

Rapport n° 282/FRS/MERNOIR
du 19 octobre 2018

Marché n° 2018 1050 063 149
EJ court 150 879 10 84
notifié le 11 juin 2018
réunion de lancement : 26 juillet 2018

La région de la mer Noire, un nouveau talon d'Achille pour l'Europe et l'Alliance ?

Les enjeux énergétiques

NICOLAS MAZZUCCHI

FONDATION
pour la RECHERCHE
STRATÉGIQUE

SOMMAIRE

PRINCIPAUX ACRONYMES	6
INTRODUCTION	7
1 – STRUCTURE DES SECTEURS ÉNERGÉTIQUES DES PAYS RIVERAINS	9
1.1 – Russie.....	9
1.1.1 – Structure générale.....	9
1.1.2 – Stratégie nationale et entreprises	11
1.1.3 – La Crimée comme pôle énergétique.....	12
1.1.4 – Les implications pour l’Ukraine	13
1.2 – Turquie	14
1.2.1 – Structure générale.....	14
1.2.2 – Stratégie nationale et entreprises	15
1.3 – Roumanie	17
1.3.1 – Structure générale.....	17
1.3.2 – Stratégie nationale et entreprises	19
1.4 – Bulgarie	20
1.4.1 – Structure générale.....	20
1.4.2 – Stratégie nationale et entreprises	22
1.5 – Géorgie	23
1.5.1 – Structure générale.....	23
1.5.2 – Stratégie nationale et entreprises	24
2 – APPROVISIONNEMENTS RÉGIONAUX	27
2.1 – Besoins et ressources.....	27
2.2 – Infrastructures de transport.....	30
2.2.1 – Actuelles	30
A.– Pipelines	30
B.– Ports et terminaux.....	33
2.2.2 – En projet.....	34
A.– Pipelines	34
B.– Ports et terminaux.....	38
2.3 – Les transitions énergétiques dans la région de la mer Noire	38

3 – LA MER NOIRE COMME PASSERELLE VERS L'EUROPE.....	41
3.1 – Depuis la Russie	41
3.1.1 – La relation énergétique russo-turque.....	41
A.– Une forte dépendance aux hydrocarbures	41
B.– La question nucléaire	42
C.– Turkstream, une nouvelle étape ?	44
3.1.2 – La Russie comme hub des hydrocarbures centrasiatiques.....	45
3.2 – Depuis le Caucase (et la Caspienne)	46
3.2.1 – Le Corridor Sud-européen.....	46
A.– Le rôle de l'Azerbaïdjan	46
B.– Les projets secondaires	47
3.2.2 – Le projet transcasprien	48
3.3 – Depuis le Proche et Moyen-Orient.....	48
3.3.1 – Le projet turc de hub régional.....	48
3.3.2 – La mer Noire face aux hydrocarbures de Méditerranée orientale	52
4 – LA MER NOIRE, INTERFACE ÉNERGÉTIQUE MAJEURE POUR LA FRANCE ET L'EUROPE	55
ANNEXE : CARTES GÉOGRAPHIQUES	59

FIGURES & TABLEAUX

FIGURE N° 1 :	RUSSIE – CAPACITÉ ÉLECTRIQUE INSTALLÉE PAR SOURCE (2017)	10
FIGURE N° 2 :	ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE TURQUE (MTEP)	15
FIGURE N° 3 :	TURQUIE – CAPACITÉ ÉLECTRIQUE INSTALLÉE PAR SOURCE (2017).....	16
FIGURE N° 4 :	ROUMANIE – CAPACITÉ INSTALLÉE PAR SOURCE (2016)	18
FIGURE N° 5 :	BULGARIE – CAPACITÉ INSTALLÉE PAR SOURCE (2016)	21
FIGURE N° 6 :	GÉORGIE – CAPACITÉ ÉLECTRIQUE INSTALLÉE PAR SOURCE (2017)	24
FIGURE N° 7 :	CONSOMMATION ET PRODUCTION DE PÉTROLE DANS LES PAYS RIVERAINS DE LA MER NOIRE EN 2016 (MILLIERS DE TONNES).....	27
FIGURE N° 8 :	CONSOMMATION ET PRODUCTION DE GAZ DANS LES PAYS RIVERAINS DE LA MER NOIRE EN 2016 (MILLIONS DE M ³)	28
FIGURE N° 9 :	TRAFIC PORTUAIRE DE LA RÉGION MER NOIRE	34
TABLEAU N° 1 :	OBJECTIFS DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DES DIFFÉRENTS PAYS EN CAPACITÉS INSTALLÉES (GW).....	40
FIGURE N° 10 :	ÉVOLUTION DE LA DEMANDE PÉTROLIÈRE TURQUE (MBJ).....	42
TABLEAU N° 2 :	PROJETS DE REGAZÉIFICATION ET DE STOCKAGE DE GAZ EN TURQUIE ...	51
FIGURE N° 11 :	EXPORTATIONS DE PÉTROLE BRUT VERS L'EUROPE (MILLIONS DE TONNES)	55
FIGURE N° 12 :	ÉVOLUTION DES PERSPECTIVES GAZIÈRES EN EUROPE SELON L'AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE (MM ³)	56

PRINCIPAUX ACRONYMES

AIE : Agence Internationale de l'Énergie

BOO : Build-Own-Operate

BT : Build-Transfer

BTC : Bakou-Tbilissi-Ceyhan

CPC : Caspian Pipeline Consortium

ENR : énergies renouvelables

GNL : gas naturel liquéfié

GW : Gigawatt

INDC : Intended Nationally Determined Contribution

M5S: Movimento 5 Stelle

MW : Megawatt

Mm³ : Milliard de mètres-cubes

OTAN : Organisation du Traité de l'Atlantique Nord

SCP : South Caucasus Pipeline

TANAP : Trans-Anatolian Pipeline

TAP : Trans-Adriatic Pipeline

UE : Union européenne

WREP : Western Route Export Pipeline

La région de la mer Noire, un nouveau talon d'Achille pour l'Europe et l'Alliance ?

Mer Noire : enjeux énergétiques

INTRODUCTION

La mer Noire est un carrefour énergétique majeur. À la fois interface entre l'Asie centrale et l'Europe sur sa rive Nord, elle permet aux hydrocarbures de la Caspienne et du Caucase de venir alimenter les économies des pays de l'Union européenne. Zone de bascule entre le Proche et Moyen-Orient et l'Europe, elle est également, sur sa rive Sud, une région majeure dans l'optique d'une diversification des approvisionnements de l'UE. Marquée par l'importance de la Russie, que ce soit auprès des pays riverains ou comme pôle logistique majeur vers l'Ouest, la mer Noire voit depuis quelques années s'affirmer la Turquie comme nouveau *hub* gazier transrégional. Le dialogue énergétique russo-turc, auquel se greffent des pays tiers comme l'Azerbaïdjan, fluctue au gré des intérêts géopolitiques des deux pays – la destruction à l'automne 2015 d'un bombardier russe au-dessus de la Turquie et les rétorsions qui s'en sont suivies, avant une normalisation des relations en 2016, manifestant cette ambivalence diplomatique.

Les rapports entre les acteurs de la région sont complexes et marqués le plus souvent par des stratégies de compétition où la construction d'infrastructures coûteuses comme les gazoducs ne peut être entreprise que grâce à des accords multinationaux dont la négociation est souvent longue. La Russie qui, jusqu'au milieu des années 2000, privilégiait les approvisionnements par voie terrestre puis sous la Baltique, a été la première à considérer la mer Noire comme une zone clé du transit des hydrocarbures vers l'Europe. D'abord tournée vers la Turquie avec un renforcement progressif de sa place dans le secteur énergétique turc (fourniture de produits pétroliers raffinés, gazoduc Blue Stream, centrale nucléaire d'Akkuyu), la Russie a ensuite cherché à créer des passerelles directes vers l'Europe, South Stream d'abord, Turkstream ensuite. L'Europe de son côté

a également considéré la mer Noire comme une passerelle énergétique majeure, avec la définition du Corridor Sud-européen en 2008 comme voie gazière alternative aux multiples *pipelines* Russie-Europe. L'échec de Nabucco et la mise en sommeil de White Stream ont été compensés – jusqu'ici – par le projet TANAP/TAP vers l'Azerbaïdjan. Ces projets russes, turcs, communautaires dessinent une géographie de l'énergie en mer Noire qui s'étend de l'Union européenne à l'Asie centrale et du Moyen-Orient aux Balkans occidentaux.

La mer Noire est ainsi en passe de devenir une zone majeure de confrontation géoéconomique pour l'avenir des approvisionnements européens en pétrole et, surtout, en gaz. Il s'agit au travers de ce rapport d'analyser les stratégies des différents acteurs de la zone, de même que leurs besoins et leurs projets infrastructurels, afin de mettre en perspective les enjeux stratégiques pour la France et pour l'Europe.

I – Structure des secteurs énergétiques des pays riverains

I.1 – Russie

I.1.1 – Structure générale

Principal producteur d'hydrocarbures conventionnels du monde (2^{ème} en gaz et 3^{ème} en pétrole), la Russie se repose avant tout sur ses ressources fossiles pour sa production énergétique. Disposant des 6^{ème} réserves mondiales de pétrole, des 1^{ère} de gaz, des 4^{ème} d'uranium et des 2^{ème} de charbon, la Russie est un géant des ressources énergétiques mondiales dont le pouvoir de régulation des marchés tient à la fois aux volumes mais aussi à la diversité. En effet, le pays est le seul au monde à disposer d'une telle variété de ressources, ce qui l'amène mécaniquement à diversifier son approche géoéconomique en fonction de son interlocuteur.

En ce qui concerne le secteur énergétique national, le recours aux hydrocarbures russes est massif que ce soit pour les produits pétroliers – la Russie est l'un des rares pays au monde en surcapacité de raffinage – ou pour le gaz, grandement utilisé dans la production d'électricité.

Grand pays d'extraction minière et de production d'hydrocarbures, la Russie est pratiquement autosuffisante en termes énergétiques. Elle importe des quantités modestes de produits raffinés pour faire face à la demande dans certains secteurs spécifiques. Le pays dispose de savoir-faire technologiques de bon niveau dans la plupart des grandes spécialités technologiques de l'énergie, à commencer par le nucléaire civil, dont la Russie est le *leader* mondial, mais doit néanmoins avoir recours à des savoir-faire étrangers. Il s'agit majoritairement des domaines de l'exploration-production d'hydrocarbures *offshore* ou en grande profondeur, ainsi que de la liquéfaction de gaz (la Russie est devenue le deuxième exportateur de GNL en 2016 grâce aux projets de Sakhaline et de Yamal).

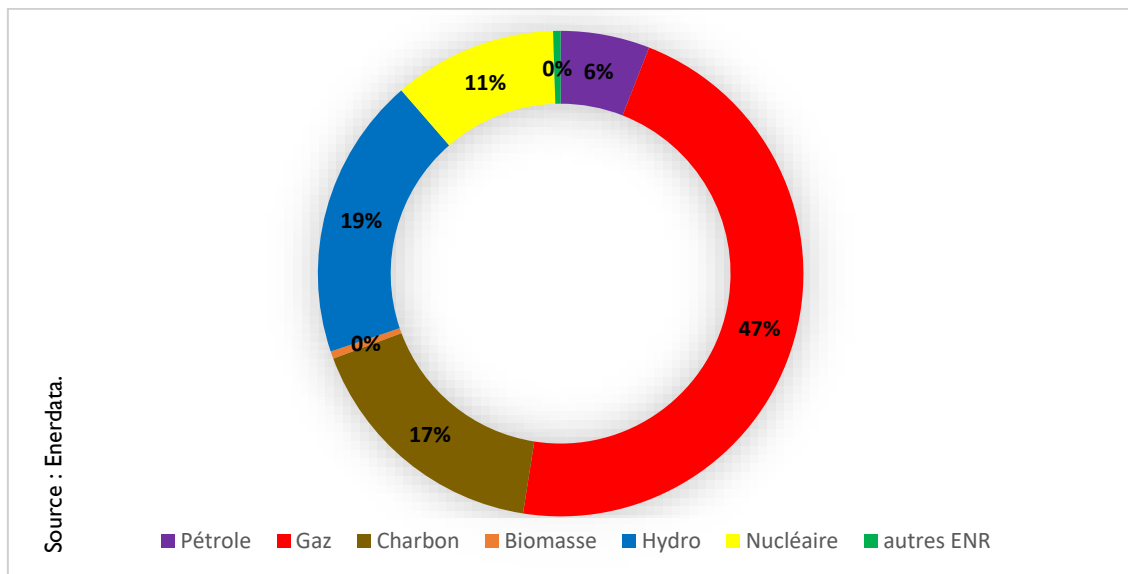
La Russie dispose de la quatrième capacité électrique installée au monde avec 258 GW de capacité¹, soit environ deux fois celle de la France. Les unités de production sont relativement concentrées sur le territoire, au plus près des centres de consommation, avec certaines contraintes géographiques en ce qui concerne les barrages hydroélec-

¹ Enerdata, *Country Energy Report Russia*, Grenoble, Enerdata, 2018.

triques. Les centrales nucléaires russes sont le plus souvent de grande taille, avec fréquemment 4 réacteurs en opération ou au total², jusqu'à un maximum de 6 à Novovoronej. La centrale la plus proche de la mer Noire, celle de Rostov, est l'une des plus récentes. Le premier réacteur de type VVER-1000 y a été mis en service en 2001 et le réacteur Rostov-4 doit entrer en service en 2018 pour une puissance totale de la centrale de 4 002 MW. Cette centrale de grande capacité est suffisante pour alimenter la région métropolitaine de Rostov sur le Don et s'ajoute aux autres infrastructures énergétiques locales pour former un réseau relativement bien approvisionné dans l'ensemble des districts fédéraux du Sud et du Nord-Caucase.

Les capacités hydrauliques de la région caucasienne ont permis l'installation de nombreux barrages de toutes tailles de la région de Stavropol jusqu'au Daghestan et en Ossétie du Nord. Au total les barrages du Caucase représentent une capacité [d'environ 3 GW](#). À celles-ci viennent s'ajouter les capacités de production à base d'hydrocarbures ([centrales à gaz de Gazprom](#) (env. 5,5 GW), centrales à charbon de diverses entités) qui dessinent un secteur électrique dont la matrice est grandement comparable au secteur électrique de la Russie entière.

Figure n° 1 : RUSSIE – CAPACITÉ ÉLECTRIQUE INSTALLÉE PAR SOURCE (2017)



² La centrale de Beloyarsk ne dispose plus que de deux réacteurs actifs (Beloyarsk-3 et 4), mais en a compté jusqu'à 4.

1.1.2 – Stratégie nationale et entreprises

Le secteur énergétique russe présente un profil original. Selon les sous-secteurs considérés, la présence directe de l'État peut être forte, modérée ou faible, en fonction de la vision politique du sous-secteur et de son importance stratégique. Ainsi, dans le nucléaire, l'État dispose d'une mainmise sur l'ensemble au travers de la corporation d'État Rosatom. Créée en 2007 par la transformation de l'agence nationale nucléaire (déjà dénommée Rosatom depuis 2004 et la fin du MinAtom, ministère pour l'Énergie atomique), la corporation d'État Rosatom a été constituée afin d'offrir une direction intégrée unique à l'ensemble de la filière nucléaire civile (énergétique, médicale, etc.) et militaire. En ce qui concerne la partie énergétique, la filiale Atomenergoprom est responsable de l'ensemble des opérations depuis l'extraction de l'uranium (via l'entreprise ARMZ), la fabrication du combustible (TVEL), la vente du combustible à l'étranger (TENEX), le design des centrales (Atomenergomash), etc. jusqu'au traitement des déchets. Au total, Rosatom encage plus de 280 entités différentes et s'appuie également sur des structures annexes comme l'Institut Kourtchatov pour la recherche fondamentale ou l'Institut d'ingénierie physique de Moscou (MEPhI) pour la formation (*voir infra*).

Dans le domaine de la production électrique – à l'exception du nucléaire –, l'éclatement du monopole RAO UES en 2007 a permis de faire émerger une concurrence, majoritairement entre entreprises russes (RusHydro, Gazprom, Inter RAO), où les transnationales étrangères n'ont qu'une part minime du marché (Enel, Uniper). L'État russe, quant à lui, conserve via Rosseti le monopole sur le transport et la distribution d'électricité, ainsi que, conséquemment, sur les exportations. Il en est de même dans le domaine pétrolier, où la variété des producteurs et raffineurs (Rosneft, Gazprom Neft, Lukoil, etc.) fait la part belle aux entreprises russes, l'État conservant via Transneft le monopole des infrastructures de transport et donc d'exportation. Le secteur gazier, malgré la présence transverse et prépondérante de Gazprom dans la production et le transport, fonctionne peu ou prou de manière identique.

L'État russe a ainsi choisi de conserver un contrôle territorial sur les réseaux plus que sur les productions. Grâce aux monopoles instaurés dans ce domaine, Moscou dispose d'une capacité illimitée de création de nouvelles routes d'exportation, ainsi que d'abandon d'anciennes. La mer Noire est une des zones privilégiées de construction de nouvelles infrastructures de transport, entre le gazoduc Turkstream et les projets liés à la Crimée. Ceux-ci s'ajoutent aux plates-formes d'exportation que sont les tubes existants (Blue Stream, route gazière Caucase-Ukraine, Caspian Pipeline Consortium, Northern Route depuis Bakou, etc.) et les terminaux comme le port de Novorossiïsk, qui sert à exporter les pétroles caucasiens et centrasiatiques vers l'Europe.

Le redéploiement des pipelines vers certaines zones (Baltique, mer Noire, Amour) est ainsi le fruit d'une décision centralisée politiquement, bien plus que le résultat d'une simple stratégie économique. De la même manière, l'immense variété des ressources et

solutions industrielles – dans le nucléaire civil principalement – proposées par la Russie permettent une adaptation permanente aux besoins des clients. Cela offre à Moscou une flexibilité géoéconomique, perceptible au travers des prix pratiqués pour le gaz vis-à-vis des clients européens, à même de transformer partiellement le secteur énergétique en un levier diplomatique, notamment en ce qui concerne les pays proches de Moscou comme [la Biélorussie](#).

1.1.3 – La Crimée comme pôle énergétique

Au-delà des projets de tubes et de terminaux vers la Turquie et l'Europe, la plus récente évolution de la politique énergétique russe dans la région a été consécutive à l'annexion de la Crimée. La Crimée est une région relativement riche en hydrocarbures et notamment en gaz. Au moment de l'annexion, elle représentait environ 10 % de la production gazière de l'Ukraine, avec 2 Mm³ annuels³. Mais c'est surtout au niveau des réserves *offshore* que la Crimée s'avère un territoire intéressant avec un volume potentiel estimé à 2 000 Mm³ de gaz au Sud de la péninsule⁴. L'annexion de la Crimée a aussi entraîné celle de la compagnie pétrolière Chernomorneftegas, en charge de l'exploration-production locale. Les champs actifs, pour le moment majoritairement à l'Ouest de la Crimée, sont une source de tensions entre la Russie et l'Ukraine, qui contraignent notamment Moscou à [abandonner la production du champ d'Odessa](#), proche des côtes d'Ukraine.

Ainsi, la Crimée, au niveau énergétique, est bien plus un espoir qu'une réalité. En attendant une hypothétique production à grande échelle, la Russie approvisionne la péninsule en gaz au travers d'un gazoduc Kouban-Crimée fonctionnel depuis janvier 2017. Avant l'annexion, la Crimée était une péninsule sous perfusion électrique, recevant 80 % de ses besoins depuis le reste du territoire ukrainien. L'annexion de la Crimée a induit une cessation des approvisionnements électriques, lesquels ont fait l'objet de tractations entre Russie et Ukraine, y compris au plus fort des tensions entre les deux pays. Faiblement alimentée par des éoliennes locales, la Crimée a depuis bénéficié du soutien des entreprises énergétiques russes, avec la construction de deux centrales à gaz, alimentées par le gaz de Crimée et du gaz russe, permettant de rendre la péninsule pratiquement autosuffisante⁵. Toutefois la construction des centrales à gaz de Crimée n'a pu être accomplie qu'avec un détournement de turbines à gaz Siemens que l'entreprise ne pouvait fournir pour cet usage du fait des sanctions européennes. Siemens, qui s'est retournée vers le gouvernement russe, a peu de chances de voir sa plainte aboutir. Toutefois, la situation électrique de la Crimée est loin d'être optimale. Les *black-out*, provoqués par la mise en place *ad hoc* des lignes d'approvisionnement électriques depuis des centres

³ N. Mazzucchi, « Les enjeux énergétiques de l'annexion de la Crimée », *Les Champs de Mars* n°29, 2017/1, pp. 205-2013.

⁴ Agence internationale de l'énergie, *Ukraine 2012*, Paris, OCDE, 2012.

⁵ Une partie de la consommation électrique de Crimée est apportée au travers de lignes électriques traversant le détroit de Kertch.

lointains, sont fréquents et touchent [l'ensemble de la péninsule](#). En outre, les problèmes de fourniture des composants pour les centrales thermiques ont provoqué un retard dans la mise en service de celles-ci. Initialement prévue pour le printemps 2018, elle n'aura finalement lieu qu'en octobre pour la première tranche et [au début de l'année 2019 pour la seconde](#). D'ici là, la Crimée ne pourra compter que sur le « pont électrique » du détroit de Kertch ou sur les liens électriques qui perdurent avec l'Ukraine, dans l'hypothèse d'un accord Moscou-Kiev sur ce point.

1.1.4 – *Les implications pour l'Ukraine*

L'annexion de la Crimée par la Russie a signifié pour Kiev non seulement l'amputation de son territoire, mais également la perte d'un territoire stratégique au plan énergétique. La Crimée représentait ainsi un pôle d'exploration-production *offshore* intéressant pour l'Ukraine. Le conflit sur la délimitation des zones maritimes qui est né de l'annexion, a poussé la Russie à abandonner les forages se situant à l'Ouest de la Crimée, pour ne pas créer de tension militaire, sans que toutefois l'Ukraine ne puisse en profiter. Ainsi l'ensemble des ressources maritimes prometteuses se retrouvent gelées par le risque d'une escalade militaire entre les deux pays, limitant les perspectives de hausse de la production nationale (celle-ci stagne depuis des années à un niveau d'environ 20 Mm³).

S'ajoutent les projets russes de contournement du territoire ukrainien pour le transit de gaz. Trait d'union gazier Russie-Europe depuis les années 1970⁶, l'Ukraine dispose d'un ensemble d'infrastructures terrestres et maritimes (sites de stockage, gazoducs, oléoducs, ports) qui risquent d'être très durement touchées par la volonté russe de contournement de son territoire. Kiev, qui dispose, avec le port de Yuzhny, d'une infrastructure de grande importance pour le trafic pétrolier originaire de la partie orientale de la mer Noire, risque de voir son importance dans le réseau pétrolier Caspienne-Europe diminuer mécaniquement avec les projets de contournement des détroits turcs ainsi que le développement de la capacité du CPC (*voir infra*).

Au niveau des tubes, Turkstream, se connectant au débouché sud du gazoduc Trans Balkan pour y injecter du gaz en sens inverse, priverait de fait l'Ukraine de son rôle de transit entre la Russie et les Balkans orientaux ; sans même mentionner l'impact qu'aurait la construction du gazoduc trans-Baltique Nord Stream 2⁷. De la même manière, les projets européens de Corridor Sud-européen, s'ils ciblent en priorité la dépendance de l'UE au gaz russe, auront un impact direct sur les volumes traversant l'Ukraine, du moins à consommation constante. Avec un système fonctionnant en flux inverse depuis le Sud

⁶ Avec la Biélorussie.

⁷ Nord Stream, en fonctionnement depuis 2011, dispose d'une capacité annuelle de 55 Mm³, le projet Nord Stream 2, en discussion entre la Russie et les pays européens concernés par son tracé, vise à doubler la capacité de celui-ci pour arriver à un total de 110 Mm³, soit une capacité proche de celle du réseau terrestre actuel Russie-Europe.

et un accroissement de la capacité au Nord, le réseau terrestre central deviendra une simple option de transit parmi d'autres, qui permettra à la Russie de disposer d'une capacité de pression accrue sur l'Ukraine. Alors que les tentatives liées à l'exploitation des hydrocarbures terrestres non-conventionnels en Ukraine ont été un fiasco⁸, Kiev voit mécaniquement sa dépendance à Moscou s'accroître et un fort risque peser sur la rentabilité des infrastructures lourdes comme le port de Yuzhny. La baisse des capacités de raffinage pétrolier de l'Ukraine – en forte diminution depuis quelques années (- 54 % entre 2007 et 2017) – empêche d'ailleurs le pays de se positionner sur un segment plus bas dans la chaîne de valeur pétrolière qui lui aurait permis de compenser quelque peu ses pertes.

1.2 – Turquie

1.2.1 – Structure générale

Le système énergétique de la Turquie repose fortement sur les hydrocarbures, que ce soit pour la production électrique ou l'alimentation énergétique des autres secteurs du pays (transport, industrie, etc.). Le charbon – le lignite local notamment – joue un rôle important dans le secteur électrique, puisque les capacités installées pour cette source ne cessent de croître, de 4,9 GW en 1990 à plus de 9 GW en 2016 pour le lignite et de 0,3 GW en 1990 à 7,8 GW en 2016 pour les autres charbons⁹.

Concernant ses approvisionnements en hydrocarbures, la Turquie importe la quasi-totalité de son pétrole et la totalité de son gaz. La production locale de charbon de basse qualité (lignite) couvre une grande partie des besoins nationaux – avec une hausse de la production de lignite, qui a connu un record en 2017 avec 99 millions de tonnes – mais la Turquie est obligée d'importer du charbon de meilleure qualité (sub-bitumineux, bitumineux). Celui-ci provient majoritairement de Colombie (50 %) et de Russie (39 %). La hausse très importante des capacités électriques installées utilisant des charbons autre que le lignite (207 % de croissance depuis 2010) accroît la dépendance aux approvisionnements extérieurs. La Turquie a ainsi triplé ses importations de charbon et de gaz depuis 2000, au grand bénéfice de la Russie¹⁰.

Les importations d'hydrocarbures liquides sont majoritairement issues, en ce qui concerne le pétrole brut, du Moyen-Orient, avec une dépendance éclatée entre Iran, pays du Golfe (Koweït, Arabie saoudite, EAU) et Irak. Concernant le gaz, la Russie s'impose

⁸ N. Mazzucchi, « L'exploitation des gaz et pétrole de schiste en Europe centrale et orientale (Pologne, Ukraine, Bulgarie) constitue-t-elle une alternative crédible aux approvisionnements en hydrocarbures russes ? », *Les Cahiers de la sécurité et de la justice*, n° 33, juillet 2015, pp. 82-91.

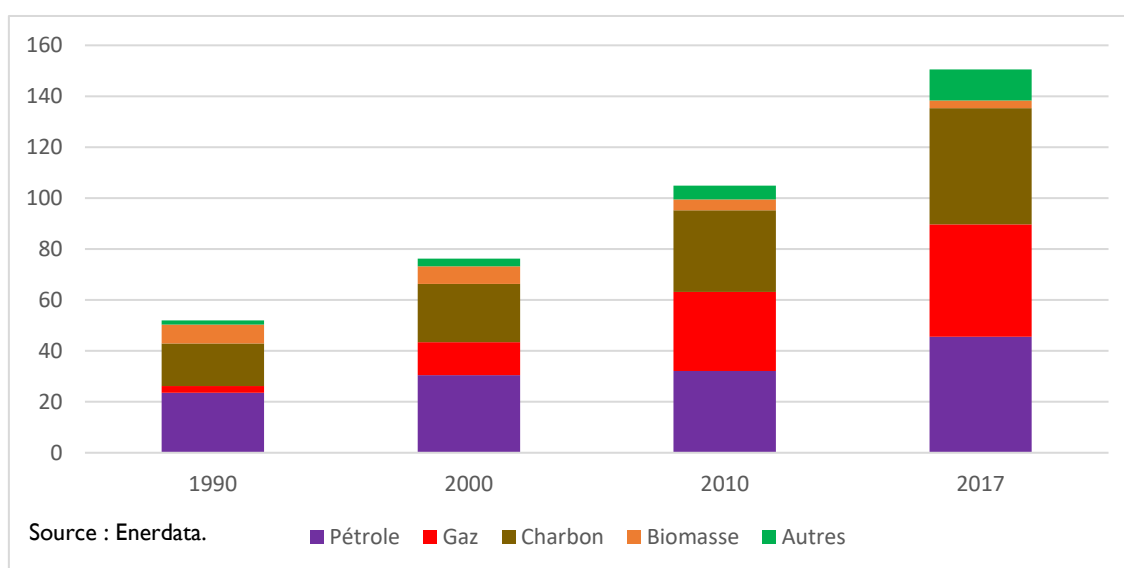
⁹ Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, *Turkish Energy Outlook*, Ankara, 2016.

¹⁰ Enerdata, *Country Energy Report Turkey*, Grenoble, Enerdata, 2018.

comme le fournisseur privilégié (52 %), en particulier depuis l'ouverture du gazoduc Blue Stream en 2005. Il faut également noter une croissance notable des fournitures de l'Azerbaïdjan (12 % des importations turques), qui profite du South Caucasus Pipeline (SCP)¹¹, prolongé en gazoduc TANAP depuis le mois de juin 2018¹².

La hausse continue de la consommation de fossiles en Turquie accroît mécaniquement le niveau de dépendance du pays aux approvisionnements extérieurs. Si la Russie apparaît comme prépondérante dans ces derniers, toutes sources confondues, d'autres fournisseurs du Caucase et du Moyen-Orient tendent à voir leur présence augmenter au sein de la matrice des importations d'Ankara.

Figure n° 2 : ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE TURQUE (MTEP)



1.2.2 – Stratégie nationale et entreprises

TPAO, la compagnie pétrolière nationale, responsable de la majorité de la production domestique et engagée dans des opérations d'exploration-production en Turquie et à l'étranger (Azerbaïdjan, Irak, Kirghizstan, Libye, Russie), est pour le moment possédée par l'État, avec la volonté affichée de la privatiser d'ici 2020. Au niveau gazier, si le marché apparaît libéralisé, il demeure dominé par l'entreprise d'État Botaş, dont la privatisation n'a toujours pas été entamée. Loin d'être libéralisés dans les faits, les secteurs liés aux hydrocarbures – y compris le charbon, avec le monopole de l'entreprise extractive TTK sur les charbons de haute qualité et le rôle de l'entreprise d'État TKJ sur le lignite – restent sous le contrôle relativement étroit de l'État, malgré la faiblesse des ressources.

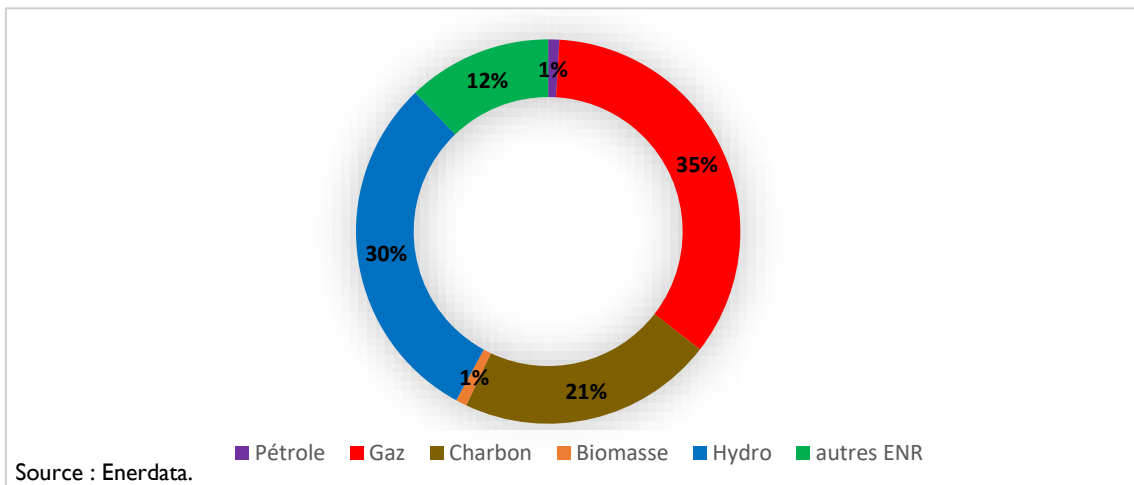
¹¹ Quelquefois nommé également BTE (Bakou-Tbilissi-Erzurum) en référence à l'oléoduc BTC (Bakou-Tbilissi-Ceyhan).

¹² La partie reliant l'Azerbaïdjan à la Turquie est achevée, le gazoduc devrait rejoindre son point final à la frontière grecque au printemps 2019.

Cela permet à la Turquie d'être en mesure d'agir directement par le biais entrepreneurial auprès de ses voisins riches en ressources, par l'implication directe dans les projets d'exploration-production, ou la conclusion d'accords sur les infrastructures de transport (Botaş est membre des projets TANAP, Turkstream, BTC, SCP, Interconnecteur Grèce-Turquie)¹³.

La libéralisation du secteur de l'électricité turc est largement achevée depuis 2013¹⁴. La production est ainsi pour les trois-quarts aux mains d'entreprises privées qui se partagent un marché de 16 GW de capacité (25 au total en comprenant les actifs publics). Outre les acteurs turcs (Enka via sa filiale Enka Power, Sabanci, Kazanci, etc.), des transnationales étrangères sont également présentes, seules ou en consortium (Engie, RWE, E.ON). La stratégie énergétique nationale prévoit un taux de renouvelables dans le mix électrique de 30 % en 2023. Eu égard à la forte présence d'hydroélectricité dans le mix national – avec des barrages de grande capacité comme Ilisu (1 200 MW) –, la Turquie a d'ores et déjà atteint cet objectif. Toutefois en ce qui concerne la politique environnementale, l'utilisation extensive des hydrocarbures, en forte croissance pour le gaz, induit une hausse de la production de gaz à effet de serre, avec un taux d'émissions de CO₂ par tête passé de 2,4 t/hab. en 1990 à 4,9 t/hab. en 2017. De fait la contribution nationale volontaire (INDC) de la Turquie vis-à-vis des négociations climatiques internationales demeure relativement faible, Ankara envisageant seulement une diminution des émissions de gaz à effet de serre de 21 % par rapport au scénario de référence (Business as usual) du GIEC ; ce qui revient à une hausse nette des émissions sur la base de 1990.

Figure n° 3 : TURQUIE – CAPACITÉ ÉLECTRIQUE INSTALLÉE PAR SOURCE (2017)



¹³ <https://www.botas.gov.tr/>

¹⁴ À l'exception notable du transport, toujours détenu par l'État au travers de l'entreprise TEIAS.

Au niveau international, la Turquie a rejoint, dès sa création en 2005, la Communauté de l'énergie instaurée par l'UE, avec un statut de membre observateur. La Turquie est également membre de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) depuis sa création. La participation de la Turquie à ces divers forums centrés sur les approvisionnements énergétiques ainsi que sur la convergence des politiques, notamment au niveau électrique, pourrait rapprocher le pays d'une vision européenne de la politique énergétique, telle que portée par [la Commission](#). Toutefois les orientations prises ces dernières années par les autorités turques, y compris sur certains points comme le rapprochement opéré avec l'Organisation de Coopération de Shanghai (OCS), dont la Turquie est « partenaire de dialogue » depuis 2013, manifestent plutôt une volonté de se positionner comme un « pont énergétique » Est-Ouest. La création en 2014 d'un Bureau d'action coordonnée (SEECAO) pour l'Europe du Sud-est a permis à la Turquie de manifester davantage ses ambitions dans la mise en place d'un marché énergétique commun d'Europe du Sud-est, reliant les pays de l'ex-Yougoslavie, l'Albanie, la Grèce et la Turquie. De fait l'entreprise de transport d'électricité TEIAS (possédée par l'État) est un membre actif du SEECAO¹⁵.

1.3 – Roumanie

1.3.1 – Structure générale

La Roumanie est l'un des rares pays producteurs de pétrole de l'Union européenne. Même si sa production et ses réserves ne peuvent se comparer aux pays d'Europe du Nord, elle est cependant capable de produire 3,8 millions de tonnes en 2017, soit environ 45 % de sa consommation. Pour ce qui concerne le gaz, la Roumanie est également un producteur mineur mais qui parvient à subvenir à une partie importante de ses besoins nationaux avec 10,3 Mm³ produits pour 11,9 Mm³ consommés. La Roumanie, qui dispose d'un important secteur parapétrolier, a vu ses capacités de raffinage fortement diminuer depuis les années 2000 (-36 % entre 2007 et 2017), à cause notamment d'un vieillissement des installations ainsi qu'à une sous-utilisation chronique depuis la disparition de l'URSS. Environ la moitié du pétrole brut importé par la Roumanie est issue de Russie (44 %), le reste venant en grande partie du Kazakhstan et de l'Azerbaïdjan, faisant de Moscou le premier partenaire de Bucarest en ce domaine grâce à son contrôle sur le transit des hydrocarbures centrasiatiques vers l'Europe. La Russie fournit également 99 % du gaz naturel importé par la Roumanie, même si, eu égard au volume global, il serait exagéré de parler de dépendance gazière.

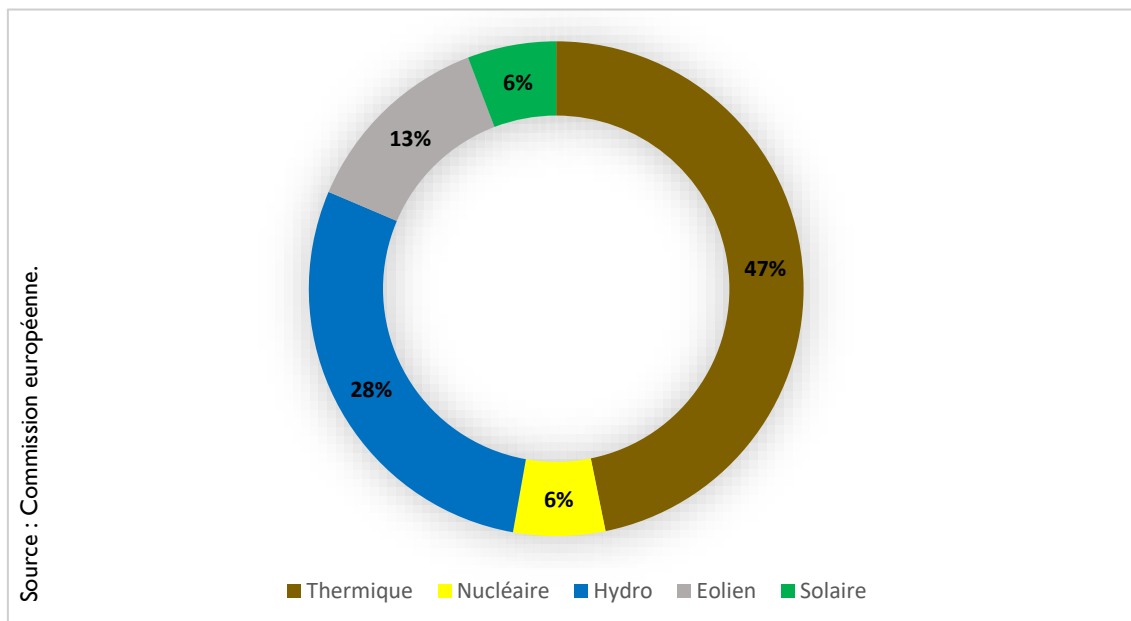
Au niveau électrique, la Roumanie se repose avant tout sur une production pour moitié thermique – mélange de charbon et de gaz – avec une part importante d'hydroélectricité en complément. Le gaz national représente ainsi une source d'énergie intéressante, bien

¹⁵ <http://www.seecao.com/>

plus que le charbon qui est majoritairement importé car la Roumanie n'en produit quasiment pas.

La centrale nucléaire de Cernavoda (1 300 MW), au Sud-Est du pays, avec ses deux réacteurs Candu-6, ne représente qu'une partie négligeable de la capacité électrique du pays, mais le gouvernement roumain demeure, contrairement à de nombreux pays d'Europe, un *supporter* de l'électronucléaire. Des négociations sont en cours depuis des années afin de construire deux nouveaux réacteurs de type Candu-6. Suite à différentes réorganisations dans le secteur et compte tenu du désintérêt de nombreuses entreprises occidentales, c'est finalement l'entreprise chinoise CGN qui est responsable de cette augmentation de capacité de la centrale avec 1 440 MW supplémentaires prévus à l'horizon 2022. Les réacteurs Candu, par leur capacité à utiliser de l'uranium non enrichi, ont constitué une solution intéressante, pour la Roumanie qui dispose de mines sur son territoire. Toutefois les prix de l'uranium sur les marchés internationaux ont poussé l'entreprise d'État SNN, responsable de l'opération de la centrale, à se reporter sur des approvisionnements extérieurs moins chers. De fait, si la Roumanie ne maîtrise pas le cycle nucléaire, elle est, par ses choix, moins dépendante que d'autres pays tels que la Bulgarie, fortement attachée à la Russie (*voir infra*).

Figure n° 4 : ROUMANIE – CAPACITÉ INSTALLÉE PAR SOURCE (2016)



Le développement récent des énergies renouvelables de nouvelle génération (éolien et solaire photovoltaïque), destiné à prendre le relais progressif de certaines capacités thermiques à charbon¹⁶, est néanmoins très rapide. L'éolien, représentant 13 % de la capacité installée, a décollé à partir de 2010 et le solaire à partir de 2012-2013, avec une croissance très rapide dans les deux cas. Toutefois ce développement en masse de renouvelables ne permet pas de cacher la stagnation dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre depuis 2010. Après des années de forte diminution, autant en CO₂¹⁷ que pour d'autres gaz, la politique environnementale roumaine semble avoir besoin d'une nouvelle impulsion.

1.3.2 – Stratégie nationale et entreprises

L'entreprise Rompetrol, qui appartient depuis 2007 à l'entreprise d'État kazakhe KMG, est le principal acteur du secteur pétrolier roumain. Rompetrol et la filiale roumaine (Petrom) de l'entreprise autrichienne OMV représentent les deux grands piliers d'un secteur pétrolier et parapétrolier à la fois ancien et bien développé en Europe orientale. Rompetrol est en outre une transnationale pétrolière présente à la fois en Roumanie, mais aussi en Bulgarie, en Moldavie et en Géorgie sur divers projets de raffinage et de distribution de pétrole. Rompetrol peut ainsi être considérée comme une petite transnationale de la région mer Noire, dont l'avenir est néanmoins incertain car lié intrinsèquement à celui de KMGI, dont l'État kazakh¹⁸ a décidé de se séparer pour obtenir les liquidités nécessaires à la continuité des investissements dans l'amont au Kazakhstan.

Contrairement à ce qui s'est produit pour le secteur pétrolier, l'État roumain a conservé le contrôle (75 %) de Romgaz, le producteur national gazier, et de Transgaz (58 %), l'opérateur du réseau de transport. Grâce à ce contrôle étatique, Bucarest conserve une position de relative indépendance énergétique, surtout si on la compare avec les autres pays d'Europe orientale, très dépendants de la Russie.

Dans le secteur électrique, la Roumanie dispose, comme de nombreux pays d'Europe orientale, d'une présence étatique très importante. Outre la SNN dans le nucléaire, qui appartient directement à l'État, les autorités roumaines possèdent, au travers du fonds national Fondul Proprietatea, une participation dans les entreprises régionales chargées de la production électrique (21 % dans Complexul Energetic Oltenia, 12 % dans Enel

¹⁶ La construction des deux réacteurs de Cernavoda-3 et 4 aura également un impact positif sur les émissions de gaz à effet de serre du secteur électrique roumain.

¹⁷ Selon Eurostat la réduction des émissions de CO₂ entre 1990 et 2010 a été de 49 % et de seulement 13,5 % entre 2010 et 2016.

¹⁸ Au travers de la filiale KMG International, qui devait elle-même être vendue en 2018 au chinois CEFC, lequel, impliqué dans un scandale de corruption, n'a finalement pas été en mesure d'honorer l'achat de KMGI. KMG cherchant toujours un acheteur pour KMGI, Rompetrol pourrait changer de propriétaire dans les mois ou années à venir.

Energie, 12 % d'Engie Romania, 19,94 % d'Hydroelectrica¹⁹, etc.)²⁰. Cette situation met l'État en position de possesseur de parts dans des *joint-ventures* de grandes transnationales européennes de l'énergie (Enel, Engie), lesquelles sont d'ailleurs actives principalement, au niveau de la production, dans les énergies renouvelables, en particulier dans l'éolien.

1.4 – **Bulgarie**

1.4.1 – Structure générale

La Bulgarie présente un profil énergétique relativement diversifié. Producteur de charbon, le pays utilise ses ressources naturelles pour la production électrique, en conjonction avec ses capacités hydrauliques. En ce qui concerne les hydrocarbures liquides, le pays a connu une baisse nette de ses importations pétrolières depuis la disparition de l'URSS avec des fluctuations annuelles importantes. La très grande majorité du pétrole brut consommé en Bulgarie est importée de Russie (74,5 %) avec un complément depuis l'Irak (15 %) et l'Arabie saoudite (3,9 %). La Russie fournit en outre la moitié des produits pétroliers raffinés et la totalité du gaz naturel importé par la Bulgarie. La faiblesse de la production gazière bulgare et son absence de production pétrolière rendent Sofia totalement dépendant des approvisionnements russes que ce soit pour le pétrole ou pour le gaz. Le pays dispose de capacités de raffinage suffisantes pour ses besoins avec une hausse ces dernières années ; elles sont toutefois sous-utilisées à cause d'une demande qui diminue légèrement depuis les années 2000. Il n'empêche que pour certaines catégories de produits, la Bulgarie est obligée de faire appel aux raffinés russes, renforçant d'autant plus l'influence de Moscou en ce domaine.

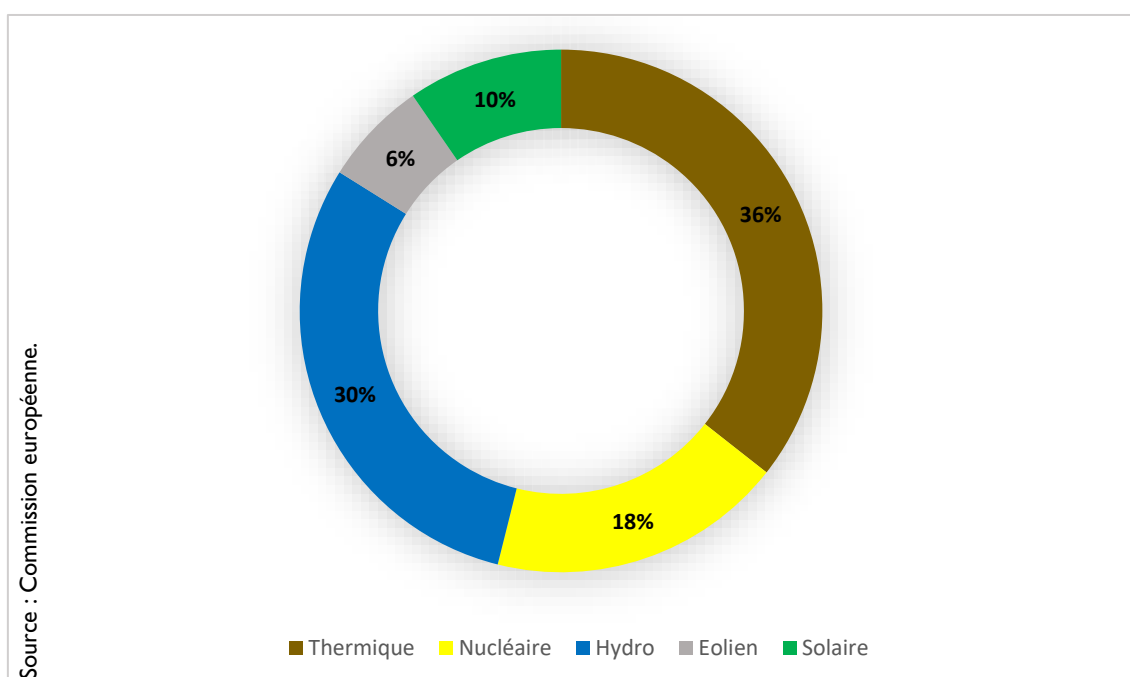
Le charbon représente la grande majorité de la production électrique thermique nationale, formant la colonne vertébrale de la matrice électrique, à même de supporter les variations climatiques qui pourraient limiter la production issue des sources renouvelables. La Bulgarie s'est longtemps reposée sur une capacité nucléaire très importante fournie par la seule centrale de Kozloduy, à la frontière avec la Roumanie. À la suite de l'entrée du pays dans l'Union européenne, les audits menés par les autorités communautaires ont abouti à la fermeture de 4 des 6 réacteurs de Kozloduy. À l'heure actuelle, seuls les réacteurs Kozloduy-5 et 6 restent opérationnels, fournissant à eux seuls près de 20 % de la capacité installée de Bulgarie. Depuis la fermeture des réacteurs de Kozloduy-1 à 4, la Bulgarie cherche à faire repartir son secteur nucléaire civil, en partie pour des raisons de coût de l'électricité. Pendant des années, le gouvernement bulgare

¹⁹ Hydroelectrica, qui est en charge des barrages hydroélectriques roumains, est en fait possédée à 100 % par l'État puisque les 80,06% restants appartiennent au ministère de l'Énergie.

²⁰ <https://www.fondulproprietatea.ro/home/investments/fund-portfolio/companies.html>

et les autorités russes ont été en partenariat pour la construction d'une nouvelle centrale à Belene. Le projet s'est brutalement arrêté alors que la Russie avait livré une grande partie des installations de Belene-I quand le changement de gouvernement en Bulgarie en 2013 a amené à une modification de la politique énergétique nationale concernant le nucléaire. La Bulgarie a ainsi été forcée de payer plus de 500 millions USD de dédommagement à Rosatom du fait de l'annulation du contrat. L'avenir du nucléaire bulgare demeure flou, les plans pour la construction d'une centrale à Belene ne semblent pas totalement abandonnés, de même que la construction potentielle d'un nouveau réacteur à Kozloduy ; la Russie et la Chine pourraient être sollicitées.

Figure n° 5 : BULGARIE – CAPACITÉ INSTALLÉE PAR SOURCE (2016)



La construction de centrales à énergies renouvelables, éoliennes et surtout solaires photovoltaïques, a partiellement compensé la fermeture des réacteurs nucléaires de Kozloduy et a permis à la Bulgarie de remplir ses objectifs en matière d'énergies renouvelables. Le pays se repose ainsi majoritairement sur les capacités hydrauliques nationales, situées en majorité au Sud du pays, sur les affluents du fleuve Maritsa. Les énergies renouvelables de nouvelle génération (éolien et solaire PV) sont des adjonctions récentes au mix électrique bulgare avec une croissance forte. Il faut attendre 2011 pour voir l'éolien dépasser les 500 MW installés (699 MW aujourd'hui) et le solaire a connu une envolée spectaculaire en 2012 mais peine depuis à évoluer, à cause de [prix de production trop élevés par rapport aux autres sources d'électricité](#).

1.4.2 – Stratégie nationale et entreprises

Le système énergétique bulgare demeure héritier de l'époque de la Guerre froide avec une grande concentration des capacités tant de production que de transport et de distribution entre les mains des acteurs étatiques. Certes la Bulgarie a, en vertu des réglementations européennes de 1996 et 2003, découplé les entreprises chargées de ces différents sous-secteurs, mais elles demeurent néanmoins sous un contrôle étatique ferme. La Bulgarian Energy Holding (BEH)²¹, structure d'État, possède la plupart des unités de production thermique, hydraulique et nucléaire du pays, au travers de filiales (NEK, NPP Kozloduy, etc.). BEH a également sous sa responsabilité le transport d'énergie, la distribution étant un sous-secteur plus éclaté. BEH est également active en dehors de l'électricité puisqu'elle possède le réseau de transport gazier national (Bulgartransgas) et la production de charbon (Mini Maritsa Iztok).

Les entreprises étrangères sont relativement peu présentes dans le pays, à cause à la fois du caractère très étatisé du secteur de l'énergie, mais également du manque d'attrait économique de celui-ci, l'aventure économique de la construction avortée de la centrale nucléaire de Belene ayant envoyé un signal négatif aux investisseurs. En réalité la présence des entreprises étrangères dans l'énergie en Bulgarie s'effectue principalement hors du pays, par la fourniture de combustible nucléaire pour la centrale de Kozloduy, assurée par TVEL ainsi que par les approvisionnements en gaz et pétrole, venus également de Russie. La seule activité des grandes entreprises étrangères en Bulgarie se fait au travers de l'exploration-production pétro-gazière *offshore* où les acteurs russes sont également très actifs, notamment Lukoil (*voir infra*), qui possède en outre une grande partie du réseau de stations-service du pays.

Malgré son pourcentage élevé de sources renouvelables dans le mix électrique, la Bulgarie dispose toujours d'infrastructures industrielles parmi les plus polluantes d'Europe. Si le pays a d'ores et déjà atteint ses objectifs de réduction d'émissions de gaz à effet de serre – en grande partie à cause de la désindustrialisation consécutive à la fin de la Guerre froide – sur la base de 1990, il importe de relever que la diminution de ces émissions a pratiquement cessé depuis 2000. De grandes unités de production électrique comme la centrale de Maritsa-Iztok, une des plus grandes centrales à charbon d'Europe avec 3 GW installés, construite par tranche depuis les années 2000, expliquent cette stagnation. De fait, la Bulgarie n'aurait aucun intérêt à une réévaluation de l'année-base de calcul des émissions de gaz à effet de serre pour les objectifs de réduction. En outre le pays présente l'intensité énergétique la plus élevée d'Europe²², signe d'une efficacité très faible du secteur énergétique national, qui a de grands besoins de mise à niveau, notamment en termes d'efficacité énergétique.

²¹ <https://www.bgenh.com/en>

²² Ministère de l'Énergie (BLG), *Bulletin on the State and Development of the Energy Sector in the Republic of Bulgaria*, 2015.

1.5 – Géorgie

1.5.1 – Structure générale

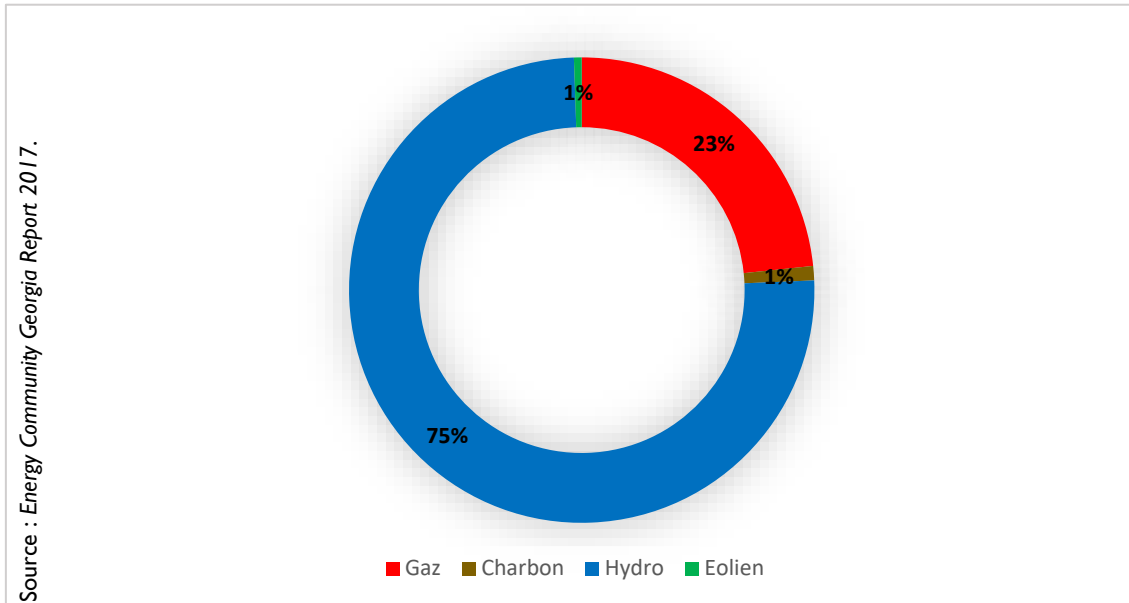
La Géorgie est un pays relativement pauvre en hydrocarbures. Il ne produit quasiment pas de gaz naturel, même si celui-ci est sa principale source d'électricité fossile, ce qui impose le recours aux importations depuis le voisin azerbaïdjanais au travers du gazoduc SCP. De la même manière, la faible production pétrolière – environ 38 600 tonnes – oblige le pays à importer de gros volumes de produits raffinés, depuis l'Azerbaïdjan également. Le pétrole compte pour 30 % de l'ensemble de la consommation énergétique nationale, ce qui rend la Géorgie très dépendante des approvisionnements extérieurs. La baisse continue de la production pétrolière nationale – de 49 000 tonnes en 2012 à 38 600 tonnes en 2016 – induit un recours de plus en plus important aux approvisionnements extérieurs, non seulement en termes de brut, mais également de produits raffinés, *via* SOCAR et l'entreprise pétrolière russe Lukoil. Le raffinage est d'ailleurs très limité en Géorgie avec deux raffineries opérantes, dont une seule (ZD Oil Company) fonctionne régulièrement. L'ouverture d'une nouvelle raffinerie en 2020 à Kulevi devrait améliorer la situation²³.

La production électrique est très majoritairement d'origine hydraulique. Reposant sur les caractéristiques hydrogéologiques du territoire géorgien, elle utilise des installations datant pour partie de l'époque soviétique²⁴. Géographiquement concentrés à l'Est du pays, les grands barrages hydrauliques dessinent une géographie de l'électricité en Géorgie qui fait du pays l'un des plus faibles émetteurs de CO₂ de la région caucasienne.

²³ Energy Community Secretariat, *Energy Governance in Georgia*, Bruxelles, Energy Community, 2017.

²⁴ La plupart des barrages hydroélectriques du pays ont été construits dans les années 1940-1970, avant une vague de constructions lancées suite au conflit de 2008 avec la Russie, dont les installations entrent progressivement en service d'ici la fin de la décennie 2010.

Figure n° 6 : GÉORGIE – CAPACITÉ ÉLECTRIQUE INSTALLÉE PAR SOURCE (2017)



Les capacités de production électrique thermiques, très majoritairement à gaz, servent avant tout à compenser les fluctuations annuelles de la production d'origine hydraulique. Plus récentes et d'une plus grande capacité unitaire, les centrales à gaz ont surtout un coût de production électrique plus élevé que les barrages hydrauliques. De fait, la Géorgie tente de s'appuyer quasi exclusivement sur cette source hydraulique locale et maîtrisée afin de limiter une dépendance énergétique déjà très importante en ce qui concerne les secteurs autres que l'électricité (industrie, transports, etc.). Les 21 MW d'éolien sont une adjonction récente au mix électrique géorgien (2016) ; celle-ci laisse entrevoir une diversification limitée des sources renouvelables.

1.5.2 – Stratégie nationale et entreprises

La politique énergétique géorgienne depuis l'éclatement de l'URSS s'est orientée vers la libéralisation du secteur, avec la fin du monopole de Sakenergo. Lancée en 1996, la politique de libéralisation a vu la fin du système étatisé et une évolution croissante vers un secteur énergétique cherchant à s'aligner sur les politiques européennes²⁵. La Stratégie énergétique nationale publiée en 2015 mentionne d'ailleurs cette ambition d'un secteur calqué à terme sur le modèle des réglementations européennes²⁶.

La Géorgie est un pays extrêmement dépendant des approvisionnements extérieurs en hydrocarbures pour le fonctionnement de son économie et de son secteur énergétique.

²⁵ International Energy Agency, *Eastern Europe, Caucasus and Central Asia*, Paris, OCDE, 2015.

²⁶ Les directives 96/92/CE, 2003/54/CE et 2003/55/CE ont abouti à la libéralisation des marchés nationaux du gaz et de l'électricité par le découplage des activités de transport (96/92/CE) et de distribution (2003/54/CE et 2003/55/CE) de celles de production.

Majoritairement dépendante de la Russie au début des années 1990, la Géorgie a mené depuis une politique visant à s'émanciper de la tutelle de Moscou sur ses approvisionnements. La coopération avec l'Azerbaïdjan est, depuis cette époque, la clé de la politique énergétique géorgienne. Deux infrastructures majeures relient les deux pays, à la fois pour le pétrole et le gaz. En 1999, l'annonce de la création d'un oléoduc caucasien, contournant le territoire russe pour la première fois, a placé la Géorgie au centre du jeu pétrolier régional, comme pays de transit quasi obligatoire. Cet oléoduc Bakou-Tbilissi-Ceyhan (BTC), qui transporte le pétrole depuis les champs caspiens de l'Azerbaïdjan jusqu'à la Méditerranée, a été inauguré en 2005 et constitue l'artère pétrolière principale de la région du Sud-Caucase. Les infrastructures d'exportation depuis l'Azerbaïdjan utilisent ainsi le territoire géorgien pour son accès direct à la mer Noire autant que pour contourner le territoire arménien. En Géorgie même, l'entreprise d'État GOGC est responsable de la production de pétrole ainsi que du transport d'hydrocarbures. La volonté de développer un pôle pétrochimique à Supsa a poussé le gouvernement géorgien à octroyer en 2016 à l'entreprise GEOPARS, filiale de la société géorgienne de trading Fryona Commerce et du pétrolier iranien POGDC, la construction de ce qui serait le premier (en termes de taille) complexe de raffinage du pays²⁷.

Le conflit de 2008 avec la Russie a hâté la fin de la coopération énergétique entre Tbilissi et Moscou. Depuis cette époque, la Géorgie est ainsi dépendante de l'Azerbaïdjan pour la quasi-totalité de ses approvisionnements en hydrocarbures, la Russie ne conservant qu'une part marginale (5-7 %). L'Azerbaïdjan représente même 100 % des approvisionnements géorgiens pour le gaz. Même si la Géorgie bénéficie toujours d'une interconnexion électrique avec la Russie et que l'entreprise d'État russe Inter RAO y possède une centrale électrique (barrages de Khrami-1 et 2)²⁸ ainsi que le distributeur d'électricité Telasi qui dessert la capitale²⁹, l'empreinte de la Russie dans le secteur énergétique national est réduite. Elle a d'autant diminué que la Géorgie s'approvisionne en gaz auprès de l'Azerbaïdjan depuis 2008, *via* le SCP, qui aboutit en Turquie. Comme cela a été souligné, l'influence de Bakou est devenue majeure dans ce domaine, surtout depuis que l'Azerbaïdjan fait figure de partenaire privilégié de l'Union européenne au travers du Corridor Sud-européen. La coopération internationale entre l'Azerbaïdjan et la Géorgie est ainsi cimentée par une coopération énergétique forte, y compris dans le domaine des infrastructures d'exportation (*voir infra*).

La Géorgie, après la fin du conflit de 2008, a également opéré un rapprochement avec l'Union européenne, en s'insérant notamment dans le projet de Corridor Sud-européen, eu égard à son rôle de pays de transit entre la Caspienne et la mer Noire. La Géorgie est ainsi impliquée de manière indirecte – comme territoire traversé – dans TANAP et,

²⁷ <http://nasp.gov.ge/pages/show.php?postid=543&lang=en>

²⁸ <http://www.interrao.ru/en/activity/map-of-assets/>

²⁹ <http://www.telasi.ge/en>

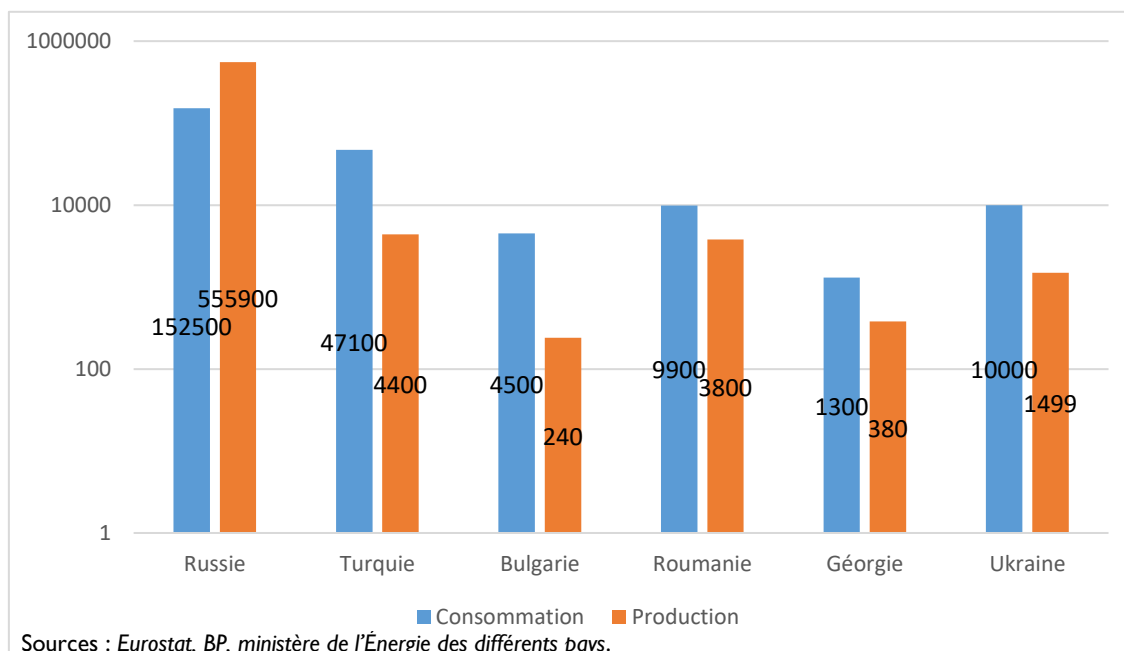
de manière directe comme partie prenante, dans White Stream. Si le projet White Stream est pour le moment gelé (*voir infra*), la mise en service d'une partie du TANAP entre l'Azerbaïdjan et la Turquie renforce d'une part le rôle de la Géorgie dans ce système de transit vers l'UE – le pays fait d'ailleurs partie de la Communauté de l'énergie et à ce titre oriente ses législations sectorielles vers une compatibilité avec celles de l'UE –, d'autre part l'influence de Bakou auprès de Tbilissi.

2 – Approvisionnements régionaux

2.1 – Besoins et ressources

Les pays riverains et proches de la mer Noire se répartissent suivant deux profils énergétiques différents. D'une part les producteurs-exportateurs d'hydrocarbures comme la Russie, qui agit comme fournisseur important ou privilégié des autres pays, en profitant des infrastructures terrestres et maritimes. D'autre part les consommateurs-importateurs – Turquie, Bulgarie, Roumanie, Géorgie, Ukraine – dont le rôle est double : à la fois importateurs pour leurs propres besoins nationaux, dont le niveau varie en fonction de leur croissance économique, mais aussi passerelles vers d'autres régions de consommation plus à l'Ouest. La Roumanie et la Bulgarie bénéficient de la possibilité de redistribuer du gaz *via* le gazoduc Trans Balkan, quand la Turquie cherche à se positionner comme un *hub* vers les marchés des Balkans orientaux et d'Europe méditerranéenne. Les interconnexions portuaires entre les différents pays riverains font également de cette mer une plaque d'échanges de produits pétroliers, intra-mer Noire ou à destination de l'Europe, au travers des détroits turcs notamment.

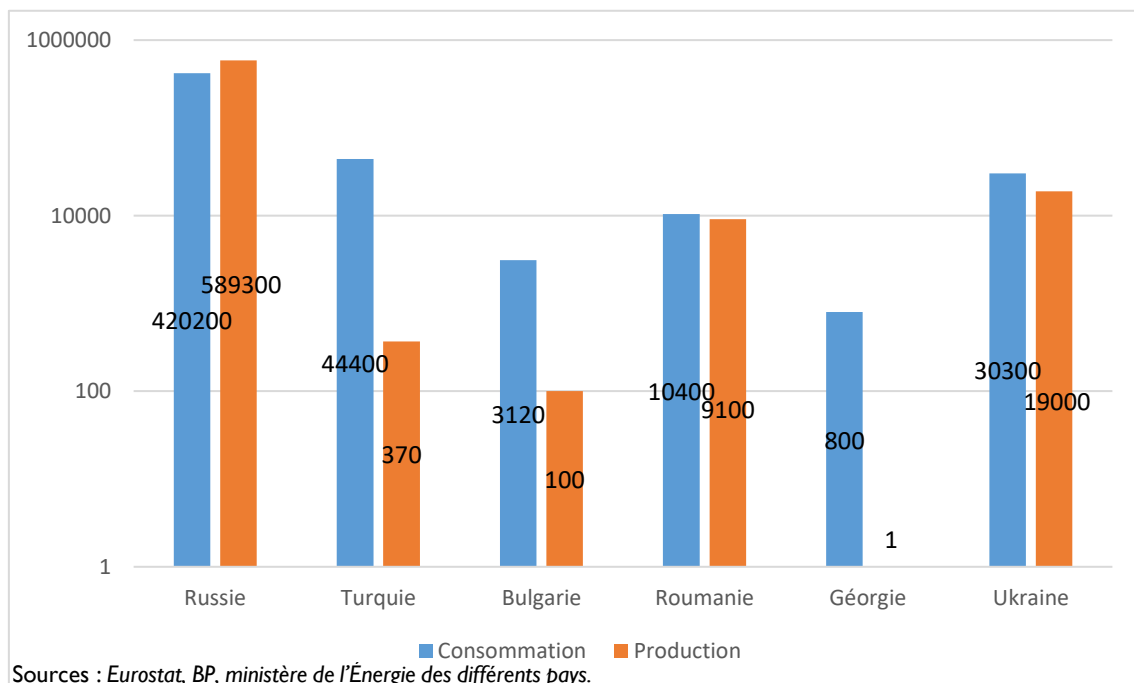
**Figure n° 7 : CONSOMMATION ET PRODUCTION DE PÉTROLE
DANS LES PAYS RIVERAINS DE LA MER NOIRE EN 2016 (MILLIERS DE TONNES)³⁰**



³⁰ Les graphiques de consommation et production de pétrole et gaz sont figurés en échelle logarithmique pour faire apparaître des écarts entre production et consommation nationale.

À l'exception de la Russie et, dans une autre mesure, de la Turquie, les pays de la mer Noire sont de faibles consommateurs d'hydrocarbures. Même s'ils sont extrêmement dépendants des approvisionnements extérieurs, leur profil de consommation les range davantage dans la catégorie des pays de transit que dans celle des pays de consommation. Toutefois il importe de souligner que ces pays, Turquie comprise, voient leur consommation de gaz et parfois de pétrole augmenter. Ainsi leur dépendance aux fournisseurs (Russie, Azerbaïdjan, etc.) s'accroît mécaniquement avec le temps, d'autant plus lorsqu'ils ont entrepris des transitions énergétiques, en accord avec les paquets Énergie-Climat de l'UE.

Figure n° 8 : CONSOMMATION ET PRODUCTION DE GAZ DANS LES PAYS RIVERAINS DE LA MER NOIRE EN 2016 (MILLIONS DE M³)



En termes de ressources, la région de la mer Noire n'est pas considérée comme l'une des mieux dotées de la planète, notamment pour les hydrocarbures. La Turquie, outre ses réserves importantes de lignite, dispose de ressources très limitées de pétrole (38 millions de tonnes) et gaz conventionnel (6,3 Mm³). Les autres pays riverains, à la notable exception de la Russie – mais à quelques distances de la mer Noire proprement dite, dans le Caucase du Nord ou près de Rostov –, ne disposent pas de réserves pétrolières ou gazières terrestres d'importance. Seule la Roumanie dispose de réserves extrêmement limitées, de l'ordre de 100 millions de tonnes de pétrole, soit moins de 0,1 % du total mondial. Des estimations ont été faites quant au potentiel de gaz non conventionnel : selon l'Energy Information Administration, celui-ci s'élèverait à 670 Mm³ en

Turquie (bassins du Sud-Est de l'Anatolie et de Thrace)³¹, mais ce type d'estimations doit être nuancé. Les conditions géologiques d'exploitation des gaz de roche mère s'avèrent déterminantes pour la rentabilité économique de ceux-ci, comme en témoignent les échecs des entreprises américaines en Europe orientale (Pologne, Ukraine). Dans les pays de l'Union européenne, les ressources en hydrocarbures non conventionnels font l'objet de débats. La Roumanie, qui a choisi d'interdire l'exploitation de ces ressources, ainsi que la Bulgarie, partagée sur le sujet, se trouvent sur les mêmes formations géologiques que l'Ukraine (bassin des Carpates). L'échec du projet ukrainien d'exploration-production a renforcé l'opposition au sein de ces pays, dont les ressources n'avaient de toute façon pas été cartographiées précisément³².

Les campagnes d'exploration-production *offshore* sont relativement contrastées dans cette région. L'entreprise turque TPAO, qui s'est fait une spécialité du forage *onshore* et *offshore* en mer Noire, peine pour l'instant à faire des découvertes véritablement intéressantes, même en s'associant avec des *super majors* comme Shell (bloc de Şile-I) ou ExxonMobil (bloc de Samsun). D'autres prospections sont en cours, même si le Sud de la mer Noire n'apparaît pas comme la zone potentiellement la plus riche de la région. Au contraire, la Crimée, avant même l'annexion par la Russie en 2014, présentait plusieurs caractéristiques à même d'en faire une zone intéressante de production de pétrole et gaz *offshore*³³.

Les autres pays riverains, Roumanie, Bulgarie et Géorgie, mènent des activités d'exploration-production *offshore* le long des côtes, en partenariat avec des entreprises pétrolières de petite taille, le plus souvent occidentales (Blake Oil and Gas, Marexin, Petroceltic). En Bulgarie, un consortium, Total-OMV-Repsol, est actif dans l'exploration-production *offshore* à la suite des découvertes du début des années 1990³⁴. En Roumanie certaines grandes entreprises, comme ExxonMobil ou Lukoil, demeurent actives dans l'exploration-production aux frontières de la ZEE nationale et de la haute mer, avec la volonté de développer des [ressources gazières offshore profondes](#). La production demeure très faible, même pour la Bulgarie, qui a connu quelques succès en ce domaine, et pour la Roumanie, producteur historique de pétrole de la région.

C'est principalement depuis la Russie et l'Azerbaïdjan que se font les approvisionnements régionaux. Ces deux voies – Nord pour la Russie et Est pour l'Azerbaïdjan – pourraient dans un futur incertain être complétées d'une voie Sud depuis l'Irak ou l'Iran, du moins selon les souhaits de la Turquie. Les réserves immenses de la Russie en pétrole, gaz et

³¹ Energy Information Administration, *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Turkey*, Washington, Department of Energy, 2015.

³² Energy Information Administration, *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Other Eastern Europe*, Washington, Department of Energy, 2015.

³³ N. Mazzucchi, « Les enjeux énergétiques de l'annexion de la Crimée », op. cit.

³⁴ Shell est également présent, aux côtés de l'australien Woodside, de manière plus limitée.

charbon feraient de celle-ci le fournisseur naturel des pays de la région si les tensions géopolitiques et la peur d'une trop grande dépendance vis-à-vis de Moscou ne venaient limiter le recours aux ressources russes. L'Azerbaïdjan est une solution intéressante mais, *in fine*, limitée – compte tenu du niveau relativement faible des réserves pétrolières (0,4 % du total mondial, un ratio réserves/production (R/P) de 24 ans) et des réserves gazières moyennes (le ratio R/P est de 74 ans mais le total des réserves n'est que de 0,7 % du total mondial)³⁵. Avec une hausse de la demande en gaz azerbaïdjanais, y compris de la part de l'Union européenne³⁶, une hausse de la production locale accélérerait mécaniquement l'épuisement des réserves nationales. Il y a donc une nécessité de trouver d'autres sources d'approvisionnement en hydrocarbures que l'Azerbaïdjan pour faire contrepoids à la Russie.

2.2 – Infrastructures de transport

2.2.1 – Actuelles

A.– Pipelines

► Oléoducs

Majoritairement détenu par BP, le BTC constitue la première grande infrastructure énergétique de l'ex-URSS qui ne soit ni possédée en majorité, ni développée par des entreprises russes ou ex-soviétiques. La structure du consortium BTC (30 % BP, 25 % SOCAR, 8,9 % Chevron, 8,7 % Statoil, 6,5 % TPAO, 5 % Total, 5 % ENI, 10,9 % autres) manifeste l'implication des *super majors* occidentales dans le développement de sources et de systèmes de transports alternatifs à la Russie dans cette région. Reliant le champ *offshore* azerbaïdjanais de la Caspienne d'Azeri-Chirag (opéré par BP en consortium avec d'autres entreprises pétrolières dont SOCAR et Chevron³⁷) au port méditerranéen de Ceyhan³⁸, il contourne de fait le transit par la mer Noire au profit d'un passage par le territoire turc. Ouvert en 2005, le BTC évite les détroits turcs, grandement utilisés pour le trafic pétrolier vers l'Europe et relativement engorgés avec plus de 2,4 millions de barils par jour. L'augmentation du volume de pétrole exporté par le Kazakhstan vers

³⁵ Source : BP Statistical Review 2018.

³⁶ Avec l'ouverture de la première phase du TANAP, le champ de Shah Deniz-2 a commencé à fournir la Turquie en juin 2018 ; BP continue l'exploration-production d'autres champs dans la Caspienne (Shafag-Asiman, Absheron).

³⁷ Le consortium est structuré de la manière suivante : BP est l'opérateur (30,37 % des parts), SOCAR (25 %), Chevron (9,57 %), Inpex (9,31 %), Equinor (7,27 %), ExxonMobil (6,79 %), TPAO (5,73 %), Itochu (3,65 %), ONGC Videsh (2,31 %) ; source : https://www.bp.com/en_az/caspian/operationsprojects/ACG.html

³⁸ Le port de Ceyhan sur la Méditerranée est le principal port pétrolier turc puisque c'est également là qu'aboutit l'oléoduc Kirkouk-Ceyhan servant à l'exportation du pétrole extrait au Kurdistan irakien.

l'Europe, avec la montée en puissance du champ de Kashagan, devrait aller de pair avec un accroissement rapide des volumes de pétrole transitant par la mer Noire. Le BTC permet un transit annuel de 1,2 million de barils par jour, soit environ 50 % du volume de pétrole transitant par les détroits turcs de la mer Noire³⁹. Le BTC, qui permet également d'exporter des pétroles russes et kazakhs vers la Méditerranée, est une artère essentielle du transit pétrolier du Caucase – et de l'Asie – vers l'Europe.

Au-delà du BTC, l'oléoduc Western Route Export Pipeline (WREP), aussi appelé Bakou-Supsa, transporte également le pétrole du champ d'Azeri-Chirag, cette fois vers le port géorgien de Supsa. Opéré par une compagnie azerbaïdjanaise (AIOC), le WREP est un oléoduc mineur en comparaison du BTC, bien qu'il soit plus ancien que ce dernier (1999). La part du WREP dans le pétrole transitant par la Géorgie n'est que de 10-15 % du total, le reste étant dû au BTC⁴⁰. S'il est une artère pétrolière importante pour la Géorgie, au niveau de l'ensemble du système pétrolier de la mer Noire, il ne représente qu'une infrastructure mineure, destinée à diversifier les routes d'exportation dans un but de sécurité économique.

Du côté russe, la principale artère pétrolière est le Caspian Pipeline Consortium (CPC) qui permet aux pétroles kazakhs (champs de Tengiz, de Karachaganak et, depuis quelques années, de Kashagan) de rejoindre le port de Novorossiïsk sur la mer Noire pour être exportés vers l'Europe. Majoritairement possédé par l'État russe au travers de Transneft (24 % du consortium), il est également partagé avec KMG (19 %) et les exploitants des champs kazakhs (Chevron, Lukoil, ExxonMobil, ENI, Rosneft, etc.)⁴¹. Le CPC est le seul oléoduc traversant le territoire russe qui ne soit pas possédé en totalité par Transneft, même si la part de l'entreprise lui permet de disposer du contrôle stratégique. Le CPC permet ainsi à la Russie d'avoir un certain pouvoir de transit sur les pétroles du Kazakhstan – du moins ceux exportés vers l'Europe – qui s'ajoute, en termes géoéconomiques, à celui dont la Russie dispose déjà sur son propre pétrole. Ainsi, concernant par exemple les approvisionnements en pétrole brut de la France, la Russie contrôle directement 9,7 % et indirectement tout ou partie de 14,7 % (part kazakhe) soit près du quart des importations françaises de brut. Le CPC, qui dispose d'une capacité annuelle de 55 millions de tonnes, devrait voir celle-ci passer à 67 millions de tonnes d'ici le début de la prochaine décennie, en lien avec le développement des champs *offshore* kazakhs. Cette situation renforcera de fait le rôle de la Russie dans le transit, la

³⁹ Toutefois le volume transitant au travers des détroits turcs décroît légèrement depuis le début des années 2000 : <https://www.eia.gov/beta/international/regions-topics.php?RegionTopicID=WOTC>

⁴⁰ <http://www.gogc.ge/en/transportation-stats>

⁴¹ <http://www.cpc.ru/EN/about/Pages/shareholders.aspx>

place du port de Novorossiïsk comme terminal majeur⁴², mais aussi le trafic pétrolier en mer Noire et dans les détroits turcs⁴³.

Le principal projet d'oléoduc régional mis en service ces dernières années est le YUG, développé par l'entreprise d'État russe Transneft. Grâce à celui-ci, qui vise à relier le complexe de raffinage de Samara, détenu par Rosneft, au port de Novorossiïsk, la mer Noire devrait voir fortement augmenter le trafic de produits raffinés. Jusqu'ici en effet, la structure des échanges pétroliers au travers de la mer Noire se faisait quasi exclusivement sous la forme de pétrole brut. Or, avec la baisse sensible des capacités de raffinage européennes, le besoin d'un trafic pétrolier maritime de raffinés s'est fait jour. Grâce au YUG, ce sont entre 6 (volume à l'ouverture en 2018) et 11 millions de tonnes supplémentaires qui [pourront être amenées au terminal de Novorossiïsk](#).

► Gazoducs

Le gazoduc Blue Stream, ouvert en 2005, est l'artère gazière majeure de la région mer Noire, donnant à la Russie une capacité d'approvisionnement de la Turquie de 16 Mm³ annuels. Outre Gazprom, le fournisseur de gaz, et Botaş, l'acheteur, le Blue Stream est intéressant du fait de la participation de l'entreprise italienne ENI dans le consortium. Seul actif de l'entreprise italienne en Turquie, le Blue Stream représente pour la Turquie la principale voie gazière du pays, un actif stratégique majeur. Celui-ci est adossé à un contrat gazier *take-or-pay* de 25 ans qui lie la Turquie et la Russie jusqu'en 2029⁴⁴, pour cette infrastructure du moins. Avant l'ouverture du Blue Stream, la Turquie était approvisionnée en gaz russe au travers du gazoduc Trans Balkan, traversant l'Ukraine et les Balkans orientaux (Moldavie, Roumanie, Bulgarie) pour aboutir au Nord de la Turquie d'Europe. Le Trans Balkan, qui est toujours une voie gazière de premier plan pour les Balkans orientaux, est l'un des principaux gazoducs russes traversant le territoire ukrainien. En 2016 un *memorandum of understanding* a été signé entre les autorités gazières des différents pays traversés pour permettre [un reverse flow du gazoduc Trans Balkan](#). Si cette situation représenterait une opportunité pour l'approvisionnement de l'Ukraine par d'autres sources que la Russie – y compris, vu les interconnexions, avec du gaz arrivant d'Azerbaïdjan –, elle permettrait aussi à la Russie, après l'achèvement du Turkstream (*voir infra*), de fournir les clients européens des Balkans orientaux sans avoir à traverser le territoire ukrainien.

Le South Caucasus Pipeline (SCP), aussi connu comme Bakou-Tbilissi-Erzurum (BTE), est entré en service un an après le Blue Stream russe (2006). Il permet d'injecter dans

⁴² Celui-ci est également relié aux champs pétroliers d'Azerbaïdjan par l'oléoduc Northern Route, qui passe le long de la côte de la Caspienne et la ville de Makhatchkala. Toutefois cet oléoduc est très peu utilisé, l'Azerbaïdjan préférant recourir au BTC.

⁴³ Sauf en cas d'un hypothétique pipeline de contournement de ceux-ci ou de la construction du Canal Istanbul ; *voir infra*.

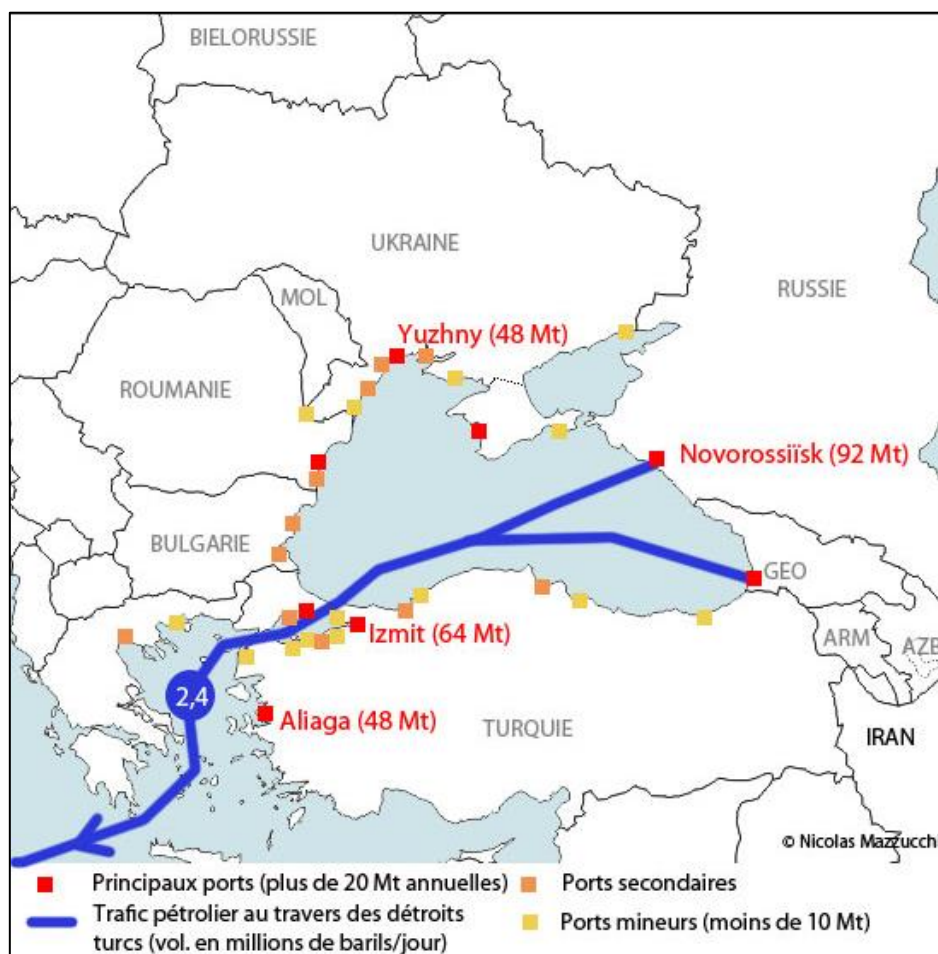
⁴⁴ Le Blue Stream a atteint sa capacité nominale de fourniture en 2009.

le réseau turc le gaz azerbaïdjanais du champ de Shah Deniz. Porté par le même consortium que Shah Deniz (BP et SOCAR majoritaires avec respectivement 28,8 % et 16,7 % des parts) en coopération avec TPAO (18 % des parts), le SCP dispose d'une capacité de 8,8 Mm³. Toutefois, en raison des accords gaziers Russie-Turquie, il est plus utilisé dans le cadre de l'approvisionnement de la Géorgie par l'Azerbaïdjan – ce qui a permis à Bakou de s'affranchir du gaz russe –, que dans celui de la Turquie, même si les volumes en provenance d'Azerbaïdjan sont en hausse. Le SCP est également la base sur laquelle se construit la première phase, aussi appelée SCPx, du gazoduc TANAP. Entrée en service en 2018, elle consiste en un doublement du SCP visant à porter la capacité totale à 16 Mm³ de l'Azerbaïdjan vers Erzurum.

B.– Ports et terminaux

Les infrastructures portuaires de la région mer Noire sont pour le moment exclusivement dédiées aux produits pétroliers ou au charbon. Le port de Novorossiïsk est le principal port d'exportation du pétrole (brut et raffiné) originaire de Russie et du Kazakhstan. Bénéficiant de l'oléoduc CPC, Novorossiïsk est au débouché de la principale voie pétrolière de la Caspienne et permet notamment un transport de ce pétrole par voie maritime jusqu'aux marchés de consommation, en mer Noire et en Méditerranée. Novorossiïsk doit également tirer parti de l'extension du système d'oléoducs de Transneft, en particulier du projet YUG, qui vise à augmenter la connexion du port au complexe de raffinage de Samara. Novorossiïsk, qui est pour l'instant un terminal de pétrole brut, est en train de devenir un complexe bien plus important, l'un des principaux ports pétroliers de Russie pour l'approvisionnement de l'Europe.

Figure n° 9 : TRAFIC PORTUAIRE DE LA RÉGION MER NOIRE



Sources : Energy Information Administration, OIM, AIE.

2.2.2 – *En projet*

A.– Pipelines

▶ Oléoducs

Dans le contexte d'une croissance du transit pétrolier en mer Noire, des projets ont été imaginés afin de compléter le BTC, qui a déjà connu une extension en 2009 pour amener sa capacité de 1 à 1,2 million de barils/jour. Le projet d'oléoduc Samsun-Ceyhan (1,5 million de barils/jour de capacité) vise également à contourner les détroits pour amener le pétrole – russe – en Méditerranée au travers du territoire turc. Plusieurs fois repoussé, ce projet demeure d'importance pour la Turquie. Le dernier coup d'arrêt du projet a été consécutif à la participation d'ENI – opérateur supposé du Samsun-Ceyhan – aux campagnes d'exploration-production gazière dans les eaux chypriotes. Les autorités turques ont en effet lancé un ultimatum à l'entreprise italienne en 2013, soulignant

l'impossibilité pour elle d'œuvrer sur les deux projets. L'entreprise italienne, qui continue ses activités chypriotes, n'est ainsi plus présente en Turquie qu'au travers du gazoduc Blue Stream, dont elle possède la moitié des parts. L'oléoduc Samsun-Ceyhan, quant à lui, semble pour le moment totalement abandonné.

Il faut ajouter à ce projet gelé celui d'autres oléoducs, cette fois en Europe, au destin comparable : le Pan-European Oil Pipeline (PEOP) et l'AMBO (Albania-Macedonia-Bulgaria). Tous deux avaient pour but de connecter les pays de la mer Noire au réseau centreuropéen, l'AMBO – depuis la Bulgarie jusqu'au port albanais de Vlore et au réseau des Balkans, le PEOP – depuis la Roumanie jusqu'au port de Trieste en Italie. Ces deux projets datant des premières années de la décennie 2000 n'ont pas vu le jour pour des raisons principalement économiques, liées à un manque de rentabilité par rapport aux infrastructures existantes en Europe orientale d'une part et à la diversification des approvisionnements des pays européens (vers le Maghreb, l'Afrique de l'Ouest, le golfe Persique ou la Mer du Nord) d'autre part. Ces projets gelés, s'ils venaient à être réalisés, se feraient très probablement au détriment des infrastructures actuelles du territoire ukrainien, permettant à la Russie de transférer le pétrole destiné aux clients européens depuis le port de Novorossiïsk jusqu'à Constanta en Roumanie ou à Burgas en Bulgarie, deux grands pôles de raffinage.

► **Gazoducs**

Les principaux développements en termes infrastructurels concernent les gazoducs. La région de la mer Noire a en effet, dès 2008, au plus fort des « guerres gazières » russo-ukrainiennes⁴⁵, été désignée comme la zone de contournement de la Russie, dans le cadre du projet de Corridor Sud-européen. Lancé par la Commission européenne et financée sur les fonds de l'UE, au travers du mécanisme des projets d'intérêt commun (PCI), le Corridor Sud-européen vise à relier au territoire de l'Union de nouvelles sources de gaz naturel sur son flanc Sud-est. Projet-cadre, le Corridor Sud-européen intègre au départ 3 gazoducs différents : l'interconnecteur Italie-Grèce-Turquie (ITGI), le White Stream entre la Géorgie et la Roumanie, ainsi que le plus important des trois, le Nabucco, entre les régions riches en gaz du Sud-Caucase et d'Asie centrale (Azerbaïdjan, voire Iran ou Turkménistan) et l'Autriche, au travers des Balkans orientaux. Après de nombreuses péripéties économiques, juridiques et politiques, incluant la mise en œuvre de sanctions européennes à l'encontre de l'Iran, le projet Nabucco est finale-

⁴⁵ Le terme désigne les conflits répétés entre la Russie et l'Ukraine sur les conditions du transit de gaz depuis le territoire russe jusqu'à l'Union européenne, Moscou accusant Kiev de détourner une partie de ce volume. Cette question du détournement a servi de catalyseur dans le contexte d'une relation gazière très dégradée (dette gazière de l'Ukraine, remise en question des accords sur les prix, etc.). Cette situation aboutit entre 2006 et 2009 à des coupures de l'approvisionnement gazier russe, dont souffrent particulièrement les pays d'Europe orientale, au premier rang desquels la Slovaquie.

ment enterré en 2013. Dans le même temps les autres projets du Corridor Sud-européen ne progressent que lentement, l'ITGI n'est toujours pas relié à l'Italie et le White Stream apparaît compromis, par manque d'intérêt réel.

Toutefois le programme de Corridor Sud-européen connaît une évolution depuis 2012-2013. Après l'abandon du Nabucco, un nouveau projet de gazoduc depuis l'Azerbaïdjan, porté par BP et SOCAR, voit le jour, le TANAP/TAP. Celui-ci articule en réalité deux gazoducs. D'une part le Trans-Anatolian Pipeline (TANAP) de 16 Mm³ de capacité, majoritairement destiné à alimenter le marché turc. Les besoins en gaz naturel de la Turquie et la volonté de limiter la dépendance au gaz russe poussent les autorités d'Ankara à développer une deuxième voie gazière depuis l'Azerbaïdjan après le BTE. Le TANAP, qui doit amener 8 Mm³ du gaz extrait de Shah Deniz sur le marché turc, est détenu par SOCAR (58 %), Botaş (30 %) et BP (12 %). Il dispose d'une capacité supplémentaire de 8 Mm³ qui sont destinés à alimenter un autre gazoduc, le Trans-Adriatic Pipeline (TAP), qui part de la frontière gréco-turque pour rejoindre les Pouilles *via* l'Albanie. Le TAP, qui constitue le plus grand projet infrastructurel jamais réalisé en Albanie, aura une capacité initiale de 8-10 Mm³, celle-ci pouvant être étendue ultérieurement. Avec SOCAR (20 %) et BP (20 %), des opérateurs européens (SNAM (20 %), Fluxys (19 %), Enagas (16 %), Axpo (5 %)) font partie du consortium TAP.

Plusieurs éléments sont à relever concernant ce gazoduc. D'une part la relative faiblesse des volumes envisagés. Alors que les grands projets passés ou actuels de gazoducs européens (Nabucco : 31 Mm³) ou russes (South Stream : 63 Mm³, Turkstream : 31,5 Mm³) visaient ou visent des volumes importants, à même de modifier de manière substantielle la géoéconomie des approvisionnements gaziers européens, TAP demeure un gazoduc particulièrement petit. En outre, il fait face à de nombreuses oppositions et interrogations. Tout d'abord sur la capacité de l'Albanie à mener à bien le tracé au travers du pays, lequel est connu pour son haut niveau de corruption⁴⁶. Les trois-quarts des travaux prévus en Albanie [apparaissent toutefois complétés à la fin de l'été 2018](#).

Plus inquiétantes pour le gazoduc sont les hésitations de la partie italienne. L'annulation du gazoduc russe South Stream en 2014 avait en partie été provoquée par la baisse prévisible des volumes de consommation italiens, rendant le marché moins intéressant qu'à la fin des années 2000. À cette baisse de la demande, il faut ajouter une opposition locale dans les Pouilles d'ordre régional et environnemental, laquelle a dès les débuts été soutenue par le Mouvement 5 Etoiles (*Movimento 5 Stelle*, M5S). L'actuel gouvernement italien est ainsi dans l'embarras, tiraillé entre les promesses de campagne du M5S et les influences politiques aussi bien du côté azerbaïdjanais que des États-Unis, [fervent soutiens du projet TAP](#). L'incertitude qui pèse sur la partie maritime du gazoduc – laquelle

⁴⁶ L'Albanie est l'un des pays les moins bien classés du continent européen (niveau mondial 91/180) par le Corruption Perception Index de Transparency International : https://www.transparency.org/news/feature/corruption_perceptions_index_2017

doit être installée en 2019 pour une mise en service du gazoduc en 2020 – profite pour le moment à la Russie, qui peut avancer paisiblement sur le projet Turkstream, lequel ne rencontre pas ce type d'opposition.

Les autres projets du Corridor Sud-européen, White Stream et ITGI, sont moins avancés que TANAP/TAP. Concernant l'ITGI, le raccordement à l'Italie est toujours manquant et devrait être comblé par le projet de gazoduc [IGI Poseidon](#), porté par Edison et l'entreprise grecque DEPA. En réalité ce projet a surtout connu un renouveau dans la perspective de l'exploitation potentielle du gaz de Méditerranée orientale (*voir infra*), l'IGI Poseidon faisant partie d'un ensemble de projets italo-grecs conçus pour exporter le gaz chypriote⁴⁷. Avec ses 15 Mm³ de capacité initiale, il sera en réalité un rival d'importance pour le TAP si le projet d'exportation du gaz de Méditerranée orientale se révèle économiquement viable. Le White Stream quant à lui a connu un coup d'arrêt important suite à l'annexion de la Crimée par la Russie en 2014. Prévu pour contourner les eaux territoriales russes et relier la Géorgie au réseau roumain, celui-ci est frappé par le flou qui entoure les questions maritimes en mer Noire du Nord. Alors que la Marine russe a annoncé sa volonté de défendre les eaux territoriales de la Crimée en tant que partie du territoire russe, le trajet du White Stream, ardemment soutenu par le gouvernement géorgien, est devenu plus incertain. La crainte d'une intervention militaire russe ainsi que les doutes sur la faisabilité économique du projet ont quasiment gelé celui-ci qui désormais repose avant tout sur l'espoir d'une interconnexion avec les hydrocarbures de [la rive Est de la Caspienne](#). Le White Stream ne figure d'ailleurs plus sur [la 3^e liste des PCI de l'UE](#) parue en 2017, accroissant l'incertitude quant à sa faisabilité.

Au-delà des projets portés par l'UE de manière directe ou indirecte, le principal projet de gazoduc de la région mer Noire est le Turkstream, porté par la Russie. Venant à la suite de l'annulation par Moscou, le 1^{er} décembre 2014, du mégaprojet South Stream, le Turkstream qui dispose d'un volume déjà conséquent de 31,5 Mm³, ambitionne de relier la Russie à la frontière gréco-turque par un trajet majoritairement sous-marin. Gazprom, porteur du projet, a annoncé sa construction lors du Congrès mondial de l'énergie de 2016 à Istanbul, enterrant de fait les tensions turco-russes nées de la destruction d'un avion russe par la chasse turque en novembre 2015. Les travaux de Turkstream, qui avancent rapidement, devraient faire de lui la principale infrastructure gazière de la région à la fin 2019 lors de son entrée en service prévue. La Russie évite ainsi le risque d'une guérilla juridique, risque qui l'avait amenée à abandonner le projet South Stream. En demeurant aux marges de l'UE, Gazprom s'assure d'éviter les règles de concurrence européennes et profite de [la construction d'infrastructures européennes pour obtenir des débouchés pour son gaz](#). Outre la possibilité d'injecter du gaz dans le réseau grec – bientôt relié à l'Italie par l'IGI Poseidon –, le Turkstream devrait aussi se connecter au

⁴⁷ N. Mazzucchi, « Perspectives in Gas Security of Supply: the Role of Greece in the Mediterranean », *Notes de la FRS*, FRS, Paris, n° 8, 2018.

débouché Sud du gazoduc Trans Balkan, au niveau de la ville turque de Luleburgaz, descendant depuis l'Ukraine au travers de la Roumanie et de la Bulgarie. Avec la possibilité d'utiliser un flux de gaz inverse, le Turkstream pourrait ainsi servir à approvisionner directement la Roumanie et la Bulgarie, sans avoir à passer par l'Ukraine. Il s'agit donc d'une voie de contournement majeure qui donne, au passage, à la Turquie un rôle d'importance dans les approvisionnements gaziers d'Europe orientale.

B.– Ports et terminaux

Le Canal Istanbul, projet de grande ampleur annoncé au début des années 2010 par les autorités turques, est l'hypothèse la plus vraisemblable pour le désengorgement du trafic pétrolier dans le détroit du Bosphore. Les travaux, qui ont été lancés en 2016, visent à construire un canal parallèle au Bosphore à l'Ouest de celui-ci, permettant un nouveau couloir de navigation de 150 mètres de large, s'affranchissant par ailleurs des dispositions de la Convention de Montreux⁴⁸. Annoncé pour 2023, le Canal Istanbul permettra également d'éviter les risques sécuritaires et environnementaux causés par le passage de nombreux pétroliers, dont le nombre, avec l'extension du CPC, ne devrait que s'accroître dans les années à venir.

2.3 – Les transitions énergétiques dans la région de la mer Noire

Les besoins énergétiques en croissance de nombreux pays, à commencer par la Turquie, obligent souvent à une révision profonde des politiques énergétiques, jusqu'ici fondées sur les hydrocarbures. Les transitions énergétiques régionales, limitées ou complètes, sont la plupart du temps influencées bien plus par des problématiques de sécurité énergétique que par les enjeux de lutte contre les changements climatiques. Les pays de l'Union européenne, en outre, doivent satisfaire aux objectifs communautaires des Paquets Énergie-Climat, qui prévoient pour 2030 une réduction de 40 % des émissions de gaz à effet de serre sur base de 1990, un taux de 27 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique et un taux de 27 % d'efficacité énergétique. En ce sens, les pays largement dotés en capacités hydroélectriques, comme la Roumanie, bénéficient d'un avantage certain car celles-ci entrent dans la catégorie des énergies renouvelables. La Bulgarie, moins bien dotée en ce qui concerne le potentiel hydroélectrique, a choisi un développement ENR plus orienté vers l'éolien. Le caractère relativement tardif de l'installation d'éoliennes terrestres en Bulgarie (120 MW installés en 2008, 691 en 2015) représente un défi pour la réalisation des objectifs à l'horizon 2030. En 2016, selon Eurostat,

⁴⁸ Selon les déclarations officielles de l'ancien Premier ministre B. Yildirim, reprises par l'agence de presse nationale Anadolu : <https://www.aa.com.tr/fr/turquie/yildirim-le-canal-istanbul-na-pas-de-lien-avec-la-convention-de-montreux-sur-les-d%C3%A9troits/1032894>

le pays a atteint 18,8 % d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique finale, un taux supérieur à la moyenne de l'UE (17 %) mais inférieur à celui de la Roumanie (25 %) ⁴⁹.

La Turquie et la Géorgie ont annoncé une convergence de leurs systèmes énergétiques vers les objectifs de l'UE, de manière contraignante pour la Géorgie en tant que membre de la Communauté de l'énergie. La Turquie a légiféré une première fois sur les énergies renouvelables en 2005, cette loi étant complétée en 2016 par la loi sur les Zones de ressources pour les énergies renouvelables, permettant d'accélérer le développement de ces dernières. Un appel d'offres a été lancé dans la foulée pour l'installation d'une première zone ENR de 1 000 MW (solaire) à Karapınar. Le marché a été attribué en 2017 à [un consortium turco-coréen](#), qui devrait ainsi posséder la plus grande centrale photovoltaïque du monde. La Géorgie, quant à elle, dispose d'un potentiel certain mais la faiblesse de sa consommation électrique globale couplée à la part déjà très importante de l'hydraulique dans sa matrice énergétique relativise le besoin d'accélérer une transition énergétique nationale.

La Russie, pour sa part, eu égard à ses ressources en hydrocarbures et à ses plans de développement nucléaires, se montre relativement peu intéressée par les projets liés aux énergies renouvelables. Certes, Rosatom s'est récemment positionné sur l'éolien par la création de l'entreprise OTEK/Novawind, mais les prospects demeurent limités. Des capacités, faibles, devraient toutefois être installées dans les territoires russes proches de la mer Noire, dont 600 MW éoliens à Rostov sur le Don. La Russie, qui mise principalement sur le développement de nouvelles centrales nucléaires ⁵⁰ ainsi que sur des capacités de centrales à gaz à cycles combinés, ne considère les ENR que comme un complément relativement marginal. Le potentiel éolien de la région mer Noire, y compris *offshore*, même s'il s'avèrerait potentiellement intéressant ⁵¹, n'est pas réellement pris en compte dans la politique de développement électrique de la Fédération.

⁴⁹ Source : Eurostat.

⁵⁰ Les réacteurs VVER-1000/320 de Rostov 3 et 4 sont entrés en opération récemment (2015 et 2018) et ajoutent chacun 1 000 MW de capacité pour la région du Caucase.

⁵¹ F. Onea et E. Rusu, « Evaluation of the Wind Energy Resources in the Black Sea Area », présentation pour la 8e International Conference on Energy, Environment, Ecosystems and Sustainable Development ; janvier 2012 https://www.researchgate.net/publication/236210841_Evaluation_of_the_Wind_Energy_Resources_in_the_Black_Sea_Area

**Tableau n° 1 : OBJECTIFS DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE
DES DIFFÉRENTS PAYS EN CAPACITÉS INSTALLÉES (GW)**

Pays	Années	Hydraulique	Éolien	Solaire	Géothermique	Bio-masse
Turquie	2015-2019	34	10	3	0,7	1
Russie	2018-2022	3,8 additionnels ⁵²	1,9	0,36	NA	NA
Géorgie	2020	1,78 additionnel	1,45 potentiel	0,12 potentiel	NA	NA
Bulgarie	2010-2020	2,56	1,26	0,3	NA	0,16
Roumanie	2015-2030	6,84	4,47	3,19	NA	0,14

Sources : multiples.

Les transitions énergétiques nationales s'envisagent ainsi avant tout comme des obligations internationales ou, dans le cas de la Turquie, comme un moyen de réduire sa dépendance aux hydrocarbures extérieurs⁵³. Dans ce contexte, la volonté politique la plus forte de la région se trouve du côté d'Ankara, où le président Erdogan a mis en avant son ambition de développer les sources de production locale⁵⁴, sans toutefois réellement entamer la part des fossiles dans le mix national, eu égard à la nécessité d'une croissance de l'approvisionnement énergétique à coût maîtrisé pour accompagner le développement du pays. La politique turque en ce domaine demeure à ce stade très déclarative avec des signaux contradictoires.

⁵² En tenant compte des capacités installées, le total pour l'hydroélectricité se monterait à 52,9 GW.

⁵³ Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, *Strategic Plan 2015-2019*, Ankara, 2015.

⁵⁴ Pas exclusivement renouvelables si on prend en compte le lignite, mentionné dans la déclaration officielle du 30 janvier 2015 disponible sur le site de la Présidence turque : <https://www.tccb.gov.tr/en/news/542/3410/we-are-determined-to-carry-turkey-to-its-2023-goals-with-an-understanding-of-balanced-and-sustainable-development>

3 – La mer Noire comme passerelle vers l'Europe

3.1 – Depuis la Russie

3.1.1 – La relation énergétique russo-turque

A.– Une forte dépendance aux hydrocarbures

La relation énergétique russo-turque est de longue date fortement marquée par la dépendance turque aux hydrocarbures russes. La Russie représente en effet le principal grand producteur de pétrole et de gaz aux frontières de la Turquie, avec l'Iran. La complexité des relations irano-turques, due en particulier à l'appartenance de la Turquie à l'OTAN, ainsi que les difficultés économiques de l'Iran à la suite des sanctions occidentales, ont conduit Ankara à diversifier ses approvisionnements et à partiellement se reposer sur Moscou pour ses approvisionnements pétroliers. Toutefois la prise en compte d'une dépendance croissante aux hydrocarbures russes – en particulier depuis la construction du gazoduc Blue Stream – a poussé les autorités turques à élargir la diversification de ses approvisionnements en brut. Le pétrole brut importé par la Turquie provient en grande majorité du Moyen-Orient (Iran, Koweït, Arabie Saoudite, Irak). La limitation des exportations de l'Irak vers la Turquie (*voir infra*) devrait cependant mécaniquement renforcer la place de la Russie dans les approvisionnements en brut de la Turquie.

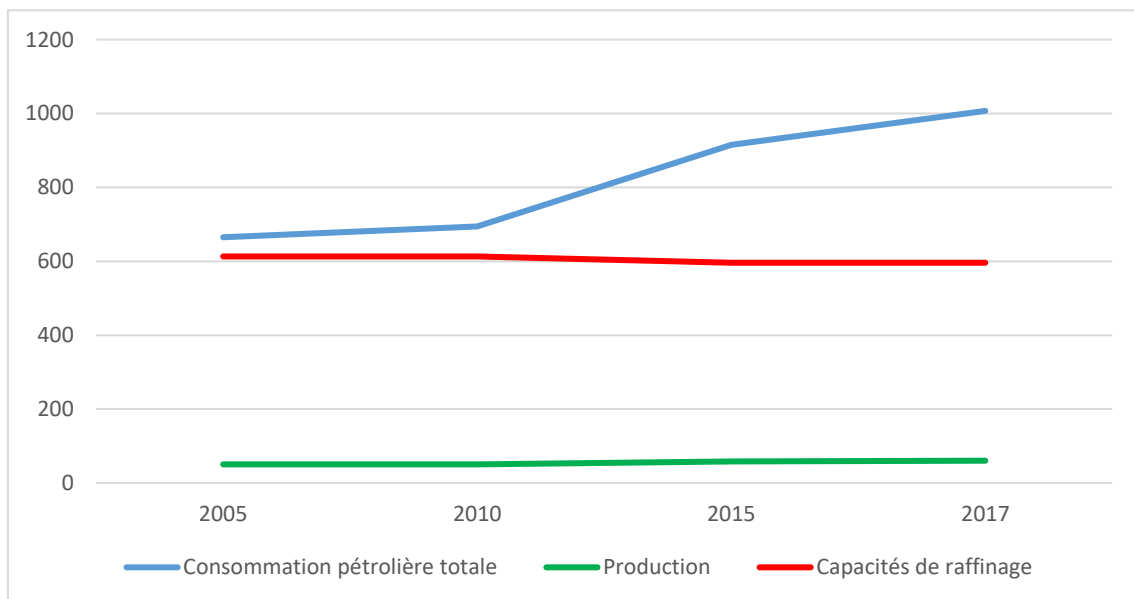
La Turquie demeure d'ailleurs très dépendante de la Russie en ce qui concerne les produits pétroliers. La Russie, qui est le principal fournisseur de produits transformés de la Turquie, notamment grâce à ses capacités de raffinage excédentaires, dispose d'une emprise certaine sur le secteur énergétique turc. 43 % des importations de pétrole de la Turquie sont en effet constituées de divers produits raffinés, en forte croissance (les produits pétroliers représentaient 1 % des imports pétroliers en 1990, 26 % en 2000, 41 % en 2010 et 43 % en 2017). La Russie est le premier fournisseur de produits raffinés de la Turquie avec plus de 30 % du total⁵⁵.

Pour résoudre cette équation complexe – augmenter la consommation des produits pétroliers raffinés sans accroître la dépendance à la Russie –, Ankara s'est lancé dans un ambitieux programme concernant le secteur pétrolier aval. La mise à niveau des raffineries existantes n'a pas suffi à enrayer la baisse des capacités globales de raffinage, causée par le vieillissement des infrastructures. Toutefois le grand projet de raffinerie STAR, porté par l'entreprise d'État azerbaïdjanaise SOCAR en lien avec des entreprises privées

⁵⁵ Suivie par l'Inde (25 %), Israël (7,5 %), la Bulgarie (7,2 %), la Grèce (6,6 %) et l'Italie (6,1 %) ; source : Turkstat.

turques (Rafineri Holding et Turcas Petrol) pourrait permettre à la Turquie de limiter ses importations de produits pétroliers. En effet celle-ci, dont l'inauguration est prévue pour la fin de l'année 2018, disposera d'une capacité de 10 millions de tonnes par an. Cette situation ne permettra pas à la Turquie d'atteindre le point d'équilibre du raffinage, mais elle amorce une nouvelle étape dans la politique d'amointrissement de la dépendance pétrolière d'Ankara. En outre SOCAR a déjà annoncé que la raffinerie STAR n'était qu'une première étape dans ses investissements dans [le secteur pétrolier aval turc](#).

Figure n° 10 : ÉVOLUTION DE LA DEMANDE PÉTROLIÈRE TURQUE (MBJ)



Source : BP, Enerdata, calculs de l'auteur.

B.- La question nucléaire

Une avancée importante de la relation énergétique entre les deux pays a été la signature du contrat de la centrale nucléaire d'Akkuyu, première en Turquie, construite et approvisionnée par Atomenergoprom. Signé en mai 2010, le contrat prévoit la construction de 4 réacteurs de type VVER-1200 (AES-2006), chacun de 1 200 MW de capacité. Les réacteurs à eau pressurisée de type VVER représentent un grand succès export de la Russie, qui, dans la vague de renaissance nucléaire des années 2007-2011, a profité des déboires d'Areva et de Toshiba-Westinghouse pour s'imposer dans de nombreux pays (Inde, Turquie, Jordanie, etc.). Les acteurs russes du nucléaire, membres ou partenaires de Rosatom, possèdent la totalité des parts de l'entreprise de droit turc Akkuyu NPP, même si une possibilité a été annoncée de vendre jusqu'à 49 % des parts à des entreprises turques.

Akkuyu présente plusieurs caractéristiques intéressantes, notamment vis-à-vis du secteur nucléaire russe. Elle est en effet la première centrale qui est vendue suivant le modèle BOO (*Build-Own-Operate*). Jusqu'à présent, Atomenergoprom fonctionnait suivant un modèle économique BT (*Build-Transfer*) car l'entreprise opérait au sein de pays disposant déjà d'une expérience, même minimale comme l'Iran, dans le domaine du nucléaire. Avec Akkuyu, la Russie s'attaque au marché des primo-accédants avec une offre originale, calquée sur le modèle français, en y ajoutant des modules supplémentaires. Akkuyu fonctionne ainsi suivant un modèle nouveau, partiellement inspiré des contrats présidant à la construction des gazoducs : la Russie, en plus de construire l'infrastructure proprement dite, y adosse un contrat de fourniture du combustible (assuré par TENEX) et de retraitement des déchets de réaction ; avec la promesse de construction d'une usine de fabrication de combustible en Turquie. La Russie s'assure ainsi une entrée décisive dans le secteur électrique turc au travers du contrat long-terme de combustible puisqu'elle en profite pour imposer son savoir-faire dans le domaine ainsi que ses normes. En outre, ce contrat est également doublé d'une offre de formation des ingénieurs turcs en Russie. C'est ainsi le MEPhI (Institut d'ingénierie physique de Moscou), sous la dépendance semi-directe de Rosatom, qui est responsable de l'exécution du volet *capacity building* du contrat d'Akkuyu. Plus encore qu'avec le volet combustible, c'est la formation qui permet à la Russie de s'imposer durablement comme le partenaire privilégié de la Turquie dans le nucléaire civil. L'accord intergouvernemental de formation des ingénieurs nucléaires, signé en mai 2010, prévoit ainsi que la Russie accueille pour des formations longues (1 an de formation linguistique et de 3 à 6 ans de formation technique) un nombre important d'étudiants turcs⁵⁶. Plus de 250 étudiants turcs (quota de 80 par an) ont ainsi entrepris une formation exigeante qui permet à la Russie d'imposer à terme ses standards en agissant sur l'éducation des futurs responsables du secteur nucléaire turc.

Même si la Turquie a sélectionné d'autres entreprises pour les futurs projets de centrales (consortium franco-japonais à Sinop et discussions en cours avec la Chine pour une éventuelle centrale à Iğneada), la Russie dispose d'une double capacité d'influence sur l'ensemble du secteur, *via* à la fois les approvisionnements en combustible et la formation des techniciens. Le projet Akkuyu a d'ailleurs été décidé au plus haut niveau en Russie puisque l'appel d'offres a vu l'ensemble des compétiteurs se retirer un à un, en raison des prix de l'électricité considérés comme trop faibles pour assurer une bonne rentabilité (12,35 centimes USD/kWh). Il s'agit ainsi d'un projet de portée plus géopolitique que purement énergétique, marquant la volonté de Moscou de contrebalancer la diversification des sources d'approvisionnements de la Turquie en hydrocarbures.

⁵⁶ <https://nepud.enerji.gov.tr/en-US/Pages/Nuclear-Engineering-Education-in-Russia->

C.- *Turkstream, une nouvelle étape ?*

En décembre 2014, l'annonce de l'abandon du projet de gazoduc trans-mer Noire South Stream a rapidement été suivie de la présentation d'un nouveau projet, dans un premier temps dénommé Turkish Stream. Toutefois la dégradation des relations russo-turques en novembre 2015 et les désaccords de fond sur la Syrie semblaient avoir enterré ce projet. Les sanctions économiques russes à l'encontre de la Turquie et le gel des travaux de la centrale d'Akkuyu auguraient mal d'une coopération de si grande ampleur. La normalisation des relations russo-turques en 2016 a permis l'annonce, lors du Congrès mondial de l'énergie organisé cette année-là à Istanbul en octobre, de la conclusion d'un accord pour ce gazoduc trans-mer Noire, renommé Turkstream pour l'occasion.

Turkstream est une infrastructure particulière, différant dans son modèle économique des précédents gazoducs sous-marins russes d'exportation vers l'Europe. Alors que Nord Stream et South Stream devaient être faits en consortium entre Gazprom et les consommateurs finaux, Turkstream est une infrastructure « 100 % Gazprom », qui n'est en partenariat avec Botaş que pour la partie terrestre en Turquie. La maîtrise totale de la part de l'entreprise russe s'explique avant tout par l'absence de trajet du gazoduc au travers du territoire de l'UE et, en conséquence, l'absence d'un poids fort en termes de *lobbying* auprès des instances nationales et communautaires européennes. Du côté russe ce gazoduc présente de grands avantages, notamment en termes d'interconnexion. En s'unissant au réseau terrestre turc dans la partie européenne du pays, il se connecte à l'arrivée du gazoduc Trans Balkan, dans lequel il pourra réinjecter du gaz par *reverse flow*. Grâce à cela, les pays d'Europe orientale clients de la Russie (Bulgarie, Slovaquie, etc.) ne seront plus dépendants de la voie terrestre ukrainienne. Moscou espère ainsi limiter la solidarité économique UE-Ukraine en cas de nouvelles tensions avec Kiev. D'autre part, en arrivant jusqu'à la frontière gréco-turque, le gaz russe peut potentiellement, en cas d'accords entre les parties, utiliser des gazoducs européens en construction comme TAP ou l'IGI Poseidon. La Russie, qui a déjà des accords de fourniture de gaz avec la Grèce, l'Italie ou la Serbie, en profiterait pour renforcer sa position économique.

Pour la Turquie également, ce gazoduc est une opportunité intéressante. Eu égard au volume proposé, bien plus important que le seul TANAP/TAP, Ankara y gagnerait un véritable pouvoir de régulation du transit vers l'Europe. En articulant non seulement des projets européens vers le Caucase Sud, des terminaux GNL, mais aussi une importante voie de gaz russe, la Turquie verrait son rêve de *hub* gazier régional prendre un peu plus forme. Avec un transit total de plus de 50 Mm³ par son territoire, la Turquie serait un acteur majeur des approvisionnements en gaz naturel, du moins pour l'Europe du Sud et les Balkans orientaux, région où Ankara veut promouvoir son influence (Albanie, Kosovo, Bosnie-Herzégovine, etc.). Il s'agit ainsi pour les deux parties d'une pierre angulaire dans leurs relations, qui offre aux deux pays des atouts quant à leur politique d'influence internationale.

3.1.2 – La Russie comme hub des hydrocarbures centrasiatiques

La principale force de la Russie en mer Noire ne réside pas tant dans la production d'hydrocarbures, au demeurant for limitée à moins d'élargir la région au Caucase Nord, mais bien dans la capacité de transport de ceux-ci vers l'Europe et les marchés méditerranéens, à commencer par la Turquie. La Russie n'est toutefois pas exportatrice de ses seuls hydrocarbures. Le système d'oléoducs et de gazoducs de la région est marqué par l'héritage de l'époque soviétique avec un réseau conçu pour apporter les hydrocarbures d'Asie centrale sur le territoire russe où ces derniers sont ensuite réexportés vers l'Europe. La Russie joue ainsi le rôle de *hub* naturel des hydrocarbures de l'ex-URSS qui, même s'ils n'ont pas la même importance en termes de production que ceux de la Russie, n'en demeurent pas moins une source importante pour les pays européens⁵⁷. Les entreprises Transneft de gestion des réseaux d'oléoducs et Gazprom pour les gazoducs sont ainsi des actifs stratégiques pour l'État russe dans le cadre d'une vision intégrée des questions centrasiatiques.

Le CPC est à ce titre une artère vitale pour la Russie et le Kazakhstan. Pour Astana, le CPC est avant tout vu comme une opportunité économique puisque l'oléoduc permet la sortie de la majorité du pétrole national vers l'Ouest ; sur 69,8 millions de tonnes de pétrole exportées en 2017, 49,6 (soit 71 %) l'ont été par le CPC⁵⁸. Alors que le Kazakhstan exporte 85 % du pétrole qu'il produit, le CPC lui permet d'atteindre les marchés européens, la quasi-totalité du reste des exportations transitant vers la Chine, au travers de l'oléoduc Atyrau-Alashankou⁵⁹. Pour la Russie, le CPC est une artère vitale davantage d'un point de vue géoéconomique. En effet la plus grande partie du pétrole qui y circule provient du Kazakhstan (90 % en 2017), la Russie utilisant majoritairement d'autres voies pour ses pétroles nationaux (dont les raffinés en provenance de la région de Samara). L'oléoduc Northern Route depuis Bakou permet également l'évacuation d'une partie du pétrole azerbaïdjanais vers l'Europe depuis le port de Novorossiïsk. Même si le volume demeure faible (1,5 million de tonnes en 2017), il est à peu près constant, avec une légère augmentation ces dernières années⁶⁰.

Dans le domaine gazier, si la Russie n'achète plus pour elle-même de gaz turkmène, elle constitue pour Achgabat une solution possible en vue de l'exportation éventuelle de gaz turkmène vers l'Europe. Plus réaliste économiquement que l'hypothèse d'un gazoduc transcasprien, la possibilité d'une utilisation du réseau russe – surtout en tenant compte

⁵⁷ En 2017 la Russie produisait 554,4 millions de tonnes de pétrole contre 86,9 pour le Kazakhstan et 12,9 pour le Turkménistan. Elle produisait en outre 635,6 Mm³ de gaz contre 27 pour le Kazakhstan et 62 pour le Turkménistan.

⁵⁸ Source : rapport annuel 2017 de KazMunaiGas, compagnie pétrolière nationale kazakhe.

⁵⁹ Seulement 1,2 million de tonnes de pétrole a été transporté sur la Caspienne depuis le port d'Aktau.

⁶⁰ Source : rapport annuel 2017 de Transneft.

de l'extension de celui-ci vers l'Europe – offre une perspective intéressante de diversification pour le Turkménistan, qui ne dispose pour l'instant que d'un seul client : la Chine.

3.2 – Depuis le Caucase (et la Caspienne)

3.2.1 – Le Corridor Sud-européen

A.– Le rôle de l'Azerbaïdjan

En 2008 le projet de la Commission européenne de Corridor Sud-européen inclut trois gazoducs. D'une part deux gazoducs mineurs : le White Stream pour relier la Géorgie à la Roumanie ; l'ITGI (Interconnecteur Italie-Grèce-Turquie) formant une interconnexion Mer ionienne-Mer de Marmara pour densifier le réseau. À ces deux projets s'ajoutent au départ celui du gazoduc Nabucco, censé relier le *hub* autrichien de Baumgarten aux réserves gazières du Caucase, puis de la Caspienne voire de l'Iran. La concurrence du projet russe South Stream finit par avoir raison, vers 2013, du projet Nabucco, lequel est transformé en un projet plus petit : un double gazoduc depuis l'Azerbaïdjan vers la Turquie (TANAP) et de la Turquie vers l'Italie (TAP). Cette limitation très forte par rapport au projet initial – TAP aura un débit final à l'arrivée de 8 Mm³ contre 31 Mm³ prévus pour Nabucco – renforce la place de l'Azerbaïdjan dans le projet. Avec l'abandon du projet Nabucco, l'UE se recentre sur la seule ressource gazière atteignable de manière certaine : le champ de Shah Deniz en Azerbaïdjan. De plus le projet TANAP/TAP se fait en grande partie avec le soutien de Bakou. Alors que l'entreprise d'État SOCAR était absente du consortium Nabucco, elle est maintenant l'un des acteurs majeurs de l'ensemble des phases du projet depuis Shah Deniz, jusqu'à TAP en passant par TANAP⁶¹. Grâce à cette réorientation, l'Azerbaïdjan est passé de simple fournisseur à partenaire majeur de l'ensemble du projet.

L'Azerbaïdjan a également su appuyer ses propositions par un intense effort de *lobbying* auprès des autorités européennes, ainsi que dans certains pays clés comme la France ou le Royaume-Uni. La création de l'agence de promotion des intérêts azerbaïdjanais, *The European Azerbaijan Society* (TEAS), à Londres en 2008 répondait à ce besoin de représentation et d'influence. Grâce à celle-ci – fermée depuis 2018, suite notamment aux difficultés économiques du pays –, l'Azerbaïdjan a pu soutenir sa vision d'un fournisseur de gaz naturel pour l'Europe en alternative à la Russie. Malgré les errements du projet de Corridor Sud-européen, l'Azerbaïdjan a réussi à conserver son rôle de fournisseur clé pour le gaz et le maintien, *nolens volens*, des financements européens. Avec des prix du pétrole – et donc du gaz – faibles ainsi qu'une demande de la part des pays du Sud de

⁶¹ SOCAR détient 16,7 % de Shah Deniz, 58 % de TANAP et 20 % de TAP.

l'UE relativement limitée – expliquant en partie l'abandon du projet russe South Stream –, le Corridor Sud-européen a été plusieurs fois menacé.

Au contraire, avec l'achèvement de la première phase du TANAP, l'Azerbaïdjan dispose aujourd'hui des éléments lui permettant d'affirmer davantage sa place dans le jeu pétro-gazier européen. Au-delà de la problématique des gazoducs du Corridor, il faut également prendre en compte le développement de la présence des entreprises du secteur, à commencer par SOCAR. Grâce au projet de raffinerie STAR en Turquie, le pétrolier d'État azerbaïdjanais devient un acteur majeur du secteur des hydrocarbures turc. En outre l'entreprise étend son emprise vers l'Ouest au travers de plusieurs projets et participations. Elle est présente évidemment en Géorgie au travers de [SOCAR Energy Georgia](#), où elle assure la plus grande partie des approvisionnements en hydrocarbures. En 2016, après plusieurs années de négociation, SOCAR finit par échouer dans le rachat de DESFA, l'opérateur du réseau gazier grec, [notamment par manque de liquidités](#). L'entreprise d'État azerbaïdjanaise, dont la stratégie est parfois peu lisible, est également à l'œuvre dans les Balkans, notamment au Monténégro, où elle investit dans l'immobilier ; cette opération pouvant s'entendre dans la possibilité d'une extension du TAP vers le Nord de l'ex-Yougoslavie, l'IAP (*Ionian Adriatic Pipeline*), porté lui aussi par SOCAR.

B.– Les projets secondaires

Au-delà du double gazoduc TANAP/TAP pour alimenter l'Italie, le trajet du TAP, à travers l'Albanie, permet également d'envisager dans un second temps une dérivation de celui-ci vers les pays de l'ex-Yougoslavie. Alors que ceux-ci, membres du traité ECSEE, sont astreints à un alignement de leur secteur énergétique sur les normes de l'Union européenne, les transitions énergétiques s'y développent, en particulier pour une sortie du charbon. La maturité techno-économique de ces pays les pousse majoritairement à s'intéresser au gaz comme source d'énergie de substitution, ce dernier ayant l'avantage d'émissions bien moindres que le charbon. Or le réseau actuel ne permet pas d'approvisionner ces pays avec des volumes conséquents qui nécessitent donc un nouveau réseau dédié. Dans ce cadre deux projets voient le jour, d'un part l'IAP (*Ionian Adriatic Pipeline*) et le WBR (*West Balkan Ring*). L'IAP est porté par SOCAR comme complément du TAP, partant d'Albanie pour longer la côte adriatique jusqu'en Croatie au travers du Monténégro et de la Bosnie-Herzégovine. Projet de taille limitée (5 Mm³), l'IAP demeure pour l'instant au stade de la discussion entre SOCAR et les compagnies gazières des pays concernés. L'IAP ne pourra néanmoins voir le jour qu'avec une extension du TAP, laquelle reste pour l'instant également au stade de la discussion.

Le WBR est un projet porté par la Banque mondiale profitant de la situation de la Serbie, seul pays disposant d'un vaste accès au réseau russe, pour constituer un anneau gazier balkanique au travers de la Serbie, la Croatie, la Bosnie-Herzégovine, le Monténégro, l'Albanie et la Macédoine. Système intermodal s'appuyant sur les différents projets de

gazoducs et de terminaux GNL de la région, le WBR a été proposé en 2007, sans véritable suite depuis.

3.2.2 – Le projet transcaspien

Depuis la formalisation en 2008 du concept de Corridor Sud-européen, une source gazière secondaire, pouvant prendre le relais de l'Azerbaïdjan, a été recherchée par l'Union européenne. Après la fin de l'hypothèse iranienne, pour cause de sanctions sur les questions de prolifération nucléaire, le Turkménistan, riche en gaz, a été l'option privilégiée. L'absence de consensus sur le statut juridique de la mer Caspienne avait jusqu'ici entravé tout programme de gazoduc Azerbaïdjan-Turkménistan, poussant Achgabat à se tourner en 2011 vers la Chine comme principal puis seul partenaire. L'accord de 2018 sur la délimitation de zones maritimes nationales dans la Caspienne, qui ouvre la voie à de possibles accords bilatéraux entre des pays riverains de la mer – même si l'ensemble des pays riverains disposent d'un droit de « véto écologique » sur les projets –, a fait revivre la perspective d'un gazoduc transcaspien. Toutefois la faisabilité du projet, pour des volumes relativement limités, de l'ordre d'une dizaine de milliards de m³, est posée. En outre, le Turkménistan, qui dispose d'un accord de fourniture privilégié avec la Chine, va également devoir faire face à l'augmentation prévisible de la demande de son principal client. L'absence actuelle de réel projet, soutenu par un consortium solide et des financements importants, amène à considérer le projet transcaspien plus comme une hypothèse de prolongation des projets actuels⁶² que comme une certitude.

3.3 – **Depuis le Proche et Moyen-Orient**

3.3.1 – Le projet turc de hub régional

Les ambitions de la Turquie se heurtent à la réalité géopolitique du Moyen-Orient. Les difficultés actuelles de ses deux fournisseurs limitrophes que sont l'Iran et l'Irak contrastent avec les annonces d'Ankara sur le rôle fondamental de la Turquie comme voie d'exportation pétrolière. L'Iran, qui est frappé de plein fouet par les sanctions à nouveau imposées par les États-Unis, ne devrait pas connaître l'embellie économique – et pétrolière – annoncée. La plupart des espoirs vis-à-vis de Téhéran reposaient en effet sur l'hypothèse d'un retour rapide et massif des entreprises pétrolières européennes et américaines, lesquelles auraient injecté des fonds et des compétences pour permettre la remise à niveau d'un secteur à bout de souffle. L'Iran a ainsi connu une baisse continue de sa production pétrolière (-7 % sur 2005-2015 avec une augmentation en 2016 et 2017 après la levée des sanctions), causée non pas par une diminution des ressources – l'Iran dispose de 21,6 milliards de tonnes de réserves prouvées, soit les quatrièmes au monde

⁶² Si SOCAR se montre discret sur cette question, le site du gazoduc White Stream met clairement en avant l'hypothèse d'un prolongement de celui-ci sous la Caspienne comme une deuxième phase du projet.

derrière le Venezuela, l'Arabie saoudite et le Canada – mais bien par le manque d'investissements. Avec le départ des *super majors* occidentales, dont le remplacement par des entreprises russes et chinoises ne peut entièrement combler la perte en termes de savoir-faire, le secteur pétrolier iranien risque de connaître une nouvelle spirale négative, malgré une croissance récente du potentiel de raffinage. En outre le remplacement des Occidentaux par des entreprises russes et asiatiques devrait mécaniquement orienter les exportations d'hydrocarbures iraniens vers les marchés indien et d'Asie du Nord (Chine, Japon, Corée du Sud). L'ambition turque de servir de passerelle vers l'Europe pour le pétrole et le gaz d'Iran serait ainsi ruinée par l'antagonisme géopolitique entre Téhéran et Washington.

L'Iran demeure néanmoins un important producteur gazier et la possibilité de connecter des infrastructures existantes au réseau de Téhéran est évoquée de longue date. Comme cela a été souligné, l'une des variantes du projet Nabucco prévoyait à terme une connexion de celui-ci aux champs iraniens. L'Iran, qui dispose d'importantes réserves (les deuxièmes après la Russie avec 17 % du total mondial et un ratio Réserves sur Production (R/P) de près de 150 ans), se trouve dans la situation de devoir exporter de plus en plus de gaz pour faire face à ses besoins économiques nationaux. L'infrastructure gazière relativement développée de l'Iran, avec une interconnexion vers la Turquie déjà en place, ainsi que l'augmentation des volumes de production nationaux ces dernières années (de 123 Mm³ en 2007 à 224 Mm³ en 2017)⁶³ indiquent une possibilité en ce sens. Cela permettrait ainsi à la Turquie, qui développe son système gazier national et ses interconnexions vers l'Europe, d'agir là aussi comme un pont entre l'Iran et l'Europe ; toutefois les sanctions américaines réimposées par l'administration Trump devraient mettre un frein à cette ambition. Avec les perspectives d'exportation de gaz iranien vers les marchés asiatiques (Chine, Inde, Asie du Nord-est, etc.) et [la capacité des entreprises asiatiques d'investir dans le pays](#), ce qui permettrait de créer enfin un terminal GNL d'exportation en Iran⁶⁴, Téhéran souhaite depuis des années diversifier ses clients. Le projet [Iran LNG, qui est en cours depuis 2007](#), pourrait ainsi aboutir en cas d'injection massive de fonds dans le développement du champ de South Pars. La compagnie chinoise CNPC a annoncé, après le retrait de Total du pays en 2018, qu'elle reprendrait la place de l'entreprise française dans celui-ci, matérialisant davantage l'orientation asiatique du secteur gazier iranien et la probable fin de l'orientation de Téhéran vers l'UE en ce qui concerne les exportations d'hydrocarbures.

D'un autre côté, les ressources du nord de l'Irak, qui intéressent également beaucoup la Turquie, sont au cœur des conflits politiques internes. La tension entre les Kurdes et le

⁶³ Source : BP Statistical Review 2018.

⁶⁴ Projet sans cesse repoussé pour des questions d'accès aux technologies GNL bloquées par les États-Unis. Les compagnies pétrolières asiatiques les plus puissantes sont néanmoins en capacité de fournir ces technologies.

gouvernement de Bagdad sur la question de l'attribution des licences de production et d'exportation a amené Bagdad à geler les exportations au travers de l'oléoduc Kirkouk-Ceyhan fin 2017 après l'offensive du gouvernement central contre celui du Kurdistan autonome⁶⁵. Ankara, qui s'était montré un fervent soutien des Kurdes irakiens, ambitionnant au travers dudit oléoduc de devenir la voie d'exportation naturelle du pétrole nord-irakien, voit cette possibilité s'amenuiser au fur et à mesure que le pouvoir central reprend la main sur l'économie de la région autonome kurde. La hausse de la production irakienne à partir de la fin des années 2000 – stoppée par la guerre contre Daech – augurait pourtant un redécollage économique de l'Irak auquel la Turquie entend bien s'associer. Le jeu d'Ankara consistant à favoriser le gouvernement autonome d'Erbil au détriment de celui – aux mains des Chiïtes – de Bagdad s'est avéré pour le moment une erreur stratégique. La production actuelle des champs de Kirkouk, estimée par les autorités irakiennes à environ 11 millions de tonnes annuelles, est à présent détournée vers le Sud du pays et raffinée soit localement, soit par l'Iran [en vertu d'un accord d'échange pétrolier Iran-Irak](#). La visite du Premier ministre irakien Abadi en Turquie le 14 août 2018 ouvre néanmoins un espoir quant à la reprise des exportations de pétrole vers la Turquie pour autant, d'une part, qu'un accord soit trouvé avec le gouvernement kurde autonome et, d'autre part, que les infrastructures d'exportations soient rénovées et mises à niveau ; [probablement aux frais de la Turquie](#).

Les deux axes du projet proche et moyen-oriental de la Turquie semblent ainsi compromis. Toutefois elle demeure active dans son projet de se promouvoir comme un *hub* naturel de transit des hydrocarbures – principalement du gaz – vers l'Europe. Le pays a ainsi investi fortement dans des infrastructures de stockage, indispensables à la régulation des prix et volumes, ainsi que dans des terminaux GNL, à même de proposer de multiples entrées pour le système gazier terrestre européen.

⁶⁵ Celle-ci faisait suite au référendum sur une possible indépendance, organisé au Kurdistan au mois de septembre 2017.

Tableau n° 2 : PROJETS DE REGAZÉIFICATION ET DE STOCKAGE DE GAZ EN TURQUIE

Nom	Type	Capacité	État	Entreprise(s)
Marmara Ereğlisi	Terminal GNL	8,2 milliards de m ³	Actif	Botaş
Aliaga	Terminal GNL	5,9 milliards de m ³	Actif	EgeGas
ETKI FSRU	Terminal GNL flottant	6,3 milliards de m ³	Actif	Engie, Kolin
Dörtyol FSRU	Terminal GNL flottant	7,3 milliards de m ³	Actif	Botaş
Saros FSRU	Terminal GNL flottant	7,3 milliards de m ³	En projet	Qatargas
Tuz Golu	Stockage souterrain	1 milliard de m ³	En projet	Botaş
Kuzey Marmara	Stockage souterrain	2,5 milliard de m ³ + 1,7 milliard de m ³	Partiellement développé	Botaş
Région de Tarse	Stockage souterrain	5 milliards de m ³ sur plusieurs sites	En projet	Divers

Sources : Enerdata, ministère de l'Énergie.

Combinés avec les projets de gazoducs terrestres et marins, depuis l'Azerbaïdjan ou la Russie et à destination de l'Europe, ces projets infrastructurels manifestent la nette volonté d'Ankara de se positionner comme le partenaire incontournable de l'UE en ce qui concerne les approvisionnements gaziers par le flanc Sud. En possédant la capacité d'amener du gaz depuis des sources multiples – y compris lointaines (Algérie, Nigeria, Qatar, etc.) – et de stocker ce dernier pour réguler les prix, la Turquie obtiendrait *de facto* un rôle de transit majeur, équivalent ou supérieur à celui de l'Ukraine du milieu des années 2000. Avec la diversification des sources, le pouvoir de négociation de la Turquie sur les fournisseurs, mais aussi sur les clients, deviendrait maximal, pour autant que le pays soit en mesure de réellement diversifier ses sources. Le possible échec de la stratégie vers le Moyen-Orient, la faiblesse des réserves azerbaïdjanaises, ainsi que les besoins énergétiques nationaux, qui sont aujourd'hui grandement comblés par la Russie, laissent entrevoir un maintien de la prépondérance russe sur le secteur énergétique turc et, partant, sur les approvisionnements de l'Europe au travers du flanc Sud-Est.

3.3.2 – La mer Noire face aux hydrocarbures de Méditerranée orientale

Pour la Turquie, la mer Noire est une zone majeure d'enjeux géoéconomiques, mais elle n'est pas la seule. En réalité cette problématique doit être considérée en « coopération »⁶⁶ avec celle de la Méditerranée orientale⁶⁷. Le gaz découvert à Chypre et en Israël, qui pourrait être une alternative ou un complément à celui du Caucase en vue de limiter la dépendance des pays européens à la Russie, nécessite le développement de toute une infrastructure de transport vers le réseau de l'Union européenne. Dans ce contexte, la Turquie, qui a déjà commencé le développement de toute une infrastructure dédiée au gaz naturel liquéfié pour ses propres besoins, dispose d'ores et déjà de contrats d'approvisionnement avec l'Algérie, le Nigeria et le Qatar. Ces terminaux, dont un certain nombre sont en cours d'achat ou de mise en place, cherchent donc à permettre une diversification des sources gazières. Ils pourraient ainsi être utilisés en cas d'exportation de gaz naturel liquéfié en provenance d'Égypte⁶⁸ ou d'autres points de la Méditerranée.

Les relations entretenues par la Turquie avec ses voisins producteurs de gaz naturel sont cependant relativement tendues. Avec Chypre, eu égard au contentieux territorial qui s'étend maintenant aux zones *offshore* de prospection gazière à l'Est de l'île⁶⁹, il apparaît difficilement concevable d'aboutir à un accord, malgré les ouvertures faites en 2016 lors du Congrès Mondial de l'Énergie. Concernant Israël, des discussions existaient entre 2016 et 2018 pour la construction d'un gazoduc sous-marin reliant le champ de Léviathan à la Turquie mais, là encore, la dégradation des relations bilatérales entre les deux pays a rendu ce projet extrêmement hypothétique.

En outre la Turquie se heurte à la Grèce, qui dispose d'un programme certes plus limité en volume mais similaire sur le fond⁷⁰, et, surtout, de relations stratégiques apaisées avec Chypre et Israël. Dans ce contexte la possibilité d'un gazoduc Italie-Grèce-Chypre, potentiellement étendu jusqu'en Israël, nommé EastMed, serait, en cas de concrétisation, un coup dur pour les ambitions de la Turquie en Méditerranée orientale. Le rapprochement entre Israël, Grèce et Chypre, [conclu par un mémorandum of understanding au mois de décembre 2017](#), avivant les tensions entre Turquie et Israël, ce dernier étant qualifié par R. T. Erdogan en juillet dernier [« d'État le plus raciste et fasciste au monde »](#). La

⁶⁶ La théorie de la « coopération » met en avant la concomitance dans certains secteurs de dynamiques de coopération ponctuelles et de compétition plus profondes entre les acteurs ; B. Nalebuff, et A. Brandenburger, *La Co-opération, une révolution dans la manière de jouer concurrence et coopération*, Paris, Village Mondial, 1996.

⁶⁷ N. Mazzucchi, « Perspectives in Gas Security of Supply: The Role of Greece in the Mediterranean », op. cit.

⁶⁸ Chypre a signé fin septembre 2018 un accord avec l'Égypte pour utiliser les terminaux de liquéfaction du pays, Israël explore également cette possibilité.

⁶⁹ Celui-ci menace de dégénérer en action militaire depuis l'intervention de la Marine turque contre un navire de forage de la société italienne Saipem en février 2018.

⁷⁰ Un terminal de regazéification et un site de stockage de gaz naturel en Thrace près de Kavala sont financés au travers du mécanisme des Programmes d'intérêt commun de l'Union européenne.

réconciliation tentée en 2016 par les États-Unis entre Israël et la Turquie, visant notamment à contrer les visées russes sur le transit gazier vers l'Europe, a fini par échouer, en particulier sur la question du statut de la ville de Jérusalem, [ruinant ainsi l'initiative de Washington](#).

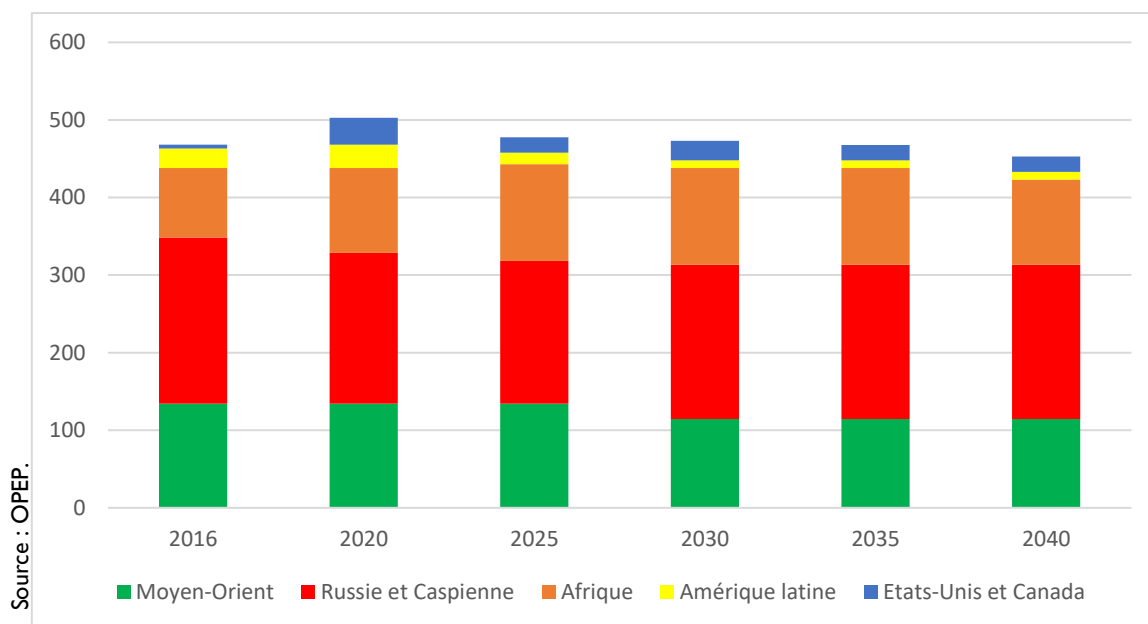
Au final la Turquie pourrait voir la Grèce lui ravir, totalement ou partiellement, l'exportation vers les marchés européens de plus de 500 Mm³ de ressources, en prenant en compte l'ensemble des champs israéliens et chypriotes découverts et destinés à l'exportation. Malgré ce revers géopolitique, la Turquie disposera néanmoins des capacités de regazéification et de stockage d'importance qui pourront être utilisées pour du GNL provenant de sources plus lointaines (Maghreb, Golfe arabo-persique).

4 – La mer Noire, interface énergétique majeure pour la France et l'Europe

La mer Noire est longtemps apparue, face à d'autres espaces maritimes comme la Baltique, comme une région secondaire pour les approvisionnements européens. Ne comptant pas de zone majeure de ressources et en l'absence de consommateurs majeurs dans sa partie européenne (Roumanie, Bulgarie), elle semble une région plus importante pour la Turquie que pour l'Europe.

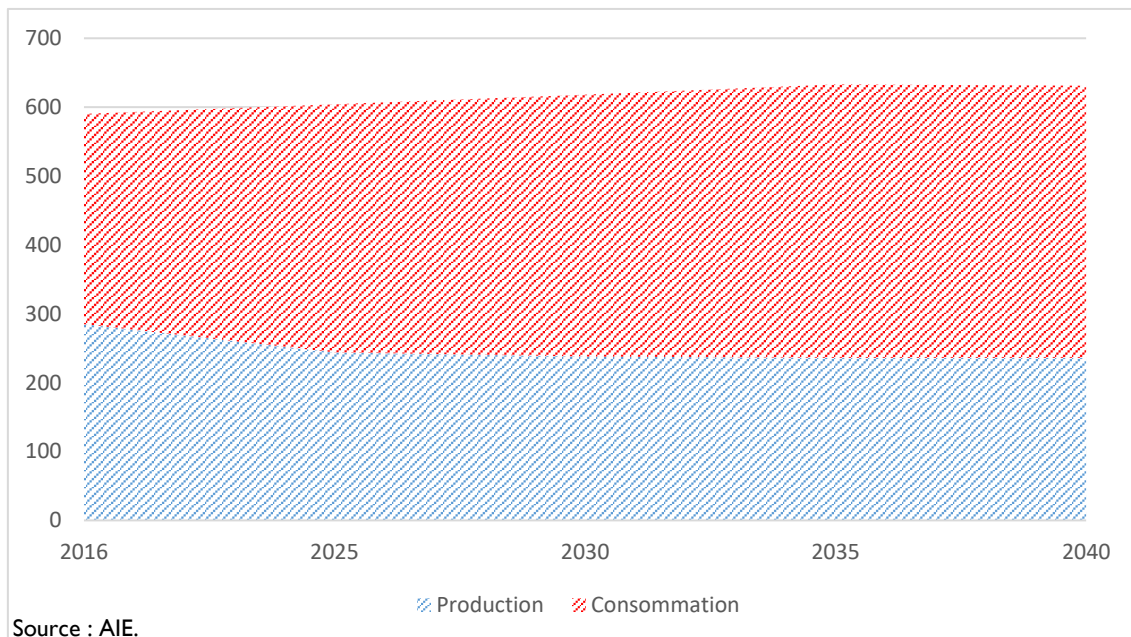
Alors que l'Europe veut diminuer sa consommation d'hydrocarbures et de ressources fossiles en général, les liens avec les fournisseurs devraient devenir moins importants pour les pays européens. Toutefois cette situation doit être mise en parallèle avec la baisse prévisible de la production de l'Europe elle-même, ainsi que de certaines régions. Dans le pétrole, le complexe Russie-Caspienne qui est au cœur des approvisionnements transitant au travers de la mer Noire, devrait voir sa part relative augmenter dans la segmentation des exportations vers l'Europe. Malgré une baisse globale des importations européennes de pétrole brut et raffiné, le complexe Russie-Caspienne devrait ainsi voir son importance augmenter et la mer Noire sa place se renforcer comme carrefour d'échanges.

Figure n° 11 : EXPORTATIONS DE PÉTROLE BRUT VERS L'EUROPE (MILLIONS DE TONNES)



En ce qui concerne le gaz, l'Europe doit faire face à un dilemme, celui de la sortie des hydrocarbures pour réduire ses émissions de gaz à effet de serre avec, simultanément, la continuité des besoins énergétiques et électriques en particulier. Dans ce contexte, le gaz s'affirme comme une source d'énergie importante, en particulier pour des pays d'Europe orientale et balkanique marqués par une grande consommation de charbon. Ainsi les besoins en gaz naturel ne devraient pas réellement diminuer avant 2035-2040. Toutefois cette situation de quasi-stagnation de la demande se combine avec une baisse notable de la production – ainsi qu'une baisse possible de la production de certains fournisseurs comme l'Algérie –, obligeant les pays européens à recourir à des sources extérieures, dont la Russie. Ainsi la part du gaz hors-UE devrait croître d'ici au milieu du XXI^e siècle, avec un renforcement du rôle des pays de transit depuis les sources (Russie, Moyen-Orient, Caspienne, Méditerranée orientale, Afrique, etc.) vers l'Union européenne. La mer Noire, en tant que carrefour multimodal, devrait ainsi voir sa place se renforcer dans le jeu gazier européen, malgré la relative faiblesse de consommation des pays riverains ; à l'exception de la Turquie.

**Figure n° 12 : ÉVOLUTION DES PERSPECTIVES GAZIÈRES EN EUROPE
SELON L'AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE (MM³)**



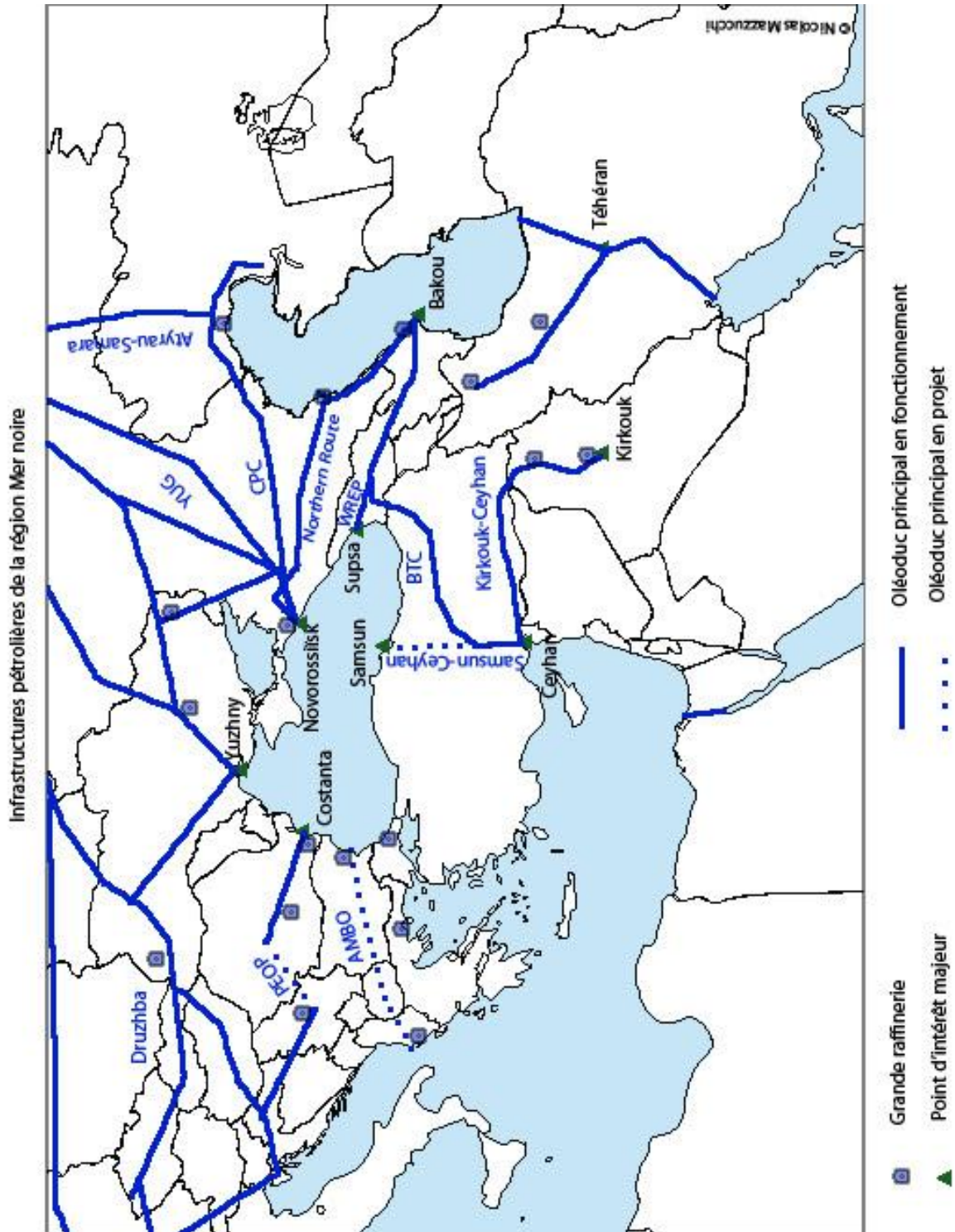
Face à la stratégie russe de trident gazier vers l'Europe (Nord Stream 1 et 2 sous la Baltique, le réseau gazier terrestre en Biélorussie et Ukraine, Turkstream sous la mer Noire), l'ensemble des pays de l'Union européenne d'Europe centrale et orientale se sont associés au sein de l'Initiative des 3 mers. Celle-ci vise à offrir un contrepoids à la stratégie russe en créant sur le territoire de l'UE une connexion entre la Baltique, la mer Noire et l'Adriatique, au plan infrastructurel en particulier. Alors que les réseaux énergétiques, hérités de la Guerre froide, s'étendent surtout suivant une logique Est-Ouest,

l'Initiative des 3 mers, directement soutenue par les États-Unis, ambitionne de créer un réseau Nord-Sud. Celui-ci, qui relierait la Baltique à l'Adriatique par un gazoduc centroeuropéen, pose également des questions sur les approvisionnements. Alors que la Russie joue, face aux projets de contournement soutenus par la Commission, sur sa fiabilité comme fournisseur et l'importance de ses réserves, la construction d'un gazoduc, terrestre certes, de plusieurs milliers de kilomètres sans nouvelle source semble irréaliste économiquement. Certes, ce projet se comprend également dans le renforcement des interconnexions gazières au cœur de l'Europe – politique poussée depuis de nombreuses années par la Commission –, mais le risque demeure que cette initiative ne soit victime de sa vision trop ambitieuse. La Russie pendant ce temps continue à développer sa stratégie pétro-gazière sur 3 mers également (Baltique, Caspienne, mer Noire) mais en proposant un accès – direct ou non – à des réserves importantes, qu'il s'agisse des siennes ou de celles de ses voisins d'Asie centrale. L'initiative des 3 mers est donc fortement tributaire des conditions économiques (prix du baril, prix du transport du GNL depuis des sources non-européennes) et politiques (évolution des mix énergétiques nationaux, Union de l'énergie) pour envisager une réalisation concrète.

Il n'en demeure pas moins que le caractère stratégique de la région de la mer Noire ne devrait pas cesser de s'affirmer dans les années à venir car elle est, en tant que région de transit, un passage obligé à la fois vers des marchés matures (UE) et en développement (Turquie, Balkans). Avec un transit certain et des ressources moins aléatoires que dans d'autres régions comme la Méditerranée orientale, la mer Noire apparaît déjà comme un des principaux carrefours de transit des hydrocarbures de l'Est vers l'Ouest, pouvant même gagner en importance si jamais des projets secondaires (Irak, Iran, Turkménistan) venaient à se débloquer.

Pour la France elle est une zone stratégique pour ses approvisionnements en pétrole, en partie à cause du port de Novorossiïsk (*voir supra*). Avec la baisse des capacités européennes de raffinage et la faiblesse de celles d'autres partenaires de la France, notamment en Afrique, les produits venus de Russie et le brut issu du Kazakhstan sont d'une grande importance pour l'économie française. Si la France n'est que peu impliquée dans les questions gazières régionales du fait de sa faible utilisation du gaz naturel, il est certain que la baisse programmée de la production de ses principaux fournisseurs (Pays-Bas, Norvège et sans doute Algérie) doit la pousser à regarder les questions géoéconomiques de la mer Noire avec la plus grande attention – qu'il s'agisse des gazoducs russes ou du projet de *hub* turc.

Annexe : cartes géographiques



La région de la mer Noire,
un nouveau talon d'Achille pour l'Europe et l'Alliance ?

