 : Le projet de « Chtokman »



Source : Gazprom

Après avoir pris le contrôle sur le gisement en 1995, Gazprom a réuni un groupe de sociétés étrangères dont Norsk Hydro, Total, Neste et ConocoPhillips, pour qu'elles offrent des conseils et des solutions technologiques quant à sa mise en valeur.

Comme nous l'avons évoqué précédemment, dans les années 90 la conjoncture des marchés internationaux de l'énergie n'était pas favorable à la mise en place de projets à forte intensité de capitaux. Il est alors décidé d'ajouter le gisement de Chtokman à la liste des gisements qu'on propose de développer dans le cadre des accords de partage de production. À cette époque, l'option du développement de GNL et de l'infrastructure appropriée a été envisagée, mais n'était pas dominante : les dirigeants de Gazprom privilégiaient plutôt des exportations gazières vers l'Europe par le système de gazoducs.

Dans le contexte de la crise économique de 1998 et le refus du gouvernement russe d'offrir des incitations fiscales, qui à son avis pourraient réduire les recettes budgétaires, très peu de progrès sont réalisés en ce qui concerne le projet de « Chtokman ». La situation est aggravée par les dissensions entre Gazprom et ses partenaires européens quant à la stratégie d'exportation : alors que les Européens souhaitent vendre le gaz de Chtokman sous sa forme liquide, Gazprom insiste sur les exportations terrestres qui lui paraissent plus rentables à la lumière des conditions de marché qui prévalent à l'époque.

En 2003, des avancées technologiques et le marché gazier américain très prometteur ont rendu le développement du projet de GNL de « Chtokman » beaucoup plus attrayant, et Gazprom annonce être prêt à exporter du GNL aux États-Unis à partir de 2010. Comme l'indique Jonathan Stern, avec des prix du gaz naturel sur le marché nord-américain qui oscillaient entre 4-9 dollars per MMBtu dans les années 2003-2005, Gazprom finit par croire que l'échec de poursuivre les projets de GNL serait une opportunité commerciale majeure manquée³²⁸.

Etant donné que Gazprom n'avait aucune expérience dans la mise en œuvre de projets sur le plateau Arctique, ni dans la réalisation de projets de GNL à grande échelle, la participation des compagnies énergétiques étrangères était d'une importance primordiale. Néanmoins, plusieurs tours de négociations menés en 2004-2006 ne débouchent sur aucun résultat concret. Plusieurs experts³²⁹ renvoient à Gazprom une partie de la responsabilité pour cet échec. En effet, le géant russe a essayé de tirer le maximum de la coopération avec les Occidentaux : il n'a pas seulement réclamé des investissements de la part de ses partenaires potentiels à titre de paiement de leur participation, mais aussi des participations dans leurs actifs gaziers existants, notamment ceux dans le domaine relevant de la production de GNL. Ces actifs lui auraient permis d'avoir accès très vite au GNL.

A la fin de 2006, encouragée par les prix élevés du gaz sur le marché américain, ainsi que par ceux du pétrole sur les marchés internationaux, Gazprom annonce renoncer à la mise en place du projet de GNL dans le cadre des PSA et qu'il développera le gisement de Chtokman de manière indépendante, car aucune des propositions avancées par les partenaires potentiels

³²⁸ J. Stern, *The Future of Russian Gas and Gazprom*, *op.cit.*, p. 162.

³²⁹ T. Mitrova, « Russian LNG: The Long Road to Export », *op.cit.* ; J. Henderson, A. Moe, « Gazprom's LNG offensive: a demonstration of monopoly strength or impetus for Russian gas sector reform? », *op.cit.*

n'a pu le satisfaire³³⁰. La compagnie a même réussi à faire du lobbying auprès de gouvernement russe pour l'annulation de la taxe à l'exportation de GNL à partir de Chtokman.

Cependant, Gazprom s'est vite rendu compte qu'il ne disposait pas des compétences et du savoir-faire nécessaires pour relever tous les défis techniques sur le gisement³³¹. En 2007, la compagnie russe invite alors le groupe français Total, puis le norvégien StatoilHydro (actuel Equinor) à entamer des négociations de partenariat, qui débouchent sur la création de la société commune « Shtokman Development AG » (SDAG), enregistrée en 2008 dans le canton de Zoug en Suisse. Les compagnies étrangères détenaient respectivement 25 et 24% des actions, Gazprom conservant la majorité des actions à 51%. Cette société à « vocation spécifique » est créée uniquement pour le développement et l'exploitation de la première phase de Chtokman, représentant environ un tiers du champ gazier, et qui impliquait la production de 23,7 milliards de m³ de gaz par an³³².

Néanmoins, la licence sur le gisement restait entre les mains de Gazprom, ainsi que le droit de commercialiser le gaz naturel de Chtokman. Dans le même temps, Gazprom annonçait que les deuxième et troisième phases du projet seraient développées indépendamment par la société filiale Gazprom Dobycha Shelf (ancien Sevmorneftegaz).

Pour la période de 2008 à 2011, « Shtokman Development AG » prépare un projet de développement intégré tout au long de la chaîne d'approvisionnement, de l'extraction à la production et au transport du gaz naturel vers les marchés d'exportation. Cependant, Gazprom et ses partenaires européens ont du mal à s'entendre sur des solutions techniques quant à la mise en valeur de la partie offshore du gisement³³³. La situation est aggravée par le fait que la stratégie d'exportation et de marketing de gaz de Chtokman demeure assez vague. Bien qu'à l'origine le projet envisageait des exportations gazières vers l'Union européenne à la fois sous forme de GNL (50%) et par gazoduc (50%), la décision finale quant aux proportions de ce mix fait l'objet de débats intenses. Le manque d'une stratégie d'exportation claire est exacerbé par les changements majeurs sur le marché mondial du gaz induits par la montée en puissance du

³³⁰ Vedomosti, « Gazprom budet razrabatyvat' Štokmanovskoe mestorozhdenie samostoatel'no » [Gazprom développera seule le gisement de Chtokman], le 27 décembre 2006. URL : <https://www.vedomosti.ru/library/news/2006/12/27/gazprom-budet-razrabatyvat-shtokmanovskoe-mestorozhdenie-samostoyatelno>, dernière consultation le 21 octobre 2019.

³³¹ J. Loe, « Lead, now, go! (LNG): the Shtokman field and Gazprom's challenging partnership with Total and Statoil », *Post-Communist Economies*, Vol. 30, n° 6, 2018. Pp. 755-774.

³³² J. Henderson, A. Moe, « Gazprom's LNG offensive: a demonstration of monopoly strength or impetus for Russian gas sector reform? », *op.cit.*

³³³ A. Moe, « Russian and Norwegian petroleum strategies in the Barents Sea », *Arctic Review on Law and Politics*, Vol. 1, n° 2, 2010. Pp. 225-248.

gaz de schiste aux États-Unis, qui met fin à la demande américaine d'importation de GNL et, conjuguée à la crise économique de 2008-2009, réduit les prix du gaz en Europe. Finalement, la nature très spécifique du projet conduit à ce que les estimations des coûts de sa mise en place atteignent 30 milliards de dollars, ce qui rendait « Chtokman » commercialement irréalisable. Pour ces raisons, les dates de sa mise en exploitation sont constamment reportées, d'abord de 2013 à 2016, puis jusqu'à 2020.

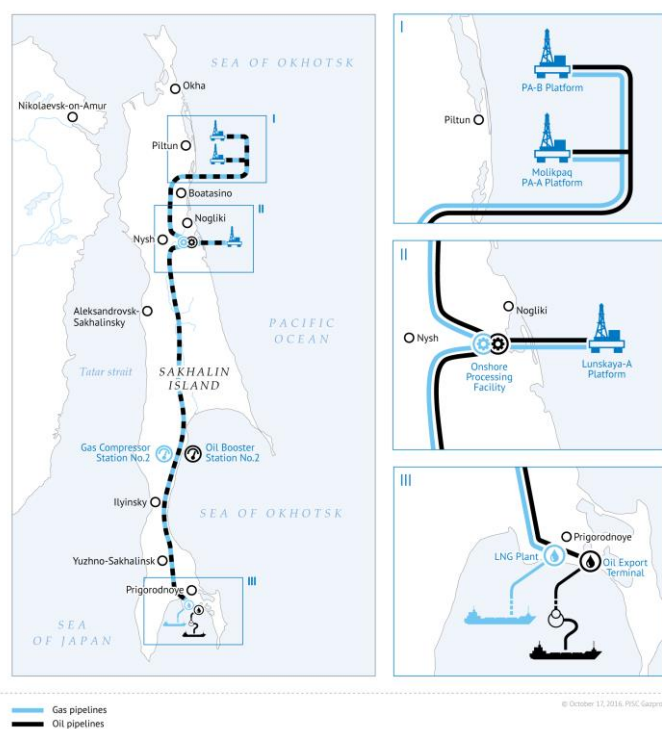
Lorsque la convention initiale d'actionnaires de « Shtokman Development AG » expire le 30 juin 2012, le norvégien StatoilHydro décide de se retirer du projet³³⁴. Après le départ de StatoilHydro, en 2013 Gazprom et Total se mettent d'accord pour geler provisoirement le projet, en espérant un changement de la conjoncture internationale. En juin 2014, le groupe français essaye de relancer le projet en proposant à Gazprom de nouvelles technologies pour la mise en valeur du gisement. Néanmoins, les sanctions économiques occidentales imposées à la Russie après la crise politique en Ukraine en 2014 mettent à mal le financement de « Chtokman » en dollars. En conséquence, Total rend finalement sa part de 25% à Gazprom en 2015.

5.1.2 L'usine de liquéfaction de gaz de Sakhaline -2 : une ouverture sur les marchés asiatiques

« Sakhalin-2 » est un projet de Gaz Naturel Liquéfié, situé dans la ville de Prigorodnoye, au sud de l'île de Sakhaline en Extrême Orient russe. C'est l'un des plus grands projets pétrogaziers intégrés dans le monde à vocation exportatrice, ainsi que le premier projet gazier offshore mis en place en Russie. L'infrastructure de « Sakhaline-2 » comprend trois plates-formes offshore, une installation de traitement côtière, 300 kilomètres de pipelines offshore et 1,600 kilomètres de pipelines terrestres, ainsi qu'un terminal d'exportation de pétrole et une usine de GNL d'une capacité initiale de liquéfaction de 9,6 millions de tonnes de gaz par an (Royal Dutch Shell, 2017). « Sakhaline-2 » est opéré par « Sakhalin Energy Investment Company Ltd. », consortium intégrant Gazprom (50% plus une action), Royal Dutch Shell (27,5% moins une action), et les Japonaises Mitsui (12,5%) et Mitsubishi (10%).

³³⁴ Norway Exports, « Statoil exits Shtokman », le 9 août 2012. URL : <https://www.norwayexports.no/statoil-exits-shtokman/>, dernière consultation le 23 octobre 2019.

Carte 10 : Le projet de « Sakhaline-2 »



Source : Gazprom

Bien que le russe Gazprom détienne une participation de contrôle et est de ce fait l'opérateur principal de « Sakhaline-2 », le succès de la mise en place du premier projet de GNL en Russie est associé à des compagnies énergétiques étrangères. « Sakhalin Energy Investment Ltd » a été créée en 1994 pour la mise en valeur des champs pétro-gaziers Piltun-Astokhskoye et Lunskeye en Mer d'Okhotsk. Jusqu'en 2007, Royal Dutch Shell demeurait le principal actionnaire de la compagnie avec 55% d'actions, Mitsui et Mitsubishi détenant 25 et 20% respectivement. « Sakhaline-2 » est le premier projet pétro-gazier développé dans les années 90 sur le sol russe dans le cadre des fameux accords de partage de production³³⁵. Le régime de PSA donne à l'opérateur le droit à la recherche, à l'exploration et à la production du pétrole et du gaz naturel. En plus des investissements dans la mise en valeur des gisements, l'opérateur était tenu de payer une redevance pour les informations quant à la structure géologique du sous-sol, d'effectuer des paiements uniques et réguliers pour son utilisation, ainsi que d'effectuer des paiements d'assurance et l'impôt sur le revenu. Après avoir reçu une compensation pour les

³³⁵ Federal'nyj zakon « O soglašeniâh o razdele produkciï [La loi fédérale « Sur les accords de partage de production], n°225-FZ, le 30 décembre 1995, <http://kremlin.ru/acts/bank/8686/page/1>.

coûts de développement du gisement, l'opérateur partage la production avec l'État, soit lui verse l'équivalent en espèces³³⁶.

A partir des années 2000 dans le contexte des augmentations des prix d'hydrocarbures et de la croissance économique des États d'Asie du Nord-Est, les régions russes de la Sibérie orientale et de l'Extrême Orient commencent progressivement à gagner en importance. Avec l'arrivée en 2003 d'Alexei Miller au poste de CEO de Gazprom, la compagnie redéfinit sa stratégie en matière d'exportation de gaz naturel et décide d'entrer sur les marchés asiatiques (Gazprom, 2003). C'est dans ce contexte que Gazprom cherche à prendre le contrôle sur les actifs énergétiques clefs de ces régions, à savoir sur le gisement de Kovyktinskoye, qui devait servir de base pour les futures exportations gazières vers la Chine, ainsi qu'à augmenter sa présence à Sakhaline à travers le contrôle des ressources offshore.

A la fin de 2006, l'avancement de « Sakhaline-2 », qui devait être mis en exploitation dès septembre 2008, est soudainement freiné par une vague de réclamations environnementales de la part des structures d'État responsables pour la gestion de l'environnement. Ainsi, le Service fédéral de surveillance des Ressources naturelles accuse Sakhalin Energy d'avoir négligé de se conformer aux lois environnementales, et menace de mettre fin à la PSA³³⁷. A son tour, l'Agence fédérale des Ressources en eaux suspend 12 des 19 licences pour l'utilisation de l'eau de la société « Starstroï », l'entreprise chargée de la construction du gazoduc, qui devrait acheminer le gaz naturel à partir de gisement de Lunskoye situé au nord de Sakhaline jusqu'à l'usine de GNL située au sud³³⁸.

En décembre 2006, il devient évident que l'avancement du projet n'est possible qu'avec la participation de Gazprom en tant qu'actionnaire principal. Le refus des compagnies étrangères de céder à Gazprom une participation de contrôle pourrait entraîner des retards importants quant à la mise en exploitation de l'usine de GNL et, en conséquence augmenter des risques de non-respect par la compagnie de ses obligations contractuelles envers les clients. Le 21 décembre 2006, les actionnaires de Sakhalin Energy finissent par accepter de vendre la

³³⁶ *Ibid.*, Article 8.

³³⁷ RBC, « Rosprirodnadzor v 2007 godu mozet rastorgnut' SRP po « Sahalinu-2 » [Le Service fédéral de surveillance des Ressources naturelles peut résilier en 2007 le PSA sur « Sakhaline-2 »], le 10 novembre 2006. URL : <https://www.rbc.ru/economics/10/11/2006/5703c3839a7947dde8e0b2db>, dernière consultation le 30 mai 2019.

³³⁸ Vedomosti, « Priostanovleno dejstvie 12 licenzij podrâdčika proekta « Sahalin-2 », le 6 décembre 2006. URL : <https://www.vedomosti.ru/library/news/2006/12/06/priostanovleno-dejstvie-12-licenzij-podryadchika-proekta-sahalin-2>, dernière consultation le 3 juin 2019.

moitié de leurs parts de la compagnie à Gazprom³³⁹. Les réclamations des inspecteurs environnementaux ont significativement réduit le coût de la participation de contrôle dans la compagnie : Gazprom a pu l'acquérir pour quelques 7,45 milliards de dollars, alors qu'à la veille de l'achat les experts l'estimaient entre 8 et 10 milliards de dollars³⁴⁰. Après l'acquisition par Gazprom d'une participation de contrôle (51% plus une action), Sakhalin Energy a pu récupérer les licences qui étaient suspendues.

Les premiers cargaisons de GNL à partir de « Sakhaline-2 » ont été envoyés en février 2009 vers le Japon. Il convient de noter que Sakhalin Energy a réussi à signer des contrats d'approvisionnement pour plus de 98% du GNL de Sakhaline avant la mise en exploitation de l'usine de liquéfaction. Ce sont principalement des contrats à long terme indexés aux prix du pétrole brut et allant jusqu'à 2025-2030. Parmi les acheteurs figurent les compagnies énergétiques du Japon, de la Chine, de la Corée du Sud, ainsi que de Taiwan (BP, 2018). Les compagnies japonaises, comme Osaka Gas, Tokyo Electric Power ou encore Tokyo Gas, sont néanmoins les consommatrices principales³⁴¹. Dès 2015, la géographie des exportations de GNL de Sakhaline s'est élargie grâce à la signature de contrats de livraison avec l'Inde, le Koweït et le Thaïlande, mais le Japon demeure l'acheteur principal avec environ 65% de GNL absorbé en 2018.

³³⁹ Sakhalin Energy press release, « Gazprom, Shell, Mitsui, Mitsubishi sign Sakhalin II protocol », le 21 décembre 2006. URL : <http://www.sakhalinenergy.ru/en/press-releases/2738/>.

³⁴⁰ The New York Times, « Gazprom completes Sakhalin-2 takeover », le 8 avril 2007. URL : <https://www.nytimes.com/2007/04/18/business/worldbusiness/18iht-shell.4.5340476.html>, dernière consultation le 23 juin 2019.

³⁴¹ J. Brooke, « Gas and Oil Bring Japanese Money to Russia's Far East », *The New York Times*, le 30 juin 2004. URL: <https://www.nytimes.com/2004/06/30/business/gas-and-oil-bring-japanese-money-to-russia-s-far-east.html>, dernière consultation le 23 mars 2019.

Tableau 3 : Principales compagnies importatrices de GNL à partir de « Sakhaline-2 »

Compagnie	Date de signature du contrat	Volume (en Mtpa)	Durée du contrat
Kyushu Electric Power	2004	0,5	20 ans
Tokyo Gas	2005	1,1	24 ans
KOGAS	2005	1,5	20 ans
Khiroshima Gas	2006	0,21	20 ans
Tokhoku Electric Power	2006	0,42	20 ans
Osaka Gas	2007	0,20	20 ans

Source : Sakhalin Energy, <http://www.sakhalinenergy.ru/en/>.

5.1.3 La libéralisation des exportations de GNL : un facteur décisif

Avant 2013, Gazprom Export (ancienne Gaz Export), filiale à 100% de Gazprom, était, conformément à la « Loi sur l'exportation » (2006), le « canal unique d'exportation » du gaz naturel russe, et ceci quelle que soit la destination³⁴². L'exception n'a été accordée qu'aux producteurs gaziers qui travaillaient dans le cadre des accords de partage de production à « Sakhaline-1 » et « Sakhaline-2 ». D'autres producteurs gaziers devaient négocier avec Gazprom sur la commercialisation de leur gaz, et pouvaient l'exporter uniquement dans le cadre d'accords spéciaux (en russe : *agentskie soglašeniâ*) conclus avec cette dernière. Néanmoins, cette pratique s'est avérée infructueuse, voire même décevante pour certains d'entre eux. À titre d'exemple, nous pouvons citer la signature d'un tel accord entre Novatek et Gazprom Export sur la vente de GNL à partir de « Yamal LNG »³⁴³. En effet, pendant toute la durée de l'accord, Gazprom Export n'a fait aucun progrès quant à la recherche des acheteurs potentiels et à la signature des contrats commerciaux.

³⁴² Federal'nyj zakon « Ob éksporte gaza » [Loi fédérale « Sur l'exportation du gaz »], n° 117-FZ, le 18 juillet 2006. URL : <http://kremlin.ru/acts/bank/24036>.

³⁴³ Gazprom press release, « Gazprom et Novatek podpisali soglašenie o sotrudničestve v proizvodstve sžiženogo prirodno gaza na poluostrove Yamal » [Gazprom et Novatek ont signé l'accord sur la coopération en matière de la production du gaz naturel liquéfié], le 18 juin 2010. URL : <https://www.gazprom.ru/press/news/2010/june/article100050/>.

A la fin des années 2000, le marché gazier de l'Union européenne, destination principale des exportations gazières russes, s'est radicalement transformé. Tout d'abord, après la crise économique de 2009, la demande européenne en gaz naturel a connu une forte chute, puis une stagnation qui a perduré jusqu'à 2012. La baisse des prix du gaz naturel qui s'en est suivie s'est trouvée renforcée par l'arrivée sur le marché de grandes quantités de GNL, essentiellement en provenance de Qatar, en réponse à la révolution du gaz de schiste sur le continent américain et, en conséquence par le développement des marchés au comptant et le changement du système de tarification de gaz naturel. Avec l'intensification de la concurrence entre les fournisseurs sur les marchés, le développement des approvisionnements en GNL, très flexibles et non liés à un consommateur particulier, est devenu une composante importante de la stratégie énergétique russe (Stratégie énergétique de la Russie jusqu'à 2030, 2009).

Dans ce nouveau contexte, de nombreuses compagnies russes se sont montrées prêtes à se lancer dans l'exportation de GNL afin de monétiser au mieux leurs ressources gazières. Les efforts de Novatek sont devenus un vrai catalyseur des changements dans le cadre institutionnel existant. L'échec de la mise en pratique de l'accord avec Gazprom, ainsi que la forte volonté de négocier ses contrats commerciaux directement avec les futurs consommateurs, ont conduit Novatek à proposer au gouvernement russe d'abolir le droit exclusif de Gazprom à l'exportation de GNL. Cette proposition a été aussi soutenue par Rosneft, qui avait fait entre-temps du gaz naturel une partie intégrante de son business.

En février 2013, en réponse à leur lobbying et à l'incapacité de Gazprom de mettre en œuvre au moins un projet de GNL en Russie, le président Vladimir Poutine annonce « *la nécessité d'envisager une éventuelle libéralisation des exportations de GNL* »³⁴⁴. Les hésitations de la part du gouvernement russe quant à la libéralisation des exportations de GNL s'expliquaient par le fait que si les producteurs indépendants se voyaient accorder le droit d'exporter leur GNL vers les marchés extérieurs, ces approvisionnements pourraient entrer en concurrence directe avec ceux de Gazprom exportés par gazoducs. Ceci induirait mécaniquement la baisse des prix du gaz sur les marchés d'exportation et, corrélativement la diminution des recettes d'État issues de ces exportations. Afin d'éviter la situation où les compagnies énergétiques russes commencent à se faire concurrence pour une part de marché,

³⁴⁴ Vesti Finance, « Putin : neobhodimo liberalizovat' ékспорт SPG » [Poutine : il faut libéraliser les exportations de GNL], le 13 février 2013. URL : <https://www.vestifinance.ru/articles/23398>, dernière consultation le 3 octobre 2019.

il est proposé d'accorder au Ministère russe de l'Énergie le droit de coordonner ces exportations gazières.

Le 22 novembre 2013, la Douma russe adopte la « Loi sur la libéralisation des exportations de GNL »³⁴⁵, qui entre en vigueur le 1^{er} décembre 2013. Outre Gazprom et ses filiales, il prévoit le droit d'exporter du gaz sous forme liquéfiée à des compagnies appartenant à deux catégories :

- Premièrement, à des utilisateurs de ressources de sous-sol situées sur des sites d'importance fédérale, dont la licence prévoyait à compter du 1^{er} janvier 2013 la construction d'une usine de GNL ou la production de gaz pour sa liquéfaction ultérieure à l'usine ;
- Deuxièmement, à des compagnies d'État dont la Fédération de Russie détient une participation de plus de 50%, qui utilisent les ressources de sous-sol sur des sites situés dans les limites des eaux maritimes intérieures, de la mer territoriale, du plateau continental, y compris les Mers Noire et d'Azov, ainsi qu'à leurs filiales où la part des compagnies d'État est de plus de 50% et qui produisent du GNL à partir de gaz extrait de ces sous-sols ou de celui produit lors de la mise en œuvre du PSA.

La « Loi sur la libéralisation des exportations de GNL » n'interdit pas à Novatek et Rosneft d'exporter leur GNL vers l'Europe, marché prioritaire de Gazprom, et la manière dont le Ministère de l'Énergie coordonnera les exportations pour empêcher la concurrence reste floue. Dans le même temps, les compagnies sont tenues de communiquer au Ministère de l'Énergie des informations sur leurs exportations de GNL selon les modalités établies par le gouvernement de la Russie.

La libéralisation des exportations de GNL, bien que partielle, représente une étape importante dans la mesure où elle encourage le développement de la filière de GNL au sein du pays. Pour l'État russe, le développement de l'industrie de GNL vise à atteindre plusieurs objectifs à la fois. Ainsi, à part des objectifs purement économiques tels que l'accroissement des exportations gazières et l'entrée sur de nouveaux marchés auparavant inaccessibles, l'exportation de GNL doit contribuer à la mise au point de nouvelles technologies que la Russie ne possède pas, au développement des industries connexes comme celle de la construction

³⁴⁵ Interfax, « Gosduma prinâla zakon o liberalizacii éksporta SPG » [La Douma a adopté la loi sur la libéralisation des exportations de GNL], le 22 novembre 2013. URL : <https://www.interfax.ru/business/342736>, dernière consultation le 3 octobre 2019.

navale stratégiquement importante, ainsi qu'à la mise en valeur de régions sensibles d'un point de vue économique et stratégique comme l'Extrême Orient et l'Arctique.

Aujourd'hui, la part de la Russie sur le marché mondial de GNL n'excède pas 5% avec des exportations concentrées principalement sur les marchés asiatiques. L'objectif du gouvernement russe est assez ambitieux : faire croître la part de GNL dans les exportations totales jusqu'à 15% d'ici 2030³⁴⁶ et élargir la géographie de ses ventes gazières. Le ministre russe Alexandre Novak demeure très optimiste quant à l'accroissement de la part russe dans le commerce mondial de GNL. Ainsi, selon son rapport présenté au cours de la réunion du gouvernement le 25 octobre 2018, la part de la Russie dans les échanges mondiaux de GNL devrait croître jusqu'à 15% d'ici 2025³⁴⁷. Ceci ne serait néanmoins possible qu'avec la mise en exploitation de tous les nouveaux projets de GNL déclarés à ce jour, à savoir « Arctic-LNG » et « Baltic LNG », et l'accroissement de la production de GNL à « Sakhaline-2 » en Extrême Orient.

5.2 Les projets russes de GNL en Europe et en Asie : état actuel et enjeux

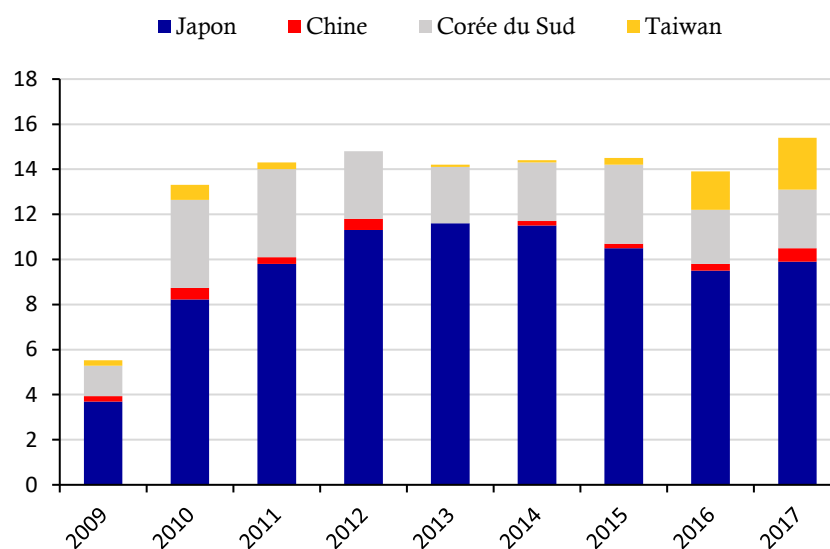
5.2.1 Gazprom : « Sakhaline-2 » (expansion), « Vladivostok LNG » et « Baltic LNG »

A ce jour, « Sakhaline-2 » demeure le principal et le seul projet de GNL opéré par Gazprom en Russie. En 2010, la capacité de liquéfaction a plus que doublé pour atteindre 13,3 milliards de m³ de gaz (BP, 2018). En 2017, la production de GNL a atteint un record de 15,4 bcm de gaz, distribuée ensuite entre le Japon (67,4%), la Corée du Sud (17,1%), le Taiwan (12,5%) et la Chine (3%). Aujourd'hui, le GNL à partir de « Sakhaline-2 » couvre près de 4,9% de la demande en GNL d'Asie Pacifique et environ 3,5% de la demande mondiale (Sakhalin Energy, 2018).

³⁴⁶ Ministère russe de l'Énergie, Stratégie énergétique de la Russie jusqu'à 2030, *op.cit.*

³⁴⁷ Ministère russe de l'Énergie, press release, « Alexandr Novak doložil na zasedanii pravitel'stva o razvitii proizvodstva SPG » [Alexandre Novak a rapporté lors de la réunion du gouvernement sur le développement de la production de GNL], le 25 octobre 2018. URL : <https://minenergo.gov.ru/node/12819>.

Figure 21 : Les exportations de GNL à partir de « Sakhaline-2 » (milliards de m3/an)



Source : Sakhalin Energy

Les appétits croissants des pays d'Asie Pacifique ont poussé Gazprom à envisager l'expansion du projet avec la construction d'une troisième ligne de production d'environ 5 millions de tonnes de GNL par an. Cela fait plusieurs années déjà que la compagnie cherche les moyens de réaliser ce projet à son propre compte ou dans le cadre d'un partenariat avec des compagnies étrangères, mais aucune décision finale d'investissement n'a encore été prise. L'une des principales préoccupations pour la compagnie réside dans l'insuffisance des ressources gazières, car les gisements de Piltun-Astokhskoye et Lunsokoye sont déjà entièrement alloués aux deux lignes de production existantes, et bien que d'autres ressources gazières soient disponibles autour de l'île, elles posent leurs propres difficultés³⁴⁸.

Gazprom dispose d'importantes ressources gazières dans les gisements de Kirinskoye et Yuzhno-Kirinskoye en Mer d'Okhotsk, développés dans le cadre du projet « Sakhaline-3 » dans lequel la compagnie détient une participation de 100%³⁴⁹. Ainsi, Gazprom envisage d'utiliser environ 700 bcm de gaz produits sur ces deux gisements pour l'approvisionnement de la troisième ligne de production à « Sakhaline-2 ». Ce plan est cependant compliqué du fait que Gazprom a très peu d'expérience quant à la mise en valeur des gisements offshore dont la

³⁴⁸ J. Henderson, A. Moe, « Gazprom's LNG offensive: a demonstration of monopoly strength or impetus for Russian gas sector reform? », *op.cit.*

³⁴⁹ Gazprom, projet de « Sakhaline-3 », <https://www.gazprom.ru/projects/sakhalin3/>.

géologie est complexe et demande de ce fait l'utilisation de technologies de pointe qu'elle ne possède pas³⁵⁰.

La méfiance traditionnelle de Gazprom quant au partage de ses actifs énergétiques avec des partenaires étrangères ne lui a pas permis pendant des années d'accepter la mise en œuvre de projet dans le cadre d'un consortium avec la participation de compagnies étrangères. Néanmoins, conscient de son manque de savoir-faire et des technologies avancées nécessaires pour la mise en valeur des gisements, Gazprom a finalement signé en juin 2015 un accord de coopération stratégique avec Shell, son partenaire principal à « Sakhaline-2 »³⁵¹. Le document prévoit notamment le développement d'un partenariat stratégique entre deux compagnies dans le secteur gazier, de l'exploration et la production de gaz naturel à sa commercialisation, y compris un éventuel échange d'actifs énergétiques. À part cela, Gazprom et Shell ont signé un Mémorandum sur la construction de la troisième ligne de production à « Sakhaline-2 », selon lequel Gazprom s'engage à fournir des quantités supplémentaires de gaz à partir des gisements de « Sakhaline-3 ».

Les deux parties ont même commencé à négocier l'éventuelle participation de Shell dans la mise en valeur du gisement de Yuzhno-Kirinskoye, choisi comme source principale d'approvisionnement en gaz pour « Sakhaline-2 »³⁵², mais les sanctions américaines ont remis en question ces efforts. En effet, en août 2015 les Américains ont élargi les sanctions technologiques imposées à la Russie en 2014, qui interdisaient le transfert de technologie pour la mise en valeur des gisements pétroliers en Arctique, la production du pétrole de schiste et la mise en valeur des gisements pétroliers offshore situés à une profondeur supérieure à 152 mètres. Cette fois-ci, les Américains ont inscrit le gisement de Yuzhno-Kirinskoye sur la liste des sanctions à la fois en raison de ses réserves de pétrole et du fait que certaines parties du champ sont situées en eaux profondes³⁵³. Ceci a remis en question la participation de Shell dans le projet d'expansion de « Sakhaline-2 », compte tenu de ses rapports avec les milieux des affaires

³⁵⁰ Reuters, « Gazprom hočet povleč importnoe oborudovanie v osvoenie mestoroždeniâ pod sankciâmi » [Gazprom souhaite utiliser l'équipement importé pour la mise en valeur du gisement qui se trouve sous sanctions], le 14 mai 2018. URL : <https://ru.reuters.com/article/companyNews/idRUL5N1SL5KN>, dernière consultation le 23 octobre 2019.

³⁵¹ Gazprom press release, « Gazprom i Shell podpisali râd strategičeskikh dokumentov » [Gazprom et Shell ont signé une série de documents stratégiques], le 18 juin 2015. URL : <https://www.gazprom.ru/press/news/2015/june/article229548/>.

³⁵² Le gisement de Yuzhno-Kirinskoye devrait être mis en exploitation en 2019 avec l'augmentation progressive de la production jusqu'à 16 bcm par an d'ici 2023-2024.

³⁵³ TASS, « Sektoral'nye sankcii SŠA teper' rasšireny na Ūžno-Kirinskoe mestoroždenie Gazproma » [Les sanctions sectorielles des États-Unis couvrent désormais le gisement de Yuzhno-Kirinskoye de Gazprom], le 7 août 2015. URL : <https://tass.ru/ekonomika/2172981>, dernière consultation le 3 décembre 2018.

aux États-Unis³⁵⁴, mais les deux compagnies ont poursuivi les discussions quant à la manière de travailler conjointement sur le projet sans enfreindre les sanctions américaines.

Les ressources gazières de « Sakhaline-1 », opéré par l'américaine Exxon Neftegaz (filiale à 100% d'ExxonMobil) pourraient servir de source d'approvisionnement pour la troisième ligne de production de GNL à « Sakhaline-2 ». Cette option, discutée depuis de nombreuses années, est néanmoins plus difficile du point de vue politique compte tenu de la concurrence entre Gazprom et Rosneft, l'un des actionnaires de « Sakhaline-1 » (20%). Dès 2011, Gazprom a fait un certain nombre de propositions quant à l'achat de ce gaz. A ce jour, aucune n'a été acceptée par le Consortium de « Sakhaline-1 », le prix étant la principale source de désaccords. Alors que Gazprom voulait acheter ce gaz aux tarifs, fixés par le Service Fédéral des prix (c'est-à-dire aux prix pratiqués sur le marché domestique), Rosneft insistait sur les prix de *netback*³⁵⁵. Après la libéralisation des exportations de GNL en 2013, la question des livraisons gazières à partir de « Sakhaline-1 » ne figurait plus à l'ordre du jour d'Exxon Neftegaz. Le Consortium a annoncé son intention de développer sa propre production de GNL et d'utiliser ainsi ce gaz pour ses propres besoins. Le 1^{er} novembre 2019, Gazprom a suspendu le projet d'expansion de « Sakhaline-2 » en raison du manque de réserves gazières suffisantes et de sanctions technologiques américaines³⁵⁶.

Vladivostok LNG

L'idée de construire une usine de liquéfaction de gaz naturel dans la région de Vladivostok a été évoquée pour la première fois par la direction de Gazprom en 2002 lorsque la compagnie commence la mise en place du « Programme de développement des ressources gazières de la Sibérie orientale et de l'Extrême Orient ». À cette époque, la construction d'une usine de GNL à Vladivostok est essentiellement perçue comme un projet alternatif à celui de « Sakhaline-2 », qui avait été réalisé sans la participation de Gazprom.

Néanmoins, ce n'est qu'en 2009 que les contours de ce projet deviennent plus clairs.

³⁵⁴ Kommersant, « Byl Shell da vyšel » [Shell était, mais est sortie], le 10 août 2015. URL : <https://www.kommersant.ru/doc/2785631>, dernière consultation le 7 décembre 2018.

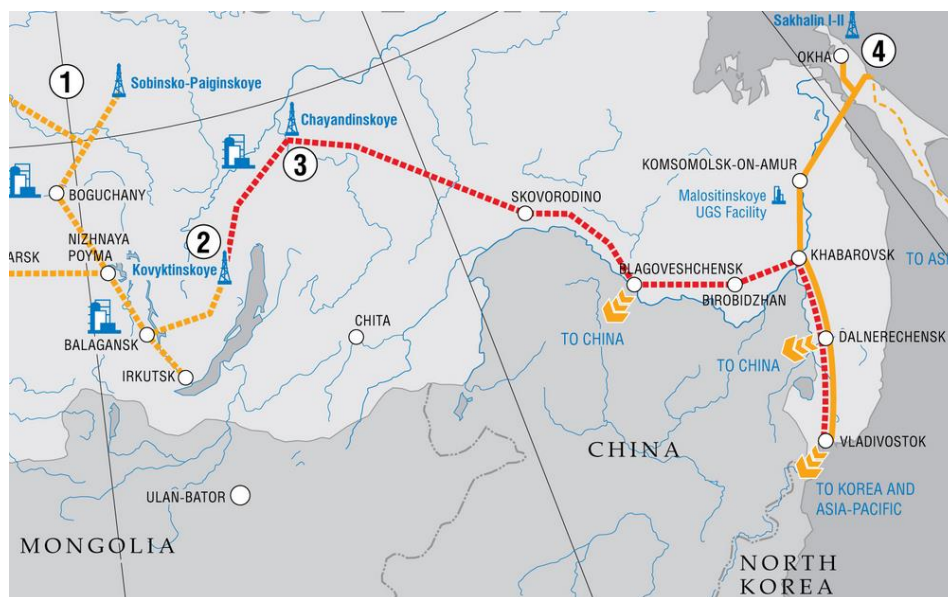
³⁵⁵ Le prix du gaz à l'exportation moins taxes et frais de transport.

³⁵⁶ Reuters, « Gazprom zamorozil plany po rasšireniû zavoda SPG na Sahaline » [Gazprom a gélé le projet d'expansion de l'usine de GNL à Sakhaline], le 1 novembre 2019. URL : <https://ru.reuters.com/article/idRUKBN1XB492-ORUBS>, dernière consultation le 3 décembre 2019.

L'essor fulgurant des échanges mondiaux de GNL d'une part et la pression très forte de la part du gouvernement russe d'autre part, ont poussé Gazprom à entamer des négociations avec les sociétés japonaises Itochu et Japex, ainsi que l'Agence japonaise des Ressources naturelles et de l'Énergie. Après une étude préliminaire de faisabilité (en anglais : feasibility study ou FS) menée conjointement de mai 2009 à juillet 2010, Gazprom et l'Agence japonaise signent en janvier 2011 un accord sur la coopération quant à la préparation d'une étude de faisabilité. L'accident de mars 2011 à la centrale nucléaire de Fukushima incite les Russes à revitaliser leur stratégie énergétique vis-à-vis de l'Asie et, notamment du Japon dont la consommation de gaz naturel a soudainement bondi avec l'arrêt des réacteurs nucléaires.

Les appétits croissants du Japon en gaz naturel rendent Gazprom plus actif. Le 25 avril 2011, Gazprom et le consortium des compagnies japonaises « Japan Far East Gas Co. » (parmi lesquelles ITOCHU Corporation, Japex, Marubeni, INPEX et Ciecoco (ITOCHU Oil Exploration Co.) signent un accord sur la mise en œuvre d'une étude conjointe quant au projet de GNL à Vladivostok. Cet accord prévoit notamment la construction d'une usine de GNL d'une capacité de 15 millions de tonnes de gaz par an, alimentée à partir des gisements de gaz de Sakhaline et de la Sibérie orientale.

Carte 11 : Le projet de « Vladivostok LNG »



Source : Gazprom

Au printemps 2013, Gazprom passe à la conception de l'usine de GNL, mais les sanctions américaines contre Gazprombank, qui était censée attirer des fonds pour le projet, remettent en question sa mise en œuvre dès la fin 2014³⁵⁷. L'inclusion du gisement de Yuzhno-Kirinskoye dans la liste des sanctions technologiques force Alexei Miller à déclarer, à l'été 2015, que le projet « *n'est pas prioritaire pour Gazprom* » et à l'abandonner³⁵⁸.

En septembre 2019, lors de la conférence « Pétrole et Gaz de Sakhaline » à Yuzhno-Sakhalinsk, Alexandre Gladkov³⁵⁹ déclare que Gazprom envisage de réanimer le projet de GNL à Vladivostok en 2020, mais à beaucoup plus petite échelle que prévu par la décision finale d'investissement de 2014³⁶⁰. La capacité de liquéfaction s'élèverait ainsi à quelques 1,5 millions de tonnes de gaz par an, qui seraient utilisés ensuite pour l'approvisionnement des navires.

Baltic LNG

En mai 2013, Gazprom décide de reprendre la mise en œuvre d'un terminal de liquéfaction de gaz sur la côte de la Baltique. Cette fois, le projet prévoit la construction d'une usine de GNL d'une capacité de 10 Mtpa qui serait alimentée par le gaz naturel de la Sibérie occidentale. « Baltic LNG » devait être mis en service à la fin 2018.

A l'été 2013, Gazprom commence la préparation de la justification de l'investissement dans le projet. En même temps, la compagnie choisit des partenaires potentiels, qui seraient propriétaires de la technologie de liquéfaction et pourraient apporter leur savoir-faire. En 2015, le géant anglo-néerlandais Royal Dutch Shell rejoint Gazprom. Dès 2016, les deux compagnies

³⁵⁷ Vedomosti, « Gazprom mozet otkazatsâ ot proekta stroitel'stva « Vladivostok SPG » [Gazprom peut abandonner le projet « Vladivostok LNG »], le 12 octobre 2014. URL : <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2014/10/13/vybor-gazproma>, dernière consultation le 21 décembre 2019.

³⁵⁸ Ria Novosti, « Miller : « Vladivostok SPG » ne âvlâetsâ prioritetom dlâ Gazproma » [Miller : « Vladivostok LNG » n'est pas prioritaire pour Gazprom], le 26 juin 2015. URL : <https://ria.ru/20150626/1090849262.html>, dernière consultation le 21 décembre 2019.

³⁵⁹ Directeur du Département de la Production et du Transport du Pétrole et du Gaz au Ministère russe de l'Énergie.

³⁶⁰ Interfax, « Gazprom planiruet v 2020 godu načat' stroit' « Vladivostok SPG » na 1,5 mln t/g za \$ 2 mlrd [Gazprom envisage en 2020 commencer la construction de « Vladivostok LNG » de 1,5 mtpa pour \$ 2 milliards], le 24 septembre 2019. URL : <http://www.interfax-russia.ru/FarEast/main.asp?id=1067152>, dernière consultation le 25 décembre 2019.

signent une série de documents sur la coopération dans « Baltic LNG », parmi lesquels l'« accord sur les études de faisabilité »³⁶¹.

Le port maritime de Ust-Louga dans la région de Léningrad est choisi comme site pour la construction de l'usine de GNL. Selon les déclarations de Gazprom, « Baltic LNG » vise principalement les marchés de l'Union européenne, ainsi que ceux d'Amérique latine en forte croissance. En outre, Gazprom prévoit d'utiliser le GNL pour l'avitaillement des navires qui desservent les marchés de la Baltique. Le marché de soutage connaît un grand essor ces dernières années, notamment en vue du durcissement, dès 2015, des normes règlementaires en mer Baltique quant aux émissions polluantes et, plus particulièrement celles d'oxydes d'azote (NO_x) et d'oxydes de soufre (SO_x). Selon Andrei Belyi, c'est principalement grâce à ce durcissement de la législation que le GNL puisse renforcer ses positions en tant que combustible pour les navires³⁶². Gazprom envisage ainsi de se créer une niche sur ce marché.

A l'automne 2018, Gazprom et Shell signent l'accord relatif aux travaux de pré-FEED³⁶³, mais le 29 mars 2019 Gazprom change soudainement le concept du futur projet. Outre la construction de l'usine de GNL à Ust-Louga, dont la capacité de liquéfaction serait augmentée jusqu'à 13 Mtpa, la compagnie prévoit la construction d'une usine de traitement de gaz qui produirait 4 millions de tonnes d'éthane et 2,2 millions de tonnes de gaz de pétrole liquéfiés par an. A la grande surprise de Shell, Gazprom annonce que la société RusGazDobycha se joindrait au projet en tant que partenaire bien qu'elle n'avait aucune expérience quant à la construction d'installations de traitement et de liquéfaction de gaz naturel. Suite à cette annonce, le groupe pétrolier Shell se retire du projet³⁶⁴. Voici comment Cederic Cremers, le représentant de la compagnie en Russie, a expliqué cette décision : « *La raison en est que nous ne croyons pas en un concept intégré. Nous discutons du concept initial qui était de séparer le projet de GNL de l'usine chimique. C'était le concept que nous pensions être techniquement correct et*

³⁶¹ Gazprom press release, « Gazprom i Shell podpisali dva soglašenîa po « Baltijskomu SPG » [Gazprom et Shell ont signé deux accords sur « Baltic LNG »], le 3 juin 2017. URL : <https://www.gazprom.ru/press/news/2017/june/article335161/>.

³⁶² A. Belyi, « LNG : Developing the Demand », The Center for Climate Change, Energy and Environmental Law, le 8 novembre 2018. URL : <https://sites.uef.fi/cceel/2018/11/08/lng-developing-the-demand/>.

³⁶³ Gazprom press release, « Proekt « Baltijskij SPG » perehudit na sleduûšij etap realizacii » [Le projet « Baltic LNG » passe à la prochaine étape de la mise en œuvre], le 4 octobre 2018. URL : <https://www.gazprom.ru/press/news/2018/october/article462105/>.

³⁶⁴ Reuters, « Shell exits Gazprom-led LNG project in Russia », le 10 avril 2019. URL : <https://www.reuters.com/article/us-gazprom-shell-exit/shell-exits-gazprom-led-lng-project-in-russia-idUSKCN1RM1FM>, dernière consultation le 25 décembre 2019.

économiquement viable. C'est pourquoi nous avons décidé de quitter le projet, car nous n'avons pas la même vision du développement intégré »³⁶⁵.

Selon les analystes du secteur gazier, malgré le changement du concept initial du projet, « Baltic LNG » rencontrera les mêmes risques que sa première version (2008), à savoir le manque des fonds (ce qui est encore plus pertinent en raison des sanctions économiques) et le manque de technologies. Le départ de Shell pourrait entraver de manière significative la recherche de financements et imposer un fardeau financier supplémentaire à Gazprom compte tenu de son vaste programme d'investissement (implication simultanée dans plusieurs projets) et de l'accès réduit aux capitaux occidentaux³⁶⁶. Quant aux technologies, « Baltic LNG » devait utiliser la technologie de liquéfaction « Shell DMR » (Double Mixed Refrigerant), mais le départ de la compagnie remet en question son utilisation. Aujourd'hui, Gazprom mène des négociations avec le groupe allemand Linde sur le droit d'utiliser sa technologie exclusive de liquéfaction MFC (Mixed Fluid Cascade)³⁶⁷.

Gazprom a déclaré qu'il prévoyait de mettre en service la première ligne de production dans la seconde moitié de 2023 et la deuxième – à la fin de 2024. Mais, compte tenu de l'absence d'un partenaire expérimenté qui soit doté de la technologie de liquéfaction de gaz et des difficultés quant à la recherche des fonds, les risques de retard augmentent significativement.

5.2.2 La percée de Novatek: « Yamal LNG » et « Arctic LNG-2 »

Yamal LNG

Lorsqu'on tient compte des turbulences qui agitent ces dernières années les marchés mondiaux d'énergie, notamment quant à l'instabilité des prix du pétrole et du gaz naturel, ainsi

³⁶⁵ TASS, « Shell explains why it withdrew from Baltic LNG project with Gazprom », le 24 juin 2019. URL: <https://tass.com/economy/1065298>, dernière consultation le 25 décembre 2019.

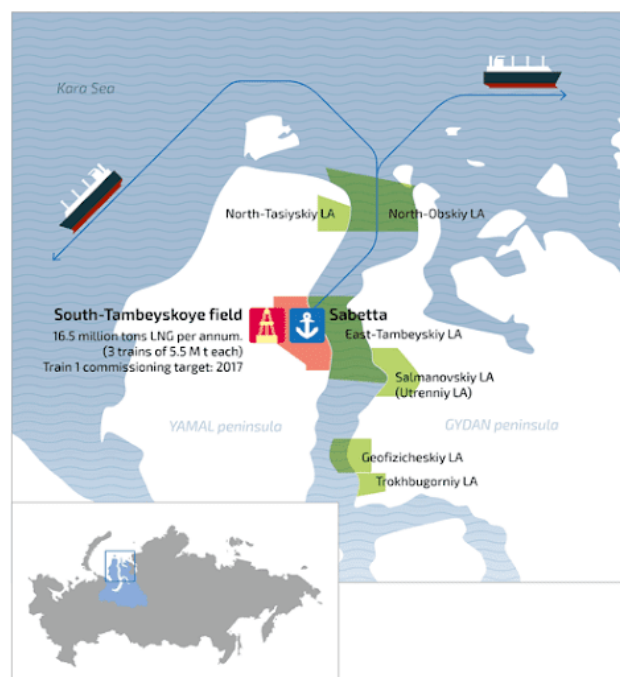
³⁶⁶ Global Platts, « Russian sanctions response hits energy cooperation: Fuel for Thought », le 3 juin 2019. URL : <https://blogs.platts.com/2019/06/03/russian-sanctions-response-cooperation/>, dernière consultation le 25 décembre 2019.

³⁶⁷ Global Platts, « Report : Linde may supply technology for Baltic LNG project after Shell's exit », le 11 avril 2019. URL: https://www.spglobal.com/marketintelligence/en/news-insights/trending/MyauZSibAC56yZ0PCfT_Jg2, dernière consultation le 25 décembre 2019 ; Natural Gas World, « Gazprom to partner with Linde in LNG engineering », le 4 octobre 2019. URL: <https://www.naturalgasworld.com/gazprom-to-partner-with-linde-in-lng-engineering-73534>, dernière consultation le 25 décembre 2019.

que des sanctions économiques occidentales, la mise en place du projet « Yamal LNG », opéré par le producteur gazier russe indépendant Novatek (50,1%), est particulièrement remarquable, surtout si on la compare avec l'absence de progrès chez Gazprom.

En construction depuis 2013, la deuxième usine de GNL de la Russie a été mise en service à la fin de 2017 avec le premier cargo de GNL envoyé vers le marché indien. Les exportations de GNL devraient croître progressivement : de 5,5 millions de tonnes (7,4 bcm) en 2017 à 10,5 millions de tonnes (15 bcm) en 2018 jusqu'à ce que l'usine atteigne sa capacité nominale de 16,5 mtpa (environ 22,4 bcm) en 2019. À la grande surprise des analystes du secteur gazier, Novatek a réussi à mettre en exploitation les deuxième et troisième lignes de production de GNL avant la date prévue, soit six mois et plus d'un an en avance, respectivement³⁶⁸.

Carte 12 : Le projet de « Yamal LNG »



Source : Novatek

³⁶⁸ Financial Times, « Yamal LNG Reached Full Capacity », le 11 décembre 2018. URL: <https://markets.ft.com/data/announce/detail?dockey=1323-13899557-3PDMHDAIHGKV7RC9C3NUER54TE>, dernière consultation le 1 février 2020.

Le vrai succès de « Yamal LNG » consiste en ce que presque la totalité de la production a été contractée assez rapidement, ce qui a permis aux actionnaires de prendre le FID en 2013. Novatek a signé des contrats de vente (dont beaucoup sont à long terme) avec des consommateurs de la région Asie Pacifique, Asie du Sud et Europe, parmi lesquels ENGIE, Shell, CNPC et Gas Natural Fenosa.

Situé au nord-est de la péninsule de Yamal, le projet vise essentiellement les marchés gaziers d'Asie Pacifique : en été, les cargaisons de GNL traversent l'Océan Arctique et le détroit de Béring ; en hiver elles empruntent la route de l'ouest et sont acheminées par des méthaniers brise-glace Arc7 vers le terminal de transbordement de Zeebrugge en Belgique. De là, le GNL est placé dans des méthaniers traditionnels, qui le transportent vers l'Asie via le canal de Suez. Dès novembre 2018, « Yamal LNG » a commencé le transbordement de son GNL dans le port de Honningsvåg dans le nord de la Norvège afin d'optimiser les coûts de transport, de réduire le levier logistique des méthaniers Arc7 et d'assurer les exportations rapides du gaz liquéfié (Novatek, 2018).

Carte 13 : Les exportations de GNL à partir de « Yamal LNG »



Source : Bloomberg (2017)

Novatek a constitué avec succès un consortium de compagnies étrangères comprenant la française Total (20%), la chinoise CNPC (20%) et « Silk Road Fund » (9,9%). Ceci a permis d'optimiser le projet, chaque investisseur apportant sa propre contribution. Alors que Total apportait des technologies innovantes et son expertise internationale dans la production du GNL, la société étatique chinoise CNPC obtenait l'achat de 3 bcm de gaz par an à partir de « Yamal LNG ». En 2014, les investissements dans le projet de « Yamal » qui s'élevaient à 27 milliards de dollars, étaient menacés après que Novatek soit visée par les sanctions économiques occidentales imposées suite à l'engagement militaire de Moscou en Ukraine³⁶⁹. Depuis cette date, l'opérateur du projet « Yamal LNG » est néanmoins parvenu à trouver d'autres sources de financement à long terme, notamment auprès de banques russes et chinoises. En avril 2016, « Yamal LNG » signe un accord de prêt de 4,1 milliards de dollars avec Sberbank et Gazprombank³⁷⁰, ainsi que deux autres accords de prêt d'une valeur de plus de 12 milliards de dollars avec les banques chinoises China Development Bank et Export-Import Bank of China. A la fin de la même année, lors de la visite officielle du président russe Vladimir Poutine à Tokyo, « Yamal LNG » signe une ligne de crédit de 200 millions d'euros avec la Banque japonaise pour la coopération internationale (JBIC)³⁷¹. Ceci signifie que les besoins de financement extérieur de « Yamal LNG », qui s'élevaient à 18-19 milliards de dollars, sont presque entièrement couverts.

Les relations étroites entre Gennady Timchenko (co-proprétaire de Novatek) et le Kremlin ont significativement facilité l'avancement de « Yamal LNG » et ont permis de recevoir un fort appui gouvernemental. Le « Fond national de protection sociale de la Russie » a accordé un financement de 150 milliards de roubles en janvier 2015³⁷². En outre, « Yamal LNG » a été exonéré de tous taxes y compris la taxe sur l'extraction minière (en anglais : Mineral Extraction Tax ou MET) et la taxe à l'exportation, ce qui a considérablement accru sa rentabilité. Comme l'indiquent certains experts³⁷³, sans ces allègements fiscaux et d'autres mesures de soutien du gouvernement, le projet de « Yamal » n'aurait pas été achevé dans le cadre du système de taxation du pétrole et du gaz naturel existant. En 2013, Vladimir Poutine

³⁶⁹ Deux compagnies énergétiques russes, à savoir Novatek et Rosneft, ont été limitées dans leur accès aux marchés de capitaux américains. Pour plus d'information, voir U.S Department of the Treasury Press Releases, « Actions Implement Executive Order 13662 against Two Russian Financial Institutions and Two Energy Firms », le 16 juillet 2014.

³⁷⁰ Sberbank Press Release, « Sberbank signs loan agreement to finance Yamal LNG project », le 12 avril 2016.

³⁷¹ Yamal LNG press release, « Yamal LNG signed loan agreement with JBIC », le 16 décembre 2016.

³⁷² Barents Observer, « Russian crisis money for Yamal », le 5 janvier 2015. URL : <https://barentsobserver.com/ru/node/28245>, dernière consultation le 3 février 2020.

³⁷³ Bros, A., Mitrova, T., « Yamal LNG: an economic project under political pressure », *Note*, n°17, Fondation pour la Recherche Stratégique, 2016.

a demandé au gouvernement d'étendre les allègements fiscaux aux gisements de gaz naturel, qui servaient de source d'alimentation pour « Yamal LNG ». Ceci a permis à Novatek d'accroître ses réserves gazières³⁷⁴. En outre, le gouvernement a apporté un fort soutien technique via le développement des installations portuaires et de l'aéroport international à Sabetta, ainsi que des voies de transport dans le cadre de son « Programme de développement du Grand Nord russe ».

« Yamal LNG » vise principalement les marchés gaziers d'Asie Pacifique où la demande en gaz naturel et corrélativement les prix du gaz sont traditionnellement plus élevés qu'en Europe. La conjoncture favorable sur ces marchés n'a pas seulement permis à Novatek de vendre son GNL de façon rentable, mais également de se conformer à l'ordonnance du gouvernement, à savoir de ne pas entrer en concurrence avec le gaz de pipeline de Gazprom sur les marchés de l'UE. La prévention de la concurrence entre les deux compagnies énergétiques russes a été soulignée à plusieurs reprises par le président russe Vladimir Poutine. Ainsi, le 8 décembre 2017 après la mise en exploitation de « Yamal LNG », le président déclare : « *Les travaux doivent être organisés de telle façon que les projets de GNL ne concurrencent pas notre propre gaz de pipeline. Au contraire, il faut créer les conditions pour que ces exportations soient équilibrées et mutuellement complémentaires afin d'en tirer le meilleur parti* »³⁷⁵.

Néanmoins, le renversement de tendance en février 2019 sur les marchés énergétiques d'Asie change la donne. Les conditions climatiques favorables font chuter la demande asiatique en gaz naturel, ce qui entraîne mécaniquement la chute des prix du GNL sur les marchés au comptant. Ces derniers se rapprochent des prix européens, ce qui rend le transbordement du GNL de Yamal dans les ports européens et sa réexportation vers l'Asie Pacifique économiquement peu attrayant, voire même désavantageux. Ainsi, au premier semestre 2019 plus de 81% de GNL à partir de « Yamal LNG » a été exporté vers l'Union européenne et, notamment vers la France (4,7 mtpa), les Pays Bas (2,8 mtpa), la Grande Bretagne (2,2 mtpa) et l'Espagne (2 mtpa). En Asie Pacifique, la Chine est devenue le seul gros acheteur, en important 2 mtpa. Si cette tendance persiste, Novatek, qui compte parmi ses clients les

³⁷⁴ The Moscow Times, « Putin orders more tax breaks for Yamal », le 21 octobre 2013. URL : <https://www.themoscowtimes.com/2013/10/21/putin-orders-more-tax-breaks-for-yamal-a28784>, dernière consultation le 3 février 2020.

³⁷⁵ Neftegaz.RU, « V. Poutine à Yamale. Zavod Yamal SPG otgruzil pervuï partiû sžizennogo prirodnoï gaza » [V. Poutine à Yamal. L'usine de Yamal LNG a exporté le premier cargo de gaz naturel liquéfié], le 8 décembre 2017. URL : <https://neftegaz.ru/news/politics/204830-v-putin-na-yamale-zavod-yamal-spg-otgruzil-1-yu-partiyu-szhizennogo-prirodnogo-gaza/>, dernière consultation le 3 février 2020.

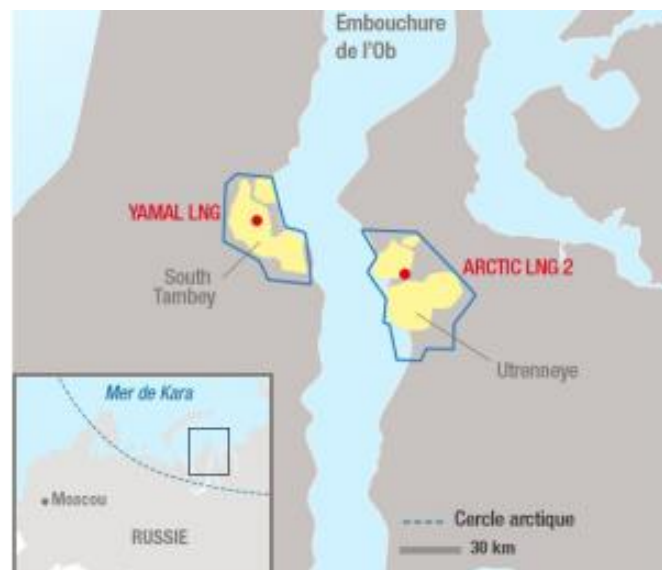
compagnies énergétiques européennes, pourrait accroître ses exportations de GNL vers la région et supplanter Gazprom sur son principal marché d'exportation.

Arctic LNG-2

Après le succès de « Yamal LNG » la société russe Novatek n'a pas tardé à planifier l'expansion de son programme de GNL, d'autant plus que ses réserves gazières, qui pourront être monétisées sous forme de GNL, sont vastes et ne cessent de croître. Dans cette optique, la stratégie immédiate de la compagnie consiste à mettre en place un autre projet de GNL dans la zone voisine.

« Arctic LNG-2 » sera la deuxième usine arctique de production de GNL à grande échelle de Novatek. L'usine sera construite sur la péninsule de Gydan à environ soixante-dix kilomètres de « Yamal LNG » à travers le golfe de l'Ob, et s'appuiera sur les ressources du gisement onshore de gaz à condensats d'Utrenneïé. A ce jour, les réserves gazières prouvées d'Utrenneïé s'élèvent à 417 bcm, ce qui en fait le deuxième plus grand gisement dans le portfolio d'actifs de Novatek après celui de Yuzhno-Tambeyskoye (500 bcm) qui alimente « Yamal LNG » (Novatek, 2018).

Carte 14 : Le projet d'« Arctic LNG-2 »



Source : Total

Comme dans le cas d'autres projets énergétiques à caractère stratégique menés sur le sol russe, une participation de contrôle (soit 60%) dans « Arctic LNG-2 » appartient à la compagnie russe Novatek, bien qu'elle demeure une société privée. Le succès de « Yamal LNG » a incité le management de Novatek à constituer à nouveau un consortium de compagnies étrangères. La française Total, dont le savoir-faire technologique et la vaste expertise en matière de GNL constitue le principal atout pour le projet, a rejoint « Yamal LNG-2 » le 5 mars 2019 en achetant une participation de 10%³⁷⁶. Aux côtés de Total se trouvent les entreprises chinoises CNPC et CNOOC et le consortium japonais Mitsui-Jogmec « Japan Arctic LNG », ayant chacun une participation de 10%.

« Arctic LNG-2 » sera composée de trois lignes de production d'une capacité totale de 19,8 millions de tonnes de GNL par an (Novatek, 2018). Elle produira également jusqu'à 1,6 millions de tonnes/an de condensat. Le lancement de la première est attendue pour 2023, et les deux autres démarreraient respectivement en 2024 et 2026³⁷⁷. L'une des principales caractéristiques du projet « Arctic LNG-2 » consiste à ce que les trois lignes de production seront installées sur des plates-formes gravitaires (en anglais : Gravity Based Structures ou GBS). Ces plates-formes flottantes de GNL, véritable innovation technologique, sont en cours de construction par la société italienne Saipem (dans le cadre d'une joint-venture avec la française Technip France SA et la russe NIPIGAZ)³⁷⁸ au nouveau chantier de Novatek dans la région de Mourmansk ; elles seront situées au large des côtes de l'Océan Arctique et maintenues sur le fond marin avec du ballast. Comme l'indique Arnaud le Foll, PDG de Total en Russie, cette nouvelle technologie doit permettre d'éviter les coûts logistiques et les gros investissements dans les infrastructures, et de rendre ainsi « Arctic LNG-2 » 20-30% moins cher que celui de « Yamal LNG » (27 milliards de dollars)³⁷⁹. Par ailleurs, le chantier d'« Arctic LNG-2 » doit profiter des infrastructures déjà mises en place pour le projet de « Yamal », à savoir le port maritime et l'aéroport.

³⁷⁶ Total press release, « Russie : Total signe des accords définitifs pour son entrée dans le projet Arctic LNG-2 », le 5 mars 2019. URL : <https://www.total.com/fr/medias/actualite/communiqués/russie-total-signe-des-accords-definitifs-pour-son-entree-dans-le-projet-arctic-lng-2>.

³⁷⁷ Total press release, « Russie : lancement du projet majeur Arctic LNG-2 », le 5 septembre 2019. URL : <https://www.total.com/fr/medias/actualite/communiqués/russie-lancement-du-projet-majeur-arctic-lng-2>.

³⁷⁸ Saipem press release, « Saipem joins the JV for the realization of the Arctic LNG-2 project with a share worth approximately 2.2 billion Euro », le 2 août 2019. URL : <https://www.saipem.com/en/media/press-releases/2019-08-02/saipem-joins-jv-realization-arctic-lng2-project-share-worth>.

³⁷⁹ Reuters, « France's Total says know-how for Russian Arctic LNG-2 to slash costs », le 25 juin 2019. URL : <https://fr.reuters.com/article/idUSKCN1TQ18S>, dernière consultation le 23 mars 2020.

« Arctic LNG-2 » vise à la fois les marchés d'Asie Pacifique et ceux d'Europe. La position géographique unique lui permettra de profiter largement des opportunités d'arbitrage des prix du gaz naturel et de réorienter ses cargaisons de GNL en fonction de la conjoncture. Le transport du GNL vers les marchés internationaux sera assuré par une flotte de méthaniers brise-glace, qui pourront utiliser la route du Nord ainsi que le terminal de transbordement du Kamchatka pour les cargaisons à destination de l'Asie, et le terminal de transbordement proche de Mourmansk pour les cargaisons destinées aux marchés du bassin Atlantique.

5.2.3 Rosneft: « Sakhaline-1 LNG »

« Sakhaline-1 » est un autre projet des années 90 mis en œuvre dans le cadre des accords de partage de production. Il comprend la mise en valeur de trois gisements offshore, à savoir Chaivo, Odoptu et Arkutun-Dagi, situés sur le plateau nord-est de l'île de Sakhaline en mer d'Okhotsk. L'opérateur du projet est « Exxon Neftegaz Limited », filiale d'Exxon Mobil (30%), aux côtés de la compagnie étatique russe Rosneft (20%), du consortium japonais SODECO (30%) et de l'indienne ONGC (20%).

Aujourd'hui, c'est l'un des plus grands projets offshore en Russie avec des investissements étrangers directs (Rosneft, 2018).

Dès 2012, la compagnie pétrolière d'État Rosneft, dont le principal domaine d'activité s'articulait autour de l'exploration, la production et l'exportation de pétrole, a commencé à se positionner sur le marché gazier russe. Au début, la compagnie n'entraîne pas en conflit direct avec Gazprom et accroissait sa part de marché gazier aux dépens des acteurs privés. Elle a même soutenu le géant gazier sur la question du maintien de son droit exclusif sur les exportations gazières. Cependant, à partir de 2013 Rosneft décide de soutenir la proposition de Novatek de briser le monopole de Gazprom quant aux exportations de GNL. L'acquisition de TNK-BP et d'ITERA ont permis à Rosneft d'accroître significativement sa base de ressources gazières, et cette même année le management de la compagnie annonce son intention de construire une usine de GNL à Sakhaline.

En février 2013, Rosneft et ExxonMobil signent un Mémorandum de compréhension dans lequel ils expriment leur intention d'évaluer conjointement la viabilité économique du développement du GNL en Extrême Orient, y compris l'éventuelle construction de l'usine de

liquéfaction³⁸⁰. Les actionnaires prévoient la construction de 2-3 lignes de production d'une capacité de 5 millions de tonnes de GNL chacune, soit à Ilyinskoye dans le sud de Sakhaline, soit dans le port de De-Castri. En 2015, ce projet est cependant gelé dans le contexte de changement des prix du GNL sur les marchés internationaux et du risque d'imposition de nouvelles sanctions américaines contre les entreprises russes.

Comme les sanctions américaines n'ont affecté ni les projets de GNL en Russie, ni ceux réalisés dans le cadre des accords de partage de production, le projet de Rosneft/ExxonMobil est repris et finalisé le 23 octobre 2018. La dernière version du projet prévoit la construction d'ici 2027 d'une usine de liquéfaction d'une capacité annuelle totale de quelques 6,2 millions de tonnes de gaz par an. L'usine serait construite dans le port de De-Castri dans la région de Khabarovsk. Actuellement, Rosneft poursuit des négociations avec les compagnies japonaises dont Marubeni, ITOCHU, Japan Petroleum Exploration, ainsi que le Ministère de l'économie, du commerce et de l'industrie du Japon quant à leur éventuelle participation.

³⁸⁰ ExxonMobil press release, « Rosneft and ExxonMobil Expand Strategic Cooperation », le 13 février 2013. URL: <https://news.exxonmobil.com/press-release/rosneft-and-exxonmobil-expand-strategic-cooperation>.

Chapitre 6 : La stratégie gazière de la Russie après 2014 : s'adapter aux sanctions économiques occidentales

6.1 Les sanctions économiques et le secteur gazier russe : l'impact et les conséquences

6.1.1 Le conflit en Ukraine et l'imposition des sanctions économiques

En 2014, les Américains suivis par les Européens ont imposé une série de sanctions économiques à la Russie suite à la crise ukrainienne. Si à l'origine, ces sanctions ne visaient qu'un certain nombre de personnes et d'entreprises qui auraient été impliquées dans la crise politique en Ukraine, elles ont été ensuite élargies de façon à couvrir les secteurs clefs de l'économie russe telles que les domaines militaire, bancaire et énergétique.

Dans le cadre de ce chapitre, nous nous concentrerons uniquement sur les sanctions économiques visant directement le secteur russe de l'énergie.

Encadré 1 : Les sanctions économiques de l'Union européenne

Les sanctions économiques de l'UE visant le secteur pétro-gazier russe sont principalement contenues dans le « Règlement du Conseil (UE) n° 833/2014 »³⁸¹. Elles cherchent à inhiber les projets d'exploration et de production de pétrole sur le sol russe et, notamment ceux mis en œuvre :

- a) en eaux profondes (c'est-à-dire, à plus de 150 mètres) ;
- b) dans la zone extracôtière au nord du cercle arctique ;
- c) ou ceux dans le domaine des schistes bitumineux³⁸².

Ainsi, en vertu des articles 3 et 4 du Règlement de l'UE une autorisation préalable est nécessaire pour :

³⁸¹ Conseil de l'Union européenne, Règlement (UE) n° 833/2014 du Conseil du 31 juillet 2014 concernant des mesures restrictives eu égard aux actions de la Russie déstabilisant la situation en Ukraine, *Journal officiel de l'UE*, L 229/1, le 31 juillet 2014. URL : https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2014.229.01.0001.01.FRA&toc=OJ:L:2014:229:TOC.

³⁸² *Ibid.*, Article 3.

- a) vendre, fournir, transférer ou exporter, directement ou indirectement, les technologies énumérées à l'annexe II³⁸³, originaires ou non de l'Union, à toute personne physique ou morale, toute entité ou tout organisme en Russie ou dans tout autre pays, si de tels équipements ou de telles technologies sont destinés à être utilisés en Russie (...). Les autorités compétentes n'accordent aucune autorisation pour la vente, la fourniture, le transfert ou l'exportation des technologies incluses à l'annexe II si elles ont des motifs raisonnables de croire que cette vente, cette fourniture, ce transfert ou cette exportation des technologies concerne des projets ayant trait à l'exploration et la production de pétrole en eaux profondes, à l'exploration et la production de pétrole dans l'Arctique ou à des projets dans le domaine du schiste bitumineux en Russie ;
- b) les services d'assistance technique ou de courtage en rapport avec les technologies énumérées à l'annexe II et avec la fourniture, la fabrication, l'entretien et l'utilisation de tels articles, directement ou indirectement, à toute personne physique ou morale, toute entité ou tout organisme en Russie ou, si une telle assistance concerne des technologies destinées à être utilisées en Russie, à toute personne, entité ou organisme dans tout autre pays ;
- c) le financement ou l'aide financière en rapport avec les technologies visées à l'annexe II, y compris notamment des subventions, des prêts et une assurance-crédit à l'exportation, pour toute vente, toute fourniture, tout transfert ou toute exportation de ces articles, ou pour toute fourniture d'une assistance technique y afférente, directement ou indirectement, à toute personne physique ou morale, toute entité ou tout organisme en Russie ou, si une telle assistance concerne des technologies destinées à être utilisées en Russie, à toute personne, entité ou organisme dans tout autre pays.

Le Règlement de l'UE interdit également l'achat, la vente, le courtage, l'aide à l'émission, direct ou indirect, ou toute autre transaction portant sur des valeurs mobilières et instruments du marché monétaire, dont l'échéance est supérieure à 90 jours, émis après le 1^{er} août 2014, par:

- a) un établissement de crédit principal ou tout autre établissement principal ayant un mandat explicite pour promouvoir la compétitivité de l'économie russe et sa diversification et favoriser ses investissements, établi en Russie, détenu ou contrôlé à plus de 50 % par l'État à compter du 1^{er} août 2014, figurant dans la liste de l'annexe III; ou
- b) une personne morale, une entité ou un organisme établi en-dehors de l'Union, dont au moins 50 % des droits de propriété sont détenus par une entité figurant dans la liste de l'annexe III; ou
- c) une personne morale, une entité ou un organisme agissant pour le compte ou selon les instructions d'une entité visée au point b) du présent paragraphe ou figurant dans la liste de l'annexe III³⁸⁴.

³⁸³ L'Annexe II comprend la liste des technologies pour l'extraction du pétrole ou du gaz, comme tiges de forage, tubes et tuyaux de cuvelage, outils de forage ou de sondage, pompes volumétriques pour liquides, plates-formes de forage ou d'exploitation flottantes, y compris tubes et tuyaux pour oléoducs ou gazoducs.

³⁸⁴ Conseil de l'Union européenne, Règlement (UE) n° 833/2014 du Conseil du 31 juillet 2014 concernant des mesures restrictives eu égard aux actions de la Russie déstabilisant la situation en Ukraine, *op.cit.*, Article 5.

Les sociétés actuellement répertoriées dans le Règlement de l'UE sont SBERBANK, VTB BANK, GAZPROMBANK, VNESHECONOMBANK (VEB) et ROSSELKHOZBANK.

Les sanctions économiques de l'Union européenne s'appliquent à tout ressortissant de l'UE et à toute entreprise ou à tout organisme incorporés dans l'UE (où qu'ils se trouvent physiquement), qui exercent une activité économique intégralement ou en partie dans l'UE.

Encadré 2 : Les sanctions économiques des États-Unis

Les sanctions américaines visant le secteur énergétique russe sont principalement énoncées dans le « Décret exécutif n° 13662 » et dans la Loi intitulée « CAATSA » (Countering America's Adversaries Through Sanctions Act).

De même que le Règlement de l'UE, la directive 4 du Décret exécutif vise à entraver l'exploration et la production de pétrole en Russie. À cette fin, la directive interdit la fourniture, l'exportation ou la réexportation, directement ou indirectement, de biens, de services (à l'exception des services financiers) ou de technologies par des ressortissants américains ou à partir des États-Unis, à l'appui des projets d'exploration ou de production en eaux profondes, dans l'offshore Arctique ou ceux en rapport avec l'exploitation des schistes bitumineux, susceptibles de produire du pétrole dans la Fédération de Russie ou dans une zone maritime revendiquée par la Fédération de Russie et s'étendant à partir de son territoire (...)³⁸⁵.

Avec l'adoption du « CAATSA » en août 2017, les Américains sont allés encore plus loin que leurs alliés européens dans leurs sanctions contre le secteur énergétique russe. Ainsi, « CAATSA » a étendu le champ d'application de la directive 4 aux projets d'exploration ou de production de pétrole lancés par la Russie le 29 janvier 2018 ou après cette date en dehors de ses frontières, et dans lesquels les entités russes visées par la directive ont une participation de 33% ou plus ou détiennent la majorité des droits de vote. Cette directive liste aujourd'hui cinq compagnies énergétiques russes, à savoir Gazprom, Gazprom Neft, Lukoil, Surgutneftegas et Rosneft.

Aussi, le « Décret exécutif n° 13662 » met à mal les positions des entreprises énergétiques russes quant à leur accès aux marchés de crédit internationaux. Ainsi, la directive 2 interdit l'émission de

³⁸⁵ U.S Office of Foreign Assets Control, Executive Order n° 13662, Directive 4 (as amended on October 31, 2017), https://www.treasury.gov/resource-center/sanctions/Programs/Documents/eo13662_directive4_20171031.pdf.

nouveaux titres d'emprunts d'une durée de plus de soixante jours au profit de certaines entreprises russes et de leurs filiales à 50% ou plus³⁸⁶.

« CAATSA » contient des dispositions supplémentaires qui affectent le secteur énergétique russe. La Loi prévoit notamment :

- 1) l'imposition obligatoire de sanctions à l'égard des personnes non américaines qui effectuent sciemment un investissement important dans les projets d'exploration et de production de pétrole en eaux profondes, dans l'extracôtière de l'Arctique et des projets en rapport avec l'exploitation des schistes bitumineux en Russie³⁸⁷ ; et
- 2) l'imposition discrétionnaire de sanctions à l'égard des personnes (et pas seulement des ressortissants américains), qui sciemment :
 - a) font un investissement de 1 000 000 dollars ou plus (ou d'une valeur totale de 5 000 000 dollars ou plus sur une période de 12 mois), qui contribue directement et de manière significative au renforcement de la capacité de la Russie à construire des pipelines d'exportation ; ou
 - b) fournissent des biens, des services, des technologies, des informations ou un soutien à la Russie, qui pourrait directement et considérablement faciliter la maintenance ou l'expansion de la construction, de la modernisation ou de la réparation de pipelines d'exportation³⁸⁸.

L'article 232 du « CAATSA » demande une attention particulière parce qu'il fait référence explicitement aux « pipelines d'exportation ». En effet, contrairement aux sanctions américaines antérieures visant exclusivement le secteur pétrolier, l'article 232 pourrait être appliqué aux pipelines acheminant du gaz naturel russe vers l'Union européenne.

Ces dispositions supplémentaires prétendent avoir un effet extraterritorial, ce qui signifie qu'elles s'appliquent à des personnes non américaines et qui sont par ailleurs en dehors de la juridiction américaine. Dans le cas où ces derniers violent ces dispositions, ils pourront faire l'objet de sanctions secondaires qui limiteront très sérieusement leur capacité à faire des affaires avec les États-Unis et à accéder au système financier américain, et donc au système financier international.

Comme le montrent les encadrés 1 et 2, les sanctions économiques occidentales peuvent être classifiées en 2 catégories. D'une part, elles visent à entraver la capacité de la Russie à développer ses ressources pétrolières de la zone arctique et celles dites non-conventionnelles, domaines dans lesquels les entreprises russes dépendent fortement des technologies et de

³⁸⁶ U.S Office of Foreign Assets Control, Executive Order n° 13662, Directive 2 (as amended on September 29, 2017), https://www.treasury.gov/resource-center/sanctions/Programs/Documents/eo13662_directive2_20170929.pdf.

³⁸⁷ CAATSA, Public Law n° 115-44, le 2 août 2017, Section 225. URL: <https://www.congress.gov/115/plaws/publ44/PLAW-115publ44.pdf>.

³⁸⁸ *Ibid.*, Section 232.

l'assistance technique occidentales et, d'autre part à restreindre l'accès de certaines entreprises nationales aux marchés internationaux de capitaux³⁸⁹. Néanmoins, il est important de préciser que même si les sanctions ciblent les mêmes projets pétroliers, elles diffèrent quant à leur application vis-à-vis des entreprises énergétiques russes. Ainsi, si les sanctions américaines couvrent les compagnies énergétiques clés de la Russie comme Gazprom, Rosneft, Novatek, Transneft, Surgutneftegas, Lukoil et leurs filiales, les sanctions économiques de l'UE se concentrent uniquement sur les compagnies pétrolières.

Tableau 4 : Les sanctions sectorielles des États-Unis et de l'UE visant le secteur énergétique russe

Sanctions américaines (Décret exécutif n° 13662, Directives 1-4)	Sanctions de l'UE (Décision du Conseil 2014/512/CFSP)
Projets d'exploration et de production du pétrole en eaux profondes, dans la zone extracôtière de l'Arctique et des projets de schiste	
Gazprom (+ filiales), Gazpromneft, Lukoil, Rosneft (+ filiales), Surgutneftegas (+ filiales)	Les entreprises ne sont pas spécifiées
Secteur énergétique	
Gazpromneft, Transneft, Rosneft (+ filiales), Novatek (+ filiales)	Gazpromneft, Rosneft, Transneft
Secteur financier	
GAZPROMBANK (+ filiales)	GAZPROMBANK
ROSSELKHOZBANK (+ filiales)	ROSSELKHOZBANK
SBERBANK (+ filiales)	SBERBANK
VNESHECONOMBANK (+ filiales)	VNESHECONOMBANK
VTB BANK (+ filiales)	VTB BANK

³⁸⁹ Financial Times, « US and EU sanctions take toll on Russian oil and gas exploration », le 1 novembre 2019. URL : <https://www.ft.com/content/d255fa46-ee9e-11e9-a55a-30afa498db1b>, dernière consultation le 25 avril 2020.

Source: Congressional Research Service (dernière mise à jour le 17 janvier 2020), <https://fas.org/sgp/crs/row/R45415.pdf>.

Les sanctions économiques ont affecté très sérieusement le financement de certaines compagnies énergétiques russes. Jusqu'en 2014, les institutions financières occidentales étaient pratiquement les seules sources de prêts à faible taux d'intérêt pour des projets énergétiques russes à grande échelle. La restriction de l'accès aux prêts des banques commerciales occidentales risque d'avoir des répercussions négatives sur le plan des investissements des compagnies. Ces dernières devront faire face à des ressources financières très restreintes, ce qui limitera leurs dépenses d'investissement globales.

Tableau 5 : Les entreprises énergétiques russes sanctionnées

Entreprise	Année	SSI (debt or equity) sanction	SSI (projets pétroliers) sanction
Gazprom	12/9/2014		X
Lukoil	12/9/2014		X
Rosneft	16/07/2014	X	X
Surgutneftegaz	12/9/2014		X
Transneft	12/9/2014	X	
Novatek	16/07/2014	X	

Source: Congressional Research Service (dernière mise à jour le 17 janvier 2020) <https://fas.org/sgp/crs/row/R45415.pdf>.

6.1.2 Les conséquences des sanctions économiques sur les projets gaziers de la Russie

Alors que les sanctions économiques aient, à l'origine, plus spécifiquement visées le secteur pétrolier russe, en raison de la part qu'il représente dans le PIB russe, le secteur gazier n'a pas été totalement épargné. En effet, certains projets gaziers russes, qualifiés de « stratégiques », ont eux aussi été gravement affectés par les sanctions internationales. Parmi les projets concernés il convient de citer tout particulièrement le projet arctique de « Yamal LNG », mis en service par Novatek, le développement du gisement gazier de Yuzhno-Kirinskoye dans l'offshore de Sakhaline et la construction du gazoduc « Nord Stream-2 » par Gazprom.

Yamal LNG

En juillet 2014, le Trésor américain a décidé d'inscrire l'entreprise gazière russe Novatek, ainsi que les entreprises où Novatek détient une part significative du capital (50% ou plus) sur la liste des sanctions sectorielles. De ce fait, Novatek et ses filiales se sont vues refuser l'accès au crédit à long terme (plus de soixante jours) des banques américaines, mais aussi plus généralement des banques commerciales qui opèrent sur le sol américain. Cette restriction de l'accès au crédit a porté un rude coup à ses projets d'investissement. C'est notamment le cas du projet de construction de l'usine de GNL à Sabetta mise en service par « Yamal LNG », dans lequel Novatek détient 60% du capital. D'autant que l'adoption des sanctions américaines est arrivée à un très mauvais moment, alors même que le Conseil d'administration de « Yamal LNG » venait de prendre la décision finale de lancer ce projet et cherchait à le financer par l'emprunt. En septembre 2014, Léonid Mikhelson, directeur général de Novatek et son principal actionnaire, annonçait : « *Nous avançons dans les délais impartis. Je pense que l'ajout à la liste des sanctions ne va pas nous arrêter et ne nous contraindra pas à revoir nos plans* ».

Malgré ces déclarations optimistes, la plupart des médias russes demeurait assez sceptique quant à la capacité de Novatek à trouver les financements extérieurs nécessaires à ce projet. Novatek envisageait d'investir dans son projet 27 milliards de dollars³⁹⁰. Mais depuis lors, l'entreprise a su trouver auprès de banques russes et chinoises les financements à long

³⁹⁰ U.S Department of the Treasury Press Releases, « Actions Implement Executive Order 13662 against Two Russian Financial Institutions and Two Energy Firms », *op.cit.*

terme nécessaires. Ainsi, en avril 2016 « Yamal LNG » a signé un accord de prêt de 4,1 milliards de dollars avec Sberbank et Gazprombank, ainsi que deux autres accords de prêt d'une valeur de plus de 12 milliards de dollars avec les banques chinoises China Development Bank et Export-Import Bank of China. De plus, Novatek a su tirer profit de la visite officielle du président russe Vladimir Poutine à Tokyo, à la fin de cette même année 2016, pour obtenir auprès de la Banque japonaise pour la coopération internationale (JBIC) une ligne de crédit de 200 millions d'euros. Novatek au cours de la seule année 2016 a ainsi pratiquement réussi à couvrir les besoins de financement de son projet « Yamal LNG ».

La mise en valeur du gisement de Yuzhno-Kirinskoie

Yuzhno-Kirinskoye est un gisement pétro-gazier situé dans la mer d'Okhotsk à environ 35 kilomètres au nord-est de l'île de Sakhaline. Il a été découvert en 2010 par Gazprom, qui l'a développé sur ses ressources financières propres dans le cadre du projet « Sakhaline-3 ». Dès l'origine, il a été considéré comme une source de gaz naturel propre à alimenter concomitamment le projet de GNL à Vladivostok, mais aussi la troisième ligne de production de GNL à « Sakhaline-2 ».

En août 2015, les États-Unis l'ont inclus dans la liste des projets visés par les sanctions économiques, faisant valoir que le champ contient également d'importantes réserves de pétrole en sus des réserves de gaz naturel. Dans un avis publié au journal officiel du gouvernement fédéral des États-Unis, les exportations, les réexportations, ainsi que les transferts de tous les articles soumis à la réglementation des exportations pour ce projet par toute personne sans avoir obtenu au préalable une licence du Bureau de l'Industrie et de la Sécurité³⁹¹ risquent de violer les sanctions sectorielles prises contre la Fédération de Russie. Selon la déclaration du gouvernement américain, il est interdit aux entreprises américaines de proposer de nouvelles technologies de forage en haute mer et de prospection pétrolière pour ce projet.

Les sanctions contre Yuzhno-Kirinskoye sont arrivées peu de temps après que les compagnies Gazprom et Shell se soient mises d'accord sur les conditions du développement de la troisième ligne de production de GNL à « Sakhaline-2 ». L'accord de coopération qui en a résulté a été signé en juin 2015 lors du Forum économique qui s'est tenu à Saint-Pétersbourg. Malgré les déclarations initiales de Vitaly Markelov, vice-président du comité de direction de

³⁹¹ En anglais : *Bureau of Industry and Security*, Agence publique qui fait partie du Département du Commerce des États-Unis, créée en 2001, et qui s'occupe des questions liées à la sécurité nationale et aux hautes technologies.

Gazprom, selon lesquelles les sanctions n'affecteraient pas l'avancement des travaux sur le gisement, force est de constater que la mise en valeur de celui-ci a été constamment retardé. Initialement prévu pour 2021, on évoque désormais une entrée en production à partir de 2023. L'objectif étant d'atteindre dans les 10 ans qui suivront son lancement une capacité nominale de 21 milliards de m³ de gaz par an.

En fait, d'après de nombreux experts, l'inclusion de Yuzhno-Kirinskoye dans le périmètre des sanctions américaines aura des conséquences directes sur l'expansion du projet de GNL à Sakhaline dans son ensemble. En effet, la montée en puissance de nouvelles lignes de production est subordonnée à l'adéquate alimentation de ces lignes nouvelles en gaz naturel. Tant qu'une solution technique ne sera pas trouvée pour la mise en exploitation du champ offshore de Yuzhno-Kirinskoye, l'extension du projet de GNL à Sakhaline sera repoussée. Cette situation est d'autant plus regrettable que le projet de Gazprom à Sakhaline est considéré par de nombreux experts comme l'un des projets de liquéfaction les plus compétitifs au monde du fait de son bas prix d'équilibre et de sa proximité avec les gros consommateurs de GNL que sont le Japon, la Corée du Sud et la Chine.

En dépit de la relative faiblesse de la capacité en jeu (environ 5,5 Mtpa), le retard pris dans la mise en exploitation de la 3^{ème} ligne de production du complexe de liquéfaction de gaz naturel de « Sakhaline-2 » constitue indéniablement une perte pour l'industrie russe du GNL. En effet, alors que le projet de « Yamal LNG » de l'entreprise Novatek peine à accéder au marché asiatique du fait de l'importance des coûts de transports liés à l'acheminement de ses produits jusqu'aux clients asiatiques, le projet de GNL à Sakhaline permettrait de prendre le relais, a minima jusqu'à la montée en puissance de son terminal de stockage et de transbordement sur la péninsule du Kamchatka au milieu des années 2020.

Nord Stream-2

La construction de « Nord Stream-2 », qui reliera comme son prédécesseur la Russie au nord de l'Allemagne, en passant sous la mer Baltique, sera finalement achevée par la partie russe, et ce afin de passer outre aux sanctions américaines. En effet, le président américain Donald Trump a promulgué le 20 décembre 2019, après son adoption par le Sénat américain, une Loi visant à imposer des sanctions aux entreprises, qui collaboreraient à ce projet de gazoduc. Ces nouvelles sanctions aux dires du président Trump sont motivées par la trop grande

dépendance au gaz naturel russe qu'entraînerait la réalisation de ce gazoduc, et donc de facto l'accroissement de l'influence de la Fédération de Russie qui en découlerait.

On ne peut s'empêcher de penser qu'à ces considérations géopolitiques de moyen et long terme viennent peut-être s'ajouter de simples raisons commerciales conjoncturelles. En effet, si l'Union européenne se détournait même partiellement du gaz russe, elle pourrait voire les États de l'UE acheter le GNL américain plutôt que le gaz russe. D'autant que depuis juillet 2018, les importations de GNL américain par les pays européens se sont accrues et représentaient en mai 2019 plus de 12% des importations totales de GNL par l'UE.

En effet, « Nord Stream-2 » doit permettre de doubler les livraisons directes de gaz naturel russe vers l'Europe occidentale. Il est désormais achevé à près de 95% et seul le dernier tronçon reste à poser au fond de la mer Baltique, dans les eaux territoriales danoises. L'achèvement de ce dernier tronçon est techniquement le plus délicat, car l'enfouissement du gazoduc qui se déroule au large de l'île danoise de Bornholm, requiert l'accord des autorités danoises, notamment quant au respect de règles environnementales strictes dictées par l'histoire.

Le Danemark est d'autant plus pointilleux sur les questions environnementales que c'est au large de Bornholm qu'ont été immergées après la Seconde Guerre mondiale nombre d'armes chimiques et munitions. Aussi, afin d'éviter que les travaux de pose et d'enfouissement du gazoduc ne viennent à heurter ces vestiges du passé, fragilisés par le temps, mais toujours remplis de substances chimiques hautement toxiques, les promoteurs du projet « Nord Stream-2 » ont privilégié dans cette zone terminale, pour ce second gazoduc, comme en son temps pour « Nord Stream-1 » le recours à des navires à positionnement dynamique, et non à des navires positionnés par le système traditionnel d'ancrage sur les fonds marins. En effet, le système de positionnement dynamique permet aux navires de rester immobiles sur la mer sans avoir besoin d'utiliser des ancres, et donc sans risquer d'heurter les munitions immergées.

Lors du projet « Nord Stream-1 », la section danoise du gazoduc avait été construite par le navire italien « Castoro Sei » de la société Saipem. Pour ces mêmes raisons, c'est cette fois la firme suisse « Allseas Group » qui a été retenue, car elle possède des navires à positionnement dynamique. Mais, afin d'éviter d'avoir à subir les foudres des autorités américaines, la société « Allseas » a renoncé à finir le travail.

Les travaux devraient être achevés par un navire acquis par Gazprom en prévision de telles difficultés, « Akademik Tcherski ». Mais ce dernier, tout comme les barges « Defender » et « Fortuna » de l'entreprise russe MRTS « Mezhregiontruboprovodstroy JSC » qui pourraient venir l'épauler, ne dispose pas de cette technologie à positionnement dynamique. Leur utilisation sur ce dernier tronçon nécessite donc soit d'apporter à ces navires des modifications visant à les doter de ce système, soit d'obtenir la modification du permis environnemental émis par les autorités danoises afin que le Consortium puisse recourir au positionnement par ancrage. Tout ceci va indéniablement retarder l'achèvement du projet. Celui-ci initialement prévu pour fin 2019-début 2020, devrait être achevé au début de 2021.

Le projet « Nord Stream-2 » est sans aucun doute l'un des projets les plus politisés d'Europe, qui continue à susciter de vifs débats quant à sa pertinence et son importance économique pour l'Europe, divisant ainsi les experts, tant occidentaux que russes. Les débats les plus houleux ont éclaté au sein de la communauté académique européenne quant au cadre juridique qui lui est applicable, et cet « horrible détail » n'est pas sans importance. Car, selon que l'on considère ou non, que le nouvel amendement à la Directive européenne sur le marché du gaz de 2009, entré en vigueur le 23 mai 2019, lui est applicable, les choses sont fort différentes. En effet, cet amendement étend l'applicabilité des règles du marché du gaz de l'UE aux pipelines externes, dits aussi « d'importation » qui acheminent du gaz naturel vers l'UE. Ceci signifie que l'opérateur du projet, en l'espèce l'entreprise Nord Stream-2 AG, détenue à 100% par Gazprom, sera obligée de dégroupier le gazoduc. Ainsi, Gazprom peut soit acheminer son gaz, soit posséder ce pipeline, mais pas les deux.

Les points de vue extrêmement polarisés existent quant à la nature et aux objectifs que poursuit ce nouvel amendement.

Ainsi, les chercheurs Kim Talus et Leigh Hancher indiquent que l'amendement à la Directive de Gaz vise essentiellement « Nord Stream-2 » et discrimine clairement le projet, car « il s'agit du seul gazoduc d'importation où la décision finale d'investissement a été prise et où des capitaux importants ont été engagés, mais qui ne peut pas bénéficier de la dérogation »³⁹². Selon eux, le traitement du projet par l'UE et la Commission européenne enfreint la norme de

³⁹² Selon le nouvel amendement, tous les gazoducs existants puissent bénéficier d'une dérogation aux règles du marché du gaz de l'UE en vertu du nouvel article 49a de la Directive sur le marché du gaz. Cette dérogation est toutefois disponible pour les pipelines qui sont achevés avant la date d'entrée en vigueur de la présente directive. K. Talus, L. Hancher, « Exploring the limits of EU's unbelievable behaviour on Nord Stream 2 », *Euractiv*, le 29 mai 2019. URL : <https://www.euractiv.com/section/energy/opinion/exploring-the-limits-of-eus-unbelievable-behaviour-on-nord-stream-2/>.

traitement juste et équitable de tout investisseur instituée par le Traité de la Charte énergétique, qui vise à garantir aux investisseurs un environnement juridique stable et prévisible et qui, de ce fait les protègent de toute effet rétroactif des modifications des normes de droit applicables.

A l'inverse, Alan Riley, balaie d'un revers de main ces arguments de fond pour s'en tenir à la situation de fait. L'amendement s'applique à compter du 23 mai 2019, et donc tout projet doit s'y conformer. « Nord Stream-2 » n'étant pas encore achevé à cette date, il demeure à l'état de projet en cours de mise en œuvre et doit donc intégrer cette évolution juridique et s'y adapter. Par conséquent, il doute que les chances de Gazprom de gagner le procès contre l'UE en tant qu'investisseur puissent être couronnées de succès³⁹³.

D'après Katja Yafimava, malgré les nombreux obstacles qui ont retardé l'avancement du projet, il est presque sur le point d'être achevé. Une fois achevé, le gazoduc « Nord Stream-2 » ne va manquer de se confronter à des controverses juridiques liées à l'application de l'amendement cité supra, mais il est peu probable que ces batailles juridiques qui s'annoncent aient des conséquences sur sa capacité et donc, par voie de conséquence, sur la flexibilité que « Nord Stream-2 » va garantir à Gazprom. Son entrée en service va ainsi mettre Gazprom à l'abri de toutes limitation arbitraire et artificielle de ses exportations vers l'Europe occidentale, et ce pour longtemps³⁹⁴.

6.2 Les adaptations de la Russie

6.2.1 La politique de substitution technologique

Comme nous l'avons déjà évoqué précédemment, le secteur pétro-gazier russe constitue l'un des principales locomotives de l'économie nationale qui dépend encore fortement de la vente des ressources fossiles. De ce point de vue, on peut clairement affirmer que l'économie de la Russie est une économie de rente. Une rente d'ailleurs plus que substantielle puisqu'elle

³⁹³ A. Riley, « Nord Stream 2 : Gazprom's desperate moves », *EU Observer*, le 5 juin 2019. URL : <https://euobserver.com/opinion/145087>.

³⁹⁴ K. Yafimava, « Nord Stream 2 : Delayed but unstoppable », *BRE Review*, University of Turku, le 29 octobre 2020. URL : https://sites.utu.fi/bre/nord-stream-2-delayed-but-unstoppable/?utm_source=ground.news&utm_medium=referral.

permet de financer annuellement peu ou prou 25% du budget de la Fédération de Russie. Mais cet atout apparent possède un revers à plusieurs facettes.

La première est la nécessité pour la Russie de disposer des équipements et des technologies, notamment de forage, souvent d'origine étrangère. Historiquement cette dépendance ne date pas d'hier, et est traditionnellement très forte. Ainsi, les importations par la Russie des tuyaux de gros diamètre pour les gazoducs et des équipements pour le forage des gisements remontent à des années 70 avec les sociétés allemandes, françaises et italiennes qui les exportent en échange des livraisons gazières (The Office of Technology Assessment, 2019). Après la dissolution de l'URSS, cette dépendance vis-à-vis des importations s'est encore intensifiée, principalement en raison de la mise en place et le renforcement des partenariats avec les entreprises occidentales sidérurgiques et d'ingénierie spécialisées dans le domaine des hydrocarbures. Les relations étroites et à long terme se sont notamment établies avec les sociétés du groupe italien Eni, à savoir Saipem et Snam³⁹⁵, les françaises Alstom et Technip, ainsi que l'américaine General Electric. Mais la nécessité de mettre désormais en exploitation des gisements dans des régions difficiles d'accès (les régions arctiques ou l'offshore profond) rend encore plus vitale pour le secteur pétro-gazier l'accès aux technologies occidentales et dans une moindre mesure aux capitaux occidentaux.

La seconde facette est la sensibilité du secteur pétro-gazier et de l'économie russe dans son ensemble aux cours mondiaux des hydrocarbures. En effet, l'instabilité actuelle des cours des hydrocarbures avec une très nette tendance à la baisse en ce qui concerne le pétrole, et un accroissement sensible de la concurrence concomitamment à la globalisation du marché du gaz naturel au niveau mondial, poussent la Russie à revoir sa stratégie en la matière. S'il y a encore une quinzaine d'années, la production de gaz naturel en Russie reposait principalement sur trois grands gisements situés en Sibérie occidentale (Ourengoï, Medvezhie et Yamburg), ces gisements exploités depuis une quarantaine d'années, sont en voie d'épuisement. Ils sont donc fort logiquement en voie d'être supplantés par des gisements tels ceux de Yamal, Chtokman et Sakhaline. Gisements prometteurs s'il en est et qui représentent chacun des capacités astronomiques. Mais leurs spécificités, gisements en zone arctique, gisements profonds et/ou offshore, requièrent une intensité technologique et donc capitaliste inégalée que la Russie peut difficilement assumer seule. A cet égard, le gisement de Chtokman est emblématique, situé en pleine mer, dans la partie russe de la Mer de Barents, mer gelée une partie de l'hiver et où

³⁹⁵ Terzian, P., *Le gaz naturel, perspectives pour 2010-2020 (disponibilités, contraintes et dépendances)*. Paris, Economica, 1998 ; Gas World, Vol. 199 et 200, Benn Brothers Limited, 1995.

circulent de nombreux icebergs, à 600 kilomètres des côtes, et à 300 mètres de profondeur. Ces réserves permettraient d'alimenter la consommation de l'ensemble des pays de l'Union européenne pendant 25 ans. Découvert en 1988, le gisement de Chtokman n'est toujours pas en exploitation, malgré des tentatives de coopération avec la française Total et la norvégienne Statoil, Alexei Miller avouant même à l'occasion du retrait de Total que ce projet sera repris lorsque la technologie et les conditions de marché seront plus favorables. Le projet de Chtokman illustre ainsi parfaitement les difficultés rencontrées par la Russie pour mettre en production de tels gisements, sans appui d'entreprises étrangères d'autant que les investissements se chiffrent en dizaines de milliards de dollars, voire en centaines de milliards pour l'ensemble du secteur gazier si l'on considère non seulement l'exploitation des gisements mais aussi les infrastructures nécessaires à l'acheminement du gaz.

Selon Denis Manturov, chef du Ministère de l'industrie et du commerce, en 2014 la part des importations d'équipement pétro-gazier s'élevait à 60%³⁹⁶. La part des importations varie cependant d'un produit à l'autre. Ainsi, pour certains produits tels que les pompes, les compresseurs ou encore les turbines à gaz, elle est plus prononcée et varie entre 80 et 100%. Pour certains produits, il n'existe tout simplement pas de produits russes analogues ou équivalents. C'est tout particulièrement le cas pour les technologies de liquéfaction de GNL à grande échelle. Si la Russie maîtrise les technologies requises pour la construction d'unités de liquéfaction de taille moyenne, ce n'est plus le cas lorsqu'il s'agit de bâtir des unités de grande taille. C'est aussi vrai dans le domaine des logiciels (software) indispensables pour piloter tant les plateformes de forage que les unités de liquéfaction.

Un autre goulot d'étranglement est constitué par les capacités de production. En effet, si la liste des fabricants russes d'équipement pétro-gazier compte de 200 à 300 entreprises, leur potentiel réel demeure très réduit, leurs capacités de production limitées ne leur permettent pas de produire suffisamment afin de satisfaire la demande de l'industrie pétro-gazière. En outre, la qualité des produits livrés diffère sensiblement de celle des produits importés. C'est pour toutes ces raisons que le secteur pétro-gazier dépend aujourd'hui tout particulièrement des importations pour les équipements sismiques, les équipements de hautes technologies et d'équipements pour le forage en mer profonde, les systèmes de production d'hydrocarbures sous-marins, ainsi que pour les logiciels et les systèmes d'automatisation.

³⁹⁶ L'interview avec Denis Manturov publié dans la revue « La politique énergétique » le 10 janvier 2020, <https://energypolicy.ru/?p=2800>.

L'imposition des sanctions économiques en 2014 a clairement mis en évidence cette forte dépendance vis-à-vis des importations d'équipements et des services des entreprises étrangères, et l'incapacité des entreprises russes à s'adapter au nouveau contexte géopolitique et à proposer les solutions devenues urgentes du fait des sanctions. Parallèlement, ces sanctions ont servi de point de départ pour la mise en place d'une politique d'État visant à substituer aux importations des produits nationaux équivalent tant par leur disponibilité que par leur qualité³⁹⁷. Cette volonté de substitution décidée au plus haut niveau de l'État doit de facto stimuler le potentiel des entreprises nationales des secteurs de la sidérurgie, mais aussi de l'ingénierie et de la construction³⁹⁸. A cet effet, le Ministère russe de l'Énergie et le Ministère russe de l'industrie et du commerce ont, dans un premier temps, créé un Groupe de travail, en lui fixant pour objectif l'élaboration et la mise en place d'un programme de substitution des importations dans les secteurs clés de l'industrie pétro-gazière russe. Ainsi, en mars 2015 Denis Manturov a approuvé un plan d'activités visant à substituer sur une période de 5 ans les importations d'équipements fabriqués à l'étranger dans le secteur de l'équipement énergétique. Ce plan prévoit notamment la baisse de la part des importations de 60 à 43%.

Les sanctions économiques affectent principalement les projets russes en eaux profondes de l'Arctique. Même si le développement des ressources pétro-gazières de la région n'est pas actuellement à l'ordre du jour pour la Russie en raison de leurs coûts d'extraction et de production extrêmement élevés, auxquels s'ajoutent des défis technologiques particulièrement complexes à relever, l'Arctique demeure, du fait de ses énormes réserves, l'un des domaines prioritaires et à n'en pas douter le plus prometteur dans les années à venir³⁹⁹.

En effet, la réalisation des projets arctiques offshore requiert d'ores et déjà non seulement la construction de plates-formes de forage et de production, mais aussi de méthaniers brise-glace, de pétroliers et de navires de ravitaillement, ce qui nécessite par voie de conséquence la modernisation et le développement de nouveaux chantiers navals. Mais, à l'heure actuelle le développement de l'Arctique dépend presque entièrement des importations d'équipements et de technologies occidentaux. Ainsi, d'après les estimations du Ministère russe de l'Énergie, la

³⁹⁷ Cette politique a été nommée « *importozamešenie* ».

³⁹⁸ Ministère russe de l'Énergie, Substitution des importations dans le secteur énergétique, <https://minenergo.gov.ru/node/7693>.

³⁹⁹ G. Soroka, « Putin's Arctic Ambitions », *Foreign Affairs*, le 5 mai 2016. URL : <https://www.foreignaffairs.com/articles/russia-fsu/2016-05-05/putins-arctic-ambitions>, dernière consultation le 23 mars 2020.

dépendance de la Russie à l'égard des équipements et des services utilisés pour l'exploitation des projets offshore remonte à 90%, voire à 100% pour certains types d'équipements.

Conscient des conséquences que cette situation pourrait engendrer non seulement sur le secteur énergétique russe, mais aussi par effet entraîné sur l'économie russe dans son ensemble, mais aussi *in fine* sur le budget de la Fédération, le gouvernement russe s'est fixé pour objectif de réduire de 85 à 50% d'ici 2025 la part des équipements et des technologies étrangères pour les projets offshore. Aujourd'hui, les efforts de l'État se concentrent avant tout sur le soutien aux projets scientifiques visant à développer des technologies sismiques domestiques, ainsi qu'à créer des équipements conçus pour l'extraction en offshore profond.

Gazprom, Novatek et Rosneft, les acteurs les plus importants du secteur pétro-gazier russe, jouent un rôle clef dans le développement et la mise en place des programmes de substitution des importations. Il est important de souligner que ces entreprises ne se contentent pas, comme clients, de privilégier l'achat de technologies et d'équipements innovants « made in Russia », mais elles sont elles-mêmes partie prenante de la création de nouveaux produits propres à satisfaire leurs besoins.

Ainsi, le 2 juin 2017 lors du Forum économique internationale à Saint-Petersbourg, Gazprom et le Ministère russe de l'industrie et du commerce ont signé un accord de coopération sur le développement des complexes de production sous-marins⁴⁰⁰. Cet accord vise à développer les compétences des entreprises russes d'ingénierie et celles de construction navale en ce qui concerne la production d'équipements et de composants pour le développement des gisements offshore. Ces complexes n'ont pas encore d'équivalent sur le marché domestique russe d'ingénierie et doivent être testés en 2020. Parallèlement, Gazprom prépare des propositions quant au développement d'équipements pour les complexes de forage des plates-formes offshore.

Afin de rendre son gaz naturel « plus vert » et donc plus écologique et de maintenir de cette façon ses positions sur le marché européen en stagnation, Gazprom participe activement à la création d'une technologie pour la production de mélanges méthane-hydrogènes⁴⁰¹. Leur utilisation augmentera l'efficacité énergétique des unités de pompage de gaz naturel, et plus

⁴⁰⁰ Gazprom press release, le 2 juin 2017. URL : <https://www.gazprom.ru/press/news/2017/june/article335021/>.

⁴⁰¹ Gazprom Corporate Magazine « Innovations », n° 1-2, le 21 février 2019, <https://www.gazprom.com/press/news/reports/2019/innovations/>.

important encore, réduira les émissions de gaz à effet de serre et des autres polluants dans l'atmosphère.

La compagnie investit également dans la création de son propre software. Ainsi, Gazprom et Rosatom coopèrent sur le développement d'un logiciel dans le domaine du traitement et de l'interprétation des données sismiques et des carottages, de la modélisation géologique et de l'estimation des réserves⁴⁰².

Quant à Rosneft, sa stratégie de substitution aux importations se concentre sur deux axes : d'une part, sur l'achat des équipements présents sur le marché domestique afin de soutenir les entreprises nationales et, d'autre part sur la localisation de la production des équipements qui ne sont pas produit au sein du pays, mais qui sont nécessaires à la mise en place des projets difficiles, mais prometteurs⁴⁰³. Dans cette optique, Rosneft a récemment conclu une série d'accords en matière de localisation de technologies avancées d'ingénierie pétrolière et gazière avec des sociétés de renommée mondiale comme General Electric, Damen, Hyundai Heavy Industries et d'autres. Avec certaines d'entre elles, Rosneft a même créé des co-entreprises, comme par exemple avec General Electric en matière de la fabrication d'équipements électrotechniques marins⁴⁰⁴. La co-entreprise avec Damen, à savoir « Zvezda Marine Technology », se concentre quant à elle sur la conception et la construction de navires ravitailleurs brise-glace qui vont desservir les projets offshore sur le chantier naval de « Zvezda » situé à Bolchoï Kamen⁴⁰⁵.

Ce dernier fait partie d'un grand cluster industriel et de constructions navales mis en place en Extrême Orient par la société « Technologies modernes de construction navale », créée en 2017 par Rosneft, Rosneftegaz et Gazprombank. Le projet « Zvezda » comprend la construction de plates-formes d'exploration et de production, ainsi que de plates-formes de forage offshore, de grands navires de haute technologie, y compris des navires brise-glace (Rosneft, 2018). Le géant pétrolier russe prévoit par ailleurs la mise en place dans la région de Mourmansk d'une infrastructure pour la production des fondations en béton de type gravitationnel avec une plate-

⁴⁰² Gazprom press release, « Gazprom i Rosatom podpisali programmu naučno-tehničeskogo sotrudničestva » [Gazprom et Rosatom ont signé un programme de coopération scientifique et technique], le 9 décembre 2016. URL : <https://www.gazprom.ru/press/news/2016/december/article295496/>.

⁴⁰³ Rosneft, Substitution des importations et localisation, https://www.rosneft.ru/Development/sci_and_innov/Innovacionnaja_dejatelnost/Importozameshhenie_i_lokalizacija/.

⁴⁰⁴ Rosneft press release, « Rosneft and GE Develop Joint Manufacturing in Russia », le 1 février 2016. URL : <https://www.rosneft.com/press/releases/item/180485/>.

⁴⁰⁵ Rosneft press release, « FESRC and the joint-venture Zvezda Marine Technology signed a project management agreement », le 1 septembre 2016. URL : <https://www.rosneft.com/press/releases/item/183453/>.

forme pour assembler les structures supérieures des plates-formes pétro-gazières sous-marines, ainsi que la construction d'ateliers pour la production d'éléments de complexes de production sous-marins et d'équipements pour les interventions d'urgence en cas de fuites de pétrole.

Dans le domaine du GNL, la maîtrise des technologies de liquéfaction demeure un point focal, car même si le secteur gazier n'a pratiquement pas été touché par les sanctions économiques occidentales, les entreprises énergétiques russes ont conscience du risque d'une éventuelle évolution des sanctions en la matière. Ils se préparent donc d'ores et déjà à cette éventualité.

La technologie de liquéfaction du GNL n'est pas une nouveauté en soi pour la Russie, mais à ce jour le pays dispose d'une technologie de liquéfaction uniquement pour les projets de petite taille. Pour la mise en place des projets de GNL de grande taille, la Russie a recours à des fournisseurs étrangers. Les technologies de liquéfaction du GNL, qui sont actuellement présentes sur le marché international, sont principalement d'origine américaine et européenne. Ainsi, pour « Yamal LNG » - c'est la technologie de liquéfaction AP-C3MR de l'entreprise américaine Air Products & Chemicals qui est utilisée, alors que pour « Sakhaline-2 » – c'est la technologie de liquéfaction DMR de Shell. Ces technologies ne font pas – à ce jour - partie des technologies interdites à l'exportation, mais si cela devenait le cas, la concrétisation des projets de GNL russes actuellement à l'étude pourrait être remise en question. Dans ce contexte, la nécessité de développer une technologie de liquéfaction du GNL « made in Russia » prend toute son importance économique et géostratégique, surtout si le pays souhaite accroître sa part de marché mondial de GNL jusqu'à 20% d'ici 2025 comme l'a annoncé Alexandre Novak.

Aujourd'hui, deux compagnies gazières russes, à savoir Gazprom et Novatek, travaillent activement dans cette direction. Ainsi, en 2017 Gazprom a signé un contrat avec l'entreprise russe Kriogenmash afin de développer une technologie de production apte à produire jusqu'à 100 tonnes de GNL par heure (environ 0,87 million de tonnes par an)⁴⁰⁶. Quant à Novatek, la compagnie a développé et a breveté avec succès sa propre technologie de liquéfaction du gaz « Arctic Cascade »⁴⁰⁷. Cette technologie exclusive brevetée en Russie sous le numéro RU 2645185C1 utilise les conditions climatiques spécifiques de la région arctique et des

⁴⁰⁶ Vedomosti, « Gazprom zakazal razrabotku tehnologii sžizeniâ [Gazprom a commandé le développement d'une technologie de liquéfaction de gaz], le 22 novembre 2017. URL : <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2017/11/23/742804-gazprom-zakazal>, dernière consultation le 21 mai 2020.

⁴⁰⁷ Novatek press release, « Novatek Receives Patent for Proprietary « Arctic Cascade » Gas Liquefaction Technology », le 21 mars 2018. URL : http://www.novatek.ru/en/press/releases/index.php?id_4=2302.

températures ambiantes particulièrement froides qui y règnent afin de refroidir en deux étapes le gaz naturel pour le liquéfier. Cette méthode présente une haute efficacité énergétique car elle est économe en énergie et de ce fait préserve aussi l'environnement. Cette technologie sera utilisée pour la première fois lors de la mise en place de la 4^{ème} ligne de production de GNL à « Yamal LNG », puis pour d'autres projets de GNL de l'entreprise et, notamment pour « Obkaya LNG ».

6.2.2 L'évolution de la stratégie gazière de la Russie après les sanctions économiques

Les sanctions prises à l'initiative des États-Unis d'Amérique, et adoptées ensuite par une bonne partie des pays occidentaux en réaction aux événements survenus en Ukraine, n'ont pas eu les effets escomptés par leurs promoteurs. En effet, si l'on en croit les statistiques officielles russes, la production et les exportations de gaz naturel ont même crues.

La croissance des exportations gazières russes s'expliquent par des raisons différentes selon que l'on regarde vers l'Occident ou vers l'Orient. L'accroissement des exportations gazières vers l'UE par gazoducs s'explique davantage par la volonté de Gazprom de maximiser ses ventes gazières sur son marché d'exportation traditionnel et de maintenir, voire augmenter sa part de marché dans un contexte des prix bas et de forte concurrence entre les producteurs. Alors que l'accroissement des exportations vers l'Asie s'explique par la mise en exploitation du gazoduc la « Force de la Sibérie » dans le cadre de la volonté de la Russie de diversifier ses débouchés et de se rapprocher des marchés asiatiques en forte croissance⁴⁰⁸. De même, en ce qui concerne les exportations de GNL, elles ont crues elles aussi, d'une part grâce à l'accroissement des exportations de GNL à partir de « Sakhaline-2 » et, d'autre part grâce à la mise en place du projet de « Yamal LNG »⁴⁰⁹.

A la fin des années 2000, la stratégie d'exportation de Gazprom s'est structurée autour de deux grands axes, d'une part la montée en puissance de sa politique de diversification à la fois des marchés mais aussi des routes d'exportation, et d'autre part l'accélération du

⁴⁰⁸ K. Polous, « Gazprom's Strategy », Gazprom Investor Day, January 2020. URL : <https://www.gazprom.com/f/posts/64/716836/investor-day-2020-presentation.pdf>.

⁴⁰⁹ The Bank of Finland, Institute for Emerging Economies, « LNG drives growth in Russian natural gas production », BOFIT Weekly, February 28, 2020. URL : https://www.bofit.fi/en/monitoring/weekly/2020/vw202009_4/.

développement de la filière du GNL en Russie. L'imposition des sanctions occidentales en 2014, complétées depuis et notamment en 2017 et en 2019, n'a pas modifié la stratégie de Gazprom, mais au contraire les sanctions ont constitué une sorte d'accélérateur, de catalyseur. La nécessité pour les compagnies énergétiques russes de répondre, et en urgence, à ces contraintes imposées de l'extérieur, a conduit à accélérer les processus initiés dans les années 2000.

Si la crise en Ukraine et les sanctions qui en ont découlées ont permis de mobiliser les énergies et les cerveaux russes, elles ont aussi mis en lumière à la fois les problèmes structurels de l'économie russe, mais aussi pour le secteur gazier les dangers et les risques de la prééminence du marché de l'Union européenne dans les exportations de gaz naturel russe, notamment sur le moyen et sur le long terme.

En effet, faire reposer l'avenir d'un secteur aussi stratégique pour la Fédération de Russie, que celui du gaz naturel, sur un client certes solvable, mais plus que prépondérant dans les exportations, au moment même où la demande de gaz naturel stagne, où les prix sont bas, et où l'Union européenne semble s'engager résolument vers une décarbonisation accélérée des économies de ses membres afin de privilégier le recours aux énergies renouvelables, est porteur de risques et d'incertitudes pour le secteur gazier russe, pour Gazprom et par voie de conséquence pour l'économie russe dans son ensemble. Cette analyse est parfaitement illustrée par le refroidissement des relations avec les principaux partenaires européens du fait de la prorogation tous les six mois des sanctions de l'UE envers la Russie, qui de ce fait affectent sérieusement le « modus operandi » de Gazprom dans la région.

Il est très probable que les gazoducs « Turkish Stream » et « Nord Stream-2 » soient les derniers gazoducs de Gazprom en Europe. En effet, les efforts déployés par l'Union européenne pour mener à bien une transition énergétique rapide des combustibles fossiles vers les énergies renouvelables induisent des perspectives négatives à long terme sur la consommation européenne de gaz naturel⁴¹⁰. De plus, l'évolution du cadre réglementaire et, notamment la révision de la Directive gazière de 2009 rends désormais impossible la possibilité de détenir un contrôle exclusif sur de telles infrastructure et impose un libre accès des tiers aux gazoducs. Le fait pour Gazprom de devoir désormais partager avec d'autres fournisseurs gaziers ses

⁴¹⁰ A. Honoré, « The Outlook for Natural Gas Demand in Europe », *OIES Paper*, n° 87, The Oxford Institute for Energy Studies, June 2014, p. 57.

gazoducs, impliquera de facto une baisse du retour sur investissement de ces infrastructures coûteuses.

En outre, le climat politique actuel hostile n'est guère propice au lancement et à la concrétisation de nouveaux projets de gazoducs, qui ne sont d'ailleurs plus nécessaires ni d'un point de vue économique du fait de la baisse de la demande, ni du point de vue technique, car Gazprom a déjà construit des capacités de transport suffisantes propres à accueillir des volumes équivalents à ceux qui transitaient via l'Ukraine.

C'est dans ce contexte que la Russie a décidé de tourner vers l'Asie et de conclure avec la Chine un contrat gazier pour une durée de 30 ans. Si ce basculement vers l'Asie peut paraître soudain, il est en fait l'aboutissement d'un processus en gestation depuis de longues années⁴¹¹. Ce basculement, ce pivot de la Russie vers l'Asie est justifié aux yeux des dirigeants du Kremlin tant économiquement que politiquement⁴¹². En effet, la Chine est aujourd'hui, du fait de sa croissance économique, le plus gros importateur de gaz naturel dans le monde. Sa consommation en gaz naturel continue à croître, même si c'est à un rythme moins rapide qu'il y a encore quelques années⁴¹³. Le début des exportations gazières par le gazoduc la « Force de la Sibérie » offre à la Russie un accès direct à ce marché en forte croissance. De plus, la conclusion de ce contrat puis sa concrétisation, peuvent conduire à d'autres accords importants avec la Chine. En effet, les gazoducs « Sakhaline – Chine » et « Sibérie occidentale – Chine » font aujourd'hui l'objet de négociations. Avoir un ou deux contrats supplémentaires de fourniture de gaz naturel par gazoduc renforcera la position de la Russie sur l'un des plus vastes marchés mondiaux de gaz naturel, ce qui donnera à la Russie un avantage concurrentiel indéniable face à d'autres concurrents tels que le gazoduc « Asie centrale – Chine » ou aux exportateurs de GNL. En même temps, un lien très étroit avec l'acheteur le plus important du monde réduira la dépendance de la Russie à l'égard du marché gazier de l'UE où les perspectives d'évolution de la demande en gaz naturel à long terme sont de plus en plus imprévisibles et l'environnement commercial et réglementaire n'est pas entièrement favorable à Gazprom.

⁴¹¹ A. Lukin, « Russia's Pivot to Asia : Myth or Reality ? », *Strategic Analysis*, Vol. 40, n° 6, le 12 octobre 2016, p. 580.

⁴¹² R. Connolly, « Western Economic Sanctions and Russia's Place in the Global Economy », *E-International Relations*, le 7 mai 2015.

⁴¹³ Global Platts, « Commodities 2021 : China's natural gas demand set to hit new record », le 7 janvier 2021. URL : <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/010721-commodities-2021-chinas-natural-gas-demand-set-to-hit-new-record>.

D'autre part, on assiste aussi, parallèlement, à une accélération du développement de la filière du GNL en Russie. Les incessantes tentatives médiatiques, diplomatiques et juridiques (sanctions extraterritoriales) des États-Unis et de certains pays membres de l'UE, notamment d'Europe orientale, visant à bloquer ou au moins à retarder l'avancement des projets russes de gazoducs en Europe, ont fini par décourager Gazprom de proposer d'autres projets de pipelines et l'ont poussé à se concentrer davantage sur la réalisation de projets de GNL sur le territoire russe.

À la place des deux projets de GNL qui ont été indirectement touché par les sanctions sectorielles, à savoir « Vladivostok LNG » et l'expansion de « Sakhaline-2 », Gazprom s'est concentré sur deux autres – « Baltic LNG » et « Portovaya LNG » dans la région de la Mer Baltique. Contrairement à « Baltic LNG », « Portovaya LNG » est un projet de GNL à petite échelle, dont la mise en exploitation est prévue pour 2020. C'est aussi le premier projet de Gazprom dans le domaine du GNL qui est développé par la compagnie avec ses propres ressources dès l'origine. Ainsi, à partir de ces deux projets de liquéfaction, le GNL pourrait être envoyé vers n'importe quel marché dans le monde, y compris vers les pays européens sans être soumis aux contraintes réglementaires⁴¹⁴.

Afin d'encourager le développement du GNL, le gouvernement russe est allé jusqu'à adopter un régime fiscal particulièrement favorable à la production d'hydrocarbures dans la région arctique, tout particulièrement sur la péninsule de Yamal et Gydan. Néanmoins, seule Novatek a réussi à bénéficier de cet avantage fiscal, car jusqu'à présent aucune autre compagnie énergétique russe n'a pu mener à bien la réalisation d'un terminal d'exportation de GNL. Novatek développe plusieurs projets de GNL en Arctique, et est en voie de devenir l'un des plus grands exportateurs de GNL au monde, dans le sillage du Qatar. Si tous ses projets de GNL se mettent en place, Novatek deviendra la deuxième plus grande compagnie exportatrice de GNL dans le monde après Qatar Gas.

⁴¹⁴ K. Polous, « Gazprom's Strategy », Gazprom Investor Day, January 2020, p.12. URL : <https://www.gazprom.com/f/posts/64/716836/investor-day-2020-presentation.pdf>.

Conclusion générale

Historiquement, le commerce du gaz naturel s'est structuré en fonction des infrastructures de transport et des relations contractuelles de long terme, indispensables à leur financement, qui en ont découlé. Ceci a conduit concrètement à la création de trois marchés principaux corrélés chacun à une base régionale : le marché européen, le marché nord-américain, et le marché de la zone Asie-Pacifique. La montée en puissance du Gaz Naturel Liquéfié (GNL) a fourni les moyens technologiques pour mettre un terme à cette segmentation géographique du marché du gaz naturel, permettant la mise en place d'un marché globalisé au niveau mondial.

Les entrevues que j'ai menées avec des professionnels des entreprises gazières russes, mais aussi d'autres parties du monde, m'ont confirmé le rôle central joué par le développement du GNL dans la globalisation du marché du gaz naturel, et dans l'accélération de cette globalisation.

Force est de constater que cette dynamique va en s'accélération si on en juge par l'évolution de la part du GNL dans les échanges gaziers. Elle a pratiquement doublé au cours des vingt dernières années. Si au début des années 2000, cette montée en puissance du GNL était particulièrement visible en Asie (la zone Asie Pacifique représente encore aujourd'hui, vingt ans après, plus de 70 % des échanges mondiaux de GNL), elle tend à se généraliser à l'ensemble de la planète et ce pour plusieurs raisons. C'est d'une part la nécessité pour les États-Unis d'exporter leurs excédents gaziers générés par la mise en exploitation de gisements gaziers non conventionnels tels les gaz de schistes. C'est d'autre part, la création de hubs gaziers et la montée en puissance des marchés spots au détriment des contrats « take-or-pay ». C'est dans ce contexte que s'inscrit mon travail de thèse.

Dans ma thèse j'ai cherché à analyser la capacité de la Russie et, plus précisément, de son secteur gazier à s'adapter aux innovations à l'œuvre dans ce secteur, particulièrement à la montée en puissance du GNL en tant que mode de transport, et donc vecteur de projection sur des marchés géographiquement distants de la production de gaz naturel russe.

Si la liquéfaction du gaz permet de lever la contrainte de transport et de s'affranchir des réseaux de gazoducs, le coût de sa mise en œuvre a longtemps freiné son développement. Ce n'est plus le cas aujourd'hui. En effet, le marché global du GNL a connu une augmentation de 80% entre 2006 et 2018, et vu le nombre de ses intervenants croître. Ces évolutions initiées à

la fin des années 2010, devraient continuer à modifier en profondeur le marché du GNL et ses problématiques tant économiques (prix, volumes...) que géopolitiques dans les années à venir. C'est à l'aune de ces évolutions que le sujet de ma recherche prend toute son importance.

Comme je l'ai documenté, à l'origine, le procédé de liquéfaction du gaz naturel n'a pas été pris très au sérieux par les autorités russes de l'époque. Elles n'en ont pas vu l'utilité, et n'ont pas mesuré son potentiel de développement futur, focalisées qu'elles étaient sur le développement de leur réseau de gazoducs. Selon mes observations, cette erreur est corrélée au fait que les décisions relatives à la stratégie gazière russe sont prises à un très haut niveau, où les considérations politiques priment souvent sur les critères purement économiques. Et du point de vue politique, le réseau de gazoducs permettait de maintenir les États d'Europe centrale et orientale sous l'influence soviétique puis russe. C'est donc l'intérêt de l'État russe qui a primé sur celui de Gazprom. En agissant ainsi selon des critères de décisions essentiellement politiques et non pas économiques, la Russie n'a pas perçu le potentiel que représentait le GNL pour ses clients traditionnels, tels que la Pologne ou la Lituanie, pour s'affranchir du gaz naturel russe. En construisant sur leurs sols des terminaux capables de regazéifier du GNL acheté aux États-Unis ou au Qatar, ces États d'Europe centrale et orientale se donnaient ainsi les moyens de diversifier leurs sources d'approvisionnement en gaz naturel, et donc à terme de s'affranchir du gaz russe. De plus, même à court terme, le simple fait pour ces pays d'envisager la création de terminaux de regazéification sur leur sol leur donne immédiatement un pouvoir de négociation tarifaire indéniable. Ainsi, en 2015 la seule évocation par la Lituanie du lancement d'un nouveau projet de terminal de GNL lui a permis d'obtenir de la Russie une révision à la baisse des conditions tarifaires qui lui étaient jusqu'alors appliquées.

Comme nous l'avons montré, la Russie n'a pris que très tardivement conscience de cette évolution et a tardé à réagir. Ce n'est que très récemment qu'elle a cherché à rattraper son retard en la matière en se dotant d'équipements de liquéfaction afin de pouvoir devenir à terme l'un des principaux acteurs du marché du GNL. Les sanctions économiques prises par les pays occidentaux suite aux interventions de la Russie en Ukraine, si elles n'ont pas visé - au moins à l'origine - à bloquer le développement du GNL en Russie, ont rendu plus difficile l'accès des entreprises russes aux technologies et aux capitaux occidentaux nécessaires à la création d'une industrie russe du GNL. Ainsi, certains projets ont été annulés ou reportés, tels que « Vladivostok LNG », l'expansion du « Sakhaline-2 », ou « Baltic LNG ». Seule l'entreprise Novatek avec son projet « Yamal LNG » fait exception. Cette différence est sans doute liée à l'essence même de cette entreprise qui est perçue comme une entreprise agissant selon des

critères économiques et non politiques, au contraire de Gazprom, qui demeure toujours perçue comme le « bras armé » de l'État russe dans le secteur énergétique. Il est d'ailleurs intéressant de noter que si Gazprom possède le monopole de l'exportation du gaz naturel via le réseau de transport sur longue distance par gazoducs (exportations vers l'Europe, par exemple), elle ne dispose plus depuis décembre 2013 du monopole des exportations de GNL.

La montée en puissance du GNL, comme nous l'avons évoqué précédemment, a permis d'accélérer la globalisation du marché du gaz naturel au niveau mondial. Cette évolution a remis en cause la stratégie traditionnelle de Gazprom et plus généralement de la Russie, dont le développement gazier s'est construit sur l'édification d'un réseau densifié de gazoducs. Parallèlement, l'évolution réglementaire de l'Union européenne en matière énergétique qui vise, sans le dire vraiment, à desserrer la dépendance énergétique, essentiellement gazière, des pays de l'UE à l'égard de la Russie, renforce encore la nécessité pour la Russie de revoir sa réflexion stratégique. Désormais la question de la diversification de ses marchés d'exportation se pose avec une plus grande acuité. Mais pour diversifier ses exportations, la Russie doit maîtriser la technologie de liquéfaction dans le cadre de grandes unités, et multiplier les projets de liquéfaction. Or, aux conditions de marché actuelles, à savoir coûts élevés des investissements pour la mise en valeur des gisements de Sibérie occidentale et orientale et baisse des prix de marché du gaz naturel, si de nombreux projets sont dans les cartons, peu des projets envisagés par la Russie sont rentables.

Les exportations de GNL de la Russie sont à l'heure actuelle assurées essentiellement par Novatek avec son projet « Yamal LNG » (et son futur projet « Arctic LNG-2 ») et par Gazprom avec son projet « Sakhaline-2 ». Elles sont tournées principalement vers le marché asiatique, sans toutefois exclure le marché européen. En effet, tant que la voie maritime du nord ne sera pas utilisable toute l'année, l'exportation du GNL de Yamal pendant la période hivernale renchérit le coût de ces exportations.

Afin de compenser au moins partiellement ces surcoûts liés tant à la localisation des nouveaux gisements, qu'à la nécessité de créer une filière russe du GNL, la Fédération de Russie a recours à une politique incitative (subventions de l'État, financement des infrastructures, exonérations fiscales) qui devrait permettre de livrer du GNL à des prix raisonnables à la Chine, au Japon et à la Corée du Sud. Même si dans le cas de la Chine, le critère de prix n'est ni unique, ni prépondérant. En effet, dans le domaine énergétique, comme

dans tous les autres domaines de la coopération entre la Russie et la Chine, la dimension interétatique prime souvent sur les considérations, les contingences, purement économiques.

Il est intéressant de noter que selon les prévisions de l'Agence Internationale de l'Énergie (Gas Analysis and forecast 2019) en 2040 la Chine importera environ 350 Gm³ de gaz naturel, soit peu ou prou l'équivalent des importations de l'ensemble des pays de l'Union européenne à la même époque. De plus, les dynamiques de demandes des deux ensembles vont suivre des trajectoires antagonistes et se croiseront en 2040. En effet, la montée en puissance des politiques européennes de lutte contre le réchauffement climatique va inexorablement conduire à une baisse de la demande de l'UE en gaz naturel. Même si dans un premier temps la décarbonisation devrait passer transitoirement par un recours accru au gaz naturel, à terme, la demande de l'UE baissera. A contrario, la Chine devrait voir sa demande de gaz naturel continuer à croître.

Ainsi, si ces scénarii se confirment la Russie désormais dotée de capacités de production de GNL, pourra mettre en concurrence l'Union européenne et la Chine, et orienter le flux de ses exportations en arbitrant, en fonction des prix, sur ces deux marchés. Mais pour parvenir à la concrétisation de ce « pivot asiatique », encore faut-il que les infrastructures de liquéfaction soient suffisamment développées et rentables d'ici 20 ans. Les premiers pas sont réalisés, reste à prouver qu'ils seront suivis d'effets.

Il aurait été intéressant de mener des investigations complémentaires, notamment liées aux conséquences du réchauffement climatique qui tôt ou tard vont permettre d'utiliser toute l'année le passage du Nord-Est, plus communément appelée la route maritime du nord. En effet, cette voie maritime qui permet de relier, durant l'été, l'Océan Atlantique à l'Océan Pacifique en longeant les côtes septentrionales de la Sibérie, est le plus court chemin entre la Russie occidentale et l'Extrême Orient russe d'abord, mais au-delà plus globalement vers la zone Asie Pacifique. Elle permet de réduire la distance qui sépare les ports d'Europe occidentale des ports de l'Extrême Orient chinois ou japonais, de 25 à 30 % par rapport aux itinéraires alternatifs par le Canal de Suez ou le Cap de Bonne-Espérance, et ainsi de générer de substantielles économies, ce qui permettra de faciliter la concrétisation du « pivot asiatique ».

La localisation des gisements et des réserves prouvées de gaz naturel sur le territoire de la Fédération de Russie renforce encore l'intérêt de ces recherches complémentaires. Encore tout récemment la compagnie énergétique russe Rosneft a annoncé la découverte d'un gisement de gaz naturel dans la mer de Kara dont les réserves sont estimées à 800 milliards de m³ (gisement Maréchal Joukov). La possibilité d'utiliser toute l'année la route du Nord, sans

recourir aux brise-glaces basés à Mourmansk, induira la localisation plus aisée des usines de liquéfaction sur les côtes arctiques, et diminuera les coûts d'exploitation tant des gisements, que de création des unités de liquéfaction. Malheureusement, faute de sources documentaires fiables et accessibles je n'ai pas pu approfondir, comme je l'aurais souhaité, ces thématiques porteuses d'avenir.

Bibliographie

Ouvrages

BALMACEDA, Margarita, *Living the High Life in Minsk : Russian Energy Rents, Domestic Populism and Belarus' Impending Crisis*. Budapest, Central European University Press, 2015.

BALMACEDA, Margarita, *Belarus : Oil, Gas, Transit Pipeline and Russian Foreign Energy Policy*. London, GMB Publishing Limited, 2006.

BELYI, Andrey, *Transnational Gas Markets and Euro-Russian Energy Relations*. New York, Palgrave Macmillan, 2016.

BELYI, Andrey, TALUS, Kim, *States and Markets in Hydrocarbon Sectors*. New York, Palgrave Macmillan, 2015.

BOERSMA, Tim, *Energy Security and Natural Gas Markets in Europe : Lessons from the EU and the United States*. London, Routledge, 2015.

BROS, Aurélie, BROS, Thierry, *Géopolitique du gaz russe. Vecteur de pouvoir et enjeu économique*. Paris, L'Inventaire, 2017.

BRZEZINSKI, Zbigniew, *Le grand échiquier*. Fayard/Pluriel, Paris, 2011.

CARRERE D'ENCAUSSE, Hélène, *La Russie entre deux mondes*. Paris, Fayard, 2010.

DOSTOIEVSKI, Fédor, *Polnoe sobranie sočinenij v 30 tomah* [Recueil d'essais en 30 volumes], Vol. 27, 1984.

DUFY, Caroline, « Rentes et dépendance : les ressorts de la croissance après 1998 », in FAVAREL-GARRIGUES, Gilles & ROUSSELET, Kathy « *La Russie Contemporaine* ». Paris, Fayard/CERI, 2010.

DUGIN, Alexandre, *Geopolitika* [Géopolitique]. Moscou, Akademičeskij Proekt, 2015.

DUGIN, Alexandre, *Bitva za Rossiû : evrazijskij revanš Rossii* [La bataille pour la Russie : la revanche eurasiennne de la Russie]. Moscou, Alistorus, 2014.

DUGIN, Alexander, *Eurasian Mission : An Introduction to Neo-Eurasianism*. Budapest, Arktos Media Ltd., 2015.

ENCEL, Frédéric, GEMAN, Hélyette, CHEVALIER, Jean-Marie et al., *Gaz naturel, la nouvelle donne ?* Paris, Presses Universitaires de France, 2016.

GOLDMAN, Marshall, *Petrostate: Putin, Power, and the New Russia*. Oxford, Oxford University Press, 2008.

- GUDKOV, Ivan, *Tretij energetičeskij paket ES* [Troisième Paquet Énergétique de l'UE]. Moscou, Energopolis, 2011.
- GUSTAFSON, Thane, *Crisis Amid Plenty : The Politics of Soviet Energy Under Brezhnev and Gorbachev*. Princeton, Princeton University Press, 1989.
- GUSTAFSON, Thane, *Wheel of Fortune. The Battle for Oil and Power in Russia*. Cambridge, Harvard University Press, 2012.
- HENDERSON, James, PIRANI, Simon, *The Russian Gas Matrix: How Markets Are Driving Change*. Oxford, Oxford University Press, 2014.
- HENDERSON, James, FERGUSON, Alastair, *International Partnership in Russia: Conclusions from the Oil and Gas Industry*. New York, Palgrave Macmillan, 2014.
- HENDERSON, James, MOE, Arild, *The Globalization of Russian Gas: Political and Commercial Catalysts*. Cheltenham, Edward Elgar Publishing Ltd, 2019.
- HENDERSON, James, *The Russian Oil and Gas Industry: International Joint Ventures and Local Companies*. London, Routledge, 2017.
- HOGSELIUS, Per, *Red Gas: Russia and the Origins of European Energy Dependence*. New York, Palgrave Macmillan, 2012.
- HONORE, Anouk, *European Natural Gas Demand, Supply, and Pricing : Cycles, Seasons, and the Impact of LNG Price Arbitrage*. Oxford, Oxford University Press, 2011.
- JOVANOVIĆ, Miroslav, *International Economic Integration: Integration Schemes*. Abingdon-on-Thames, Taylor & Francis, 1998.
- KASATKIN, Roman, *Sistema morskij transportirovki sžižennogo prirodnojo gaza iz Arktiki* [Le système du transport maritime du gaz naturel liquéfié de l'Arctique]. Moscou, Editions LKI, 2008.
- KUTAKOV, Leonid, *Moskva-Tokio : očerki diplomatičeskijh otnošeniij, 1956-1986* [Moscou-Tokyo: les essais sur les relations diplomatiques]. Moscou, Meždunarodnye otnošeniâ, 1988.
- LARUELLE, Marlène, *L'idéologie eurasiste russe ou comment penser l'empire*. Paris, L'Harmattan, 1999.
- LARUELLE, Marlène, *Russian Eurasianism : An Ideology of Empire*. Baltimore, Johns Hopkins University Press, 2012.
- LOCATELLI, Catherine, *Energie et transition en Russie : Les nouveaux acteurs industriels*. Paris, L'Harmattan, 1998.
- LOCATELLI, Catherine, *La question énergétique en Europe de l'Est*. Paris, L'Harmattan, 1992.

- MAJORETC, Maxim, SIMONOV, Konstantin, *Sžižennyj gaz – buduše mirovoj energetiki* [Gaz liquéfié – l’avenir de l’énergie mondiale]. Moscou, Al’pina Publisher, 2013.
- MARCHAND, Pascal, *Géopolitique de la Russie*. Paris, Presses Universitaires de France (PUF), 2014.
- MARCHAND, Pascal, *Atlas géopolitique de la Russie : la puissance retrouvée*. Paris, Autrement, 2012.
- MASTEPANOV, Alexei, *Netradicionnyj gaz kak faktor regionalizacii gazovyh rynkov* [Le gaz non conventionnel comme facteur de régionalisation des marchés gaziers]. Moscou, Editions Energiâ, 2013.
- MONGRENIER, Jean-Sylvestre, *La Russie menace-t-elle l’Occident ?* Paris, Choiseul, 2009.
- NIES, Susanne, *Gas et pétrole vers l’Europe : perspectives pour les infrastructures. Gouvernance européenne et géopolitique de l’énergie*. Paris, Institut français des relations internationales (IFRI), 2008.
- PAIK, Keun-Wook, *Sino-Russian Oil and Gas Cooperation: The Reality and Implications*. Oxford, Oxford University Press, 2012.
- PIRANI, Simon, *Russian and CIS Gas Markets and Their Impact on Europe*. Oxford, Oxford University Press, 2009.
- PIRANI, Simon, *Burning Up: A Global History of Fossil Fuel Consumption*. London, Pluto Press, 2018.
- PRIMAKOV, Evgueni, *Gody v bol’šoj politike* [Au coeur du pouvoir: mémoires politiques]. Moscou, Soveršenno Sekretno, 1999.
- RADVANYI, Jean, *La nouvelle Russie*. Paris, Armand Colin, 2010.
- RADVANYI, Jean, LARUELLE, Marlène, *La Russie, entre peurs et défis*. Paris, Armand Colin, 2016.
- RUSSELL, Jeremy, *Energy as a Factor in Soviet Foreign Policy*. Lanham, Lexington Books, 1976.
- ROJEY, Alexandre, DURAND, Bernard, JAFFRET, Claude et al., *Le gaz naturel : production, traitement, transport*. Paris, Technip, 1994.
- SAVITSKY, Petr, *Geografičeskij obzor Rossii - Evrazii* [Aperçu géographique de la Russie - Eurasie]. Moscou, Agraf, 1997.
- SAVITSKY, Petr, *Na putâh : utverždeniâ evrazičev* [Sur les chemins : les déclarations des eurasistes]. Moscou, Agraf, 2001.
- SIMONOV, Konstantin, *Energetičeskaâ sverhderžava* [Superpuissance énergétique]. Moscou, Eksmo Press, 2006.
- SIXSMITH, Martin, *Putin’s Oil : The Yukos Affair and the Struggle for Russia*. London, Continuum Publishing Corporation, 2010.
- ŠKUTA, Alexander, *Evropejskij vektor gazovoj strategii Rossii* [Le vecteur européen de la stratégie gazière de la Russie]. Moscou, EKOM Publishers, 2008.

- STERN, Jonathan, *The Future of Russian Gas and Gazprom*. Oxford, Oxford University Press, 2005.
- STERN, Jonathan, BRADSHAW, Michael, FLOWER, Andy et al., *Natural Gas in Asia : The Challenges of Growth in China, India, Japan and Korea*. Oxford, Oxford University Press, 2008.
- STERN, Jonathan, *The Pricing of Internationally Traded Gas*. Oxford, Oxford University Press, 2012.
- STERN, Jonathan, *Competition and Liberalization in European Gas Markets: A Diversity of Models*. London, Royal Institute of International Affairs, 1998.
- STERN, Jonathan, *Oil and Gas in the Former Soviet Union : The Changing Foreign Investment Agenda*. London, Royal Institute of International Affairs, 1993.
- STERN, Jonathan, *The Russian Natural Gas "Bubble": Consequences for European Gas Markets*. London, Royal Institute of International Affairs, 1995.
- STERN, Jonathan, *Soviet Natural Gas Development to 1990: The Implications for the C.M.E.A and the West*. Lanham, Lexington Books, 1980.
- TCHOUBARIAN, Alexandre, *La Russie et l'idée européenne*. Paris, Editions des Syrtes, 2009.
- TERZIAN, Pierre, *Le gaz naturel, perspectives pour 2010-2020 (disponibilités, contraintes et dépendances)*. Paris, Economica, 1998.
- TEURTRIE, David, *Géopolitique de la Russie : intégration régionale, enjeux énergétiques, influence culturelle*. Paris, L'Harmattan, 2010.
- TINGUY (de), Anne, *La Russie dans le monde*. Paris, Centre National de la Recherche Scientifique (CNRS), 2019.
- TINGUY (de), Anne, BARANOVSKY, Vladimir, FACON, Isabelle et al., *Moscou et le monde : L'ambition de la grandeur : une illusion ?* Paris, Autrement, 2008.
- VAVILOV, Andrey, NICHOLLS, David, *Gazprom : An Energy Giant and Its Challenges in Europe*. New York, Palgrave Macmillan, 2015.
- VASIL'EV, Vladimir, ERMAKOV, Viktor, Žabrev, Ilya, *Gazovye i gazokondensatnye mestoroždeniâ* [Les gisements de gaz et condensats]. Moscou, Nedra, 1983.
- VERCUEIL, Julien, *Les pays émergents : Brésil, Russie, Inde, Chine... Mutations économiques et nouveaux défis*. Paris, Bréal, 2011.
- VERCUEIL, Julien, *Transition et ouverture de l'économie russe (1992-2002)*. Paris, L'Harmattan, 2002.

VERNADSKY, George, *Načertanie ruskoi istorii* [Essai sur les origines russes]. Saint-Pétersbourg, Editions Lan', 2000.

VERNADSKY, George, *Istoriâ Rossii v 5 tomah* [Histoire de la Russie en 5 volumes]. Moscou, Agraf, 2004.

YAFIMAVA, Katja, *The Transit Dimension of EU Energy Security: Russian Gas Transit Across Ukraine, Belarus, and Moldova*. Oxford, Oxford University Press, 2011

ŽIZNIN, Stanislav, *Energetičeskaâ diplomatiâ Rossii : ékonomika, politika, praktika* [Diplomatique énergétique de la Russie : économie, politique, pratique]. Moskva, Ist Bruk, 2005.

Articles dans les revues périodiques

AHN, Se Hyun, « Framing Energy Security Between Russia and South Korea? Progress, Problems and Prospects », *Asian Survey*, Vol. 50, n° 3, mai/juin 2010.

ARBATOV, Alexei, « Eurasia Letter: A Russian-U.S Security Agenda », *Foreign Policy*, n° 104, 1996.

BAŽANOV, Evgueni, BAŽANOVA, Natal'â, « Russia and Asia in 1993 », *Asian Survey*, Vol. 34, n° 1, 1994.

BOUSSENA, Sadek, LOCATELLI, Catherine, « Gazprom et l'incertitude du marché gazier européen : vers une stratégie de défense de sa part de marché ? », *Revue d'Economie Industrielle*, 1^{er} trimestre 2017.

BOUSSENA, Sadek, LOCATELLI, Catherine, « Gazprom and the complexity of the EU gas market: a strategy to define », *Post-Communist Economies*, n° 29, 2017. Pp. 549-564

BROS, Thierry, « Des bouleversements dans le paysage énergétique mondial », *Diplomatie*, n°62, 2013.

BUCKRELL, David, DUBIEN, Arnaud, « Énergie et politique dans la Russie de Poutine », *Revue internationale et stratégique*, n°54, 2004. Pp. 71-79.

DEFEUILLEY, Christophe, « Le gaz naturel en Europe. Entre libéralisation des marchés et géopolitique », *Flux*, n° 75, 2009. Pp. 99-111

DEFEUILLEY, Christophe, « Gazprom », *Flux*, n°76-77, 2009. Pp. 126-134

DUBOIS, Stéphane, « La Russie et ses hydrocarbures : la tactique à court terme aux dépens de la stratégie à long terme ? », *Géoéconomie*, n° 1 (48), 2009. Pp. 67-88.

DUFY, Caroline, « L'économie russe : contradictions et impasses », *Les Etudes du CERI*, n° 247-248, 2020.

FEDOTOV, Vladimir, « Rossiâ i ATR : problemy i perspektivy [La Russie et l'Asie Pacifique : problèmes et perspectives], *Meždunarodnaâ žizn'*, novembre/décembre 1992.

FILLER, André, « L'identité nationale russe : anatomie d'une représentation », *Hérodote*, n° 138, 2010. Pp. 94-108.

GEOFFRON, Patrice, « Que faire du gaz de schiste européen ? », *Diplomatie*, n°62, 2013.

GRAIS, Wafik, ZHENG, Kangbin, « Strategic Interdependence in European East-West Gas Trade : A Hierarchical Stackelberg Game Approach », *The Energy Journal*, Vol. 17, n° 3, 1996. Pp. 61-84.

GRAS, Cédric, SHVEDOV, Vycheslav, « Extrême-Orient russe, une incessante (re)conquête économique », *Hérodote*, n° 138, 2010. Pp. 127-143.

GUSTAFSON, Thane, « Energy and the Soviet Bloc », *International Security*, Vol. 6, n° 3, 1982. Pp. 65-89.

HENDERSON, James, MOE, Arild, « Gazprom's LNG offensive: a demonstration of monopoly strength or impetus for Russian gas sector reform? », *Post-Communist Economies*, Vol. 28, n° 3, 2016. Pp. 281-299.

KARPOV, Viktor, « Neft' i gaz v promyšlennoj politike SSSR », [Pétrole et gaz dans la politique industrielle de l'URSS], *Vestnik de l'Université d'État de Nižnevartovsk*, n° 4, 2010.

KIMBARA, Kazuyuki, « Development of Siberia and Japan », *Acta Slavica Iaponica*, n° 4, 1986.

KIMURA, Hiroshi, « Japan-Soviet Relations : from Afghanistan to Suzuki », *Slavic Studies*, Vol. 27, 1981. Pp. 59-73.

KONOPLÂNIK, Andrei, « Amerikanskaâ slancevaâ revoluciâ : posledstviâ neobratimy » [La révolution américaine du gaz de schiste: les conséquences sont irréversibles], *Éko*, Vol. 44, n° 5, 2014. Pp. 111-126.

LAFARGUE, François, « Les enjeux géopolitiques de la transition énergétique », *Diplomatie*, n° 62, 2013.

LARRABEE, Stephen, « Russia, Ukraine, and Central Europe : The Return of Geopolitics », *Journal of International Affairs*, n°2, Vol. 63, 2010. Pp. 33-52

LEE, Jae-Seung, CONNOLLY, Daniel, « Pipeline Politics between Europe and Russia : A Historical Review from the Cold War to the Post-Cold War », *The Korean Journal of International Studies*, n°1, Vol. 14, 2016. Pp. 105-129

LOCATELLI, Catherine, « The Russian Gas Industry: Challenges to the « Gazprom model », *Post-Communist Economies*, n°26 (1), 2014. Pp. 53-66

LOCATELLI, Catherine, « EU -Russia trading relations: the challenges of a new gas architecture », *European Journal of Law and Economics*, n°39, 2015. Pp. 313-329

LOCATELLI, Catherine, « Les stratégies d'internationalisation de Gazprom », *Le Courrier des Pays de l'Est*, n°1061, 2007. Pp. 32-46.

LOE, Julia, « Lead, now, go! (LNG): the Shtokman field and Gazprom's challenging partnership with Total and Statoil », *Post-Communist Economies*, n°6, Vol. 30, 2018. Pp. 755-774.

LOROT, Pascal, « De la géopolitique à la géoéconomie », *Géoéconomie*, Vol. 50, n° 3, 2009. Pp. 9-19.

LUKIN, Alexander, « Russia's image of China and Russian-Chinese relations », *East Asia*, Vol. 17, n° 1, mars 1999.

LUKIN, Alexander, « Russia's Pivot to Asia : Myth or Reality ? », *Strategic Analysis*, Vol. 40, n° 6, le 12 octobre 2016. Pp. 573-589.

MARTYNISZYN, Marek, « On Extraterritoriality and the Gazprom case », *European Competition Law Review*, n° 36 (7), 2015. Pp. 291-294

MASTEPANOV, Alexei, « O diversifikacii eksportnyh postavok rossijskogo gaza i vostočnoj energetičeskoj politike Rossii [Sur la diversification des exportations gazières russes et la politique énergétique russe à l'Est], *Infrastrukturnoe razvitie Evrazii*, n° 3, 2014.

MEDVEDEV, Dmitri, « Social'no-ékonomičeskoe razvitie Rossii : obretenie novoj dinamiki [Le développement socio-économique de la Russie : trouver de nouvelles dynamiques], *Voprosy Ekonomiki*, n°10, 2016.

MEYER, Peggy, « Post-Cold War Northeast Asia: Regional Trends and Prospects », *The Journal of East Asian Affairs*, Vol. 11, n° 1, hiver-printemps 1997.

MOE, Arild, « Russian and Norwegian petroleum strategies in the Barents Sea », *Arctic Review on Law and Politics*, n°2, Vol. 1, 2010. Pp. 225-248

MOE, Arild, « Russian and Norwegian petroleum strategies in the Barents Sea », *Arctic Review on Law and Politics*, n°2, Vol. 1, 2010. Pp. 225-248

NEWNHAM, Randall, « Pipeline politics: Russian energy sanctions and the 2010 Ukrainian elections », *Journal of Eurasian Studies*, Vol. 4, n° 2, 2013. Pp. 115-122

NIVAT, Georges, « Les paradoxes de l' « affirmation eurasiennne », *Esprit*, n° 10, 2007. Pp. 118-135

ORLOVA, Ekaterina, « Evropa idët na biržu » [L'Europe va à la bourse], *Neftegazovaâ vertikal'*, n°7-8, 2017. Pp. 94-98

PEROVIC, Jeronim, KREMPIN, Dunja, « The Key is in Our Hands: Soviet Energy Strategy during Détente and the Global Oil Crises of the 1970s », *Historical Social Research*, n°4, Vol. 39, 2014. Pp. 113-144

PERTUZIO, André, « L'Energie au Japon », *Géostratégiques*, n°26, 2010.

PROTASOV, Vitaly, « EU-Russia Gas Relations : a View From Both Sides », *IAEE Journal*, 2010. Pp. 27-30

RADVANYI, Jean, « Refoulée d'Europe, la Russie se tourne vers l'Asie », *Le Monde diplomatique*, n°138, décembre 2014 - janvier 2015. Pp. 54-59

RADVANYI, Jean, « Réseaux de transport, réseaux d'influence: nouveaux enjeux stratégiques autour de la Russie », *Hérodote*, n°104, 2002. Pp. 38-65

RICHARD, Yann, « Les stratégies de Gazprom : un problème géopolitique ? », *Revue Géographique de l'Est*, n°1-2, Vol. 50, 2010.

SAVITSKY, Petr, « Geografičeskie i geopolitičeskie osnovy evrazijstva [Les fondements géographiques et géopolitiques de l'eurasisme], *Elementy*, n° 3, 1993.

Socialističeskaâ industriâ, n° 98 (3289), le 29 avril 1980.

Socialističeskaâ industriâ, « Soglašenje o razvitii i uglublenii dolgosročnogo sotrudničestva meždu SSSR i GDR v oblasti ekonomiki i promyšlennosti » [L'accord sur le développement et l'approfondissement de la coopération à long terme entre l'URSS et la RFA dans le domaine de l'économie et de l'industrie], article 1, n° 108 (2700), le 8 mai 1978.

TEURTRIE, David, « Union européenne ou Russie : le dilemme ukrainien », *Outre-Terre*, n° 32, 2012. Pp. 347-353

TEURTRIE, David, « La stratégie de la Russie dans l'exportation de ses hydrocarbures : contrôle et diversification », *Flux*, n°71, 2008. Pp. 24-36.

VERCUEIL, Julien, « Politique et géopolitique du pétrole russe », *Géocfluences*, 2005.

VIALLY, Roland, « Les hydrocarbures non conventionnels : des perspectives incertaines », *Questions internationales*, n°65, 2014. Pp. 14-17

WOLCZUK, Kataryna, « Managing the flows of gas and rules : Ukraine between the EU and Russia », *Eurasian Geography and Economics*, Vol. 57, n° 1, 2016.

ŽDANOVSKIĖ, Rodion, « Rasshirenie meždunarodnoj trgovli rossijskim gazom za sčët ego diversifikacii i ispol'zovaniâ innovacionnyh napravlenij » [L'expansion du commerce international du gaz russe grâce à la diversification et à l'utilisation de solutions innovantes], *Meždunarodnaâ trgovlá i torgovaâ politika*, n° 2(14), 2018. Pp. 133-148

Travaux des centres de recherches

BELYI, Andrei, « Stepping on the Gas. Future-Proofing Estonia's Energy Market and Security », *Report*, International Centre for Defense and Security, 2019.

BELYI, Andrei, « LNG : Developing the Demand », The Center for Climate Change, Energy and Environmental Law, 2018.

BELYI, Andrei, GOLDTHAU, Andreas, « Between a rock and a hard place : International market dynamics, domestic politics and Gazprom's strategy », *Robert Schuman Centre for Advanced Studies, European Union Institute Working Paper*, n° 22, Florence School of Regulation, 2015.

BORDOFF, Jason, HOUSER, Trevor, « American Gas to the Rescue? The Impact of US LNG Exports on European Security and Russian Foreign Policy », *Center on Global Energy Policy, Working Paper*, Columbia University, 2014.

BOSSLEY, Liz, « Trading Natural Gas in the UK », *OIES Working Paper NG*, n°4, Oxford Institute for Energy Studies, 1999.

BOUSSENA, Sadek, LOCATELLI, Catherine, « Gas market developments and their effect on relations between Russia and the EU », *LEPII, Cahier de recherche*, n° 38, Université Pierre Mendès-France, 2010.

BRILL OLCOTT, Martha, « The Energy Dimension in Russian Global Strategy. Vladimir Putin and The Geopolitics of Oil », Issue Brief, Baker Institute for Public Policy, 2004.

BROS, Aurélie, MITROVA, Tatiana, « Yamal LNG: an economic project under political pressure », *Note*, n°17, Fondation pour la Recherche Stratégique, 2016.

BROS, Aurélie, « There Will Be Gas : Gazprom's Transport Strategy in Europe », *Russie.Nei.Reports*, n° 21, French Institute of International Relations (IFRI), 2015.

BROS, Aurélie, « Gazprom in Europe : a Business Doomed to Fail ? », *Russie.Nei.Reports*, n° 18, IFRI, 2014.

COLLINS, Gabriel, « Russia's Use of the « Energy Weapon » in Europe », *Issue Brief*, Baker Institute for Public Policy, 2017.

CORBEAU, Anne-Sophie, YERMAKOV, Vitaly, « Will There Be a Price War Between Russian Pipeline Gas and US LNG in Europe ? », KAPSARC, July 2016.

CORNOT-GANDOLPHE, Sylvie, « World LNG Trade. A New Growth Phase », Centre international d'information sur le gaz naturel et tous les hydrocarbures gazeux (CEDIGAZ), 1991.

COVI, Giovanni, « A case study of an advanced Dutch disease : The Russian Oil », *MPRA Paper*, n°46670, University Library of Munich, 2013.

DICKEL, Ralf, HASSANZADEH, Elham, HENDERSON, James et al. « Reducing European Dependence on Russian Gas : distinguishing natural gas security from geopolitics », *OIES Working Paper NG*, n° 92, Oxford Institute for Energy Studies, 2014.

FINON, Dominique, LOCATELLI, Catherine, « La libéralisation du marché gazier européen et ses conséquences pour la Russie », *IEPE, Cahier de recherche*, Université Pierre Mendès-France, 2002.

FINON, Dominique, LOCATELLI, Catherine, « L'interdépendance gazière de la Russie et de l'Union européenne. Quel équilibre entre le marché et la géopolitique ? », *LEPII/EPE, Cahier de recherche*, n°41, Université Pierre Mendès-France, 2006.

FINON, Dominique, LOCATELLI, Catherine, « L'interdépendance gazière de la Russie et de l'Union européenne : quel équilibre entre le marché et la géopolitique ? », *Cahier de recherche LEPII*, n° 41, 2006.

FRANZA, Luca, « Long-term gas import contracts in Europe. The evolution in pricing mechanisms », *CIEP Paper*, n° 2014/08, Clingendael International Energy Programme (CIEP), Netherlands Institute of International Relations, 2014.

GENY, François, « Can Unconventional Gas be a Game Changer in European Gas Markets? », *OIES Working Paper NG*, n°46, Oxford Institute for Energy Studies, 2010.

GRANVILLE, Christopher, « Russia's macroeconomic problems and the risks to the oil and gas sector », *OIES Forum*, n°107, Oxford Institute for Energy Studies, 2016.

HASEGAWA, Tsuyoshi, « Japanese Perceptions and Policies Toward the Soviet Union: Prospects and Changes under Gorbachev », *Report to National Council for Soviet and East European Research*, Columbia University, 1988.

HENDERSON, James, « Russia's gas pivot to Asia : Another false dawn or ready for lift off ? », *Oxford Energy Insight*, n°40, Oxford Institute for Energy Studies, 2018.

HENDERSON, James, « Gazprom – Is 2016 the Year for a Change of Pricing Strategy in Europe? », *Oxford Energy Comment*, Oxford Institute for Energy Studies, 2016.

HENDERSON, James, MITROVA, Tatiana, « The Political and Commercial Dynamics of Russia's Gas Export Strategy », *OIES Working Paper NG*, n°102, Oxford Institute for Energy Studies, 2015.

JENSEN, James, « The Development of a Global LNG Market. Is it Likely? If so When? », *OIES Working Paper NG*, n°5, Oxford Institute for Energy Studies, 2004.

KONOPLÂNIK, Andrei, « Evolution of Gas Pricing in Continental Europe: Modernization of Indexation Formulas Versus Gas to Gas Competition », *International Energy Law and Policy Research Paper*, n° 1, Centre for Energy, Petroleum & Mineral Law and Policy (CEPMLP), University of Dundee, 2010.

LECARPENTIER, Armelle, « Tendances à court terme de l'industrie gazière », Panorama 2016, IFP Energies nouvelles, 2016.

LIUHTO, Kari, « Energy in Russia's foreign policy », *PEI Electronic Publications*, Pan-European Institute, 2010.

LOCATELLI, Catherine, « L'UE : aiguillon des stratégies de Gazprom ? », *Russie.Nei.Visions*, n° 26, Centre Russie/NEI, Institut Français des Relations Internationales, février 2008.

LOSKOT-STRACHOTA, Agata, KARDAS, Szymon, DABOROWSKI, Tomasz, « The European Commission enables increased use of the OPAL pipeline by Gazprom », *OSW Commentary*, n°226, Centre for Eastern Studies, 2016.

MEL'NIKOVA, Svetlana, « Čěrnaâ volna slancevoj revolúcii [La vague noire de la révolution du gaz de schiste], Institut des Recherches énergétiques de l'Académie russe des Sciences (ERIRAS), 2012.

MITROVA, Tatiana, « Evropejskij gazovyj rynek : mečty ne vseгда sbyvaûtsâ [Le marché gazier européen: les rêves ne se réalisent pas toujours], Centre de l'Energie, Ecole de Management de Moscou « SKOLKOVO », 2012.

MITROVA, Tatiana, « Shifting Political Economy of Russian Oil and Gas », *CSIS Energy and National Security Program, Report*, Center for Strategic and International Studies (CSIS), 2016.

MITROVA, Tatiana, « Russian LNG: The Long Road to Export », *Russie.Nei.Reports*, n° 16, French Institute of International Relations (IFRI), 2013.

MONGRENIER, Jean-Sylvestre, « Les relations énergétiques entre la Russie et l'Europe : une question géopolitique », *Tribune*, n°42, Institut Thomas More, 2014.

OLIVIER, Jos, JANSSENS-MAENHOUT, Greet, MUNTEAN, Marilena et al. « Trends in Global CO2 Emissions: 2014 Report », PBL Netherlands Environmental Assessment Agency & Joint Research Centre of the European Commission, 2014.

PEARSON, Ivan, ZENIEWSKI, Peter, GRACCEVA, Francesco at al. « Unconventional Gas: Potential Energy Market Impacts in the European Union », JRC Scientific and Policy Reports, Joint Research Centre of the European Commission, 2012.

PIFER, Steven, « Averting Crisis in Ukraine », *Council Special Report*, n°41, Council on Foreign Relations, 2009.

PIRANI, Simon, « Ukraine's Gas Sector », *OIES Working Paper NG*, n°21, Oxford Institute for Energy Studies, 2007.

PIRANI, Simon, STERN, Jonathan, YAFIMAVA, Katja, « The Russo-Ukrainian gas dispute of January 2009 : a comprehensive assessment », *OIES Working Papers NG*, n° 27, Oxford Institute for Energy Studies, 2009.

RILEY, Alan, « Commission vs. Gazprom: The antitrust clash of the decade? », *CEPS Policy Brief*, n°285, Centre for European Policy Studies (CEPS), 2012.

SALYGIN, Valerij, KAVEŠNIKOV, Nikolaj, « Gazprom na rynke Evrosoûza » [Gazprom sur le marché de l'UE], *MGIMO Review of International Relations*, MGIMO, 2014. Pp. 45-53.

SIMMONDS, Gillian, « The U.K Gas Industry 2000/2001 », *Centre for the study of Regulated Industries (CRI), Industry Brief*, University of Bath, 2000.

STERN, Jonathan, YAFIMAVA, Katja, « The EU Competition Investigation into Gazprom's Sales to Central and Eastern Europe: a comment on commitments », *Oxford Energy Comment*, Oxford Institute for Energy Studies, 2017.

YAFIMAVA, Katja, « The EU Third Package for Gas and the Gas Target Model: major contentious issues inside and outside the EU », *OIES Working Papers NG*, n°75, Oxford Institute for Energy Studies, 2013.

YAFIMAVA, Katja, « Nord Stream 2 : Delayed but unstoppable », *BRE Review*, University of Turku, 2020.

WOEHREL, Steven, « Russian Energy Policy Toward Neighboring Countries », *CRS Report for Congress*, Congressional Research Service, 2009.

Présentations sur les conférences et les forums sur le gaz naturel

CORNOT-GANDOLPHE, Sylvie, « Marchés gaziers mondiaux: From Security of Gas Supply to the Golden Age of Gas », Fondation Tuck, le 18 juin 2012, URL: <http://www.fondation-tuck.fr/upload/docs/application/pdf/2014-12/marches-gaziers-mondiaux-s-cornot-gandolphe.pdf>

DURMAN, Chris, « Gazprom round table on the European gas markets », Novy Urengoy, July 5, 2017, URL: https://www.gazprom.com/f/posts/99/838347/gazprom_round_table-2017-07-05.pdf

GAZPROM, « All you need is Gas », Gazprom Investor Day, London, February 15, 2011, URL: https://www.gazprom.ru/f/posts/10/383646/2011_02_15_investorday_final.pdf

GAZPROM, « Gas Business », Gazprom Investor Day, Hong Kong, February 2015, URL : <https://docplayer.net/1074618-Gazprom-investor-day-gas-business-february-2015-hong-kong-singapore.html>

GAZPROM, « Strong Foothold in Changing Times », Gazprom Investor Day, February 2017, URL: https://www.gazprom.com/f/posts/69/946264/2017.02.22_--_gazprom_investor_day_2017.pdf

GERSTEIN, D., « Global LNG Markets in Transition », Team Consult, Russia LNG Congress, March 2017.

HAN, W., « Prospect of Korean Natural Gas Market », Northeast Asia Petroleum Forum, IEEJ, Tokyo, 27 October 2009.

HEATHER, Patrick, « Gas Market Integration : How liquid are Europe's hubs ? », NGW 1st Annual European Gas Dialogues, Webinar, March 4, 2021, URL : https://www.naturalgasworld.com/pdfs/0304_Patrick_Heather.pdf

HENDERSON, James, « Global LNG Outlook », OIES, Russia LNG Congress, March 2017.

HENDERSON, James, « The Outlook for Russian Oil and Gas Production and Exports », Communication lors de l'école d'été sur l'énergie, à Telč, le 17 août 2016.

KAZMIN, Roman, « Short-term market dynamics of LNG in Asia », Russia LNG Congress, March 2017.

KOMLEV, Sergei, « European Gas Market: Myths and Realities », Novy Urengoy, July 5, 2017, URL: https://www.gazprom.com/f/posts/99/838347/european_gas_market-2017-07-05.pdf

KOMLEV, Sergei, « The Impact of New EU Energy Policies on the Gas Trade with Russia: Is the EU Headed Towards Protectionist Policies? », Groningen, May 6, 2009, URL: <https://slideplayer.com/slide/6632508/>

LOVATT, Melanie, « The changing dynamics of the LNG market and ramifications for project finance », POTEN&PARTNERS, Russia LNG Congress, March 2017

LYATS, Kirill, « AURORA LNG: Developing a network of LNG Bunkering Centres in the Baltic and North Sea area », Russia LNG Congress, March 2017

MEDVEDEV, Alexander, « Gas Export and Enhancing Reliability of Gas Supply to Europe », Gazprom Press Conference, le 6 juin 2017, URL: <https://www.gazprom.com/f/posts/60/728894/presentation-press-conf-2017-06-06-en.pdf>

MITROVA, Tatiana, « Russian Energy Sector: Current Status and Perspectives », Moscow, May 27, 2015

MITROVA, Tatiana, « Russian gas export policy: reacting to the EU policy », Brussels, October 10, 2012

MITROVA, Tatiana, « Internal challenges of the Russian hydrocarbon sector in the current context », IFRI, Paris, September 20, 2016, URL : https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/presentation_tatiana_mitrova.pdf

MITROVA, Tatiana, « Russian Domestic Market Developments: Understanding the Stagnation of Domestic Supply and Determining the Impact of a Potential Move Towards Stronger Competition », Amsterdam, May 21, 2014.

MITROVA, Tatiana, Rossijskij TEK: na poroge novoj éry [Le secteur énergétique russe: sur le seuil d'une nouvelle ère], Paris, le 27 octobre 2014.

NISHIYAMA, Hidemasa, « Japan's Policy on Energy Conservation », Tokyo, janvier 2013.

POLOUS, Kirill, « Gazprom's Strategy », Gazprom Investor Day, January 2020. URL : <https://www.gazprom.com/f/posts/64/716836/investor-day-2020-presentation.pdf>.

TEURTRIE, David, « La politique extérieure russe entre pragmatisme et eurasisme », Communication lors du Festival Géopolitique et Géoéconomie, à Grenoble École de Management, le 3 avril 2014

VASSILUK, Svetlana, « Japanese-Russian Energy Cooperation: Problems and Perspectives », World Civilizations Forum, October 9, 2008, Greece, URL: <https://eneken.ieej.or.jp/data/en/data/pdf/461.pdf>

Les articles dans les revues spécialisés en énergie

Energetičeskij bûlleten', « Neftedobyča : na grani sniženiâ ? [La production du pétrole : sur le point du déclin ?], n°32, 2016.

Energetičeskij bûlleten', « Cenoobrazovanie na rynkah gaza » [La tarification sur les marchés du gaz naturel], n°21, 2015.

Petrostratégies, « Norvège : le salut ne peut venir que du gaz », n°101, le 2 mai 1988.

Petrostratégies, « L'Algérie a couvert 40% des importations gazières de la France au premier trimestre 1987 », n°100, le 25 avril 1988.

Petrostratégies, « Statistics : Europe's growing dependence on imported gas », n°97, April 4, 1988

Petrostratégies, « L'Espagne pourrait recevoir maintenant 11 à 12,5 milliards de m³/an de GNL », n°139, le 27 février 1989.

Petrostratégies, « GNL : nouveau contrat américain de Sonatrach pour 3,6 milliards de m³/5ans », n°141, le 13 mars 1989.

Petrostratégies, « Renversement de tendance pour la demande énergétique de l'OCDE au premier trimestre 1989 », n°162, le 4 septembre 1989.

Petrostratégies, « Gail et Sumitomo approvisionneront différemment la capacité GNL qu'ils ont réservé à Cove Point », n°1334, le 30 décembre 2013.

Petrostratégies, « Les Etats-Unis produiraient 1 045 Gm³ de gaz en 2040 et 9.6 MB/jour de pétrole en 2019 », n°1334, le 30 décembre 2013.

Petrostratégies, « Corée du Sud : demande en gaz en hausse de 1,7%/an », n°1334, le 23 décembre 2013.

Petrostratégies, « Canaport LNG reçoit l'autorisation de réexporter des cargaisons », n°1334, le 23 décembre 2013.

Petrostratégies, « Nouvelle donne en Chine : la croissance de la demande de gaz se ralentit, celle de la production s'accélère », le 22 septembre 2014.

Rossijskij neftânoj bûlleten', « Problemy Kovykty : 3 bol'shie, 2 srednie i odna malen'kaâ », [Les problèmes de Kovykta : 3 grands, 2 moyens et un petit], n° 83, 1997.

Documents officiels, rapports et e-sources des structures internationales

CRONSHAW, Ian, MARSTRAND, Jacob, PIROVSKA Margarita, SIMMONS, Daniel, WEMPE, Joost, « Development of Competitive Gas Trading in Continental Europe: How to Achieve Workable Competition in European Gas Markets », *IEA Information Paper*, Organization for Economic Cooperation and Development (OECD) & International Energy Agency (IEA), May 2008. URL: file:///C:/Users/geras/AppData/Local/Temp/IEA_200805_Development%20of%20competitive%20gas%20trading%20in%20continental%20Europe.pdf.

EIA, *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*, June 2013. URL: <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf>

EIA, *Short-Term Energy Outlook*, Washington, 2017. URL: <https://www.eia.gov/outlooks/steo/archives/oct17.pdf>

EIA, *Annual Energy Outlook 2005 with Projections to 2025*, Washington, 2005. URL: <https://www.hsdl.org/?view&did=15952>

EIA, *U.S Natural Gas Imports & Exports 2012*, Washington, 2012. URL: <https://www.eia.gov/naturalgas/importsexports/annual/archives/2013/>.

GIIGNL, *The LNG Industry*, 2011. URL: https://giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/Publications/giignl_the_lng_industry_2011.pdf

GIIGNL, The LNG Industry, 2018. URL: https://giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/Publications/rapportannuel-2018pdf.pdf

IEA, Medium-Term Gas Market Report, June 2015. URL : <https://webstore.iea.org/medium-term-gas-market-report-2015>

IEA, World Energy Outlook, 1998. URL: https://jancovici.com/wp-content/uploads/2016/04/World_energy_outlook_1998.pdf

IEA, World Energy Outlook, November 2016. URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2016>

IEA, Russia Energy Survey, March 2002. URL: <https://www.iea.org/reports/russia-energy-survey>

IGU, World LNG Report, 2011. URL: <https://www.igu.org/app/uploads-wp/2012/04/LNG-Report-2011-min.pdf>

IGU, World LNG Report, 2016. URL: https://www.connaissancedesenergies.org/sites/default/files/album_images/igu_world_lng_report_2016.pdf

IGU, World LNG Report, 2017. URL: https://www.igu.org/app/uploads-wp/2017/04/103419-World_IGU_Report_FINAL_LR.pdf

IGU, World LNG Report, 2020 (document disponible sur demande en téléchargement sur le site de l'IGU)

IGU, Wholesale Gas Price Formation, 2012. URL: <https://www.igu.org/app/uploads-wp/2012/06/Wholesale-Gas-Price-Formation-2012-A-global-review-of-drivers-and-regional-trends-min.pdf>

IGU, Wholesale Gas Price Survey, 2013. URL: <https://www.igu.org/app/uploads-wp/2013/04/IGU-Wholesale-Gas-Price-Survey-2013-Edition-min.pdf>

JURIS, Andrey, « Natural Gas Markets in the U.K. Competition, industry structure, and market power of the incumbent », *Viewpoint*, World Bank, n°138, 1998. URL: https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/11560/multi_page.pdf?sequence=1&isAllowed=y

OECD, *Environmental Performance Reviews: United States 2005*, Paris, 2006. URL: https://www.oecd-ilibrary.org/environment/oecd-environmental-performance-reviews-united-states-2005_9789264013179-en.

World Trade Organization, « European Union and its member states – certain measures relating to the energy sector. Request for consultations by the Russian Federation », le 8 mai 2014. URL : <https://docs.wto.org/dol2fe/Pages/SS/directdoc.aspx?filename=q:/WT/DS/476-1.pdf&Open=True>.

Documents officiels des structures gouvernementales de la Russie

Federal'nyj zakon « Ob éksporte gaza » [Loi fédérale « Sur l'exportation du gaz »], n° 117-FZ, le 18 juillet 2006. URL : <http://kremlin.ru/acts/bank/24036>.

Federal'nyj zakon « O soglašeniâh o razdele produkcii [Loi fédérale « Sur les accords de partage de production], n°225-FZ, le 30 décembre 1995, <http://kremlin.ru/acts/bank/8686/page/1>

Federal'nyi zakon ot 4 aprelâ 2005 goda « Ob ispolnenii federal'nogo bûdžeta na 2003 god » [Loi fédérale du 4 avril 2005 « Sur l'exécution du budget fédéral pour l'année 2003 »], n°30-FZ, 2005. URL : <http://www.garant.ru/hotlaw/federal/117306/>

Federal'nyi zakon ot 15 aprelâ 2006 goda « Ob ispolnenii federal'nogo bûdžeta na 2004 god » [Loi fédérale du 15 avril 2006 « Sur l'exécution du budget fédéral pour l'année 2004 »], n°52-FZ, 2006. URL : <http://base.garant.ru/12146329/>

Federal'nyi zakon ot 9 aprelâ 2007 goda « Ob ispolnenii federal'nogo bûdžeta na 2005 god » [Loi fédérale du 9 avril 2007 « Sur l'exécution du budget fédéral pour l'année 2005 »], n°41-FZ, 2007. URL : <http://base.garant.ru/12152856/>

Federal'nyi zakon ot 3 aprelâ 2008 goda « Ob ispolnenii federal'nogo bûdžeta na 2006 god » [Loi fédérale du 3 avril 2008 « Sur l'exécution du budget fédéral pour l'année 2006 »], n°36-FZ, 2008. URL : <http://base.garant.ru/12159681/>

Federal'nyi zakon ot 3 dekabrâ 2008 goda « Ob ispolnenii federal'nogo bûdžeta na 2007 god » [Loi fédérale du 3 décembre 2008 « Sur l'exécution du budget fédéral pour l'année 2007 »], n°228-FZ, 2008. URL : <http://base.garant.ru/12163765/>

Federal'nyi zakon ot 28 dekabrâ 2009 goda « Ob ispolnenii federal'nogo bûdžeta na 2008 god » [Loi fédérale du 28 décembre 2009 « Sur l'exécution du budget fédéral pour l'année 2008 »], n°382-FZ, 2009. URL : <http://base.garant.ru/12171993/>

Federal'nyi zakon ot 3 oktâbrâ 2010 goda « Ob ispolnenii federal'nogo bûdžeta na 2009 god » [Loi fédérale du 3 octobre 2010 « Sur l'exécution du budget fédéral pour l'année 2009 »], n°255-FZ, 2010. URL : <http://base.garant.ru/12179170/>

Ministère russe de l'Énergie, Stratégie énergétique de la Russie jusqu'à 2020, le 28 août 2003. URL : <http://docs.cntd.ru/document/901872984>.

Ministère russe de l'Énergie, Stratégie énergétique de la Russie jusqu'à 2030, le 13 novembre 2009. URL : <https://minenergo.gov.ru/node/1026>.

Ministère russe de l'Énergie, « Energetičeskaâ strategiâ Rossijskoj Federacii na period do 2035 goda » [Stratégie énergétique de la Fédération de Russie jusqu'à 2035], le 9 juin 2020. URL : <https://minenergo.gov.ru/node/1026>.

Ministère russe de l'Énergie, « Soglašenje meždû pravitel'stvom Rossijskoj Federacii i pravitel'stvom Ukrainy o postavkah prirodnoĝo gaza i tranzite gaza čerez territoriû Ukrainy » [L'accord entre le gouvernement de la Fédération de Russie et le gouvernement de l'Ukraine sur les fournitures de gaz naturel et sur le transit du gaz par le territoire de l'Ukraine], le 20 août 1992. URL : <https://minenergo.gov.ru/node/11212>.

Ministère russe de l'Énergie, « Soglašenje meždû pravitel'stvom Rossijskoj Federacii i pravitel'stvom Ukrainy o cenah na gaz prirodnyi i tarifah po ego transportirovke » [L'accord entre le gouvernement de la Fédération de Russie et le gouvernement de l'Ukraine sur les prix du gaz naturel et sur les tarifs de son transport], le 24 juin 1993. URL : <https://minenergo.gov.ru/node/11212>.

Ministère russe de l'Énergie, Substitution des importations dans le secteur énergétique, <https://minenergo.gov.ru/node/7693>.

NOVAK, Alexandre, « Itogi raboty toplivno-energetičeskogo kompleksa Rossijskoj Federacii v pervom polugodii 2016 goda. Perspektivy i zadači na 2016 god » [Les résultats des travaux du secteur énergétique de la Fédération de Russie dans la première moitié de 2016. Les perspectives et les objectifs pour l'année 2016], Ministère russe de l'Énergie, juin 2016.

Ukaz prezidenta Rossijskoj Federacii ot 11 sentâbrâ 2012 goda « O merah po zašite interesov Rossijskoj Federacii pri osušeštvenii rossijskimi ûridentičeskimi licami vnešneékonomičeskoj deâtel'nosti » [Le Décret du Président de la Fédération de Russie du 11 septembre 2012 « Sur les mesures visant à protéger les intérêts de la Fédération de Russie lors de la mise en œuvre par les entités juridiques russes de leurs activités économiques à l'étranger], n° 1285.

Documents officiels et rapports des structures de l'Union européenne

Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), « European Gas Target Model – review and update », Annex 6, Tools for gas market integration and connection, January 2015. URL : <https://www.acer.europa.eu/Events/Presentation-of-ACER-Gas-Target-Model-/Documents/A14->

AGTM-13-

03d_GTM_Annex%206%20-%20Gas%20market%20integration%20and%20connection%20tools_final.pdf

Commission européenne, « Stratégie européenne pour la sécurité énergétique », Communication de la Commission au Parlement européen et au Conseil, Bruxelles, le 28 mai 2014. URL : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0330&from=FR>

Commission européenne, Directive 98/30/CE du Parlement européen et du Conseil du 22 juin 1998 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, *Journal officiel*, n° L 204, le 21 juillet 1998. URL : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:31998L0030>

Commission européenne, Directive 2003/55/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 98/30/CE, *Journal officiel*, n° L 0055, le 4 août 2003. URL : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32003L0055&from=FR>

Commission européenne, Directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE, *Journal officiel*, n° L 211/94, le 14 août 2009. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0073&from=FR>

Commission européenne, Loi N° 2011-835 du 13 juillet 2011 visant à interdire l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique et à abroger les permis exclusifs de recherches comportant des projets ayant recours à cette technique, *Journal officiel*, n°162, le 14 juillet 2011. URL : https://www.legifrance.gouv.fr/download/pdf?id=cODMibAYv4YcVJ_XM8vQe-7mT0ji9z3kMMVYU8Jy7sc=

Commission européenne, Règlement n° 1/2003 du Conseil du 16 décembre 2002 relatif à la mise en œuvre des règles de concurrence prévues aux articles 81 et 82 du traité, le 4 janvier 2003. URL : <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2003:001:0001:0025:FR:PDF>

Commission européenne, « Livre vert : une stratégie européenne pour une énergie sûre, compétitive et durable », le 8 mars 2006. URL : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:52006DC0105&from=FR>.

Commission européenne, Décision de la Commission du 8 juillet 2009 relative à une procédure d'application de l'article 81 du traité CE : Affaire COMP/39.401 – E.ON/GDF, https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/39401/39401_1536_3.pdf

Conseil de l'Union européenne, Règlement (UE) n° 833/2014 du Conseil du 31 juillet 2014 concernant des mesures restrictives eu égard aux actions de la Russie déstabilisant la situation en Ukraine, Journal officiel de l'UE, L 229/1, le 31 juillet 2014. URL : https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2014.229.01.0001.01.FRA&toc=OJ:L:2014:229:TOC.

European Commission, Commission decision relating to a proceeding under Article 102 of the Treaty on the Functioning of the European Union and Article 54 of the EEA Agreement : Case COMP/39.386 – Long-term contracts France, le 3 mars 2010 https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/39386/39386_1536_3.pdf

European Commission, Commission decision relating to a proceeding under Article 102 of the Treaty on the Functioning of the European Union (« TFEU) and Article 54 of the EEA Agreement : Case COMP/39.315 – ENI, September 13, 2010 https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/39315/39315_3019_9.pdf

European Commission, Commission decision relating to a proceeding under Article 102 of the Treaty on the Functioning of the European Union and Article 54 of the EEA Agreement : Case COMP/39.316 – Gaz de France, December 3, 2009 https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/39316/39316_2298_1.pdf

European Commission, Commission decision relating to a proceeding under Article 82 of the EC Treaty and Article 54 of the EEA Agreement : Case COMP/39.402 – RWE Gas Foreclosure, March 18, 2009 https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/39402/39402_576_3.pdf

European Commission, Case AT 39816, Commitment Proposal, February 14, 2017. URL: https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/g2/gazprom_commitments.pdf

European Commission, « European Gas Markets with focus on the impact of global LNG markets on EU gas imports », DG Energy, Quarterly Report, Vol. 12, n° 4, 2019. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/quarterly_report_on_european_gas_markets_q4_2019_final.pdf

Eurostat database COMEXT, « EU imports of energy products – recent developments », October 2020. URL : <https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/pdfscache/46126.pdf>

Gas Infrastructure Europe, « The benefits and role of LNG in Europe », *GIE Report*, January 2018. URL :

https://gie.eu/download/2018/GIE_Brochure_The_Benefits_and_Role_of_LNG_in_Europe_January2018.pdf

The Bank of Finland, Institute for Emerging Economies, « LNG drives growth in Russian natural gas production », BOFIT Weekly, February 28, 2020. URL : https://www.bofit.fi/en/monitoring/weekly/2020/vw202009_4/.

Documents officiels et rapports des Etats-Unis

CAATSA, Public Law n° 115-44, le 2 août 2017, section 225. URL: <https://www.congress.gov/115/plaws/publ44/PLAW-115publ44.pdf>.

U.S Department of the Treasury Press Releases, « Actions Implement Executive Order 13662 against Two Russian Financial Institutions and Two Energy Firms », le 16 juillet 2017.

U.S Geological Survey, « Circum-Arctic Resource Appraisal: Estimates of Undiscovered Oil and Gas North of the Arctic Circle », USGS Fact Sheet, 2008. URL: <https://pubs.usgs.gov/fs/2008/3049/fs2008-3049.pdf>

U.S Office of Foreign Assets Control, Executive Order n° 13662, Directive 4 (as amended on October 31, 2017), https://www.treasury.gov/resource-center/sanctions/Programs/Documents/eo13662_directive4_20171031.pdf.

U.S Office of Foreign Assets Control, Executive Order n° 13662, Directive 2 (as amended on September 29, 2017), https://www.treasury.gov/resource-center/sanctions/Programs/Documents/eo13662_directive2_20170929.pdf.

Publications et rapports des compagnies énergétiques

BP, Energy Outlook 2018, URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2018.pdf>

Gazprom, Annual Report 2003 URL : https://www.gazprom.com/f/posts/48/297688/11gazprom_eng.pdf

Gazprom, Annual Report 2012, URL: <https://www.gazprom.com/f/posts/21/014436/annual-report-2012-eng.pdf>

Gazprom, Annual Report 2016, URL: <https://www.gazprom.com/f/posts/11/885774/gazprom-annual-report-2016-en.pdf>

Gazprom, Annual Report 2017, URL : <https://www.gazprom.com/f/posts/60/709300/gazprom-annual-report-2017-eng.pdf>.

Gazprom, Financial Report 2015, URL : <https://www.gazprom.com/f/posts/56/116176/gazprom-financial-report-2015-en.pdf>

Gazprom, Financial Report 2016, URL : <https://www.gazprom.com/f/posts/92/791430/gazprom-financial-report-2016-en.pdf>

Gazprom, Financial Report 2017, URL : https://www.gazprom.com/f/posts/12/255042/gazprom_financial_report_2017_eng.pdf

Gazprom, Gazprom in Figures 2009-2013, URL: <https://www.gazprom.com/f/posts/21/014436/gazprom-in-figures-2009-2013-en.pdf>.

Gazprom, gazoduc « Blue Stream », <https://www.gazprom.com/projects/blue-stream/>.

Gazprom, gazoduc « Yamal-Europe », <http://www.gazprom.ru/projects/yamal-europe/>.

Gazprom, gisement de Kharasavey, <https://www.gazprom.ru/projects/kharasaveyskoye/>.

Gazprom, gisement de Chtokman, <https://www.gazprom.ru/projects/shtokmanovskoye/>.

Gazprom, projet de « Sakhaline-3 », <https://www.gazprom.ru/projects/sakhalin3/>.

Gazprom Germania, « Natural gas storage : maintaining security of supply », <https://www.gazprom-germania.de/en/business-areas/natural-gas-storage.html>.

Novatek, Annual Report 2018, URL : https://www.novatek.ru/common/upload/doc/04_NOVATEK_AR_2018_ENG_15.pdf

Rosneft, Annual Report 2018, URL : https://www.rosneft.com/upload/site2/document_file/a_report_2018_eng.pdf

Rosneft, Substitution des importations et localisation, https://www.rosneft.ru/Development/sci_and_innov/Innovacionnaja_dejatelnost/Importozameshhenie_i_lokalizacija/.

Press release des structures de l'UE et des compagnies énergétiques

BASF, « BASF and Gazprom agree on asset swap », le 14 novembre 2012

Engie, « ENGIE et Gazprom Export trouvent un accord sur la révision des prix de leurs contrats d'approvisionnement de gaz à long terme », le 12 avril 2016

European Commission, « Commission reaches breakthrough with Gazprom and ENI on territorial restriction clauses », 6 October 2003

European Commission, « Antitrust: Commission confirms unannounced inspections in the natural gas sector », Press-release, Brussels, 27 September 2011

European Commission, « Antitrust: Commission opens proceedings against Gazprom », Press-release, Brussels, 4 September 2012

European Commission, « Antitrust: Commission sends Statement of Objections to Gazprom for alleged abuse of dominance on Central and Eastern European gas supply markets », Press-release, Brussels, 22 April 2015

European Commission, « Antitrust: Commission invites comments on Gazprom commitments concerning Central and Eastern European gas markets », Press-release, Brussels, 13 March 2017

European Commission, « Antitrust: Commission invites comments on Gazprom commitments concerning Central and Eastern European gas markets – Benefits for the Bulgarian gas market », Fact Sheet, Brussels, 13 March 2017

European Commission, « Antitrust: Commission invites comments on Gazprom commitments concerning Central and Eastern European gas markets – Benefits for the Czech gas market », Fact Sheet, Brussels, 13 March 2017

European Commission, « Antitrust: Commission invites comments on Gazprom commitments concerning Central and Eastern European gas markets – Benefits for the Estonian gas market », Fact Sheet, Brussels, 13 March 2017

European Commission, « Antitrust: Commission invites comments on Gazprom commitments concerning Central and Eastern European gas markets – Benefits for the Hungarian gas market », Fact Sheet, Brussels, 13 March 2017

European Commission, « Antitrust: Commission invites comments on Gazprom commitments concerning Central and Eastern European gas markets – Benefits for the Latvian gas market », Fact Sheet, Brussels, 13 March 2017

European Commission, « Antitrust: Commission invites comments on Gazprom commitments concerning Central and Eastern European gas markets – Benefits for the Lithuanian gas market », Fact Sheet, Brussels, 13 March 2017

European Commission, « Antitrust: Commission invites comments on Gazprom commitments concerning Central and Eastern European gas markets – Benefits for the Polish gas market, Fact Sheet, Brussels, 13 March 2017

European Commission, « Antitrust: Commission invites comments on Gazprom commitments concerning Central and Eastern European gas markets – Benefits for the Slovak gas market », Fact Sheet, Brussels, 13 March 2017

ExxonMobil, « Rosneft and ExxonMobil Expand Strategic Cooperation », le 13 février 2013.

Gazprom, « Ob itogah peregovorov « Gazproma » s ukraïnskoj storonoj po voprosam sotrudničestva v gazovoi sfere v 2006 godu » [Sur les résultats des négociations de « Gazprom » avec la partie ukrainienne à propos de la coopération dans le domaine de gaz naturel en 2006], le 6 décembre 2005

Gazprom, « Gazprom » polnost'û prekratil postavki gaza v napravlenii Belorussii [Gazprom a coupé toutes ses exportations gazières à destination de la Biélorussie], le 18 février 2004.

Gazprom, « Gazprom i Shell podpisali dva soglašeniâ po « Baltijskomu SPG » [Gazprom et Shell ont signé deux accords sur « Baltic LNG »], le 3 juin 2017.

Gazprom, « Proekt « Baltijskij SPG » perekhodit na sleduščij etap realizacii » [Le projet « Baltic LNG » passe à la prochaine étape de la mise en œuvre], le 4 octobre 2018.

Gazprom, « Gazprom increasing its stake in ArmRosgazprom to 100 per cent », le 16 janvier 2014.

Gazprom, « Gazprom and Petro-Canada signed a Memorandum on mutual understanding », le 12 octobre 2004.

Gazprom, « Gazprom et Novatek podpisali soglašenie o sotrudničestve v proizvodstve sžičennogo prirodnoĝo gaza na poluostrove Yamal » [Gazprom et Novatek ont signé l'accord sur la coopération en matière de la production du gaz naturel liquéfié], le 18 juin 2010.

Gazprom, « Zaâvlenie OAO Gazprom na prinâtie Evropejskoj kommissiej « Zaâvleniâ o vozraženiâh » v ramkah antimonopol'nogo rassledovaniâ » [Déclaration de OAO Gazprom sur l'adoption par la Commission européenne de l'« Exposé des motifs » dans le cadre de l'investigation anti-monopole], le 22 avril 2015.

Gazprom, « Gazprom i Shell podpisali râd strategičeskikh dokumentov » [Gazprom et Shell ont signé une série de documents stratégiques], le 18 juin 2015.

Gazprom Export, « Gazprom Export's Gas Auction Finalized », September 10, 2015

Gazprom Export, « Gazprom Export's Gas Auction for the Baltic States Completed », March 18, 2016

Gazprom Export, « Gazprom Export's third gas auction successfully completed », September 5, 2016

E.ON Press release, « Agreement reached with Gazprom on price adjustments to long-term gas supply contracts », le 29 mars 2016.

Nord Stream AG, « GDF Suez Acquires 9 Percent Stake in Nord Stream AG », le 20 juin 2010.

Novatek, « Novatek Receives Patent for Proprietary « Arctic Cascade » Gas Liquefaction Technology », le 21 mars 2018.

Rosneft, « Rosneft and GE Develop Joint Manufacturing in Russia », le 1 février 2016.

Rosneft, « FESRC and the joint-venture Zvezda Marine Technology signed a project management agreement », le 1 septembre 2016.

Saipem, « Saipem joins the JV for the realization of the Arctic LNG-2 project with a share worth approximately 2.2 billion Euro », le 2 août 2019.

Sakhalin Energy, « Gazprom, Shell, Mitsui, Mitsubishi sign Sakhalin II protocol », le 21 décembre 2006.

Sberbank, « Sberbank signs loan agreement to finance Yamal LNG project », le 12 avril 2016.

Total, « Russie : Total signe des accords définitifs pour son entrée dans le projet Arctic LNG-2 », le 5 mars 2019.

Total, « Russie : lancement du projet majeur Arctic LNG-2 », le 5 septembre 2019.

Yamal LNG, « Yamal LNG signed loan agreement with JBIC », le 16 décembre 2016.

Articles de presse et interviews

ÂREMIJČUK, Roman, « Kak Ukraina v Rossiû gaz postavlâla...» [Comment l'Ukraine fournissait du gaz à la Russie], Interview à BBC Ukraina, le 11 avril 2012. URL : http://www.bbc.com/ukrainian/ukraine_in_russian/2012/04/120411_ru_s_yaremiychuk_gas_int.shtml

Barents Observer, « Russian crisis money for Yamal », le 5 janvier 2015. URL: <https://barentsobserver.com/ru/node/28245>, consulté le 03.02.2020.

BBC News, « Gazprom » prekratil podaču gaza na Ukrainu » [Gazprom a interrompu ses livraisons gazières vers l'Ukraine], le 16 juin 2014. URL : https://www.bbc.com/russian/russia/2014/06/140615_russia_ukraine_gas_talks_failed, consulté le 01.12.2014.

BBC News Russia, « Gazprom priobrël Kovyktinskoe mestoroždenie u TNK-BP » [Gazprom acquiert le gisement de Kovyktinskoye auprès de TNK-BP], le 1 mars 2011. URL : https://www.bbc.com/russian/business/2011/03/110301_gazprom_kovykta.

BROOKE, James, « Gas and Oil Bring Japanese Money to Russia's Far East », The New York Times, le 30 juin 2004. URL: <https://www.nytimes.com/2004/06/30/business/gas-and-oil-bring-japanese-money-to-russia-s-far-east.html>, consulté le 23.03.2019.

Challenges, « Gazprom menace l'UE », le 21 avril 2006. URL : https://www.challenges.fr/entreprise/gazprom-menace-l-ue_395518, consulté le 23.02.2016.

CNBC, « Trump pitches US natural gas to European leaders, suggests Russian gas holds them hostage », le 6 juillet 2017. URL: <https://www.cnbc.com/2017/07/06/trump-natural-gas-europe-leaders.html>, consulté le 03.09.2017.

Connaissance des énergies, « Gaz naturel liquéfié (GNL) », le 24 octobre 2017. URL : <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/gaz-naturel-liquefie-gnl>.

Deutsche Welle, « BASF, Gazprom swap assets, sign pipeline deal », le 4 septembre 2015. URL : <https://www.dw.com/en/basf-gazprom-swap-assets-sign-pipeline-deal/a-18693268>, consulté le 03.01.2016.

EurAsia Daily, « Gazprom s 1 iûlâ prekratil postavki gaza na Ukrainu iz-za otsutstviâ predoplaty » [Gazprom a interrompu dès le 1 juillet les livraisons gazières vers l'Ukraine en raison du manque des paiements anticipés], le 1 juillet 2015. URL: <http://eadaily.com:8080/ru/news/2015/07/01/gazprom-s-1-iyulya-prekratil-postavki-gaza-na-ukrainu-iz-za-otsutstviya-predoplaty>, consulté le 23.09.2015.

Financial Times, « Statoil breaks oil-linked gas pricing », le 19 novembre 2013. URL: <https://www.ft.com/content/aad942d6-4e25-11e3-b15d-00144feabdc0>, consulté le 05.02.2016.

Financial Times, « Gazprom in plan to supply LNG to US », le 14 février 2005. URL: http://www.ft.com/cms/s/0/f29bdd94-7e2d-11d9-ac22-00000e2511c8.html?ft_site=falcon&desktop=true#axzz4ssARyg00, consulté le 03.03.2016.

Financial Times, « Nord Stream 2 marks a failure for EU energy policy », le 13 février 2019. URL : <https://www.ft.com/content/4fae0a48-2f9a-11e9-ba00-0251022932c8>, consulté le 03.05.2019.

Financial Times, « Yamal LNG Reached Full Capacity », le 11 décembre 2018. URL: <https://markets.ft.com/data/announce/detail?dockey=1323-13899557-3PDMHDAIHGKV7RC9C3NUER54TE>, consulté le 01.02.2020.

Financial Times, « US and EU sanctions take toll on Russian oil and gas exploration », le 1 novembre 2019. URL : <https://www.ft.com/content/d255fa46-ee9e-11e9-a55a-30afa498db1b>, consulté le 25.04.2020.

Finansovye Izvestiâ, « Kitaj rassirâet torgovlû s Âponiej [La Chine développe le commerce avec le Japon], n° 24 (258), le 5 mars 1996.

Gas Strategies, « Petro-Canada et Gazprom start Baltic LNG », le 9 mars 2006. URL: <https://www.gasstrategies.com/information-services/gas-matters/petro-canada-and-gazprom-start-baltic-lng>.

Global Platts, « Russian sanctions response hits energy cooperation: Fuel for Thought », le 3 juin 2019. URL : <https://blogs.platts.com/2019/06/03/russian-sanctions-response-cooperation/>, consulté le 25.12.2019.

Global Platts, « Report : Linde may supply technology for Baltic LNG project after Shell's exit », le 11 avril 2019. URL: https://www.spglobal.com/marketintelligence/en/news-insights/trending/MyauZSibAC56yZ0PCfT_Jg2, consulté le 25.12.2019.

Global Platts, « Commodities 2021 : China's natural gas demand set to hit new record », le 7 janvier 2021. URL : <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/010721-commodities-2021-chinas-natural-gas-demand-set-to-hit-new-record>.

Interfax, « Gazprom uveličil fizičeskuû nagruzku gazoprovoda OPAL do 80% » [Gazprom a augmenté les capacités de transport du gazoduc OPAL jusqu'à 80%], le 26 décembre 2016.

Interfax, « Rossiâ rešila ostanovit' stroitel'stvo « Ťžnogo potoka » [La Russie a décidé d'arrêter la construction du « South Stream »], le 1 décembre 2014. URL : <https://www.interfax.ru/business/410431>, consulté le 12.10.2016.

Interfax, « Gazprom planiruet v 2020 godu načat' stroit' « Vladivostok SPG » na 1,5 mln t/g za \$ 2 mlrd [Gazprom envisage en 2020 commencer la construction de « Vladivostok LNG » de 1,5 mtpa pour \$ 2 milliards], le 24 septembre 2019. URL : <http://www.interfax-russia.ru/FarEast/main.asp?id=1067152>, consulté le 25.12.2019.

Interfax, « Gosduma prinâla zakon o liberalizacii éksporta SPG » [La Douma a adopté la loi sur la libéralisation des exportations de GNL], le 22 novembre 2013. URL : <https://www.interfax.ru/business/342736>, consulté le 03.10.2019.

Izvestiâ, « Ministr Kozyrev ne nameren ugoždat' Meždunarodnomu valûtnomu fondu [Le ministre Kozyrev n'a pas l'intention de contenter le Fond Monétaire International], n° 245, le 22 décembre 1993.

JEGO, Marie, « Energie Nord Stream, le gazoduc de la discorde », *Le Monde*, le 8 février 2008. URL : https://www.lemonde.fr/economie/article/2008/02/08/energie-nord-stream-le-gazoduc-de-la-discorde_1009084_3234.html, consulté le 03.01.2017.

Kommersant, « Norvegiâ otdelilas'ot Štokmana » [La Norvège a quitté Chtokman], le 8 août 2012. URL : <https://www.kommersant.ru/doc/1997258>, consulté le 09.05.2016.

Kommersant, « Gazprom kupil 50% akciij Beltransgaza » [Gazprom a acheté 50% d'actions de Beltransgaz], le 18 mai 2007. URL : <https://www.kommersant.ru/doc/999495>, consulté le 03.02.2015.

Kommersant, « Osobaâ privilegiâ Viktora Tchernomyrdina [La privilège exclusive de Viktor Tchernomyrdine], n° 100, le 1 juillet 1997.

Kommersant, « Byl Shell da vyšel » [Shell était, mais est sortie], le 10 août 2015. URL : <https://www.kommersant.ru/doc/2785631>, dernière consultation le 7 décembre 2018.

KONOPLÂNIK, Andrej, « Rynok gaza v usloviâh neopredelennosti » [Le marché gazier dans l'incertitude], Interview à Pro-gas.ru, le 3 février 2014. URL :

KOZYREV, Andrei, « Russia : A Chance for Survival », *Foreign Affairs*, printemps 1992. URL : <https://www.foreignaffairs.com/articles/russia-fsu/1992-03-01/russia-chance-survival>, consulté le 23.03.2017.

KRAMER, Andrew, « Gazprom and E.ON to swap assets », *The New York Times*, le 13 juillet 2006. URL : <https://www.nytimes.com/2006/07/13/business/worldbusiness/13iht-eon.2194072.html>, consulté le 12.01.2016

KRAMER, Andrew, « Russia Cuts Off Gas to Ukraine in Cost Dispute », *The New York Times*, le 2 janvier 2006. URL : <https://www.nytimes.com/2006/01/02/world/europe/russia-cuts-off-gas-to-ukraine-in-cost-dispute.html>, consulté le 21.05.2017.

MARIETTA, Kathryn, « LNG Tolling Agreements (Export) – Key Considerations », LNG & Gas Hub, May 8, 2015. URL: <https://lnghub.biz/lng-tolling-agreements-export-key-considerations/>, consulté le 19.07.2015.

MAZNEVA, Elena, WEBER, Alexander, « Gazprom, OMV to swap upstream assets », *World Oil*, le 4 janvier 2016. URL : <https://www.worldoil.com/news/2016/4/1/gazprom-omv-to-swap-upstream-assets>, consulté le 21.01.2016.

MK.Ru, « Putin dal Ukraine \$ 15 milliardov i skidku na gaz » [Poutine a attribué à l'Ukraine \$ 15 milliards et une réduction sur le prix du gaz], le 17 décembre 2013. URL : <https://www.mk.ru/politics/article/2013/12/17/961006-putin-dal-ukraine-15-mlrd-i-skidku-na-gaz.html>, consulté le 09.03.2014.

MURRAY, Geoffrey, « Bonn, Tokyo dismayed at Reagan's technology ban », *The Christian Science Monitor*, le 22 juin 1982. URL : <http://www.csmonitor.com/1982/0622/062240.html>, consulté le 30.03.2017.

Natural Gas World, « Gazprom to partner with Linde in LNG engineering », le 4 octobre 2019. URL: <https://www.naturalgasworld.com/gazprom-to-partner-with-linde-in-lng-engineering-73534>, consulté le 25.12.2019.

Neftegaz.RU, « V. Putin na Yamale. Zavod Yamal SPG otgruzil pervuû partiû szižennogo prirodnogo gaza » [V. Poutine à Yamal. L'usine de Yamal LNG a exporté le premier cargo de gaz naturel liquéfié], le 8 décembre 2017. URL : <https://neftegaz.ru/news/politics/204830-v-putin-na-yamale-zavod-yamal-spg-otgruzil-1-yu-partiyu-szhizhennogo-prirodnogo-gaza/>, consulté le 03.02.2020.

Norway Exports, « Statoil exits Shtokman », le 9 août 2012. URL : <https://www.norwayexports.no/statoil-exits-shtokman/>, consulté le 23.10.2019.

PEACH, Garry, « No Gas : Gazprom is Great », The Moscow Times, le 17 juin 1997.

Planète énergies, « Énergie et géopolitique : le transit du gaz russe », le 29 juin 2015. URL : <https://www.planete-energies.com/fr/medias/decryptages/energie-et-geopolitique-le-transit-du-gaz-russe>.

Platts, « Statoil ditches the theory, beating Gazprom in practice », le 18 février 2013. URL: <https://www.platts.com/news-feature/2013/naturalgas/eu-gas/index>, consulté le 21.01.2016.

RBC, « Eni rassčityvaet stat' partnerom Gazproma po proektu « Baltijskij SPG » [Eni souhaite devenir le partenaire de Gazprom dans le projet « Baltic LNG »], le 23 avril 2007. URL : https://www.rbc.ru/spb_sz/freenews/5592c4f79a79473b7f4c081c, consulté le 05.07.2019.

RBC, « Rosprirodnadzor v 2007 godu mozet rastorgnut' SRP po « Sahalinu-2 » [Le Service fédéral de surveillance des Ressources naturelles peut résilier en 2007 le PSA sur « Sakhaline-2 »], le 10 novembre 2006. URL : <https://www.rbc.ru/economics/10/11/2006/5703c3839a7947dde8e0b2db>, consulté le 30.05.2019.

Reuters, « Russia's Gazprom aims for more gas auctions in Europe this year », March 1, 2016. URL: <https://fr.reuters.com/article/us-russia-gazprom-auction-interview-idUSKCN0W34IB>, consulté le 09.05.2016.

Reuters, « Gazprom hočet vovleč importnoe oborudovanie v osvoenie mestoroždeniâ pod sankciâmi » [Gazprom souhaite utiliser l'équipement importé pour la mise en valeur du gisement qui se trouve sous sanctions], le 14 mai 2018. URL : <https://ru.reuters.com/article/companyNews/idRUL5N1SL5KN>, consulté le 23.10.2019.

Reuters, « Gazprom zamorozil plany po rassireniiû zavoda SPG na Sahaline » [Gazprom a gélé le projet d'expansion de l'usine de GNL à Sakhaline], le 1 novembre 2019. URL : <https://ru.reuters.com/article/idRUKBN1XB492-ORUBS>, consulté le 03.12.2019.

Reuters, « Shell exits Gazprom-led LNG project in Russia », le 10 avril 2019. URL : <https://www.reuters.com/article/us-gazprom-shell-exit/shell-exits-gazprom-led-lng-project-in-russia-idUSKCN1RM1FM>, consulté le 25.12.2019.

Reuters, « France's Total says know-how for Russian Arctic LNG-2 to slash costs », le 25 juin 2019. URL : <https://fr.reuters.com/article/idUSKCN1TQ18S>, consulté le 23.03.2020.

Reuters, « Timeline : Gas crisis between Russia and Ukraine », le 11 janvier 2009. URL : <https://www.reuters.com/article/us-russia-ukraine-gas-timeline-sb-idUSTRE50A1A720090111>, consulté le 3 mars 2016.

Ria Novosti, « Gazprom ne polučil on « Naftogaza » oplatu za april'» [Gazprom n'a pas reçu de la part de « Naftogaz » le paiement pour le mois d'avril], le 7 mai 2014. URL : <https://ria.ru/20140507/1006895446.html>, consulté le 03.12.2014.

Ria Novosti, « Gazprom kupil 50% akcij Beltransgaza za \$ 2,5 milliarda » [Gazprom a acheté 50% d'actions de Beltransgaz pour \$ 2,5 milliards], le 18 mai 2007. URL : <https://ria.ru/20070518/65725587.html>, consulté le 03.02.2015.

Ria Novosti, « Gazprom podtverždaet prekrašenie postavok gaza na Ukrainy s 1 iûlâ » [Gazprom confirme l'arrêt des approvisionnements en gaz vers l'Ukraine à partir de 1 juillet], le 1 juillet 2015. URL : <https://ria.ru/economy/20150701/1106928917.html>, consulté le 21.05.2016.

Ria Novosti, « Miller : « Vladivostok SPG » ne âvlâetsâ prioritetom dlâ Gazproma » [Miller : « Vladivostok LNG » n'est pas prioritaire pour Gazprom], le 26 juin 2015. URL : <https://ria.ru/20150626/1090849262.html>, consulté le 21.12. 2019.

RILEY, Alan, « Nord Stream 2 : Gazprom's desperate moves », EU Observer, le 5 juin 2019. URL : <https://euobserver.com/opinion/145087>.

SAFIRE, William, « Essay ; Two Summit Reagans », *The New York Times*, le 4 juin 1982. URL : <http://www.nytimes.com/1982/06/04/opinion/essay-two-summit-reagans.html>, consulté le 21.03.2017.

SAVVATEEVA, Irina, « Gazprom : blesk i nišeta Imperii » [Gazprom : l'éclat et la pauvreté de l'Empire], *Izvestiâ*, n° 179, le 17 septembre 1994.

SOROKA, George, « Putin's Arctic Ambitions », *Foreign Affairs*, le 5 mai 2016. URL : <https://www.foreignaffairs.com/articles/russia-fsu/2016-05-05/putins-arctic-ambitions>, consulté le 23.03.2020.

TALUS, Kim, HANCHER, Leigh, « Exploring the limits of EU's unbelievable behaviour on Nord Stream 2 », Euractiv, le 29 mai 2019. URL :

<https://www.euractiv.com/section/energy/opinion/exploring-the-limits-of-eus-unbelievable-behaviour-on-nord-stream-2/>.

TASS, « Sektoral'nye sankcii SŠA teper' rassireny na Ūžno-Kirinskoe mestoroždenie Gazproma » [Les sanctions sectorielles des États-Unis couvrent désormais le gisement de Yuzhno-Kirinskoye de Gazprom], le 7 août 2015. URL : <https://tass.ru/ekonomika/2172981>, consulté le 03.12.2018.

TASS, « Shell explains why it withdrew from Baltic LNG project with Gazprom », le 24 juin 2019. URL: <https://tass.com/economy/1065298>, consulté le 25.12.2019.

Teknoblog, « Postavki gaza iz Slovakii obespechat 20% potrebnostej Ukrainy » [Les livraisons gazières en provenance de la Slovaquie vont assurer 20% des besoins de l'Ukraine], le 8 juillet 2014. URL: <https://teknoblog.ru/2014/07/08/18889>, consulté le 09.05.2016.

The Economist, « Gas pricing in Europe: Careful what you wish for », 14 July 2012. URL: <https://www.economist.com/special-report/2012/07/12/careful-what-you-wish-for>, consulté le 12.03.2013.

The Economist, « Gas pricing in Europe: Careful what you wish for », le 14 juillet 2012. URL: <http://www.economist.com/node/21558433>, consulté le 01.05.2017.

The Guardian, « European leaders ask Obama to allow increased exports of US shale gas », le 26 mars 2014. URL: <https://www.theguardian.com/world/2014/mar/26/europe-asks-obama-increased-exports-shale-gas>, consulté le 30.03.2014.

The Moscow Times, « Statoil Writes Off \$336M Shtokman Investment », le 7 août 2012. URL: <https://www.themoscowtimes.com/2012/08/07/statoil-writes-off-336m-shtokman-investment-a16847>, consulté le 21.09.2016.

The Moscow Times, « Putin orders more tax breaks for Yamal », le 21 octobre 2013. URL : <https://www.themoscowtimes.com/2013/10/21/putin-orders-more-tax-breaks-for-yamal-a28784>, consulté le 03.02.2020.

The New York Times, « Gazprom completes Sakhalin-2 takeover », le 8 avril 2007. URL : <https://www.nytimes.com/2007/04/18/business/worldbusiness/18iht-shell.4.5340476.html>, consulté le 23.06.2019.

Vedomosti, « Gazprom ne uveren v srokah zapuska Štokmana » [Gazprom n'est pas sûr en ce qui concerne les dates de démarrage de Chtokman], le 24 novembre 2009. URL : <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2009/11/24/gazprom-ne-uveren-v-srokah-zapuska-shtokmana>, consulté le 29.01.2017.

Vedomosti, « Total vernet Gazpromu 25% v Štokmanovskom mestoroždenii » [Total rendra à Gazprom ses 25% dans le gisement de Chtokman], le 23 juin 2015. URL : <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2015/06/24/597721-total-vernet-gazpromu-25-v-shtokmanovskom-mestorozhdenii>, consulté le 30.09.2015.

Vedomosti, « Priostanovleno dejstvie 12 licenzij podrâdčika proékta « Sahalin-2 », le 6 décembre 2006. URL : <https://www.vedomosti.ru/library/news/2006/12/06/priostanovleno-dejstvie-12-licenzij-podryadchika-proekta-sahalin-2>, consulté le 03.06.2019.

Vedomosti, « Transnafta uveličila postavki gaza v Belarussiû » [Transnafta a augmenté ses livraisons gazières vers la Biélorussie], le 17 mars 2004. URL : <https://www.vedomosti.ru/library/news/2004/03/17/trans-nafta-velichila-postavki-gaza-belorussiyu>, consulté le 21.12.2014.

Vedomosti, « Gazprom budet razrabatyvat' Štokmanovskoe mestorozdenie samostoâtel'no » [Gazprom développera seule le gisement de Chtokman], le 27 décembre 2006. URL : <https://www.vedomosti.ru/library/news/2006/12/27/gazprom-budet-razrabatyvat-shtokmanovskoe-mestorozhdenie-samostoyatelno>, consulté le 21.10.2019.

Vedomosti, « Gazprom možet otkazatsâ ot proekta stroitel'stva « Vladivostok SPG » [Gazprom peut abandonner le projet « Vladivostok LNG »], le 12 octobre 2014. URL : <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2014/10/13/vybor-gazproma>, consulté le 21.12.2019.

Vedomosti, « Gazprom zakazal razrabotku tehnologii sžiženiâ [Gazprom a commandé le développement d'une technologie de liquéfaction de gaz], le 22 novembre 2017. URL : <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2017/11/23/742804-gazprom-zakazal>, consulté le 21.05.2020.

VERCUEIL, Julien, « La Russie : réalités et perspectives économiques », interview pour *Diploweb.com*, octobre 2018. URL : <https://www.diploweb.com/La-Russie-realites-et-perspectives-economiques.html>.

Vesti Finance, « Putin : neobhodimo liberalizovat' ékспорт SPG » [Poutine : il faut libéraliser les exportations de GNL], le 13 février 2013. URL : <https://www.vestifinance.ru/articles/23398>, consulté le 03.10.2019.

Vesti.Ru, « Putin i Timošenko podpisali memorandum po gazu » [Poutine et Tymochenko ont signé un mémorandum sur le gaz], le 3 octobre 2008. URL : <https://www.vesti.ru/doc.html?id=213413>, consulté le 12.01.2009.

Vielvoje, Roger, « U.K Shows Progress in Moving Toward Private Gas Industry », interview à *Oil & Gas Journal*, le 25 juin 1990. URL: <https://www.ogj.com/exploration->

development/reserves/article/17214482/uk-shows-progress-in-moving-toward-private-gas-industry, consulté le 05.02.2014.

WISDEN, Helena, « Baltic LNG falls by the wayside as Gazprom focuses on Shtokman and Nord Stream », *ICIS*, le 8 février 2008. URL : <https://www.icis.com/explore/resources/news/2008/02/08/9302221/baltic-Ing-falls-by-the-wayside-as-gazprom-focuses-on-shtokman-and-nord-stream/>, dernière consultation le 01.09.2019.

Documents des données statistiques

BP Statistical Review of World Energy, 2018.

BP, Statistical Review of World Energy, 2017.

BP, Statistical Review of World Energy, 2016.

BP, Statistical Review of World Energy, 2015.

BP, Statistical Review of World Energy, 2012.

BP, Statistical Review of World Energy, 2010.

BP Statistical Review of World Energy, 2009.

BP, Statistical Review of World Energy, 2001.

EIA, Natural Gas Statistics, <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdA.htm>.

Eurostat database COMEXT, « EU imports of energy products – recent developments », October 2020, URL : <https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/pdfscache/46126.pdf>

Eurostat regional yearbook, 2017, URL: <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/3217494/8222062/KS-HA-17-001-EN-N.pdf/aebe7fa-0c80-45af-ab41-0f806c433763?t=1505201643000>

Eurostat yearbook, Key figures on Europe, 2015, URL: <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/3217494/7072644/KS-EI-15-001-EN-N.pdf/318ee884-50d6-48f0-b086-4410da85d6b6>

Narodnoe hozâjstvo SSSR [Économie nationale de l'URSS], Annuaire statistique. URL: <http://istmat.info/node/21356>

Narodnoe hozâjstvo SSSR, Annuaire statistique, 1981. URL : <http://istmat.info/node/17723>

Rossijskij statističeskij ežegodnik 2018 [Annuaire statistique russe 2018], Le Service Fédéral des Statistiques d'État, URL : https://rosstat.gov.ru/free_doc/doc_2018/year/year18.pdf

Sites des structures de l'UE et des structures internationales

Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), <http://www.acer.europa.eu>

British Gas, <https://www.britishgas.co.uk>

European Commission, <http://ec.europa.eu>

European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG), <https://www.entsog.eu>

European Union law website, <http://eur-lex.europa.eu/>

Gas Infrastructure Europe (GIE), <http://www.gie.eu/>

Office of Gas and Electricity Markets, <https://www.ofgem.gov.uk>

UK legislation, www.legislation.gov.uk

US Department of Energy (DoE), <https://energy.gov/>

US Federal Energy Regulatory Commission (FERC), <https://www.ferc.gov/>

Olga GERASIMCHUK

La Russie face aux défis du nouveau marché du gaz naturel, débats et enjeux

Résumé

L'économie russe repose pour une grande part sur ses exportations d'hydrocarbures et la Russie est, depuis le début du XXème siècle, un acteur majeur du secteur du gaz naturel. Ce marché, initialement fortement corrélé aux infrastructures de transport par gazoducs, a connu des évolutions importantes ces vingt dernières années. La montée en puissance du Gaz Naturel Liquéfié (GNL) en tant que vecteur de projection sur des marchés distants, a permis de s'affranchir des gazoducs. Le développement du GNL a permis d'accélérer la globalisation du marché du gaz naturel, mais la Russie a tardé à réagir. Parallèlement, l'évolution réglementaire de l'Union européenne en matière énergétique renforce encore la nécessité pour la Russie de revoir sa réflexion stratégique. Désormais la question de la diversification de ses marchés d'exportation se pose avec une grande acuité. Mais le modèle décisionnel russe en matière économique repose toujours sur des considérations plus politiques qu'économiques. Or, en 2040 la Chine importera, dans ce domaine, l'équivalent des importations de l'U.E. Si ces scénarii se confirment, la Russie pourra mettre en concurrence l'Union européenne et la Chine, et orienter ses exportations en arbitrant en fonction des prix. Mais pour parvenir à la concrétisation de ce « pivot asiatique », il faut que la Russie parvienne à se doter des infrastructures de liquéfaction nécessaires. Si tel est le cas, elle resterait, du fait de ses réserves prouvées et supposées, un acteur majeur et incontournable de ce secteur.

Mots-clés : marchés gaziers – Gaz Naturel Liquéfié – stratégie gazière de la Russie – Gazprom – gazoducs - pivot asiatique – Novatek – Rosneft - Union européenne – Chine

Résumé en anglais

The Russian economy is largely based on its exports of hydrocarbons, and the country has been a major player in the natural gas sector since the beginning of the 20th century. This market, initially strongly correlated with pipeline transport infrastructure, has undergone significant changes over the past twenty years. The rise of Liquefied Natural Gas (LNG), as a vector of projection on distant markets, has made it possible to get away from gas pipelines. The development of LNG permitted to accelerate the globalization of the natural gas market, but Russia has been slow to react. At the same time, regulatory developments in the EU energy markets further reinforce the need for Russia to review its strategic thinking. The question of the diversification of its export markets is now a matter of great urgency. But the Russian decision-making model in the economic field is still based on political rather than economic considerations. However, by 2040 China will import the equivalent of EU's imports. If these scenarios are confirmed, Russia will be able to put the European Union and China in competition, and orient its exports by arbitrating according to prices. But to give practical effect to « Gas pivot », Russia must succeed in acquiring the necessary liquefaction infrastructure. If that were the case, Russia will remain a major player in natural gas markets because of its proven and possible reserves.

Key words : gas markets – Liquefied Natural Gas – Russia's gas strategy – Gazprom – gas pipelines – Asian pivot – Novatek – Rosneft – European Union – China