
**Risques politiques et géopolitiques :
la gouvernance du gaz en Israël**

Maité de Boncourt

Décembre 2015

L'Ifri est, en France, le principal centre indépendant de recherche, d'information et de débat sur les grandes questions internationales. Créé en 1979 par Thierry de Montbrial, l'Ifri est une association reconnue d'utilité publique (loi de 1901).

Il n'est soumis à aucune tutelle administrative, définit librement ses activités et publie régulièrement ses travaux.

L'Ifri associe, au travers de ses études et de ses débats, dans une démarche interdisciplinaire, décideurs politiques et experts à l'échelle internationale.

Avec son antenne de Bruxelles (Ifri-Bruxelles), l'Ifri s'impose comme un des rares *think tanks* français à se positionner au cœur même du débat européen.

*Les opinions exprimées dans ce texte
n'engagent que la responsabilité de l'auteur.*

ISBN : 978-2-36567-496-6
© Tous droits réservés, Ifri, 2015

Ifri
27 rue de la Procession
75740 Paris Cedex 15 – FRANCE
Tél. : +33 (0)1 40 61 60 00
Fax : +33 (0)1 40 61 60 60
Email : accueil@ifri.org

Ifri-Bruxelles
Rue Marie-Thérèse, 21
1000 – Bruxelles – BELGIQUE
Tél. : +32 (0)2 238 51 10
Fax : +32 (0)2 238 51 15
Email : bruxelles@ifri.org

Site Internet : ifri.org

Résumé

En Israël, les enjeux politiques internes et le contexte géopolitique jouent sans surprise un rôle important dans le développement des champs gaziers offshore. Le pays a été précurseur dans la découverte du bassin de Méditerranée orientale, grâce à la persévérance du secteur privé et le soutien sans faille de l'État. Aujourd'hui, toute la région du bassin de Méditerranée orientale, qui s'étend des côtes chypriotes, au Liban puis en Israël et la bande de Gaza, et jouxte le bassin égyptien, fait l'objet d'une attention particulière. Mais l'ambition affichée d'un développement rapide de la filière, qui rapporte déjà des revenus importants à l'État, doit s'accommoder des intérêts géopolitiques du pays, en assurer la sécurité énergétique encore souvent définie exclusivement en termes d'indépendance énergétique, et répondre aux inquiétudes croissantes quant au partage de la rente – un sujet très sensible alors qu'une partie de la coalition gouvernementale précédente avait fait du pouvoir d'achat des classes moyennes son cheval de bataille. La gestion des ressources provoque un grand débat public, gage de transparence et signe du bon fonctionnement du système parlementaire, sans pour autant se traduire par la mise en place d'une stratégie globale.

Le retard pris dans le développement des ressources du pays s'explique par différents facteurs, sur lesquels le gouvernement israélien dispose de plus ou moins de levier.

Le gouvernement n'a jusqu'à présent pas réussi à mettre en place un cadre de gouvernance stable pour les ressources du pays. L'atmosphère politique et la valse des élections successives ne facilitent pas non plus l'affirmation d'un *leadership* ni la coordination des différents acteurs et autorités du secteur énergétique. Certaines questions sont donc toujours en suspens comme la mise en place de tarifs gaziers et la vente d'actifs par le consortium principal pour conjurer l'appellation de cartel, l'impact réel des ressources sur l'économie du pays et le fonctionnement efficace du fonds souverain. La crise a culminé à la fin de l'année 2014 avec la décision de l'Autorité de la concurrence de taxer le consortium détenant 90 % des champs gaziers de cartel – ce qui aurait entraîné un démantèlement sévère si cette Autorité ne s'était pas rétractée. Le pays a alors subi une réévaluation importante de son risque politique. Cette situation pose problème dans la mesure où elle ne rassure pas les investisseurs et les compagnies disposant de capitaux importants, qui n'ont déjà pas été nombreuses à exprimer leur intérêt. Le nouveau

gouvernement s'est engagé à faciliter le développement de la filière. Cependant, la prise de décisions législatives clés pour la croissance de l'industrie énergétique du pays n'est pas aisée, car le gouvernement dispose d'une courte majorité à la Knesset.

L'économie israélienne bénéficie d'ores et déjà dans son ensemble du développement des projets gaziers, dont l'État tire des revenus importants. L'État profite également de cette nouvelle ressource permettant d'assurer la sécurité énergétique du pays pour revoir sa politique de développement des énergies renouvelables qui n'a pas atteint les objectifs initialement fixés. Si aucune coupe budgétaire ne semble à prévoir dans l'immédiat, le gouvernement a décidé de recentrer ses efforts sur l'énergie solaire. La croissance de la consommation gazière est cependant moins rapide que prévu, et des outils sont nécessaires pour stabiliser le Shekel. Enfin, la question de la répartition des bénéfices de la rente ne semble toujours pas faire consensus au sein de la société israélienne. La ressource gazière est un atout important pour l'État hébreu, mais il faut encore stabiliser le cadre réglementaire, renforcer la capacité administrative du pays et assurer une meilleure coordination des acteurs pour permettre le développement du secteur et éviter les écueils pour l'économie.

La politique étrangère du gouvernement ne facilite pas non plus le développement du secteur. En 2014, la géopolitique régionale semblait un temps plus favorable aux échanges énergétiques régionaux. L'élection d'Al-Sissi a permis la reprise des négociations sur des échanges énergétiques entre Israël et l'Égypte. Les tensions entre la Russie et l'Europe poussent cette dernière à chercher de nouvelles sources d'approvisionnement en gaz, parmi lesquelles les ressources de Méditerranée orientale. Plusieurs éléments viennent cependant noircir ce tableau depuis la fin de l'année 2014. D'abord, les relations entre Israël et ses voisins en raison de la reprise du conflit à Gaza et à Jérusalem Est. Ensuite, l'isolement grandissant de la Turquie ne facilite pas les négociations sur des projets communs dans le secteur. Enfin, l'évolution de la situation syrienne, tout comme son débordement sur la scène régionale, est évidemment préoccupante bien qu'affectant moins directement les contrats en cours de négociation. Au-delà d'arrangements pragmatiques entre voisins, les synergies régionales en matière de gaz ne sont donc pas acquises et restent soumises à une accalmie des relations israélo-palestiniennes. Un constat qui reste donc sans surprise.

Les soubresauts du cadre législatif ont lieu alors même que la conjoncture internationale est très défavorable. Depuis 2014, l'effondrement des prix du pétrole secoue la scène énergétique mondiale et ralentit les investissements. De plus, depuis juin 2015, la découverte d'un immense champ gazier au large de l'Égypte replace plus tôt que prévu le pays sur la carte énergétique régionale en tant que producteur et non plus seulement en tant que potentiel consommateur du gaz israélien.

L'année 2015 confirme donc les craintes de 2014. La mise au point du système de gouvernance, clé pour maintenir l'agenda prévu pour le développement des champs gaziers, ne pourra se faire sans un *leadership* clair permettant une coordination accrue entre les acteurs – gage de transparence et d'une meilleure perception par l'opinion publique. Par ailleurs, en matière de politique étrangère, le gouvernement semble adopter une ligne qui ne facilitera pas l'acquisition de débouchés pour le gaz israélien. Des retards sur l'agenda de production et de développement des champs, notamment Léviathan, sont donc à envisager, ce qui reporterait le début des exportations, et notamment les projets d'exportations vers l'Europe.

Sommaire

RESUME	1
SOMMAIRE	4
INTRODUCTION	6
UNE GOUVERNANCE A STABILISER	8
Le cadre législatif général : les lois pétrolière et gazière	10
Le régime fiscal.....	10
Le plafonnement des exportations	12
Entre obsession sécuritaire et ambitions régionales : des divisions marquées sur la stratégie à adopter	13
Assurer la sécurité énergétique du pays, une priorité	13
Des visions stratégiques divergentes	14
Une gouvernance sans leader	16
Les dossiers en cours : appellation de cartel et contrôle des prix du gaz	18
LES EFFETS DE L'INSTABILITE DU CADRE LEGISLATIF SUR LES INVESTISSEMENTS	23
Le report des projets GNL	23
Woodside : un casse-tête politique, réglementaire et économique	23
Le retard de développement du champ de Léviathan	24
Le développement du réseau de distribution retardé	25
Une consommation gazière à la croissance plus lente que prévue	26
DES AMBITIONS D'EXPORTATION REVUES A LA BAISSSE	28
Le pays revoit ses ambitions d'exportations dans un cadre plus régional	28
Les marchés et routes d'exportations	31
Les découvertes égyptiennes : un coup dur pour les projets israéliens	36
DANGERS ET OPPORTUNITES POUR L'ECONOMIE ISRAELIENNE	37
Vers un nouveau modèle énergétique	37

Réduire la lourde facture énergétique du pays	37
Quel avenir pour les projets d'énergies renouvelables ?	38
Quels écueils économiques et politiques ?	40
Un fonds souverain israélien pour 2018 ?	41
Le développement d'une industrie énergétique ?	42
CONCLUSION	43
BIBLIOGRAPHIE SÉLECTIVE	46
LISTE DES TABLEAUX ET FIGURES.....	47
ANNEXE 1 : CARTE DES RESSOURCES GAZIERES EN MEDITERRANEE ORIENTALE	48
ANNEXE 2 : LE REGIME DES CONCESSIONS	49
ANNEXE 3 : CHAMPS GAZIERS OFFSHORE AU LARGE D'ISRAËL.....	50
ANNEXE 4 : ZONE ÉCONOMIQUE EXCLUSIVE CHYPRIOTE	51
ANNEXE 5 : ROUTES D'EXPORTS POUR LE GAZ DE MEDITERRANEE ORIENTALE	52

Introduction

La « success story » gazière israélienne, observée de près par les investisseurs potentiels en Méditerranée orientale, traverse une période de troubles. Au-delà de la tourmente géopolitique que connaît la région, la baisse des prix du pétrole et plus récemment les découvertes volumineuses de gaz en Égypte (un pays considéré jusqu'ici comme le premier débouché pour les réserves de gaz israéliennes) viennent troubler les perspectives du secteur gazier en Israël. Dans ce contexte, les désaccords internes constants sur la mise en place d'un système de gouvernance pourraient mettre en péril le développement des ressources gazières israéliennes. Les nouvelles découvertes en Égypte révéleront la détermination du gouvernement à faire usage de ses deux leviers d'action, à savoir sa politique étrangère et la mise en place d'un cadre réglementaire stable et favorable, afin de soutenir le développement de ses réserves.

Depuis le début des années 2000, les découvertes gazières au large des côtes du pays s'accumulent, fruit d'un travail d'exploration persévérant depuis les années 1990. En 2009, le champ de Tamar est révélé, suivi un an plus tard du champ géant de Léviathan, et de nombreux autres champs offshore de taille plus modeste. Le parcours n'est pas sans fautes mais le secteur continue à se développer. Le pays parvient encore à contourner sa difficulté à attirer des investisseurs, qui tirent parti de la nouvelle donne géopolitique régionale, et notamment de l'ascension d'Al-Sissi à la tête de l'Égypte. En parallèle, les réunions politiques se poursuivent à Bruxelles pour convaincre l'Union européenne (UE), soucieuse de préserver sa sécurité énergétique, de soutenir des projets de gazoducs et de développer les ressources gazières de la région. En décembre 2014, les compagnies *Israel Opportunity* et *Ratio Oil* ont annoncé une nouvelle découverte – dont l'estimation médiane est de 3,2 trillions de pieds cubiques (tcf). De grands projets d'exportations de gaz naturel liquéfié (GNL) ont été proposés puis retirés face à l'évolution du cadre réglementaire. Mais la succession de secousses économiques, politiques et géopolitiques doublée de la sévère chute des cours du brut pourrait finir par ralentir les projets gaziers israéliens.

Au-delà des défis techniques et financiers, qui restent considérables puisque le gaz levantin gît entre autre par plus de 2000 mètres de profondeur, la principale difficulté est donc pour Israël comme pour ses voisins de mettre en place un système de gouvernance de la ressource qui permette de trouver le juste milieu

entre la création d'un climat favorable aux investisseurs d'une part, et la part des revenus perçus par l'État (le *government take*) d'autre part. Le risque que l'industrie prenne un faux départ, ou que le pays subisse la fameuse « malédiction des ressources naturelles¹ » et son lot infernal de régression économique, d'inflation, de corruption ou encore même de désintégration nationale, est fort. Outre ce défi de politique intérieure, s'ajoute la spécificité de la situation géopolitique régionale et le risque majeur de crispation engendré par de telles découvertes.

Cette note revient sur la mise en place d'un système de gouvernance de la ressource gazière en Israël, et sur la crise gazière que le pays traverse. Elle fait un point sur l'implication stratégique des dynamiques régionales et des enjeux de politique intérieure pour le développement du secteur. Les risques évalués deviennent réalité avec les découvertes volumineuses en Égypte.

Ce rapport s'inscrit dans un travail de recherche plus large entrepris au sein du centre Énergie de l'Ifri et fait suite à une mission sur le terrain pour la rencontre des acteurs du secteur en Israël (ministères et organismes publics, entreprises, banques, politiciens, bailleurs de fonds, ONG, presse).

1. Pour une revue de la littérature sur la malédiction des ressources naturelles, voir notamment Michael L. Ross, *The Oil Curse : How Petroleum Wealth Shapes the Development of Nations*, Princeton, Princeton University Press, 2012.

Une gouvernance à stabiliser

Les découvertes de gaz offshore en Israël ont braqué les projecteurs sur une région jusqu'ici ignorée des cartes des réserves énergétiques mondiales. L'attractivité des pays riverains de la Méditerranée orientale – Israël, les territoires palestiniens, la Syrie, le Liban, et Chypre – est confirmée par une étude du *US Geological Survey* (USGS) en 2010². Le potentiel pressenti dès les années 1970 n'avait jusqu'alors pas su se transformer en réalité³. Sans bouleverser la donne énergétique mondiale, cette nouvelle manne induit néanmoins de profonds changements dans le jeu régional en apportant au moment opportun une ressource localement en voie de raréfaction. Traditionnellement importateur net de ressources énergétiques, Israël est en voie de devenir exportateur de gaz tandis que les Républiques de Chypre et du Liban voudraient saisir l'opportunité de donner un coup de pouce à leurs économies à bout de souffle. Si bien que certains stratèges y voient enfin le premier jalon de la paix régionale, qui se fonderait sur un intérêt économique commun : celui de développer le potentiel gazier de la *mare nostrum*.

À l'heure actuelle, Israël dispose du potentiel gazier le plus probable et le plus important. Pionnier des travaux exploratoires dans la région, le pays découvrait dès 1999 le champ de Noah, aujourd'hui épuisé après avoir servi les centrales électriques du pays. La phase d'exploration a rencontré depuis un franc succès et les ressources du pays devraient croître davantage. La dernière découverte date de décembre 2014 sur la licence de Royee qui contiendrait d'après les estimations médianes près de 3,2 Tcf de gaz. Un nouvel appel d'offres a ainsi été lancé pour des travaux d'études sismiques et des négociations sont en cours avec le gouvernement chypriote pour établir un accord-cadre pour le développement conjoint des champs situés dans les zones maritimes communes (notamment la licence d'Ishai).

Le consortium dirigé par Noble Energy, qui détient 90 % des réserves gazières du pays, a fait preuve d'agressivité dans le développement du champ de Tamar dont la production atteint déjà une moyenne annuelle de 7,6 milliards de mètres cubes (Gm³) de

2. Pour rappel, le *US Geological Survey* estimait en 2010 le potentiel régional probable à 3,4 Tm³ de gaz sec, 3 milliards de barils de liquides extraits du gaz naturel, et 1,7 milliard de barils de pétrole.

3. Des études ont eu lieu en Grèce et au large de Chypre dès les années 1970, entre autres par l'Institut Français du Pétrole (IFP).

gaz par an. Il fournit aujourd'hui le marché domestique, et sa capacité de livraison devrait doubler d'ici à 2018 pour atteindre 20,4 Gm³ par an. Le consortium a également présenté son programme de développement du champ géant de Léviathan en deux phases, pour approbation par le ministère de l'Énergie et de l'Eau. Le champ devrait produire plus de 16 Gm³ par an début 2018, dont 60 % sont déjà en cours de vente aux marchés national et régional. La phase initiale du champ qui contient 622 Gm³ devrait coûter \$6,5 milliards, presque le double du coût du développement du champ de Tamar (283 Gm³).

Tableau 1: Liste des champs gaziers israéliens

	Ressources en Gm ³	Ressources en Tcf	Statut du champ
Léviathan	620	21,9	Phase exploratoire
Tamar*	311,3	11	En production
Oz License	71	2,5	Phase prospective
Tanin	31	1,1	Phase exploratoire
Mari B	30	1,05	Épuisé
Shimshon	15,6	0,55	
Dalit	7-14	0,5	
Dolphin	2,3	0,1	
Noa	1,3	0,04	Épuisé
Pinnacles	1,3	0,04	Épuisé
Royee	91	3,2	Estimation médiane – Début phase exploration décembre 2015
Karish	51	1,8	Phase exploratoire
Sara et Myra	180	6,5	Phase prospective
Réserves découvertes	1412	50,3	
Réserves totales (prouvées, prospectives, potentielles)	1480	52,4	
Total Israël + Chypre (Aphrodite)	1118	39,5	

Source : Natural Resources Administration, Noble Energy, Ratio Oil Cie

*Le champ de Tamar comprend Tamar (environ 10 Tcf) et Tamar Sud-Ouest (0,7 Tcf).

** Le tableau présente les estimations médianes pour les champs en phase de prospection.

*** La quantité viable commercialement n'est pas connue pour tous les champs.

Au total, d'après Noble Energy, près de 530 Gm³ de gaz naturel devraient être disponibles à l'exportation d'ici à 2018, sur les seuls champs dont il détient la licence opérationnelle. La capacité d'exportation du pays se situerait à près de 16 Gm³ par an d'ici à 2020⁴.

Cependant, les volumes disponibles pour l'exportation sont tributaires de la mise en place du système de gouvernance des ressources gazières en Israël. Si le régime par concession définit par

4. Estimation prudente fondée sur les promesses de vente à cette date. Voir tableau 2.

la loi pétrolière de 1952 a été maintenue suite aux découvertes gazières, le gouvernement a introduit des changements majeurs dans la gouvernance du secteur qui ont fait l'objet de nombreux rebondissements. Ces changements de cap ont contribué à l'appréciation significative du risque politique dans le pays et à un ralentissement des projets qui a suivi la phase fructueuse d'exploration.

Le cadre législatif général : les lois pétrolière et gazière

Le secteur gazier israélien est régi par deux lois fondamentales : la loi pétrolière de 1952, et la loi sur l'industrie du gaz naturel de 2002.

La loi pétrolière de 1952 encadre l'exploration-production de gaz et de pétrole en Israël. Suite à une procédure d'appel d'offres, le Commissaire au Pétrole (*Petroleum Commissioner*) attribue aux compagnies sélectionnées, une licence d'exploration pour une durée de trois ans, puis une licence d'exploitation pour une durée initiale de 30 ans, renouvelable sur 20 ans. Ces compagnies payent à l'État des redevances de 12,5 %. L'État se garde néanmoins un droit sur la production, puisque la loi contraint les compagnies pétrolières à lui vendre leur production, s'il le souhaite, à des prix compétitifs. Enfin, le Commissaire au pétrole revoit les projets annuellement et dispose du pouvoir d'annuler les licences pour des raisons variées, et notamment en cas d'absence de progrès sur la production.

La loi sur l'Industrie du Gaz Naturel de 2002 régit quant à elle l'aval du secteur. Elle établit l'Autorité pour le gaz naturel (*Natural Gas Authority*) qui est responsable de la planification, de l'octroi des permis, et de la régulation du marché domestique. Elle ne participe pas aux contrats d'achat du gaz naturel et ne distribue pas le gaz au consommateur. Elle effectue en revanche des prévisions de consommation, en prenant notamment en compte les besoins régionaux (Palestine et Jordanie).

Le régime fiscal

La première modification du cadre initial a porté sur le régime de taxes et a été adoptée sans difficultés. En 2011, sous l'impulsion du comité Sheshinsky, le gouvernement décide de garder un niveau de redevances relativement bas (12,5 %), d'annuler l'exonération de taxe pour la déplétion des champs et d'ajouter une nouvelle taxe sur les profits qui sera gérée par la *Tax Authority*⁵. Cette taxe s'ajoute à celle sur les revenus (*Income Tax*), également réglementée par cette

5. Les redevances échoient au ministère de l'Énergie.

même agence. Ces recommandations, qui permettent d'augmenter les revenus de l'État, sont adoptées à la Knesset dès mars 2011.

En complément de la taxe sur les profits (*Excess Profit Tax*), le gouvernement décide en 2012 d'établir une taxe sur les exportations. Cette accumulation causera en partie l'abandon en 2014 du projet d'usine de gaz liquéfié par la compagnie australienne *Woodside* pour le champ de Léviathan comme on le verra plus loin.

Le montant des taxes n'est pas prohibitif en Israël. Une étude d'IHS-CERA commandée par Noble Energy en 2010 évalue le niveau de taxe final entre 38 % et 50 % contre 56 % pour le Royaume-Uni, ou encore 52 % pour les États-Unis. Il est néanmoins plus élevé qu'initialement envisagé par les investisseurs. Avec la mise en place de la taxe sur les profits, la part des revenus de l'État, ou « government take », se situerait entre 52 % et 62 %⁶. Si ce pourcentage reste encore raisonnable, l'évaluation de l'attractivité d'un pays pour les investisseurs gaziers et pétroliers n'est pas seulement liée à cette part allouée au gouvernement, mais intègre également le risque politique – notamment la stabilité et la maturité du système de gouvernance, et les autres types de risques (situation géopolitique, etc.). Dans cette perspective, le changement des conditions fiscales défavorable à l'exportateur, au moment de l'attribution de la licence de Léviathan, a envoyé un mauvais signal aux investisseurs.

De plus, ce système complexe de taxation nécessite une administration compétente en mesure de comptabiliser les profits d'un projet et de prendre en compte les variations de prix et des volumes de production. Or, la *Tax Authority* israélienne est aujourd'hui en sous-effectif, même si un nouveau département devrait être créé prochainement pour renforcer la capacité administrative du pays.

6. Ernst and Young, *Oil and Gas Tax Guide*, 2014.

Encadré 1 : Les désaccords sur le système de taxe à l'export, dit de « netback »

Afin de rétablir un équilibre entre opérateurs et exportateurs, et d'éviter toute possibilité d'optimisation fiscale – selon laquelle l'opérateur vendrait le gaz le moins cher possible à l'exportateur d'un même consortium afin de réduire les taxes à payer – le gouvernement a établi un système fiscal plus complexe de *netback*. Le ministre israélien des Finances a ainsi mis en place le Comité Andorn pour évaluer les différents modèles de taxes possibles. Ce comité a recommandé la fixation du prix de vente du gaz entre l'opérateur et l'exportateur, dit prix de transfert, ainsi qu'un système de *netback* qui impose une taxe sur les exportations en fonction des prix du gaz sur le marché d'exportation, doublé d'un prix plancher fondé sur le prix du gaz domestique annuel. En d'autres termes, si le prix à l'exportation est inférieur au prix domestique, l'exportateur devra payer une surtaxe. Le montant de cette taxe est calculé en fonction de plusieurs variables, et notamment le profit normatif du développement des projets gaziers. La compagnie Woodside était opposée à l'adoption d'un profit normatif, affirmant que les projets d'unités flottantes de liquéfaction du gaz naturel (FLNG) étaient plus risqués et nécessitaient plus d'investissements de départ que les gazoducs, et devaient bénéficier d'un profit plus élevé. Woodside s'est aussi opposé au montant du profit normatif, revendiquant un profit compris entre 17 % et 19 %, alors que la *Tax Authority* a estimé que le profit à l'export devrait se situer dans une fourchette comprise entre 5-6 % et 17-18 %.

Le plafonnement des exportations

Le deuxième amendement majeur à la loi pétrolière de 1952 est l'établissement de quotas pour les exportations de gaz⁷. Le débat a été houleux, en raison de profonds désaccords sur l'estimation de la consommation future du pays. Le comité Tzemach prévoyait entre autre que le gaz naturel contribuerait à 75 % du secteur électrique d'ici à 2040⁸, ce qui amenait à des estimations de consommation de 450 Gm³d'ici à 2040, alors que d'autres souhaitaient garder plus de gaz en réserve. L'Autorité pour le Gaz Naturel – *Natural Gas Authority* – estimait ainsi un niveau de consommation équivalent à 501 Gm³ en 2040, en incluant le secteur des transports.

7. Maïté de Boncourt, "Offshore Gas in East Mediterranean: From Myth to Reality?", *Note de l'Ifri*, mai 2011, disponible sur : <www.ifri.org>.

8. En 2014, la part du gaz dans le mix électrique est évaluée à environ 60 %, contre 37 % en 2011 (source : ministère de l'Énergie).

Face à la pression populaire, les conclusions initiales du comité Tzemach mandaté par le Premier ministre ont été changées en juin 2013. Au lieu des 50 % recommandés, la part ciblée des exportations dans la production totale est réduite à 40 % : 540 Gm³ de gaz naturel doivent être mis en réserve et 360 Gm³ peuvent être exportés. Par ailleurs, chaque champ doit être raccordé au territoire israélien, quel que soit son modèle de développement, amendement qui fait porter un poids financier supplémentaire aux projets de développement.

La loi sur les quotas d'exportations est néanmoins moins rigide qu'il n'y paraît. Chaque champ dispose en réalité d'un quota d'exportation différent. Certains arrangements permettent par exemple aux producteurs de basculer leurs quotas d'export d'un champ à l'autre : ainsi Noble Energy peut augmenter les quotas d'exportations de Léviathan et affecter la production d'un plus petit champ pour le marché domestique israélien, ou même racheter des quotas d'export à d'autres opérateurs. Cette flexibilité dans l'allocation des quotas d'exportations a pour objectif d'encourager le développement des petits champs gaziers. De plus, le champ de Tamar est autorisé à exporter 50 % des quantités restantes. Contrairement à la proposition initiale, les exportations vers la Jordanie et les territoires palestiniens sont désormais soumises à des quotas. Les volumes qui peuvent être exportés seront réévalués tous les cinq ans suivant l'évolution de la consommation et des nouvelles découvertes.

Ainsi, en décembre 2013, Noble Energy a estimé le potentiel d'exportation en provenance de la région, y compris Chypre, à 19 Tcf (soit 537 Gm³). En appliquant le quota de 40 % d'exportation sur les réserves découvertes à ce jour en Israël, 17 Tcf (soit 481 Gm³) seraient environ disponibles pour l'exportation (voir tableau 1). Par ailleurs, les exportations ne sont autorisées qu'une fois un niveau de production suffisant atteint. Les exportations en provenance du champ de Tamar dépendront de la mise en place de la production du champ de Léviathan.

Entre obsession sécuritaire et ambitions régionales : des divisions marquées sur la stratégie à adopter

Assurer la sécurité énergétique du pays, une priorité

La politique énergétique israélienne reste globalement marquée par une préoccupation majeure, celle d'assurer la sécurité énergétique du pays. Les interruptions des livraisons de gaz égyptien de 2010-2011 ont rappelé au pays l'épisode de boycott des livraisons de brut de la part des pays de l'OPEP après la guerre du Kippour de 1973. Le problème est d'autant plus marqué que l'approvisionnement en eau du pays dépend de ses approvisionnements énergétiques.

Les gouvernements successifs ont essayé d'adopter une politique énergétique fondée sur un cadre très attractif pour l'exploration-production défini dans la loi de 1952. Celui-ci favorisait également des subventions massives au secteur de la recherche notamment sur les renouvelables et laissait une place importante pour les importations de charbon. Transporté par gazoduc, le gaz a longtemps été considéré comme une ressource moins fiable sujette aux aléas géopolitiques.

La première découverte gazière n'aura lieu qu'en 1999 avec le champ de Noah aujourd'hui épuisé. Ces découvertes peuvent être attribuées à la persévérance de la compagnie *Avner Oil*, rachetée ensuite par le groupe *Delek*. Possédant de nombreux actifs dans le monde arabe, les grandes majors n'ont pas voulu tenter l'aventure israélienne⁹.

Des visions stratégiques divergentes

Au-delà de cette préoccupation sécuritaire commune, la classe dirigeante reste néanmoins fortement divisée sur la stratégie à adopter quant au développement des ressources gazières offshore du pays.

La préoccupation d'assurer la sécurité du pays s'est parfois transformée en une obsession sécuritaire. La sécurité énergétique est comprise par certains comme synonyme d'indépendance énergétique, définition très restrictive ne tenant pas compte du coût de l'énergie, de la nécessité de diversification du bouquet énergétique et des aspects environnementaux. Dans cette perspective, l'utilisation du gaz au niveau national doit être maximisée et une part non négligeable de la ressource doit être mise en réserve. Une telle stratégie pourrait conduire à faire fuir des investisseurs potentiels et ralentir la production. Par ailleurs, un mix peu diversifié présente un risque sécuritaire en cas d'attaque des installations de gaz. Cette stratégie sécuritaire se traduit par des décisions économiquement critiquables¹⁰. Brenda Schaffer, professeur à l'université de Tel Aviv, souligne notamment la désuétude d'une position trop centrée sur la sécurité énergétique du pays¹¹.

Cette maximisation de l'usage interne du gaz est aussi revendiquée par un courant « social » qui appelle à maximiser les bénéfices à tirer de la production gazière pour la population. Les partisans de ce courant plaident en faveur d'un tarif régulé d'achat du

9. Gideon Tadmor, PDG de *Avner Oil*, raconte dans une interview qu'il n'était parvenu à convaincre qu'une seule compagnie de tenter l'aventure israélienne, Noble Energy, aujourd'hui leader du consortium : Tobias Buck, « Fields of Dreams: Israel's Natural Gas », *Financial Times*, 31 août 2012, disponible sur : <www.ft.com>.

10. Maïté de Boncourt, *op. cit.*

11. Elle explique qu'une définition de la sécurité énergétique, au sens d'indépendance, est désuète face à l'évolution des marchés pétroliers et l'effritement du pouvoir de l'OPEP depuis les années 1970 : Brenda Schaffer, « Israel – New Natural Gas Producer in the Mediterranean », *Energy Policy*, n° 39, décembre 2011.

gaz pour soutenir les consommateurs et le développement de l'industrie israélienne, et promeuvent le développement de l'industrie israélienne sur toute la chaîne de valeur.

Un troisième courant, qui s'oppose parfois aux deux premiers, se focalise sur la difficulté du pays à attirer des investisseurs et notamment des majors pour le développement de sa production gazière. On pourrait le qualifier de courant libéral, bien qu'il ne soit pas favorable aux actions de l'autorité de la concurrence (*Antitrust Authority*) qui vise à empêcher l'établissement de cartels en proposant des mesures drastiques pour mettre en compétition les acteurs de la filière gaz sur le marché domestique.

Un dernier courant est issu de la mouvance de Shimon Perez, qui voit dans les nouvelles ressources un instrument de la politique extérieure israélienne. Il défend une utilisation stratégique des ressources à des fins géopolitiques – celle de rétablir l'ordre régional par l'intégration économique. Cette école « diplomatique » est donc favorable à un modèle d'exportation régional, soutenant entre autres la reprise des négociations avec la Turquie.

Enfin, à ces visions stratégiques pour le développement des ressources du pays, s'est rajoutée la préoccupation de la préservation de l'environnement, conduisant à l'annulation du projet d'installation d'une usine de GNL à terre.

Le modèle de gouvernance des ressources gazières en Israël se situe au croisement de ces différentes perspectives. Ainsi s'expliquent les divergences de vues sur l'évaluation de la consommation et des besoins futurs du pays, des quotas d'exportations, du montant et des types de taxes, et enfin du fonds souverain et de la répartition des ressources entre les générations. L'équilibre aujourd'hui est partiellement trouvé. Partiellement, en effet, puisque la question du plafonnement des prix du gaz en interne n'a pas encore été tranchée et que les mesures anticartel pourraient amener les investisseurs à revoir leurs positions.

Une gouvernance sans leader

Plusieurs acteurs composent la gouvernance du secteur énergétique en Israël :

- le Premier ministre Benjamin Netanyahu et le Conseil Économique National, dirigé par Eugène Kandel, qui a pour rôle de le conseiller ;
- le ministère des Finances ;
- le ministère de l'Énergie et des Infrastructures, qui dispose en son sein d'une équipe pour les relations internationales, et de diverses agences dont notamment l'agence en charge de l'impôt (*Tax Authority*) sous l'autorité du ministre des Finances, l'Autorité du Gaz Naturel (*Natural Gas Authority*), le commissaire au pétrole (*petroleum commissioner*), et l'*Antitrust Commission*.
- Afin de conseiller le Premier ministre et son gouvernement, plusieurs comités *ad hoc* ont été formés : le comité Sheshinsky, chargé de définir le système de taxation, et le comité Tzemach, chargé de l'épineuse question des exportations. Ces comités regroupent divers experts et représentants des différents ministères.

Mais la gouvernance du secteur s'est caractérisée par un manque de *leadership* et de coordination entre les différents acteurs. Le contexte électoral, avec l'appel à des élections anticipées en 2015 – soit moins de deux ans après la prise de fonction du gouvernement –, n'a pas favorisé la mise en place d'une stratégie pour le développement du secteur gazier, ni son intégration dans le secteur énergétique dans son ensemble. Le système politique israélien, à savoir un système parlementaire et de coalition gouvernementale, n'a pas favorisé non plus l'émergence d'un consensus sur la question. De plus, les responsabilités n'ont pas toujours été très clairement définies et le secteur a souffert d'un manque d'expertise et de moyens humains dans les ministères ou les diverses agences gouvernementales.

Ce manque de *leadership* et de vision globale a été également aggravé par le rôle restreint de l'État en aval de la filière énergétique. Cette situation complique l'évaluation de la consommation du pays, donnée cruciale pour calculer les quotas d'exports, les revenus futurs de la rente et les besoins en infrastructure. La vague de libéralisation des dix dernières années a en effet favorisé la fragmentation du secteur énergétique.

L'État soutient un système concurrentiel et se garde d'intervenir dans les contrats d'achat du gaz. Il a récemment libéralisé l'accès au réseau de distribution du gaz, et par le biais de son agence « Antitrust » a défendu l'ouverture de l'exploration-production à la concurrence. Il n'y a donc pas d'implication directe de l'État dans les achats de gaz.

La *Natural Gas Authority* établie par la loi sur l'industrie du gaz naturel de 2002, est responsable sous la tutelle du ministère des Infrastructures de la planification, de l'attribution des permis et de la régulation du marché intérieur du gaz, mais ne se charge pas des achats de gaz ni de la distribution aux consommateurs. Plus en aval, la compagnie électrique publique Israël Electric Corporation (IEC), produit, transporte et distribue toute l'électricité du pays¹². Si elle a *de facto* une vision d'ensemble sur les prix, les volumes et la croissance des besoins du pays, sa situation financière difficile ne lui permet pas de peser ouvertement dans le débat public, même si son expertise est reconnue dans le secteur.

Dans la gouvernance du secteur énergétique en Israël, le ministère des Finances joue un rôle important, favorisé par le régime de concessions. Cela s'est parfois traduit par un traitement des questions gazières selon une approche très financière, dénuée d'une vision d'ensemble du secteur énergétique.

Toutefois, en 2013, la fusion du portefeuille du ministre de l'Énergie et de l'Eau avec celui du ministre des Infrastructures a permis de renforcer les pouvoirs du ministère en charge des questions gazières. Elle a notamment apporté la compétence en matière de régulation du secteur gazier en amont et celle de l'octroi des licences d'exploration-production, et consolidé le rôle du ministère dans le secteur de la distribution du gaz. Le ministre peut désormais superviser la mise en place des infrastructures gazières nécessaires, faciliter le développement du marché intérieur, et assurer ainsi celui des champs gaziers dont la production a en grande partie été fléchée pour le marché intérieur. Cette montée en puissance fut politiquement favorisée par la perte de popularité marquée du ministre des Finances de l'époque Yair Lapid. Dans la mouvance du ministère de l'Énergie et des Infrastructures, figurent également le Conseil pétrolier et le commissaire au pétrole qui attribue les licences d'exploration.

Un autre acteur majeur et architecte de la politique énergétique israélienne est le bureau du Premier ministre lui-même. La gouvernance énergétique du pays a bien été dessinée depuis le bureau du Premier ministre, et notamment par son conseil économique qui s'emploie à donner une vision globale du secteur. Les grandes décisions se sont prises suite aux conclusions des

12. Le secteur électrique n'a quant à lui pas été libéralisé. La loi de libéralisation (*unbundling*) de 2003 n'ayant toujours pas été mise en œuvre. L'ouverture du marché aux nouveaux producteurs est pour le moment restée sans effet.

comités mandatés par le Premier ministre lui-même. Le Conseil Économique National, soutenu par le ministre de l'Énergie et le gouverneur de la Banque Centrale, joue également un rôle majeur dans la mise en place d'un fonds souverain. L'action du Premier ministre a néanmoins été fragilisée par les élections de 2012 où le Likoud a perdu plusieurs sièges à la Knesset. Les conclusions de rapports mandatés, notamment au sujet des quotas d'exportations, n'ont pas toujours été suivies.

Les dossiers en cours : appellation de cartel et contrôle des prix du gaz

Depuis fin 2014, alors que les annonces sur la signature de contrats de vente se concrétisent, le cadre réglementaire est à nouveau menacé, en raison d'incertitudes qui pèsent sur la tarification du gaz et le contrôle de 90 % des réserves et de la production par un seul consortium composé de Noble Energy, Delek Drilling et sa filiale Avner Oil, *de facto* en situation de monopole (détenant 67 % du champ de Tamar et 85 % du champ de Léviathan). En amont, la préoccupation majeure est d'assurer le meilleur prix possible pour les consommateurs israéliens.

Tableau 2: Possession de la ressource gazière en Israël

Champ	Compagnie	part en %
Léviathan	Noble Energy	39,66
	Avner Oil	22,67
	Delek Drilling	22,67
	Ratio Oil	15
Tamar	Noble Energy	36
	Isramco Negev 2	28,7
	Avner Oil	15,6
	Delek Drilling	15,6
	Dor Gas Exploration	4
Royee	Israel Opportunity	10
	Ratio Oil	70
	Edison	20
Karish	Noble Energy	47
	Delek Drilling	26,5
	Avner Oil	26,5
Tanin	Delek Group	53
	Noble Energy	47
Mari B	Delek Group	53
	Noble Energy	47
	Isramco	60
Shimson	ATP Oil & Gas	40
	Noble Energy	36
	Delek Group	32
	Isramco	29
Dalit	Dor Gas	4
	Delek Group	45
	Noble Energy	40
Dolphin	Delek Group	45
	Noble Energy	40

	Ratio Oil	15
Noa	Delek Group	53
	Noble Energy	47
Pinnacles	Delek Group	53
	Noble Energy	47

Source : Noble Energy, Pétrole et Gaz Arabes

La question du prix du gaz avait d'ores et déjà fait l'objet de l'intervention de l'Autorité de la Concurrence dans les contrats passés entre l'IEC (la compagnie d'électricité) et le champ de Tamar, et un accord avait été trouvé en novembre 2014. Quant à la question du monopole, l'absence d'investisseurs alternatifs et le retrait de la compagnie australienne Woodside laissaient jusqu'ici penser que l'Autorité de la Concurrence – dont le rôle est d'assurer le bon respect des règles de la concurrence dans le pays, s'abstiendrait de toute action pouvant endommager les investissements dans le secteur.

Mais fin 2014, l'Autorité de la Concurrence et le Régulateur en charge des dossiers revoient leurs positions de façon inattendue. Elles envisagent alors deux solutions pour résoudre le problème : d'une part la mise en place d'un tarif gazier régulé pour le marché domestique, et/ou d'autre part la dissolution du consortium mené par *Noble Energy*. Le consortium a donc *de facto* le monopole sur les ventes de gaz aux consommateurs israéliens et sur les exportations. Les effets de cette structure se font sentir en aval, au niveau des contrats de vente du gaz, où les acheteurs nationaux n'ont guère d'autres interlocuteurs que le consortium mené par Noble Energy.

L'Autorité de la Concurrence, sous l'impulsion de son directeur, David Gilo, à quelques mois des élections et sous la pression populaire, abandonne l'accord trouvé en novembre 2014 avec le consortium dirigé par Noble Energy. L'Agence emboîte le pas à la publication d'un rapport commandité par la *Public Utilities Authority* qui dénonce les pratiques non conformes et un prix de gaz trop élevé dans le contrat passé entre le champ de Tamar et la compagnie israélienne de production d'électricité IEC. L'accord, qui faisait suite à une mise en examen datant de 2013, assurait au consortium l'exemption de l'appellation de cartel, moyennant la vente des champs de Tanin et Karish. Le groupe gardait également la main sur les exportations¹³. Cette mesure ne pouvait en effet que difficilement promouvoir une réelle concurrence dans le secteur : les réserves de Tanin et Karish ne représentant que le douzième de Tamar et Léviathan (70 Gm³ contre 900 Gm³ environ).

Ces nouvelles mesures ont pour objectif de mettre en concurrence les partenaires du consortium sur le marché intérieur d'une part, et de réduire leur mainmise sur les exportations d'autre

13. Les licences des champs ont été modifiées afin de faciliter leur vente (source : Platts, 20 novembre 2014 et <www.globes.co.il>).

part, le tout visant à favoriser une baisse des prix pour le consommateur. Deux stratégies sont envisagées : obliger les partenaires à vendre leur gaz séparément ou encore forcer la vente de leurs actifs sur un des deux champs, et casser ainsi le cartel¹⁴.

Le sujet des prix domestiques du gaz n'est pas nouveau. Le contrat signé entre la compagnie IEC et Tamar, cible de la *Public Utilities Agency* depuis sa négociation en mars 2012, a d'ores et déjà été significativement remanié, pour être finalement validé en juillet 2012. Mais la publication en décembre 2014 d'une étude¹⁵ commandée par la *Public Utilities Agency* remet à nouveau en cause le contrat. Le rapport recommande non pas la mise en place de tarifs régulés mais la révision du mécanisme de tarification du gaz. Une diminution des prix du gaz par l'introduction d'un tarif régulé pourrait affecter le rachat des champs de gaz de Tanin et Karish, et les investissements futurs dans Léviathan et Tamar.

Cet imbroglio politico-régulatoire s'est traduit par une attractivité du pays bien moindre pour les investisseurs et a mis en suspens le développement du champ de Léviathan. Un an après, suite à des efforts de médiation engagés par le bureau du Premier ministre réélu, une solution à mi-chemin est en voie d'être approuvée et l'Autorité de la Concurrence a retiré sa proposition. Le nouveau schéma envisagé s'appuie sur un contrôle souple de la tarification du gaz, et sur la vente d'une partie des actifs du consortium sur Tamar¹⁶.

14. Selon le journal Haaretz, l'Autorité de la Concurrence envisage les mesures suivantes : Delek Energy resterait dans Léviathan mais serait forcé de vendre ses droits sur les champs de Tamar, Karish et Tanin ; Noble Energy pourrait garder ses droits sur Léviathan et Tamar mais ne pourrait pas vendre de gaz sur le marché local ; enfin chaque partenaire sera contraint à vendre son gaz séparément. Le gaz de Tamar serait ainsi vendu par Isramco et Alon Gas qui détiennent 33 % des droits, par un nouvel acteur qui rachèterait les droits de Delek, et par un intermédiaire qui vendrait le gaz détenu par Noble Energy. Le gaz en provenance du champ de Léviathan serait quant à lui vendu par Delek et Ratio Oil (source : <www.haaretz.com>).

15. Voir l'étude rédigée par l'ancien directeur des affaires gazières au sein du régulateur italien pour le secteur de l'électricité : « Natural Gas Costs Israelis Double Average », *Times of Israel*, décembre 2014. Le rapport révèle plusieurs anomalies au vu des bonnes pratiques dans le secteur et de la défense des intérêts des consommateurs : la formule pour établir le prix du gaz n'est pas liée à des indicateurs économiques qui prendraient en compte le marché local. De plus, le contrat prévoit un prix plancher mais pas de prix plafond, et la clause « *take or pay* » (obligeant à l'achat d'un volume de gaz minimal) est discutable du fait qu'il n'existe qu'un seul producteur de gaz en Israël. Selon ce rapport, cette formule de fixation du prix du gaz se traduit par un coût supplémentaire aux consommateurs israéliens de \$51 milliards de dollars.

16. Delek devrait vendre ses actifs sur Tamar, Karish et Tanin et Noble Energy réduire ses parts de 36 % à 10 % (source : <http://services.enerdata.net>). L'accord finalement approuvé à une courte majorité prévoit la vente des actifs des champs de Karish et Tanin, la diminution des parts de Noble Energy à 25 % dans Tamar ainsi que la vente des actifs de Delek, et la vente du gaz à un prix fixe pour six ans à environ \$4,70/Mbtu et lié à l'évolution du marché. En outre, la stabilité du cadre réglementaire est promise aux compagnies moyennant \$1,5 milliard d'investissement en deux ans dans le champ de Léviathan, et \$4 milliards sur cinq ans.

Afin de faire adopter la nouvelle proposition, le Premier ministre a retardé plusieurs fois le passage du texte devant la Knesset, faute de majorité. Il tente de passer en force en changeant la base constitutionnelle de l'accord, qui tomberait désormais sous l'article 52 de la Loi sur le commerce (*Restrictive Trade Practice Law*). Il défend donc le développement rapide des ressources gazières de l'État et présente le nouvel accord comme une nécessité pour la sécurité du pays, ce qui lui permet de s'affranchir du parcours législatif habituel, tout en faisant valider par le Parlement la nouvelle proposition¹⁷. Cette initiative se confronte néanmoins à de fortes réticences, tant la question est devenue politiquement sensible. À ce jour, le ministre de l'Économie qui refusait jusqu'ici de valider à lui seul le nouveau cadre juridique, vient de démissionner¹⁸.

À nouveau, force est de constater que ces changements abrupts révèlent un désaccord stratégique sur l'optimisation des ressources du pays, et des divergences politiques, qui fluctuent en fonction de la capacité d'influence des forces en présence. Le seul consensus acceptable est donc celui de considérer les ressources gazières du pays comme une question de sécurité nationale. La promesse d'une stabilité dans le cadre réglementaire dépendra donc probablement de l'évolution politique du pays. Par ailleurs, la politique étrangère du gouvernement, et sa position sur la question des colonies, pourrait également avoir des incidences sur le développement des projets gaziers.

Encadré 2: Quelles incidences des élections de 2015 sur la politique énergétique du pays ?

Le Premier ministre disposait de 2013 à 2015 d'une coalition très hétéroclite s'étendant du centre droit aux partis favorables à la colonisation des territoires palestiniens. En 2013, le Likoud a perdu 25 % de son électorat et a dû s'allier à Beitenu (Jewish Home), Yesh Atid et Hatnua'h, mouvement en faveur d'un processus de paix, issu de la scission avec le parti travailliste Kadima et dirigé par Livbi Tipzi.

La dissolution a suivi le renvoi de deux ministres de centre droit : le ministre des Finances Yair Lapid et le ministre de la Justice Livni Tipzi. Le départ du ministre des Finances posait un vrai problème pour le maintien du gouvernement, puisqu'il représentait le parti Yesh Atid, soit 19 voix à la Knesset. Les élections ont donc eu lieu le 17 mars 2015, au lieu de 2017, deux ans à peine après la formation du gouvernement actuel.

Le Premier ministre souhaitait ainsi profiter de sa popularité pour refaire gagner les sièges au Likoud, chose faite. Néanmoins, Benjamin Netanyahu doit à nouveau composer avec une coalition dont la majorité à la Knesset est réduite : le gouvernement actuel dispose de 61 sièges sur 120, contre 68 pour le gouvernement précédent. Le manque de *leadership* et les divisions internes au gouvernement de coalition précédent, ainsi que le

17. La Knesset a approuvé le nouvel accord à 61 voix contre 59 en septembre 2015.

18. Voir : <www.naturalgaseurope.com>.

contexte électoral avaient ralenti la mise en place de la gouvernance du secteur gazier, rendu plus difficile la répartition des responsabilités et la coordination des acteurs impliqués, et contribué ainsi à son instabilité. Malgré le désir affiché du Premier ministre de résoudre le conflit majeur entre les investisseurs et l'autorité de la concurrence afin de promouvoir le développement du champ de Léviathan dans les délais envisagés et permettre ainsi la réalisation des contrats de vente régionaux, le cadre législatif n'est pas à l'abri d'une nouvelle crise politique.

Enfin, le positionnement du gouvernement, composé de huit députés du parti Jewish Home favorable aux colonies, et de dix députés ultra-orthodoxes, sur la question palestinienne pourrait en cas de crispation majeure porter préjudice aux contrats de vente régionaux.

Les effets de l'instabilité du cadre législatif sur les investissements

Le système de gouvernance des ressources a donc évolué par à-coups d'un modèle très favorable aux investisseurs, qui compensait le risque politique et géopolitique, à plus d'intervention de la part de l'État. Le manque de maturité de la gouvernance du secteur a eu un impact réel sur les investissements et a également porté un coup à l'attractivité du pays. En décembre 2014, un rapport d'IHS-CERA classait Israël au 48^e rang mondial, derrière le Mozambique, l'Angola ou l'Indonésie dans son indice des risques sur les activités pétrolières et gazières dans le monde.

Le report des projets GNL

La mise en place des quotas d'exportations a affecté les projets de GNL de Tamar, qui ne verront pas le jour. Quant au champ de Léviathan, il devra produire environ 16 Gm³ avant de pouvoir exporter 9,4 Gm³. Ces quotas d'exports ont fait l'objet de critiques, car ils ont été définis non pas sur la base d'un marché domestique existant, mais sur des prévisions ambitieuses de consommation, qui ne pourraient être atteintes sans le passage rapide des parcs industriels au gaz, et sans la transformation d'une partie du secteur des transports – transformation controversée pour des raisons sécuritaires. Autrement dit, un fort soutien gouvernemental sera nécessaire pour atteindre les niveaux de consommation prévus.

Woodside : un casse-tête politique, réglementaire et économique

Un exemple assez bruyant des conséquences de l'instabilité du cadre réglementaire est le retrait de la compagnie Woodside du développement du champ de Léviathan. La compagnie australienne, spécialiste des marchés GNL, avait initialement fait une offre pour l'achat de 30 % des parts dans Léviathan. En mai 2014, elle abandonnait une prise de participation chiffrée à 2,7 milliards de dollars avec fracas alors même que son CEO, Tom Coleman était à Tel Aviv pour signer le partenariat. Les complications politiques et l'instabilité du cadre réglementaire expliquent en grande partie l'échec

du projet, bien que le rôle que joua alors le désaccord entre les partenaires du projet – résonnant en écho de l'évolution du cadre législatif – ne soit pas à négliger.

La mise en place de quotas d'exportations a mis un frein au projet initial de Woodside : celui de développer une usine de GNL composée de deux trains dans la première phase de développement du champ. Le projet a été reporté à une phase ultérieure de développement du champ, puis s'est transformé en unité flottante de liquéfaction du gaz naturel (FLNG) en raison de l'opposition locale à la construction d'une usine de GNL onshore. Cette politique de quotas favorisait l'approche des plus petits acteurs du consortium en faveur de projets moins dispendieux en CAPEX et à la rentabilité plus immédiate, comme les projets de gazoducs régionaux. Par conséquent, d'une offre initiale de 1,25 milliard de dollars pour 30 % des parts (sujet à une éventuelle augmentation d'un milliard), Woodside s'accordait en février 2014 avec les autres acteurs du consortium sur une offre de 2,55 milliards de dollars pour 25 % du champ¹⁹, avec pour ambition de construire une plateforme de FLNG.

Mais alors que les partenaires négocient le projet ainsi revu, l'autorité fiscale – *Tax Authority* – décide de revoir sa stratégie fiscale. Elle accélère l'amortissement des droits d'acquisition sur Léviathan et ajoute une taxe sur les exportations, qui aura raison de la prise de participation de Woodside.

Le retrait de Woodside a eu un impact négatif sur le climat d'investissement et a orienté le consortium vers des options d'exportations régionales, tributaires de garanties souveraines et plus sensibles au contexte géopolitique régional.

Le retard de développement du champ de Léviathan

Le manque d'investisseurs, l'instabilité de la législation et l'évolution de la situation géopolitique pourrait porter un coup de frein important au développement du champ de Léviathan.

Le développement de ce champ, pour un coût estimé à 6 milliards de dollars, était prévu pour 2016 et a déjà subi plusieurs retards par le passé. Le refus de construire une usine de traitement du gaz onshore pour des raisons environnementales, et le choix alternatif d'une unité flottante de production, de stockage et de déchargement (FPSO), avait déjà rallongé l'horizon de production d'un an environ. Après le retrait de la compagnie Woodside, les partenaires doivent sécuriser un financement extérieur étant donné

19. Voir : <<http://blogs.platts.com>> et <www.reuters.com>.

leur manque de moyens financiers propres²⁰. Or les investisseurs sont désormais prudents. Une réévaluation à la hausse du risque crédit en raison de l'immaturation du cadre réglementaire risque de compliquer le financement du projet par les banques²¹. La mise en place de quotas d'exportations et la taille limitée du marché domestique déjà approvisionné par le champ de Tamar²² forcent les partenaires à sécuriser un contrat d'export important pour justifier du développement du champ. Cette nouvelle orientation s'avère être un défi, la situation géopolitique actuelle écartant toute possibilité d'exporter du gaz vers la Turquie. Les institutions financières requerront un accord-cadre entre les deux gouvernements – ce qui ne semble pas la priorité du gouvernement Erdogan. La proposition de l'Autorité de la Concurrence de casser le consortium conduit par Noble aurait pu retarder de façon significative le développement du champ et mettre à mal les contrats d'exports actuellement envisagés (vers la Jordanie et l'Égypte). La bataille qui s'annonçait sur ces mesures aurait pu repousser le développement du champ entre deux et cinq ans selon le gouvernement en cas de recours à l'arbitrage international²³, ou même à dix ans selon certains experts²⁴. Une résolution de ce point est donc nécessaire pour respecter le calendrier prévu. Le retard déjà pris a abouti à l'annulation par DEFA de l'exportation vers Chypre du gaz de Léviathan.

Le développement du réseau de distribution retardé

Les problèmes de gouvernance se retrouvent également au niveau du développement des infrastructures. La mise en place du réseau de distribution de gaz a souffert d'une répartition opaque des responsabilités entre les ministères et différentes agences en charge, ainsi que d'un manque de compétence et de capacité au niveau des administrations. La fusion du ministère de l'Énergie et des infrastructures s'est traduite par de nets progrès sur les dossiers, mais tous ne sont pas encore réglés²⁵. Un désaccord a opposé le ministère de l'Économie et le ministère des Infrastructures, chacun ne souhaitant pas se voir attribuer la responsabilité des certifications de

20. La compagnie *Ratio Oil* ne pourra lever plus de 200 millions de dollars. *Delek Energy* a réussi à lever deux milliards de fonds pour le développement de Tamar sur les marchés, mais ce avant la rupture de l'accord avec *Woodside*. Par ailleurs, Noble Energy pourrait revoir ses priorités avec la chute des cours du brut.

21 Suite au retrait de *Woodside*, les partenaires envisagent de financer le développement du champ à 70 % par des banques (source : Israel Oil and Gas, août 2014).

22. Le contrat signé entre Tamar et l'IEC ne sera rouvert en partie qu'en 2019.

23. Sheshinsky, interview, Israel Oil and Gas Industry, décembre 2014.

24. Le délai de cinq ans comprendrait la procédure judiciaire et la recherche d'un acheteur pour le champ.

25. Entretien avec un représentant de l'industrie.

sécurité pour les installations gazières auprès des utilisateurs privés (hôpitaux, parcs industriels, etc.). Les agences susceptibles d'endosser la responsabilité (*Natural Gas Authority* ou *Israel Standards Institution*) font face à des problèmes de capacité administrative. De même, un différend a opposé deux compagnies sur le raccordement de Jérusalem au réseau gazier. Le développement des infrastructures gazières a également été ralenti au niveau des pouvoirs publics locaux, qui n'ont pas toujours agi en facilitateurs. Enfin, les tarifs de raccordement au réseau ont été revus à la hausse à plusieurs reprises en 2014²⁶.

Les retards pris dans le développement des infrastructures, les incertitudes sur la stabilité du cadre réglementaire et l'augmentation des tarifs ont ralenti la transition de l'économie du pays vers le gaz. Ainsi, le raccordement des parcs industriels dont la durée était initialement estimée à trois, voire quatre ans, n'a toujours pas été achevé – malgré le potentiel important d'économie d'énergie.

Une consommation gazière à la croissance plus lente que prévue

La croissance de la consommation gazière du pays est moins rapide que prévue, liée en partie à la lenteur des réformes dans le secteur de l'électricité. La compagnie nationale d'électricité IEC en difficultés financières a du mal à engager les investissements nécessaires pour le passage de ses centrales au gaz²⁷. Le gouvernement misait initialement sur un taux de croissance annuel de 3,1 % pour la consommation dans le secteur électrique et 1,3 % pour la demande industrielle. En 2014, la consommation n'a atteint que 7,8 Gm³ au lieu des 8,6 Gm³ prévus²⁸.

26. Les tarifs de raccordement au réseau initialement de 0,037 NIS/Gm³, ont été augmentés à 0,057 NIS/Gm³ en mai 2014 puis 0,07 NIS/Gm³ en juillet 2014. Source : Israel's Oil and Gas Industry Newsletter, août 2014. L'impact de cette révision tarifaire sur le réseau de taille moyenne se chiffre ainsi en millions de NIS (shekels).

27. La conversion au gaz de la centrale électrique d'Hadera, qui a été suspendue par le ministère des Finances, aurait augmenté la demande gazière de 1,5 à 2 Gm³ par an. Source : Israel's Oil and Gas Industry Newsletter, août 2014.

28. Pour 2020, la consommation pourrait s'élever à 10 Gm³ au lieu de 13,3 Gm³, et pour 2027 à 12 Gm³ au lieu de 17 Gm³ (prévisions du gouvernement israélien, non publiées et diffusées par *The Market*, reprises dans le journal Haaretz, décembre 2014 : <www.haaretz.com/business/.premium-1.634417>).

Tableau 3 : Prévisions de consommation gazière du gouvernement israélien, septembre 2014



Source : Ministère de l'Énergie, Gouvernement israélien, <<http://energy.gov.il>>.

Cette évolution plus lente de la consommation pose problème puisque le volume du gaz réservé pour le marché intérieur, et qui ne pourra donc être exporté, a été calculé sur la base de ces prévisions de consommation, ce qui pourrait à court et moyen termes affecter la rentabilité des champs. Avec des prévisions de consommation revues à la baisse et le maintien du calendrier de production de Tamar, le marché intérieur n'aura pas besoin d'une source supplémentaire d'approvisionnement. Sans besoins supplémentaires en gaz pour le marché domestique, et compte tenu du contrat liant la compagnie électrique IEC au champ de Tamar jusqu'à 2019, le développement des licences de Karish et Tanin (actuellement en vente) demeure incertain, et la mise en concurrence des fournisseurs de gaz plus que théorique.

Des ambitions d'exportation revues à la baisse

Le pays revoit ses ambitions d'exportations dans un cadre plus régional

Lors des découvertes des champs gaziers en Méditerranée orientale de 2010 et 2011, l'avantage fut initialement donné aux projets d'usine de liquéfaction de GNL, car ces derniers apportaient la flexibilité dans les débouchés avec des possibilités d'exportations vers l'Asie, où les prix du gaz étaient élevés. À cette promesse de maximiser la vente de gaz, s'ajoutait l'intérêt économique d'intégrer une plus grande partie de la chaîne de valeur de l'industrie, à travers des projets de construction et des investissements colossaux sur le sol national. La course contre la montre était lancée, malgré l'existence de capacités de liquéfaction de GNL non utilisées dans la région, notamment en Égypte.

Cette trajectoire a été modifiée ou du moins ralentie, comme l'illustre le plan présenté par Noble Energy en septembre 2014²⁹. Celui-ci confirme la priorité donnée aux exportations régionales par gazoducs pour la première phase de développement de son champ géant de Léviathan. Cette réorientation est due à trois facteurs principaux : l'évolution récente des marchés énergétiques mondiaux, le contexte géopolitique régional plus favorable à des échanges énergétiques et particulièrement la stabilisation de l'Égypte avec l'arrivée au pouvoir d'Al-Sissi, et enfin l'évolution du cadre législatif. La chute des prix du gaz dès septembre 2014, accompagnant la baisse des prix du pétrole, ne facilite pas la rentabilité des projets GNL.

Les projets de GNL ont été initialement présentés comme ayant pour cible les marchés asiatiques. Mais les marchés mondiaux de GNL ne semblent pas extrêmement favorables au développement de projets de GNL dans la région, avec une offre mondiale de GNL

29. Noble Energy, Johnson Rice Energy Conference, septembre 2014.

excédentaire, les projets mozambicains et australiens plus proches des marchés asiatiques et une demande asiatique incertaine³⁰.

Face aux montants importants des investissements à engager dans les projets de GNL et à la forte imprévisibilité des marchés éloignés géographiquement, les relais de croissance pourraient donc se trouver à proximité des champs : en Méditerranée.

Sur la rive Nord, les importations européennes devraient croître pour remplacer la production déclinante en Mer du Nord. Par ailleurs, l'UE accentue sa politique de diversification des approvisionnements gaziers compte tenu de ses relations avec la Russie. À moyen terme, les producteurs traditionnels de Méditerranée (Algérie, Égypte, Libye) auront du mal à maintenir leur niveau d'exportation. L'Égypte est déjà devenue un pays importateur, l'Algérie a besoin de drastiquement réformer son secteur pour attirer des investisseurs et enrayer le déclin de sa production³¹ et l'anarchie règne en Libye.

La demande de la rive Sud croît quant à elle à une vitesse phénoménale. La consommation des pays de l'ensemble sud méditerranéen, en particulier, devrait passer de 3 milliards de tonnes équivalent pétrole (tep) en 2010 à plus de 6 milliards d'ici à 2030³². L'Égypte a des besoins considérables et immédiats avec une consommation annuelle en gaz avoisinant les 50 Gm³, maintenant un rythme de croissance de près de 12 % depuis 2007. La Jordanie, mise à mal par l'interruption des exportations de gaz d'Égypte qui couvraient 70 % de sa demande intérieure, a également besoin de 2,5 Gm³ par an. La compagnie nationale d'électricité Nepco, contrainte de rémunérer des producteurs indépendants et produisant à partir de diesel et de fioul lourd, est lourdement endettée. Enfin, la Turquie est le grand marché régional. Le régulateur des marchés du gaz turc (EPDK) estime que la consommation était de 47,6 Gm³ de gaz en 2013, dont 2 % seulement ne sont pas importés, et qu'elle pourrait atteindre entre 60 et 80 Gm³, selon les estimations, d'ici à 2030.

Cette réorientation régionale est également le fruit de nouvelles difficultés législatives et techniques rencontrées sur le terrain. En Israël, les quotas d'export ont assaini les ambitions GNL du champ de Tamar, l'opposition environnementale a bloqué l'établissement d'une usine onshore, et le projet d'usine flottante FLNG présente un risque de sécurité non négligeable. Par ailleurs, ni le consortium dirigé par Noble Energy, ni les États concernés, ne disposent de moyens financiers suffisants pour développer un projet

30. Voir Marie-Claire Aoun et Sylvie Cornot-Gandolphe, « L'Europe du gaz à la recherche de son âge d'or ? », *Études de l'Ifri*, octobre 2015, disponible sur : <www.ifri.org>.

31. Voir Benjamin Augé, « Algérie, un État pétrolier en danger », *Actuelles de l'Ifri*, juillet 2015, disponible sur : <www.ifri.org>.

32. Pétrole et Gaz Arabes, 1^{er} juin 2014.

GNL. L'évolution actuelle de la législation israélienne pourrait mettre un coup de frein au développement du champ de Léviathan alors que la production du champ de Tamar est pour le moment entièrement dédiée aux besoins domestiques du pays.

Tous ces facteurs permettent donc de comprendre pourquoi la priorité est actuellement donnée aux projets d'exportations régionaux. La compagnie Noble Energy est en cours de négociation avec la Jordanie, l'Égypte et les territoires Palestiniens pour la vente de gaz. Des négociations sont aussi en cours entre Israël, l'Égypte et Chypre pour l'utilisation des terminaux GNL voisins égyptiens d'Indku et de Damiette, qui sont vides, alors que l'État est redevable aux opérateurs privés, à hauteur de plus de 6,5 milliards de dollars. Les contrats actuellement en cours de négociation avec les pays voisins représenteront une part importante de la production des champs israéliens : soit 41 % de la capacité de production de Tamar et 60 % de la production prévue de Léviathan d'ici à 2018.

Encadré 3: Quel est l'impact de la chute du cours du brut sur les projets gaziers en Méditerranée orientale ?

Les producteurs de GNL ayant en grande partie indexé les prix du gaz sur les prix pétroliers, ont subi de plein fouet l'effondrement des cours du brut avec une baisse des prix du GNL de plus de 30 % en 2014. Si la situation libère à moindre coût des plateformes de forage pour la région, encore faudrait-il trouver des investisseurs pour financer les projets. Les projets les moins rentables ont été ainsi les premiers affectés par cette baisse et les annonces se succèdent sur les retards attendus.

En revanche, les projets de vente domestiques et régionaux ne seront pas sévèrement affectés, puisque les prix ont été négociés sur la base de l'indice de consommation américain, et ne sont pas liés au prix du pétrole. Ils disposent par ailleurs de garde-fous grâce à des prix planchers. Les marchés consommateurs bénéficieront néanmoins d'une compétition accrue entre les producteurs.

Les projets de GNL ne sont pas abandonnés pour autant. En Israël, la compagnie opérateur du champ de Léviathan Noble Energy, peu enthousiaste à l'idée d'investir dans l'usine de Vassilikos à Chypre, a récemment repris les négociations avec la compagnie australienne Woodside. Israël souhaite aussi renforcer sa coopération avec la Chine, et ouvrir un nouveau consulat à Chengdu. Le président du Conseil Économique National, Eugène Kandel, personnage très impliqué dans la gouvernance du secteur gazier, dirige le comité interministériel sur le renforcement des liens

économiques avec la Chine qui inclut entre autres un chapitre sur l'énergie³³.

Tableau 4: Liste des contrats de vente régionaux

Type d'accord	Date de démarrage prévue	Volume par an Gm ³ /an	Durée du contrat	
Champ de Tamar <i>Production de 7,6 Gm³/an en 2014, capacité de production de 9,7 Gm³/an mi-2015, 15,33 Gm³/an en 2016, puis 20,4 Gm³/an dès 2018</i> <i>Exportations régionales : 41 % de la capacité de production en 2018</i>				
Égypte – Union Fenosa Gas : ENI et Spain Natural Gas – (Damietta LNG Terminal)	Lettre d'intention	fin 2017	4,5	15 ans
Dolphinus Holdings	Lettre d'intention	1 ^{er} semestre 2015 (interruptible)	2,05	7 ans
Jordan Arab Potash/Bromine Companies	Accord de vente et d'achat	Fin 2017	1,8	15 ans
TOTAL		2018	8,35	
Champ de Léviathan <i>Production de 16 Gm³/an en 2018</i> <i>Exportations : 60 % de la production prévue pour 2018</i>				
Egypt – British Gas (Idku LNG Terminal)	Lettre d'intention	Début 2018	7	15 ans
Jordan National Electric	Lettre d'intention	Début 2018	3	15 ans
Palestinian Power Authority – en cours d'annulation	Accord de vente et d'achat	Début 2018	0,3	15 ans
Cyprus – annulé	Tender	Début 2017	0,7/0,95	8 ans
TOTAL		2018	11	

Source : Estimations de l'Ifri, PGA 1^{er} décembre 2014, Reuters 24 novembre 2014, Noble Energy septembre 2013 et octobre 2014.

Le tableau des contrats d'exports montre les changements survenus en 2015 et résultant des retards dans le développement des champs gaziers israéliens, si ce n'est également de la reprise du conflit palestinien. Chypre a annulé son appel d'offres pour l'achat de gaz israélien suite au retard pris dans Léviathan. Par ailleurs, la Jordanie a signé la construction d'un terminal d'importation de GNL.

Les marchés et routes d'exportations

33. Source : <foreignaffairs.co.nz>, 8 novembre 2014.

Les nombreux projets proposés pour acheminer le gaz de Méditerranée orientale font partie intégrante de la géopolitique régionale. Ils n'échapperont néanmoins pas à la rude loi du marché. Aujourd'hui, seules les options d'exportations reliant le pays à l'Égypte, soit par un gazoduc sous-marin au départ du champ de Léviathan jusqu'aux terminaux GNL égyptiens, soit en renversant le flux du gazoduc existant détenu par *Egyptian East Mediterranean Company (EGM)*, sont en cours de négociation sur la base de contrats de vente de gaz. Le gaz pourrait donc alimenter les usines de liquéfaction égyptiennes et servir éventuellement le marché domestique. Ces options sont de loin les moins onéreuses et les plus faciles à mettre en œuvre aujourd'hui. Leur sélection était donc prévisible. Chypre est également en négociation avec l'Égypte pour évacuer son gaz *via* ses usines de liquéfaction. Pour ce faire, un accord de coopération a été signé en mars 2015. Cet accord prévoit la construction par l'Engineering for the Petroleum & Process Industries (ENPPI) d'un gazoduc en deux ou trois ans pour l'exportation du gaz d'Aphrodite, déclaré commercialisable en juin 2015 et dont le plan de développement attend l'approbation du gouvernement.

Le gazoduc reliant Israël à la Turquie est quant à lui écarté (momentanément ?) pour des raisons principalement géopolitiques, malgré l'attractivité du marché gazier turc. En mars 2014, les compagnies turques Zorlu group et Turcas Petrol se sont proposées conjointement avec la compagnie allemande RWE pour diriger le projet. Ces deux groupes turcs jouent un rôle important dans l'économie du pays et disposent d'une influence politique non négligeable. Même si les négociations sur ce gazoduc, qui ravivent en fait un projet de couloir sous-marin interrompu en 2009, ont discrètement repris, le risque politique lié au gazoduc reste important, en raison notamment de la reprise du conflit israélo-palestinien. Le gazoduc devrait en effet traverser soit la Zone Économique Exclusive (ZEE) du Liban, soit la ZEE chypriote. S'il ne requiert pas à cet effet l'approbation préalable du pays concerné d'après le droit international, un accord est néanmoins préférable. Par ailleurs, un tel projet impliquerait qu'une part non négligeable de la production du champ de Léviathan lui soit consacrée. Cette éventualité restreindrait donc la marge de flexibilité du fournisseur – un élément également problématique en cas de conflit. Tous ces facteurs font peser un risque politique fort sur le projet de corridor gazier, augmentant d'autant le coût des assurances.

D'autres raisons ébranlent les fondamentaux économiques de ce gazoduc, pourtant bien meilleur marché que le gazoduc East Med ou les projets d'usine GNL. Le pays bénéficie actuellement de la chute des cours du brut, puisqu'il importe du gaz par gazoduc sur la base de contrats long terme indexés sur le prix du pétrole. Par ailleurs, la croissance économique turque pourrait être moins solide que prévu et cela pourrait décroître d'autant les prévisions en besoins gaziers du pays. En 2013, les réserves de change du pays ont

diminué sensiblement, et en 2014 le FMI alertait sur l'instabilité économique du pays. Les volumes de gaz importés resteront probablement importants, mais il ne faut pas oublier que le pays a accès aux ressources de la Caspienne, de l'Iran et de la Russie.

Afin de diminuer ce risque, et de diversifier la clientèle pour le gaz israélien, des acheteurs turcs de gaz (Turcas) en partenariat avec RWE, proposent d'alimenter l'UE *via* la Turquie. Mais la route à emprunter reste encore à définir. La possibilité de l'utilisation possible du gazoduc TANAP pour conduire le gaz de Ceyhan jusqu'à la frontière bulgare, n'est pas claire. Le gazoduc, dessiné pour être agrandi, a été exempté de l'ouverture aux tiers. La capacité restante sera probablement allouée en priorité au gaz en provenance de la Caspienne. Le système interne de transport du gaz turc manque par ailleurs de capacité disponible. La concurrence sera aussi rude face au projet Turkish Stream³⁴, même si de nombreuses incertitudes pèsent sur l'avenir de ce projet. Enfin, la construction d'un gazoduc spécifiquement pour acheminer le gaz israélien vers l'Europe depuis la Turquie n'est pas aisée. Cette option écartée, les terminaux GNL italiens ou grecs paraissent donc compétitifs par rapport à ce système de gazoducs dont le tracé reste à définir.

Le projet de gazoduc EastMed reliant Chypre à la Grèce ou à l'Italie a aussi été proposé. Il aurait un coût important au vu de sa longueur sous-marine, comparable à celle de Nord Stream, et de fonds marins au relief marqué atteignant jusque 3 000 mètres. Les coûts de compression sont importants pour ce type de projets en eaux profondes, et en raison du relief escarpé des fonds marins dans cette partie de la Méditerranée. Le ministre de l'Énergie israélien a récemment proposé d'y rattacher une partie de la production. Il a appelé à une proposition de projet pour le gazoduc ainsi rallongé, mesurant au total 1 530 kilomètres pour une capacité de 10 Gm³ et un coût de 15 milliards de dollars³⁵. Mais les avis divergent fortement quant au coût d'un tel projet. Les chiffres annoncés par la compagnie grecque DEPA³⁶ ne prennent par exemple pas en compte le raccord du gazoduc au marché italien ou aux marchés du Sud-Est européen (Bulgarie) alors que le marché grec n'est pas suffisamment raccordé au réseau européen et qu'il nécessiterait par ailleurs des investissements importants au niveau des réseaux de transmission. En outre, le raccordement du gazoduc aux terminaux de regazéification grecs, ou aux projets d'usine de liquéfaction onshore, impliquerait un coût d'infrastructure supplémentaire important. Le gazoduc EastMed a été inscrit comme Projet d'Intérêt Commun par la Commission Européenne, ce qui lui permettrait d'avoir accès à des facilités de crédit, des facilités administratives et à l'enveloppe de

34. Projet de gazoduc reliant la Russie à la Turquie, annoncé par Vladimir Poutine en décembre 2014, en remplacement du projet South Stream.

35. Natural Gas Europe, 26 novembre 2014

36. East Mediterranean Conference, avril 2013.

5,85 milliards d'euros allouée au financement de grands projets d'infrastructures transeuropéens d'ici à 2020.

Enfin, **la construction d'une usine de liquéfaction à Chypre ou d'une plateforme de FLNG** dépend des découvertes supplémentaires à Chypre, et le développement de la phase-2 de Léviathan. Les investissements sont conséquents et sont freinés par l'effondrement des prix du pétrole et du gaz. Noble Energy envisage également les options de Gaz Naturel Comprimé, une technologie qui doit encore être testée mais qui pourrait être compétitive avec les projets de gazoducs ou de GNL.

Tableau 5 : Projets d'exportation de gaz en Méditerranée orientale

	Capacité Gm ³ /an	CAPEX en \$	Distance	Temps de Construction estimé
Gazoduc sous marin Israël-Égypte (Inku et Damiette)	7-10 Gm ³ par section	\$6 milliards	200 km de Tamar	6-12mois
Gazoduc onshore Israël-Égypte (EGM) « peace pipeline »	4 Gm ³	\$500 millions	100 km	
Gazoduc Chypre-Égypte	8 Gm ³	\$6 milliards ³⁷	180 km	2-3ans Accord de coopération signé
Gazoduc Israël-Turquie	8 Gm ³	\$2.5 milliards (Turcas)	470 km	
Gazoduc EastMed Chypre-Grèce	7 Gm ³ (MIT) 8 Gm ³ (DEPA)	\$4,3-7,5 milliards (MIT) \$5 milliards (DEPA) + \$6 milliards pour le raccordement vers l'Italie (MIT)	675 km segment Chypre-Grèce 1 700 km Segment Grèce-Chypre (Poséidon)	
Gazoduc EastMed Israël-Grèce	8-15 Gm ³	\$10 milliards	1 530 km	
Usine de GNL de Vassilikos à Chypre	7-14 Gm ³	\$6-15 milliards	-	2020-2025 retardé
FLNG Israël (3mpta)	4 Gm ³	\$1,5-2 milliards	-	2 ans
Usine GNL onshore Israël (5Mpta)	7 Gm ³	\$6-8 milliards	-	5 ans

*Deux études de faisabilité pour le projet de gazoduc EastMed ont été effectuées, une par le MIT et une autre par JP Kenny commandée par DEPA, la compagnie grecque de transmission du gaz.

Sources : compilation de l'auteur sur la base des chiffres officiellement avancés par les compagnies ou les États concernés (CNCH, gouvernement israélien, Noble Energy, DEPA, Turcas), Platts, estimations d'ENI présentées à Bruxelles en avril 2014.

37 D'après les fuites dans la presse de l'étude de faisabilité menée par EGAS, disponible sur : <<http://cyprus-mail.com>>.

Les découvertes égyptiennes : un coup dur pour les projets israéliens

En août 2015, alors que l'accord sur le développement de Léviathan a été une nouvelle fois bloqué, cette fois par le ministre de l'Économie, M. Aryeh Deri, la découverte du champ géant de gaz égyptien Zohr par Eni fait la une des journaux. Le champ est évalué aujourd'hui à 30 Mpc (soit à lui seul la somme des champs de Léviathan et Tamar), et pourrait contenir jusque 40 Tcf de gaz d'après le CEO d'Eni³⁸. Ces volumes de gaz pourraient couvrir jusqu'à dix ans des besoins du pays.

Cette découverte menace donc un des débouchés prévu pour le gaz israélien. Les lettres d'intention pour l'achat d'un quart de la production de Tamar par l'Égypte n'ont pas été transformées en contrat en bonne et due forme, et le développement de Léviathan souffrira d'un retard plus ou moins conséquent en fonction de la mise en place de l'accord trouvé récemment entre le consortium et le gouvernement. Bien que les compagnies impliquées semblent désireuses de trouver un modèle de développement régional pour le gaz et qu'Eni soit intéressé par le rachat des champs de Karish et Tanin au large d'Israël, ces découvertes donneront à la partie égyptienne un poids supplémentaire dans les négociations. L'Égypte se confirme donc comme hub régional pour le GNL. Plus préoccupant encore d'une perspective israélienne, ce gaz développé par une compagnie européenne, trouvera naturellement son chemin vers l'Europe, autre marché d'exportation envisagé côté israélien.

38. Financial Times, 30 août 2015.

Dangers et opportunités pour l'économie israélienne

Les retombées du développement des ressources en gaz naturel sur l'économie du pays restent fortement liées à la mise en place du système de gouvernance. L'impact du développement des champs gaziers est déjà bien réel sur la facture énergétique et sur l'appréciation de la monnaie du pays.

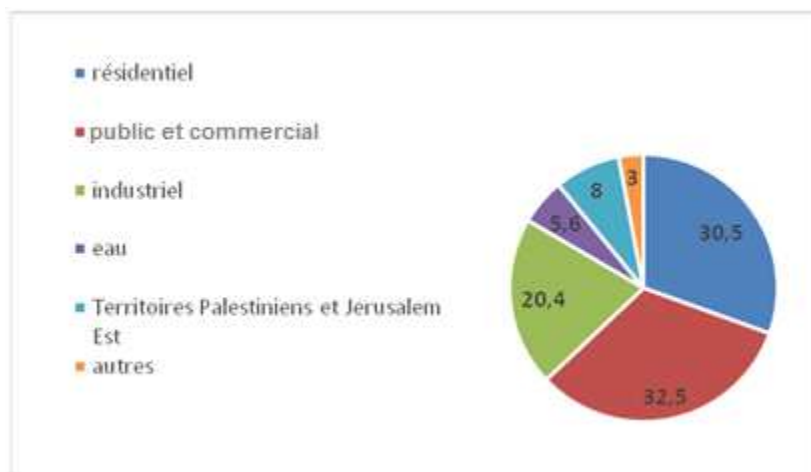
Vers un nouveau modèle énergétique

Réduire la lourde facture énergétique du pays

La chambre de commerce israélienne estime que les ressources en gaz permettront de réduire de 10 % le coût – jusqu'ici prohibitif – de la facture énergétique du pays. Cette facture était devenue bien lourde, en raison de l'interruption de gaz bon marché en provenance d'Égypte. Les nouvelles ressources gazières bénéficieront immédiatement à l'industrie, et notamment aux secteurs dits à moyenne et basse technologies, ayant des besoins énergétiques importants.

La part du gaz dans le mix électrique du pays devrait passer selon les prévisions du ministère de l'Énergie de 40 % à 65 % d'ici à 2020. La consommation de gaz devrait presque tripler d'ici à 2040. Les projections du ministère prévoient que la consommation de gaz passera de 7,6 Gm³ environ en 2014 à 18 Gm³ en 2030 et 20 Gm³ en 2040, dont 16,5 Gm³ pour le secteur électrique et 3,6 Gm³ pour le secteur des transports. Cette volonté politique de maximiser l'usage interne du gaz doit faire face au retard de développement du réseau de distribution, comme expliqué dans les précédents chapitres.

**Graphique 1 : Consommation électrique israélienne par secteur 2012
(en %)**



Source : Ministère de l'Énergie, Israël.

Quel avenir pour les projets d'énergies renouvelables ?

Une autre préoccupation reste l'avenir des projets d'énergies renouvelables. En Israël, les gouvernements successifs ont mis en place des mesures de fortes subventions à la recherche et aux projets destinés à offrir au pays des alternatives au pétrole, dynamisant ainsi le secteur des renouvelables. Le pays fut parmi les premiers à développer les technologies solaires dans les années 1970 ou encore pionnier dans l'établissement de stations de recharge pour des voitures 100 % électriques. Il existe aujourd'hui plus de 200 compagnies spécialisées dans le secteur des énergies renouvelables, dont plus de 30 % de *start-up*.

Depuis la fin des années 2000, le pays a mis en place quatre plans ambitieux de soutien aux énergies alternatives. Depuis 2011, un plan dédié à la recherche d'alternatives au pétrole finance sur une période de dix ans et à hauteur de 200 millions de shekel par an la R&D et soutient les entreprises, particulièrement dans le secteur des transports. D'autre part, dans le cadre de sa contribution à la COP21, le pays a annoncé un objectif de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre de 26 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici à 2030³⁹. Un budget de 2,2 milliards de shekel est aussi voué aux projets d'efficacité énergétique. À ces deux plans, se sont rajoutées en 2002 des mesures de soutien à l'introduction de renouvelables dans la génération d'électricité. L'objectif initialement fixé d'introduire 5 % de renouvelables dans le mix électrique d'ici à 2016 a été revu à la hausse à 5 % pour l'horizon 2014 et 10 % pour 2020 – puis convertit

39. Pour consulter la contribution nationale d'Israël en vue de la COP21 : <www4.unfccc.int>.

en capacité totale à installer 2760 MW. Des tarifs de rachat pour les panneaux solaires et l'énergie éolienne ont été introduits en 2009 et révisés en 2011. Le secteur a également bénéficié d'un plan de financement de cinq ans, mis en place en 2008, qui promeut l'innovation et la recherche au niveau industriel. Il bénéficie également de nombreuses autres lignes budgétaires, en termes d'exemption de taxes ou de soutien à la R&D *via* des financements, des incubateurs, ou encore la création du centre de recherche pour l'énergie renouvelable par le ministre de l'industrie. Sur le plan institutionnel, cette politique est intégrée dans les nombreux ministères, qui disposent d'administrations dédiées à cet effet.

Une multitude de projets est donc subventionnée par le gouvernement dans le secteur du photovoltaïque, de l'éolien, du solaire thermique, et aussi dans une moindre mesure dans les secteurs de la biomasse et de l'énergie marine qui disposent chacun de quotas pré-établis en 2011⁴⁰. Le secteur des transports, principal consommateur en pétrole, fait aussi l'objet de l'attention du gouvernement – l'objectif fixé est de réduire de 60 % la part des combustibles conventionnels dans le mix d'ici à 2025.

Néanmoins, la politique de développement des énergies renouvelables du gouvernement israélien peine à porter des fruits. Au lieu des 5 % prévus en 2014, les renouvelables n'atteignent aujourd'hui que 2 % du mix. Par ailleurs, le coût de production des centrales solaires ou éoliennes est toujours supérieur à celui des centrales à gaz ou à charbon. Enfin, les projets souffrent d'une opposition environnementale et d'un risque financier trop élevé dans les colonies. Dans ce contexte, l'arrivée de ressources inespérées en gaz naturel s'est traduite par une réorganisation du secteur au profit de l'industrie photovoltaïque. En octobre 2014, le comité ministériel pour les énergies renouvelables a réalloué des capacités renouvelables à l'industrie photovoltaïque aux dépens de centrales solaires thermique et d'installation éoliennes (de petite et moyenne envergures) et de centrales biogaz⁴¹. Le ministre de l'Énergie, des Infrastructures et de l'Eau estime qu'une telle mesure permettra des économies à hauteur de 2,5 milliards de shekels sur 20 ans⁴², et ce alors que les panneaux solaires sont en grande partie importés depuis la Chine aux dépens de technologies nationales. Le régulateur du secteur électrique, la *Public Utilities Authority*, a par ailleurs revu à la baisse (de 15 %) les tarifs de rachat de l'électricité éolienne en avril 2014 mettant à mal de nombreux projets éoliens. À plus long terme,

40. IRENA, Renewable Energy Country Profile, Israel, 2009. Initialement les quotas étaient répartis de la façon suivante : 460 MW pour les grandes installations, 110 MW pour les installations par des particuliers, 210 MW pour le biogaz, la biomasse et les déchets, 800 MW pour l'éolien et 50 MW pour des projets pilotes.

41. En 2012 le gouvernement avait redirigé 200 MW de quotas de l'éolien vers le PV, et en 2014 200 MW sont à nouveau redirigés vers le CSP, 70 MW pour l'éolien, et 20 MW pour l'éolien de petite capacité.

42. Sharon Udasin, "Gov't Enlarges Solar Energy Quotas, Including in West Bank", *The Jerusalem Post*, 22 octobre 2014, disponible sur : <www.jpost.com>.

le gaz pourrait donc réduire la part des renouvelables dans le mix électrique final. Le ministère des Finances prévoit ainsi une réévaluation de l'objectif renouvelable à 6 % du mix d'ici à 2020⁴³, alimentant les craintes de l'industrie renouvelable.

Quels écueils économiques et politiques ?

Dès 2013, la Banque centrale israélienne mettait en garde contre les risques économiques liés à l'exploitation des ressources gazières du pays en lien avec la maladie hollandaise⁴⁴. Elle mentionnait notamment la croissance rapide et importante de certaines compagnies pour l'échelle nationale, l'appréciation du shekel aux dépens des exportations et de l'innovation – un atout clé de l'économie nationale – et le danger pour les secteurs à forte teneur technologique – souvent induits par le manque de ressources. Elle soulignait aussi la difficulté à établir un processus budgétaire et la capacité administrative y afférant.

Le risque encouru est également politique. La future rente gazière du pays mettra en effet du temps avant d'accroître les revenus des citoyens israéliens, d'autant plus que la redistribution rapide des bénéfices de la rente agirait comme un élément supplémentaire de déstabilisation de l'économie. Un modèle de gouvernance stable est aussi nécessaire pour assurer l'attractivité des investissements.

L'effet des projets gaziers est d'ores et déjà visible sur l'appréciation du shekel. La monnaie nationale s'est appréciée de 9 % contre le dollar en 2014 et de 7 % contre un panier de monnaie en 2013⁴⁵, malgré l'action de la Banque centrale israélienne qui tente de juguler le phénomène en achetant des milliards de dollars sur les marchés. Dès mai 2013, la banque centrale israélienne lançait en effet un « plan gaz naturel » afin de soulager la pression sur le taux de change, notamment par l'achat de devises étrangères sur le marché et ce jusqu'à l'établissement d'un fonds souverain en 2018⁴⁶. Le ralentissement des projets gaziers et l'appréciation du dollar en 2015 ont permis de réduire l'appréciation du Shekel, mais qui pourrait reprendre avec la reprise du développement des projets gaziers et l'arrivée d'investissements importants sur le champ de Léviathan.

Dans son rapport de 2014, le FMI estime que si le pays dispose de bases économiques solides, la croissance de l'économie jusqu'ici maintenue à 4 % par an malgré les troubles secouant la région, est mise à mal. Ainsi, les exportations sont fragilisées par le

43. Le ministère des Finances prévoit ainsi une réévaluation de l'objectif d'énergies renouvelables à 6 % du mix d'ici à 2020.

44. Source : Bank of Israel, « Rapport Annuel 2012 », avril 2013.

45. Reuters, 29 janvier 2014.

46. Source : <www.bankisrael.gov.il>.

ralentissement économique mondial mais également par cette appréciation rapide de la monnaie⁴⁷. La production est mise à mal par cette appréciation puisque le revenu des exportateurs diminue, alors que leurs dépenses se maintiennent, et les usines approvisionnant le marché domestique souffrent de la compétitivité accrue des biens importés.

Cette situation inquiète car les exportations totales contribuent à 33 % du PIB du pays (21 % du PIB pour les biens marchands)⁴⁸, et que le pays doit son dynamisme au secteur high-tech très développé qui pourvoit une part non négligeable des exportations.

Un fonds souverain israélien pour 2018 ?

Sous le précédent gouvernement, le projet de loi pour la création d'un fonds souverain a été préparé par un comité piloté par le conseil économique national, dirigé par Eugène Kandel, le directeur du budget du ministère des Finances et le *deputy governor* de la banque centrale (Karnit Flug depuis devenue gouverneur)⁴⁹. Il fut ensuite approuvé successivement par le cabinet et le comité Sciences et Technologies de la Knesset le 20 janvier 2014.

Le fonds inspiré du modèle norvégien sera alimenté par la taxe sur les profits⁵⁰. Le projet de loi prévoit d'établir un flux régulier vers le budget de l'État pour financer des projets dans le secteur de l'éducation et de la sécurité nationale⁵¹. Une provision spécifique permettrait l'utilisation du fonds comme fonds de réserve en cas de guerre, de catastrophe naturelle ou de crise économique sévère – sous condition de l'approbation de la Knesset à la majorité des votes (soit 65 votes sur 120 parlementaires). Le fonds sera dirigé par la banque centrale afin d'assurer son indépendance politique. Un comité formé de sept membres dont le ministre des Finances décidera des objectifs financiers. Les détails du mode de gouvernance du fonds restent encore à préciser. Les fonds souverains servent en principe plusieurs objectifs : stabilisation fiscale, développement de l'économie, constitution de réserves pour

47. IMF Country Report 2014, Israël. Au second trimestre 2014, les exportations totales israéliennes ont décliné de 17,7 % à un taux annualisé d'après le bureau des statistiques.

48. Données de la Banque mondiale pour 2013, <<http://data.worldbank.org>>.

49. Le comité a mandaté le Milken Institute pour conseil sur la mise en place du fonds – sa structure légale, son système de gouvernance et sa stratégie d'investissement. L'Institut a suggéré entre autre l'établissement préalable d'un petit fonds qui serait ensuite étendu.

50. Le montant total du fonds pourrait atteindre 80 milliards de dollars d'ici à 2040 selon des estimations de 2014. À titre comparatif le fonds de pension norvégien s'élève à 717 milliards de dollars en 2014, et le fonds Qatari à 256 milliards.

51. Tobias Buck, "Israel Plans Sovereign Wealth Fund", *Financial Times*, 19 février 2012, disponible sur : <www.ft.com>.

les générations futures, augmentation des revenus *via* l'optimisation des réserves de change⁵².

Le choix de la mise en place d'un fonds, soutenu largement par le ministre de l'Énergie et la banque centrale, a été décrié. Certains préfèrent utiliser les revenus gaziers directement dans des projets nationaux et environnementaux, alors que d'autres préfèrent les consacrer au remboursement de la dette en raison de leur taille modeste.

Le développement d'une industrie énergétique ?

À court terme, le gouvernement semble avoir privilégié une approche financière au développement de ses champs gaziers, préférant un rôle de gestionnaire de taxes. Contrairement à d'autres pays producteurs, une entreprise nationale d'hydrocarbures ne sera pas créée, en partie car il existe d'ores et déjà des compagnies israéliennes d'exploration-production (Delek Energy, Israel Oil and Co.) et que la tendance est plutôt à la libéralisation du secteur.

Par ailleurs, le gouvernement a été critiqué pour ne pas avoir inclus de clauses préférentielles de contenu local (*local content*) aux compagnies nationales dans le traitement des appels. Le secteur des services pétroliers et gaziers peine à se développer au-delà des services logistiques fournis aux compagnies d'exploration-production (ports, transports, etc.), destinés à diminuer une fois les plateformes de forage et les terminaux de traitement achevés. La question de la formation est également importante, et le pays dispose à cette fin d'une excellente base de départ. L'université de Technion a ainsi créé un département d'ingénierie pétrolière en partenariat avec l'université texane Stavenger et la chambre de commerce norvégo-israélienne.

52. Voir Marie-Claire Aoun et Quentin Boulanger, « Les nouveaux défis des fonds souverains pétroliers », *Note de l'Ifri*, février 2015, disponible sur : <www.ifri.org>.

Conclusion

L'analyse de la mise en place de la gouvernance des ressources gazières en Israël permet de dégager cinq tendances générales.

- Le traitement des questions énergétiques sous l'angle de la sécurité nationale est largement partagé au sein de l'opinion publique israélienne et de sa classe dirigeante.
- La gouvernance des ressources gazières reste marquée par un manque de vision stratégique globale.
- Le cadre réglementaire est encore immature.
- La question du contenu local et de la distribution de la rente reste encore à finaliser.
- L'instabilité gouvernementale n'a pas facilité la mise en place d'une gouvernance solide des ressources dans le pays.

En Israël, le manque de vision stratégique et l'absence de *leadership* ont fait défaut dans la mise en place du système de gouvernance. L'accent a souvent été mis sur la sécurité énergétique aux dépens d'une vision plus intégrée. L'instabilité du cadre réglementaire peut ainsi être vue comme un résultat direct de ces deux problèmes principaux. Des questions restent à trancher comme la mise en place de tarifs de gaz sur le marché local. L'évolution de la politique interne est pourtant essentielle notamment pour la signature de contrats régionaux de vente—l'option soutenue par les États-Unis et la plus probable du moins à court terme alors que les marchés mondiaux de GNL sont en berne.

Le secteur énergétique a souffert dans son ensemble de problèmes de gouvernance ces derniers temps. Les réformes du secteur de l'électricité et de la compagnie IEC ont également été mises à mal. Un partenariat avec EDF a été annulé suite aux recommandations du comité Yogev, mis en place par l'ancien ministre des finances. EDF apportait entre autres les financements nécessaires à la construction d'une grande centrale électrique à Ashkelon, dont il aurait détenu 51 % des parts. La compagnie

électrique IEC se retrouve au bord de la faillite, avec plus de 70 milliards de shekels de dettes⁵³. Elle a par ailleurs annoncé qu'elle ne serait bientôt plus en mesure de continuer à assurer le maintien de capacités d'urgence. Enfin le secteur minier a été touché, une taxe de 25/42 % soudainement imposée sur les minerais extraits de la mer morte a conduit la compagnie ICL à revoir ses investissements dans le pays.

La naissance du secteur gazier en Méditerranée orientale, doit pour porter des fruits, être accompagnée et soutenue par une gouvernance claire, stable et durable. Mais la ligne optimale entre le développement d'un cadre favorable aux investissements et l'attribution d'une juste part à l'État et à ses citoyens est souvent difficile à atteindre. De nombreux pays producteurs ont échoué, à court ou à long terme. L'exercice est d'autant plus périlleux dans la région que les questions de politique interne sont souvent liées à la situation géopolitique régionale extrêmement volatile. L'absence d'un consensus politique clair sur la politique à adopter, les changements politiques abrupts, ou – pire – l'absence même d'un corps politique articulé comme c'est le cas au Liban posent un véritable problème lorsqu'il s'agit de décider en amont du cadre d'exploitation puis en aval de la répartition des bénéfices de la ressource et de sa temporalité.

Les autres pays de Méditerranée orientale sont moins avancés. Au Liban, le retard pris devient inquiétant. Le fonds souverain a beaucoup agité les médias et les politiques, alors même qu'aucune licence n'a encore été accordée. Alors qu'il dispose d'un potentiel intéressant et n'a pas le désavantage de l'enclavement régional israélien, le pays risque de souffrir de l'absence de gouvernance claire à l'avenir, d'autant plus que les attentes de la population seront déçues – elle qui subit déjà des coupures électriques, un taux élevé de chômage et la crise régionale.

Au-delà des questions de gouvernance, le risque géopolitique persiste. La Turquie est dans une situation d'isolement grandissant et les budgets militaires des États riverains atteignent des records alors qu'ils s'emploient à renforcer leurs forces navales. Et la guerre en Syrie et en Irak menace d'explosion le Liban.

L'année 2015 a donc entériné les tendances défavorables au développement des projets gazières en Israël. Les marchés énergétiques ont continué leur valse incertaine entamée en 2014, l'Égypte a réaffirmé sa place sur les marchés régionaux du gaz, et Gazprom serait tenté par une réconciliation avec les règles de marché interne de l'UE. L'État hébreux, doit lui composer avec des difficultés pour s'accorder sur un cadre législatif stable pour l'exploration-production, première étape dans le développement de ses ressources gazières. La bonne gouvernance de ces ressources

53. Pétrole et Gaz Arabes, 16 juillet 2014.

gazières reste essentielle pour assurer au pays des retombées profitables.

Bibliographie sélective

Commission Européenne, “Costs and benefits arising from the establishment of maritime zones in the Mediterranean Sea”, 2013

INSS (Institute for National Security Studies), Oded Eran, Dan Vardi et Itamar Cohen, *Political Feasibility of Israel Natural Gas Exports*, Octobre 2013

INSS (Institute for National Security Studies), Natural Gas in the East Mediterranean: Economic Impacts and Strategic Implications, Conference, June 2013

Brenda Schaffer, “Israel – New natural gas producer in the Mediterranean”, *Energy Policy*, n° 39, 2011

International Energy Agency, World Energy Outlook 2014

International Energy Agency, World Energy Investment Outlook 2014

Bank of Israel, Annual Report, 2013 at : <www.boi.org.il>.

Israeli Energy Minister : <www.energy.gov.il>.

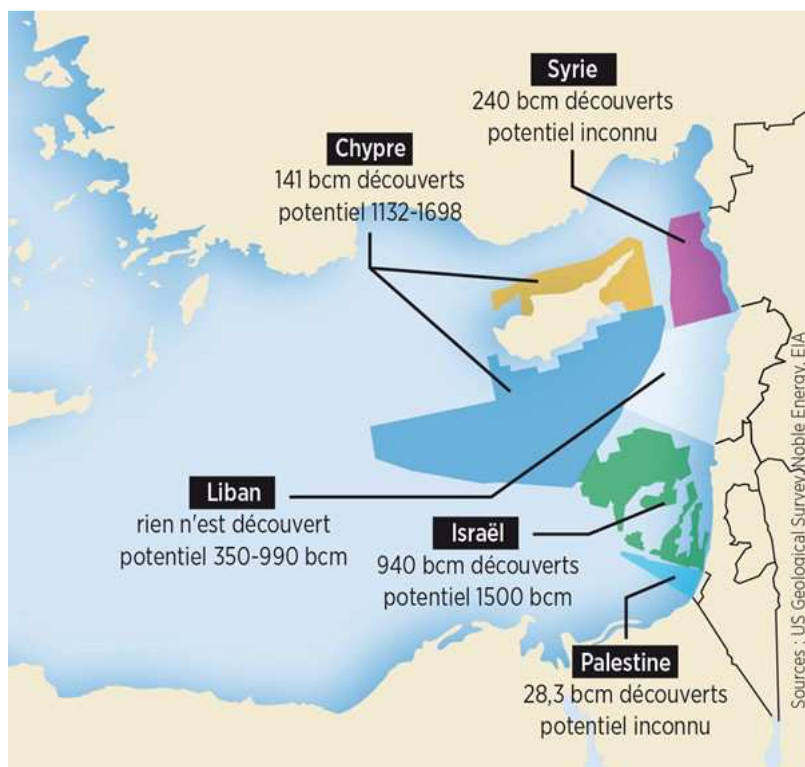
Israel Electric Corporation : <www.iec.co.il>.

Banque Mondiale : <<http://data.worldbank.org>>.

Liste des tableaux et figures

Tableau 1 : Liste des champs gaziers israéliens.....	9
Tableau 2 : Possession de la ressource gazière en Israël	18
Tableau 3 : Prévisions de consommation gazière du gouvernement israélien, septembre 2014.....	27
Tableau 4 : Liste des contrats de vente régionaux	31
Tableau 5 : Projets d'exportation de gaz en Méditerranée orientale	35
Encadré 1 : Les désaccords sur le système de taxe à l'export, dit de « netback »	12
Encadré 2 : Quelles incidences des élections de 2015 sur la politique énergétique du pays ?	21
Encadré 3 : Quel est l'impact de la chute du cours du brut sur les projets gaziers en Méditerranée orientale ?	30
Graphique 1 : Consommation électrique israélienne par secteur 2012 (en %).....	38

Annexe 1 : Carte des ressources gazières en Méditerranée orientale



Source : Maïté de Boncourt, *Alternatives Internationales*, juillet 2014⁵⁴.

54. Cette carte ne tient pas compte de l'échec du premier forage d'ENI sur le bloc 9 au large de Chypre, ni de la découverte récente du champ de Royee (90 Gm³) en Israël.

Annexe 2 : Le régime des concessions

LE REGIME PAR CONCESSION

Dans un régime de concession, les compagnies disposent des droits exclusifs à l'exploration production et possèdent toute la production qui s'ajoute à leurs réserves répertoriées. Elles sont assujetties à des taxes comme des redevances (*royalties*), taxes sur les revenus (*corporate income tax*) et d'autres paiements, notamment *windfall profit tax*. Dans les contrats de partage de production ou de services, l'État est au contraire partenaire à part entière dans le développement des champs gaziers par le biais d'une société nationale et garde la propriété des ressources découvertes. Dans le système de concessions, le rôle de l'État se résume en principe à celui de créateur et percepteur d'impôts.

LE FONCTIONNEMENT DE LA TAXE SUR LES PROFITS

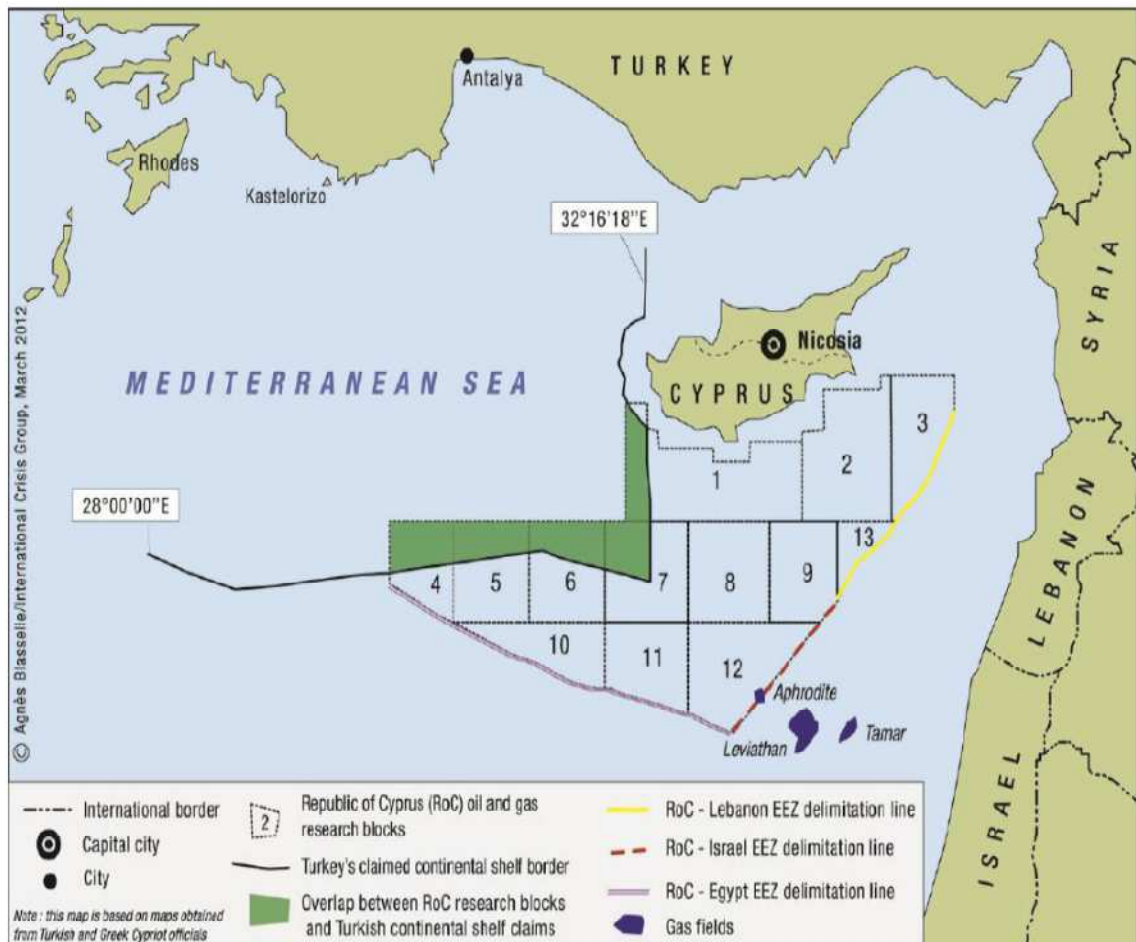
La taxe sur les profits est d'usage dans les régimes de concession. Elle s'applique une fois que l'investissement est amorti et que les profits atteignent 50 %. Le nouveau système de taxe permet de prendre en compte un amortissement accéléré (des actifs en leur possession – mais pas des réserves gazières) à hauteur de 10 %, qui se rajoutent donc aux 150 %. En d'autres termes, la compagnie commence à payer la taxe sur les profits à partir de 160 % de retour sur investissement. Tamar a bénéficié de l'application de la taxe après 200 % de retour sur investissement. L'investissement ayant déjà été effectué, le gouvernement ne pouvait pas appliquer une taxe rétroactive. La taxe sur les profits dépend des revenus nets cumulés et des dépenses d'exploration et de développement (le « *R factor* »), afin d'encourager les investissements dans le secteur. Elle est également graduelle. Son taux initial est de 20 % pour finir à 50 % des profits lorsque le « facteur R » atteint 2,3. Cette taxe est déduite avant la *corporate income tax*.

Annexe 3 : Champs gaziers offshore au large d'Israël



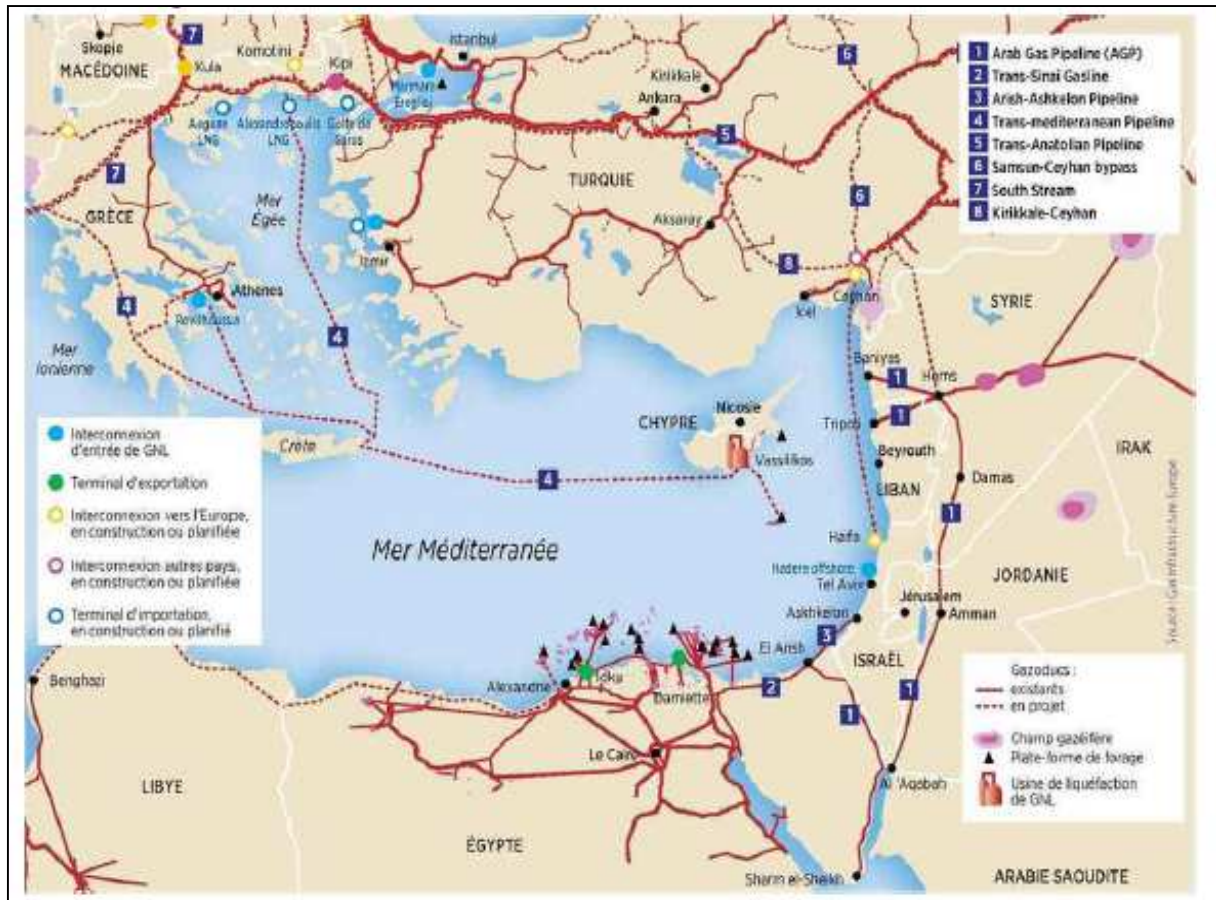
Source : offshoreenergytoday.com

Annexe 4 : Zone Économique Exclusive Chypriote



Source :

Annexe 5 : Routes d'exportation pour le gaz de Méditerranée orientale



Source : Maïté de Boncourt, *Alternatives Internationales*, juin 2013.