

***Perspectives du développement du gaz de schiste en Algérie
à travers l'expérience américaine***

Prospects for the development of shale gas in Algeria through the American experience

Mr. Adjout Abdelkader¹

*Université Hassiba Ben Bouali -Chlef- Algérie
a.adjout@univ-chlef.dz*

Dr. Bendib youcef

*Ecole Nationale Supérieure d'Agronomie - Algerie
y.bendib@ensa.dz*

Received: 15/03/2021

Accepted: 06/10/2021

Published: 10/11/2021

Résumé :

En 2009, les Etats-Unis ont accédé au rang de premier producteur mondial de gaz naturel, grâce à la production intensive du gaz de schiste. Le lobby pétro gazier présente l'expérience américaine sous un aspect productiviste tout en éludant les risques de la fracturation hydraulique, l'opacité financière et l'incertitude économique qui la caractérisent. Le risque potentiel de contamination de la nappe de l'albien, le développement récent de nouvelles capacités de production de gaz conventionnel dans le monde, associés à la compétitivité des énergies renouvelables, sont des contraintes qui pénaliseront tout projet d'exploitation de gaz de schiste en Algérie. Notre étude conclut à la nécessité de différer cette exploitation jusqu'à l'apparition d'une technologie économiquement rentable et écologiquement plus sûre, avec un engagement immédiat dans le solaire photovoltaïque. Cette dernière option permet des économies de gaz naturel et de créer d'autres opportunités d'exportation d'électricité.

Mots clés : *gaz de schiste, gaz conventionnel, fracturation hydraulique, énergie solaire.*

Abstract:

In 2009, the United States has reached the rank of first producer of natural gas, thanks to the intensive production of shale gas. Oil and gas lobby presents the American experience in a productivist aspect, while eluding the risks of hydraulic fracturing, the financial opacity and economic uncertainty that characterize it. The potential risk of contamination of the Albian tablecloth, the recent development of new conventional gas production capacities in the world, associated with the competitiveness of renewable energies are constraints that will penalize any shale gas exploitation project in Algeria. Our study concludes that it is necessary to postpone this exploitation until the emergence of economically profitable and ecologically safer technology, with an immediate commitment to solar photovoltaic. The latter option allows savings natural gas and creating other opportunities for electricity exports.

Keywords: *shale gas, conventional gas, hydraulic fracturing, solar energy.*

Introduction

Le gaz naturel est une source d'énergie primaire qui présente un intérêt socio-économique majeur. Ses applications couvrent des usages domestiques (21% de la consommation mondiale pour la cuisson et le chauffage), le transport (carburant GNC), l'industrie (métallurgie, sidérurgie, pétrochimie), et l'agriculture (production d'ammoniac pour la fabrication d'engrais azotés). Mais la plus importante utilisation demeure la production d'électricité à partir de centrales, fonctionnant au gaz. Ces dernières ont supplanté les centrales à charbon, grâce à leur meilleur rendement énergétique, leur flexibilité, leur capacité à réduire les émissions de gaz carbonique et la baisse des prix du gaz.

¹ - Corresponding author: Adjout Abdelkader : a.adjout@univ-chlef.dz.

L'Agence Internationale de l'Energie (AIE) s'attend à une croissance de 55% de la demande mondiale en gaz naturel entre 2010 et 2040, dont l'essentiel serait dédié aux installations électriques [1]. Les Etats-Unis, dont les réserves ont augmenté de plus de 50% grâce au gaz de schiste, sont devenus le premier producteur de gaz naturel avec 20% du total mondial dont 40% provient du gaz de schiste. Pour l'heure, l'exploitation commerciale du gaz de schiste ne concerne que les Etats-Unis, et à un degré moindre le Canada et la Chine.

Depuis une décennie, on assiste à une offre excédentaire de gaz naturel, avec une part importante du gaz de schiste des Etats-Unis. Les échanges internationaux se sont améliorés par le fait du gaz naturel liquéfié (GNL), qui s'est arrogé 30% des parts de marché; ce qui a permis par exemple, à un petit pays comme le Qatar, qui se trouve bien loin des grands centres de consommation, d'accéder au rang d'une puissance gazière de premier plan en fournissant 21,9% du total mondial de GNL avec une croissance annuelle de 10%, surclassant l'Australie (21,3%), les États-Unis (9,5%), la Russie (8,2%), la Malaisie (7,4%), et le Nigéria (5,9%); alors que l'Algérie, avec 3,4% n'arrive qu'à la 9^{ème} place, pourtant c'est le premier pays au monde à investir dans un complexe de GNL (société Camel) en 1964 [2]. En Algérie, 99% de l'énergie électrique est fourni par des centrales à gaz.

Depuis les premières évaluations de ses réserves de gaz de schiste en 2011 par l'EIA, l'Algérie a manifesté un vif intérêt pour cette ressource fossile. Avec ses immenses réserves techniquement récupérables (RTR), estimées à 706,9 Tcf (Trillion cubic feet), l'Algérie occupe le troisième rang mondial, derrière la Chine (1115,2 Tcf), l'Argentine (801,5 Tcf), et devant les Etats-Unis (622,5 Tcf), le Canada (572,9 Tcf), le Mexique (545,2 Tcf), l'Australie (429,3 Tcf), l'Afrique du Sud (389,7 Tcf), la Russie (284,5 Tcf), et le Brésil (244,9 Tcf) [3]. La Loi 13-01 du 20 février 2013, adoptée le 21 janvier 2013 par l'Assemblée Populaire Nationale (APN), a officiellement autorisé l'exploitation du gaz de schiste en Algérie. L'objectif, étant la pérennisation de la rente gazière, suite au déclin de la production nationale du gaz naturel et la hausse sensible de la consommation. En effet, durant la période 2005 - 2015, la production de gaz a baissé régulièrement, passant de 88,2 milliards de m³ en 2005 à 78,4 milliards de m³ en 2015, tandis que la consommation n'a cessé de croître, faisant un bond de 84% entre 2005 et 2018, en passant de 23,2 milliards de m³ à 42,7 milliards de m³. Cette situation de déséquilibre a incité les autorités algériennes à envisager la possibilité d'exploiter les importantes ressources de gaz de schiste, qui sont en mesure de couvrir théoriquement près de 468 années de consommation de l'année 2018; mais avec un taux de récupération de 12%, ce chiffre se réduit à 56 ans. Le premier forage exploratoire du gaz de schiste en Algérie a été inauguré fin décembre 2014 au niveau du bassin d'Ahnet. Immédiatement après, la ville d'In Salah s'est soulevée contre ce projet, soutenue par le reste de la population algérienne et 80 organisations internationales d'Europe, d'Afrique et d'Amérique. La pression populaire gagnant en intensité, le pouvoir en place s'est vu contraint de geler toute activité liée au gaz de schiste.

Aux Etats-Unis, comme en Algérie, le marché du gaz naturel dans les années 1960 et 1970 était régi par un plafonnement réglementaire des prix. Ces derniers étaient fixés à des niveaux inférieurs au prix d'équilibre sur un marché concurrentiel; ce qui a eu pour effet de stimuler la demande et décourager la production [4]. Le développement rapide et spectaculaire du gaz de schiste aux Etats-Unis, encouragé par une réglementation permissive, a durement impacté l'environnement, à travers les nombreux cas de contaminations des eaux superficielles et souterraines, les fuites de méthane dans l'atmosphère, et les atteintes à la santé des personnes.

Au vu de son énorme potentiel, l'Algérie est gagnée par une forte tentation d'exploiter son gaz de schiste. La question centrale, objet de cet article, est la suivante : l'Algérie a-t-elle intérêt à entamer l'exploitation de son gaz de schiste, à la lumière de : l'état actuel du marché gazier international, l'offre potentielle future des gigantesques gisements qui viennent d'être découverts récemment et la concurrence des énergies renouvelables imposées par la lutte contre le réchauffement climatique ?, et quelles sont les perspectives rationnelles que l'on peut envisager pour l'avenir énergétique de notre pays ?. Notre première hypothèse d'analyse repose sur l'absence d'alternative à la fracturation hydraulique comme technique d'exploitation ; ce qui suppose la non apparition à moyen terme, d'une solution technologique, économiquement rentable, et écologiquement acceptable, en mesure de pallier aux graves insuffisances de la fracturation hydraulique. L'autre hypothèse concerne la prise en compte de l'émergence, à l'échelle mondiale, d'un nouvel environnement, porté par une très forte dynamique de lutte contre le réchauffement climatique, capable de nous dicter certaines règles pour le choix de notre politique énergétique.

Dans la première section, nous présentons les connaissances de base sur le gaz de schiste, nécessaires pour comprendre les aspects spécifiques liés à son exploitation. Dans la deuxième section nous exposons les processus d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste pour mieux appréhender la complexité et les risques de sa mise en production. La troisième section traite de l'expérience américaine ; une expérience que les pays potentiellement riches en gaz de schiste, dont l'Algérie, souhaiteraient reproduire. La quatrième section présente le contexte algérien du gaz de schiste où l'on tente de décrypter la position officielle de nos décideurs et les avis des experts sur la question de la viabilité du gaz de schiste dans notre pays. Dans la cinquième section, nous présentons quelques avantages comparatifs du gaz de schiste algérien. Sur la base de l'expérience avancée des Etats-Unis, la sixième section met en évidence les différentes contraintes que l'Algérie devra surmonter dans sa quête d'exploitation de son gaz de schiste. Une dernière section présentera la conclusion.

1. Connaissances de base sur le gaz de schiste

La roche-mère qui renferme le gaz de schiste dans des microcavités, est un sédiment marin, riche en matière organique (teneur total en carbone ou TOC > 0,5%), à forte teneur en argile associé à du calcaire ou de la silice. La matière organique provient à l'origine, de planctons et d'algues. Avec la dégradation bactérienne en milieu anaérobie et sous l'action de la pression et d'un processus thermique induit par l'enfouissement (augmentation d'un degré tous les 33 mètres), le sédiment commence d'abord par produire du pétrole à partir d'une température d'environ 150° C, puis les molécules de pétrole vont se dissocier pour former des gaz dit humides (alcanes qui condensent facilement). L'évolution ultérieure de ce processus thermique aboutit finalement à la production du gaz de schiste [5]. La roche-mère, située à des profondeurs moyennes de 3000 m, est très peu perméable (entre 10^{-3} à 10^{-4} milli darcy) et d'une porosité microscopique (les pores occupent moins de 10% du volume total). Ces derniers paramètres sont étroitement associés à la capacité d'un réservoir à produire des hydrocarbures. [6]. Du point de vue composition, le gaz de schiste est constitué de plus de 85% de méthane (CH_4), associé à des alcanes (paraffine) de formule générale C_nH_{2n+2} en faibles quantités, comme l'Ethane (C_2H_6), le Propane (C_3H_8), le Butane (C_4H_{10}), le Pentane (C_5H_{12}), avec des proportions respectives variables de 3-8%, 1-5%, 1-2%, 1-5%. En plus de ces alcanes, on peut trouver également d'autres éléments (indésirables), comme le dioxyde de carbone (CO_2), le sulfure d'hydrogène (H_2S), l'azote (N_2), et des traces d'hélium (He)[7]. Dans la littérature courante, le gaz de schiste est qualifié de ressource non conventionnelle, juste pour le distinguer du gaz naturel conventionnel habituel, par la nature du réservoir (roche-mère), et la technique de son extraction (fracturation hydraulique).

2. Exploration et exploitation du gaz de schiste

2.1 La phase exploratoire

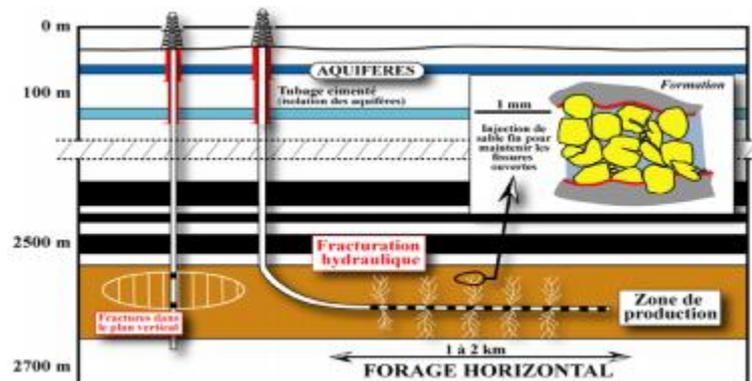
La technologie de production du gaz de schiste est complexe et déterminante pour la rentabilité de cette industrie. Les Etats-Unis ont acquis une avance considérable en la matière, et il est fort difficile actuellement de se passer du savoir faire des compagnies américaines. La phase exploratoire commence par la collecte de données géologiques et géophysiques relatives à la région à explorer. Un levé géophysique aéroporté de la zone considérée au moyen d'un avion de sondage est effectué pour mesurer le champ magnétique naturel afin d'avoir une indication de la profondeur et de la structure des sédiments, et fournir une appréciation du potentiel de gaz de schiste. L'exploration continue avec la prospection sismique 3D pour visualiser les structures géologiques en profondeur. L'obtention d'indices probants de l'existence de formations de schiste à l'issue de cette phase, permet d'envisager le forage de puits exploratoires pour déterminer de manière sûre et précise les caractéristiques physiques et chimiques (TOC, perméabilité, viscosité, maturité, porosité, résistivité, densité, pendage, radioactivité) de la formation rocheuse explorée. L'ensemble des résultats obtenus va préciser davantage le potentiel gazier, sa qualité et la fraction des ressources susceptibles d'être exploitée économiquement. L'évaluation des réserves d'un gisement est l'opération la plus critique avant toute décision technique d'exploitation. Une approche analogique permet d'approximer les propriétés d'un réservoir de schiste en se basant sur certains gisements de référence (Barnett, Eagle Ford, Marcellus, Fayetteville, Haynesville) au sujet desquels on dispose d'une masse importante de données fiables. Les paramètres pris en considération sont l'âge géologique, la surface du site, la profondeur, la porosité de la formation schisteuse, sa perméabilité, sa teneur en gaz, le contenu carbone (%COT), sa masse volumique. Il y'a lieu de noter que cette phase exploratoire est sujette à beaucoup d'incertitudes du fait qu'un même bassin peut présenter des hétérogénéités avec des différences notables des épaisseurs de couches de schiste et du contenu carbone, ce qui pourrait fausser les estimations. Ainsi, il est toujours possible de rater les zones propices (sweet spots) [8].

2.2 La phase d'exploitation

Le principe général d'extraction du gaz de schiste est similaire à celui du gaz conventionnel, à savoir la récupération en surface d'un gaz enfoui dans le sous-sol ; la différence réside dans le fait que le gaz conventionnel est confiné dans une poche réservoir, située à une faible profondeur qu'on peut atteindre directement par un puits vertical, alors que le gaz de schiste est piégé de manière diffuse dans les pores d'une roche-mère imperméable, à des profondeurs très importantes. Il est alors évident que les conditions d'exploitation du gaz de schiste seraient bien plus complexes et les coûts beaucoup plus élevés. Le forage standard vertical n'est pas adapté pour la récupération efficace du gaz de schiste, et un puits vertical ne peut donner accès qu'à une couche dont l'épaisseur dépasse rarement 100 mètres ; ce qui limite fortement les quantités de gaz à récupérer. L'indisponibilité de techniques appropriées permettant une exploitation rentable du gaz de schiste a été de tout temps l'obstacle majeur pour la valorisation de cette ressource, connue depuis longtemps. C'est grâce à la persévérance du géologue Phydias Mitchel, soutenu par l'Etat fédéral, et encouragé par les prix élevés de l'époque, qu'il a été possible en 1998 de mettre au point un processus technologique, associant la fracturation hydraulique, le forage horizontal et la sismique 3D, pour une exploitation rentable du schiste du bassin du Barnett. Le procédé hydraulique nouveau consiste à générer des micro-fractures dans la couche horizontale de la roche-mère imperméable par une très forte pression d'un mélange de sable et d'un fluide approprié (eau et additifs chimiques spécifiques) afin de libérer le gaz emprisonné dans les pores de la roche. Le puits horizontal est creusé en profondeur (entre 3000 m et 4000 m) en prolongement du puits vertical, pour atteindre et pénétrer latéralement les formations de schiste en vue d'une stimulation par fracturation hydraulique. Cette technique

améliore la productivité des puits de gaz de schiste, tout en réduisant l'empreinte au niveau de du sol.

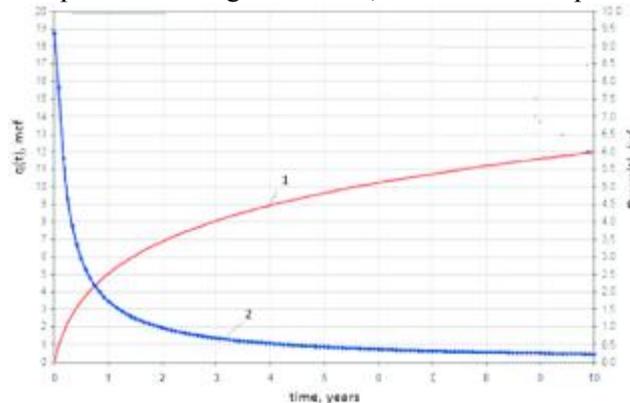
Fig.1 : La fracturation hydraulique associée à la technique de forage horizontal



Source : R. VIALLY - IFP Energies nouvelles

Le fluide de fracturation est composé essentiellement d'eau (96%); le reste étant des additifs chimiques (0,4%) et du sable (3,6%). Ce dernier sert comme agent de soutènement pour maintenir ouvertes le réseau des microfissures, ce qui permet de récupérer davantage de gaz dans le puits, et de rendre le processus de fracturation efficace. A titre de comparaison, on estime qu'un puits horizontal peut produire, selon les conditions locales, de 25 à 30 fois plus de gaz naturel qu'un puits vertical durant toute la période d'exploitation. Les puits de gaz de schiste se caractérisent par un phénomène de déclin très rapide (déplétion) de la production. Cette dernière augmente de manière exponentielle les premiers temps, ralentit, puis se tasse avec le temps.

Fig.2 : Courbes de déclin de la production du schiste de Heynesville
1 - production de gaz cumulée, 2 - débit du puits



Source : Kondrat, O., Gedzik, N.(2016).

Guo, Keqiang et al [9] ont modélisé le déclin de la production de gaz de schiste de 14453 puits du bassin du Barnett entre 2000 et 2014, par le modèle hyperbolique d'Arps. La simulation a donné une décroissance de la production au cours des deux premières années de l'ordre de 70%. En fait, la rentabilité d'un puits de gaz de schiste se limite aux cinq premières années, contrairement aux puits de gaz conventionnels dont la durée de vie est beaucoup plus régulière et plus longue (trente ans). Ces fortes baisses durant les premières années, obligent les compagnies à forer de nouveaux puits pour maintenir leur niveau de production ou l'augmenter afin de ne pas perdre leur licence et le

bénéfice des délais courts (une année) des amortissements accordés par l'Etat; ce qui nécessite évidemment l'apport régulier de nouveaux capitaux, générant souvent une accumulation de dettes, faisant penser à un système de Ponzi. En mars 2013, le Post Carbon Institute précisait que 80 % de la production de gaz de schiste aux Etats-Unis provenait de cinq champs en déclin, qui nécessitent des investissements en capital supérieurs aux valeurs de production, aux prix courants de l'époque du gaz naturel.

Les progrès techniques de l'industrie du gaz ne se sont pas limités à exploiter un seul puits horizontal à partir d'un puits vertical, mais d'autres améliorations sont apparues, en particulier l'usage de puits horizontaux multidirectionnels (pad drilling). Cette technique consiste à forer de nombreux puits dans les différentes directions et à différentes profondeurs, à partir d'une seule plateforme d'un puits vertical; ce qui permet d'accéder à plus de couches de gaz productives, et donc à une production plus importante, tout en limitant l'empreinte au sol [10].

Le volume des ressources techniquement récupérables (RTR), est l'indicateur qui permet d'évaluer le potentiel de gaz de schiste, sur la base des techniques et des connaissances actualisées de la géologie des bassins, sans tenir compte des aspects coûts et prix. Les estimations effectuées avant la phase de forages exploratoires, sont peu fiables, et sont souvent surévaluées intentionnellement dans le but de renchérir les actifs des compagnies.

L'exploitation du gaz de schiste est une opération dangereuse, complexe et onéreuse. En effet, la fracturation hydraulique à haut volume d'eau, est à l'origine d'une controverse mondiale en raison de ses externalités négatives sur le plan environnemental, au point où la majorité des pays l'ont interdites et d'autres l'ont soumise à des moratoires. Le déclin rapide de la production des puits de gaz de schiste, les coûts de prise en charge des eaux résiduelles de la fracturation, et bien d'autres coûts sont autant d'éléments qui nuisent à la compétitivité à moyen et long terme du gaz de schiste par rapport au gaz naturel conventionnel.

3. L'expérience américaine du gaz de schiste

Après les deux crises pétrolières de 1973 et 1979, les Etats-Unis avaient décidé de mettre en œuvre une stratégie pour réduire leur dépendance énergétique. Le 7 novembre 1973, le président Nixon lança le «Project Independence», un programme qui visait à assurer l'indépendance énergétique des États-Unis à l'horizon 1980, à travers une stratégie de conservation de l'énergie et du développement d'énergies alternatives. Il déclara à ce propos que la science, la technologie et l'industrie américaine pourraient libérer l'Amérique de sa dépendance du pétrole importé, et rétablir son indépendance énergétique. Son plan portait sur la réalisation de 1000 centrales nucléaires à l'horizon 2000, la conversion des centrales thermiques au fioul vers le charbon, et la mise en service de l'oléoduc Trans-Alaska (1288 km de longueur, pour un coût de 8 milliards de \$US – mis en service fin 1977).

Les géologues américains étaient bien au courant à l'époque que leur sous-sol regorgeait d'énormes ressources de gaz de schiste, mais ils ne pouvaient les exploiter, faute d'une technologie appropriée. Pour répondre aux besoins croissants et pressants en énergie, la nouvelle stratégie américaine, devait compter sur la recherche & le développement (R&D). Entre 1974 et 1979, les dépenses de l'Etat fédéral en la matière, sont passées de 143 millions de \$US à 1,41 milliards de \$US [11]. Le Ministère de l'énergie (DOE) s'est engagé à soutenir des compagnies privées pour développer des techniques de récupération des hydrocarbures non conventionnels. Parmi les facilités accordées, figurent l'annulation des règlements sur la fracturation hydraulique concernant les terres fédérales, l'abaissement des exigences réglementaires pour la réduction du méthane provenant de la production du pétrole et du gaz, l'abrogation et le remplacement du plan Clean Power pour la réduction

d'émission du CO₂. Cette politique a permis finalement, d'améliorer le taux de récupération des hydrocarbures en place, de 1% en 1990 à plus de 40% en 2010. En 2014, la production de gaz de schiste aux États-Unis avait atteint 9,6 Tcf [12].

De 1970 à 2005 la production américaine du gaz naturel conventionnel n'a cessé de baisser au rythme d'un taux moyen annuel de 0,4% ; mais depuis 2000, à la faveur du développement progressif du gaz de schiste, cette tendance s'est inversée et l'on a assisté à une hausse marquée de la production à partir de 2006, avec un taux de croissance annuel moyen de 2,8%. Les États-Unis sont devenus le premier producteur au monde de gaz de schiste avec une production annuelle de 20,95 TCF en 2018, soit 85% du total mondial. Le gaz de schiste représente 69% de la production globale de gaz naturel des États-Unis. En 2019, cette production a enregistré un excédent de 9% sur sa consommation totale. Avec leur GNL, les États-Unis ont réussi à arracher des parts de marché en Europe et en Asie. D'importateurs du GNL algérien, les États-Unis en sont devenus des concurrents.

Fig.3 : Evolution de la production de gaz naturel des Etats-Unis de 1940 à 2019

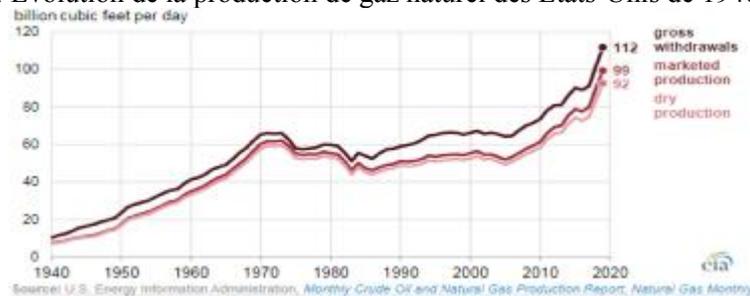


Tableau 1 : Evolution de la production de gaz de schiste aux USA (en milliards de m³)

Années	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Production	224	290	320	377	426	477	520	617,5

Source : EIA – Annual Energy Outlook

La production massive du gaz de schiste aux États-Unis a entraîné une chute du prix du gaz naturel depuis 2008; de 15 \$US/ Mbtu en 2008, le prix a plongé à 4 \$US/ Mbtu en 2014; ce qui est 2 à 3 fois inférieur à celui de l'Europe, et 4 à 6 fois inférieur à celui de l'Asie.

Tableau 2 : Evolution des prix moyens de clôture Henry Hub (en \$US) du gaz naturel

Années	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Prix	4,00	2,75	3,73	4,37	2,62	2,52	2,99	3,15	2,56	1,95

Source : Macrotrends <https://www.macrotrends.net/2478/natural-gas-prices-historical-chart>

Cette chute des prix a eu un impact considérable sur l'économie américaine dans son ensemble, en particulier sur les industries à forte intensité énergétique : métallurgie, industries chimiques, métaux non ferreux, produits minéraux non métalliques, pâtes et papiers. Caractérisée par une forte intensité capitaliste, l'industrie du gaz de schiste est particulièrement sensible au risque technique, à l'incertitude géologique et à la volatilité des prix. Ce dernier point est un facteur déstabilisant de la rentabilité [13]. La ruée vers le gaz de schiste aux États-Unis s'est opérée avec un excès de précipitations, sans égards aux risques environnementaux. Les compagnies pétro gazières considéraient les mesures de protection de l'environnement comme des surcoûts qui grèvent leur compétitivité.

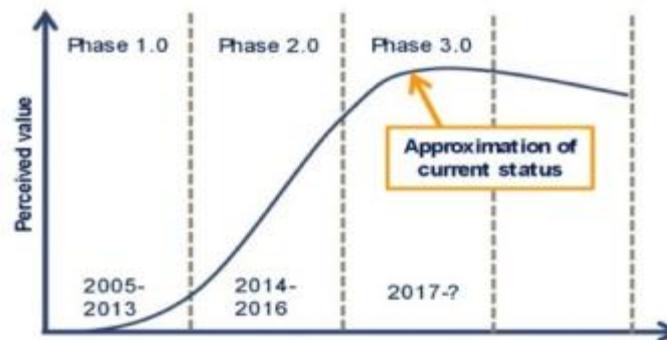
R. F. Fullenbaum et al [14] estiment la contribution de l'industrie du gaz de schiste aux Etats-Unis en 2010 dans les termes suivants: 18,6 milliards de dollars de recettes fiscales, composées d'impôts fédéraux, étatiques et locaux, et de redevances fédérales ; 76 milliards de dollars de valeur ajoutée au PIB américain; réduction de 10% des coûts d'électricité; soutien de 600000 emplois, dont 148000 emplois directs aux États-Unis, 194 000 emplois indirects dans les industries fournisseurs et plus de 259 000 emplois induits. La politique monétaire du ZIRP (Zero Interest Rate Policy), les faveurs fiscales (crédits d'impôt), la mise en place volontaire d'une réglementation permissive en matière d'environnement, le soutien de l'Etat dans le domaine de la recherche et du développement, et les prix élevés du gaz de l'époque, sont considérés comme les principaux facteurs qui ont fait décoller la production commerciale du gaz de schiste aux Etats-Unis. D'autres facteurs y ont également contribué comme

- Le régime de la propriété privée (commonlaws), qui consacre le droit du propriétaire américain à disposer des ressources du sol et du sous-sol. Ainsi, les propriétaires fonciers dont les terres se trouvaient dans des zones potentiellement riches en gaz de schiste acceptaient volontiers les offres d'exploitation, proposées par les sociétés pétro gazières, tant les dividendes tirés de telles transactions sont importantes. Selon l'association Fracktracker, un hectare loué pour l'exploitation de gaz de schiste rapporte à son propriétaire 19000 \$US, en plus des royalties (% sur le chiffre d'affaires), qui peuvent atteindre les 18%. Notons qu'aux Etats-Unis, 2/3 des terres appartiennent au secteur privé (private lands). Ce régime foncier, unique au monde, est à l'origine de la forte dynamique du développement de l'industrie du gaz de schiste aux Etats-Unis, car il met en synergie les intérêts des propriétaires terriens et des compagnies pétro gazières, sans contrôle de l'administration.
- Des conditions géologiques très favorables : les formations de schiste aux Etats-Unis sont situées à des profondeurs moins importantes qu'ailleurs (de 800 m à 2600 m) ; les couches de schiste sont épaisses (de 6 m à 200 m) et ne présentent pas beaucoup d'irrégularités (comme en Chine); l'indice COT varie entre 0,5% et 25% [15].
- Innovations technologiques et facilité d'accès aux capitaux.
- Disponibilité d'informations crédibles sur les formations de gaz de schiste ; ce qui permet de limiter les incertitudes des investissements. A ce propos, il faut noter que les estimations des RTR des autres pays sont très approximatives, et peuvent de ce fait entraîner de grosses pertes financières. Le parfait exemple en est la Pologne, dont les estimations initiales de l'EIA de 5300 milliards de m³ ont été revues fortement à la baisse dans une fourchette entre 346 et 768 milliards de m³ [16].
- Disponibilité de nombreuses plateformes de forage, de sociétés de service (2000 opérateurs de forage), d'équipements spécifiques, et d'un personnel hautement qualifié.
- Disponibilité de ressources suffisantes en eau pour la fracturation hydraulique.
- Existence d'un vaste réseau d'infrastructures, capable de supporter l'expansion du gaz de schiste. La longueur totale du réseau des gazoducs des Etats-Unis est de 500 000 km, alors qu'il n'est que de 203 185 km en Europe ; soit moins que la moitié.
- Marché entièrement libéralisé. Le marché spot Henry Hub en Louisiane du gaz naturel est une référence. En Europe, le marché du gaz naturel est régulé.
- Acceptation sociale dans la majorité des Etats, historiquement producteurs d'hydrocarbures, comme le Texas et la Pennsylvanie. Toutefois, un sondage a révélé que 60% de la population américaine est contre la fracturation hydraulique, et un certain nombre d'Etats américains ont même interdit cette technique sur leur territoire, comme New York (en 2014), le Vermont (en 2012), et le Maryland (en 2017).

- Politique volontariste de l'État fédéral, qui subventionne substantiellement les opérateurs par diverses exonérations fiscales sur les forages. L'administration Trump avait annulé les réglementations sur la réduction des émissions de méthane du secteur du gaz de schiste.
- Existence d'un puissant lobby pétro gazier, très actif et agressif, capable d'orienter la politique et la réglementation en sa faveur. La faille Halliburton (Halliburtonloophole) en est un exemple. La « SafeDrinking Water Act », une loi qui permet à l'EPA de protéger les ressources d'eau potable, a été amendée en lui soustrayant la fracturation hydraulique. Le responsable de cette « prouesse » est Dick Cheney, un ancien PDG d'Halliburton, la plus grande compagnie de services de fracturation hydraulique du monde.

Mais le grand défi auquel doit faire face cette nouvelle industrie est celui de la durabilité. Soucieuses de réaliser le maximum de bénéfices en peu de temps, les compagnies pétro gazières se sont concentrées dès le début sur les zones les plus prolifiques (sweet spot). En quelques années d'exploitation massive, la production de gaz de schiste a décliné et a poussé ces entreprises à forer de plus en plus de puits (jusqu'à 6 plateformes par km²) pour maintenir leur niveau de production, quitte à provoquer davantage d'incidents. L'évolution de la production de gaz de schiste aux Etats-Unis montre que le pic a été dépassé, et que la phase de décroissance de la technologie de la fracturation hydraulique a été entamée. Cette dernière étant arrivée au stade de maturité [17].

Fig 4. La courbe en S des phases de développement des énergies non conventionnelles



Source: Banque J. Safra Sarasin, d'après SocGen, 2017

Kaiser et *al* considèrent que la production initiale et les réserves récupérables ultimes estimées (EUR), sont les deux paramètres physiques qui déterminent la viabilité des gisements de gaz de schiste. Notons que la rentabilité rapide et élevée des premiers investissements a été favorisée par l'exploitation des condensats (liquides de gaz naturel NGL et gaz de pétrole liquéfié GPL) qui présentent un tel avantage commercial que certains gisements sont exploités uniquement pour ces matières [18].

Par ailleurs, les aspects financiers de cette industrie ne sont pas transparents. En effet, l'activité du gaz de schiste est minée par le phénomène de spéculation. Selon Wolf Richter (PDG de Wolf Street Corp.) : "l'extraction du gaz de schiste dévore le capital à une vitesse étonnante, laissant les exploitants sur une montagne de dettes lorsque la production s'écroule. Pour éviter que cette dégringolade n'entame leurs revenus, les compagnies doivent pomper sans discontinuité, en compensant les puits taris par d'autres qui le seront demain.". Cette politique nous fait penser au fameux système de spéculation Ponzi. Timothy Mitchell, historien américain affirme : " Le gaz de schiste s'est transformé en un champ de spéculation financière pour les banques et les investisseurs privés. Après l'effondrement du marché des crédits hypothécaires, les financiers étaient en quête d'un nouveau terrain de chasse. Comme les profits escomptés risquent de ne pas être au rendez-vous, il faut s'attendre à une série de banqueroutes, fusions et rachats qui feront autant de commissions

pour les banques". «Les sociétés d'exploration et de production aux USA et au Canada ont environ 86 milliards de dollars de dette à rembourser entre 2020 et 2024 ; 62% de cette dette est considérée comme spéculative selon un rapport de l'agence Moody's» [19]. «Longtemps non-contestés, au prix d'un intense lobby du secteur, ce boom de gaz de schiste et ses impacts économiques (indépendance énergétique, énergie à bas coût, création d'emplois) sont pourtant aujourd'hui de plus en plus remis en cause. Le miracle de la révolution du gaz de schiste aux USA ne serait alors au mieux qu'un mirage passager et au pire une fantastique opération spéculative ne profitant qu'à quelques acteurs du secteur» [20]. Kinnaman [21] a examiné plusieurs études, financées par l'industrie pétro gazière et a observé qu'elles mettent principalement en évidence des avantages surestimés sur l'emploi, les revenus et la croissance des recettes fiscales, tout en éludant les externalités négatives. Bien que ces études ne soient pas évaluées par des pairs, elles bénéficient néanmoins d'une grande diffusion, grâce au sponsoring du lobby du secteur [21].

Ces dernières années, l'industrie du gaz de schiste s'est manifestement essoufflée, particulièrement en 2020 avec l'avènement du Covid19 et la guerre des prix du pétrole entre la Russie et l'Arabie Saoudite qui ont entraîné des faillites spectaculaires. Ainsi, Chesapeake Energy, la compagnie pionnière de l'industrie du gaz de schiste (1989), devenue par la suite, troisième producteur indépendant de gaz des Etats-Unis, a fini par se mettre sous la protection de la loi sur les faillites à la fin juin 2020, en raison de son surendettement, évalué à plus de 9 milliards de \$US, soit 105% de la valeur de ses réserves de pétrole et de gaz. Et le groupe financier américain Bloomberg LP de résumer la situation : « Plus de 200 explorateurs pétroliers nord-américains ont fait faillite depuis 2015. Le boom du schiste lancé il y a dix ans a été alimenté par la dette. La rentabilité et les rendements pour les actionnaires ont toujours été décevants, et les investisseurs avaient déjà hésité à investir davantage d'argent dans le schiste avant le krach pétrolier de cette année. Le taux de défaut sur la dette énergétique à haut rendement s'élevait à 11%, a déclaré Fitch Ratings dans un rapport du 11 juin, le plus haut niveau depuis avril 2017» [22].

4. Contexte algérien du gaz de schiste

4.1 Le gaz naturel conventionnel en Algérie

En Algérie, le gaz naturel conventionnel est la plus importante source d'énergie primaire avec 55,7% du total de cette énergie, devant le pétrole brut avec 32,4%. Le total des réserves prouvées de gaz naturel conventionnel de l'Algérie est estimé à la fin de l'année 2019 à 153,1 Tcf (un peu plus que 4335 milliards de m³), soit 2,2% des réserves mondiales et un ratio R/P (Réserve/Production) de 50,3 ; ce qui correspond à une cinquantaine d'années de consommation de l'année 2018. Ces réserves classent notre pays au deuxième rang en Afrique après le Nigéria (190,4 Tcf), et devant la Lybie (50,5 Tcf) et l'Egypte (75,5 Tcf). Malheureusement, les réserves prouvées de l'Algérie n'ont pas été améliorées depuis 1999, alors que les réserves mondiales sont passées de 4661 Tcf en 1999 à 6021 Tcf en 2009, puis à 7020 Tcf en 2019. Cette situation laisse penser qu'il y'a eu un déficit en matière d'exploration de la part de notre pays. L'Algérie est en 2019, le 10^{ème} producteur de gaz naturel au monde et le 7^{ème} exportateur.

Tableau 3 : Production & Consommation de gaz naturel en Algérie (en milliards de m³)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Production	71,8	76,6	86,0	84,4	78,2	80,4	82,8	82,0	88,2	84,5	83,0	82,6
Consom.	20,2	20,9	21,3	19,8	20,5	20,2	21,4	22,0	23,2	23,7	24,4	24,4

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Production	76,6	77,4	79,6	78,4	79,3	80,2	81,4	91,4	93,0	93,8	86,2
Consom.	26,2	25,3	26,8	29,9	32,1	36,1	37,9	38,6	38,9	42,7	

Source : BP Statistical Review of World Energy 2020

Le tableau 3 montre que la consommation du gaz naturel a plus que doublé entre 1997 et 2018, tandis que la production n'a augmenté que de 30% durant la même période. Cette évolution rapide de la consommation s'explique en partie par la croissance démographique (2% en 2018) et la hausse de la consommation des centrales électriques. Le rapport « Gas 2019 » de l'AIE affirme que la demande interne en gaz naturel augmente de plus de 6% en moyenne annuellement en Algérie alors que la commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG) l'estime à 4,5%. Celle-ci prévoit une consommation annuelle de 67 milliards de m³ par an à l'horizon 2028, où l'industrie verra sa part passer de 10 milliards de m³ en 2019 à 17 milliards de m³ en 2028, la distribution publique de 13 à 21 milliards de m³, les centrales électriques de 19 à 23 milliards de m³. Certains experts algériens estiment que les ressources de gaz naturel disponibles couvriront les besoins du pays jusqu'en 2035 et probablement jusqu'en 2040.

4.2 Les ressources de gaz de schiste en Algérie

L'Algérie dispose de 7 bassins, comprenant 11 formations de schiste dont les réserves techniquement récupérables sont estimées à 707 Tcf, soit 20% des 3419 Tcf du gaz en place

Fig 5. : Localisation géographique des bassins de schiste algériens

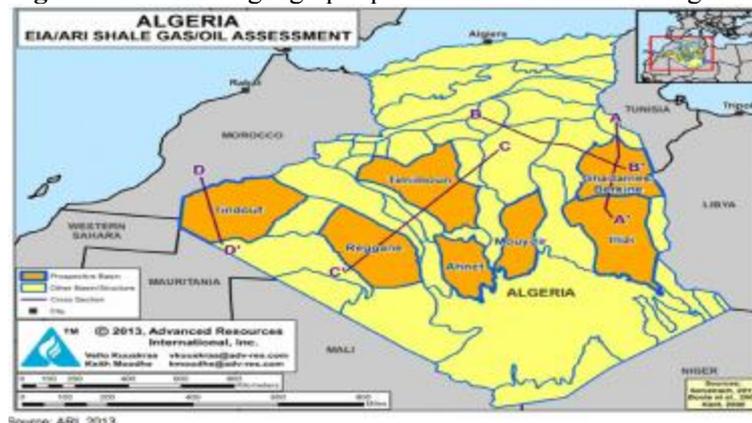


Tableau 4 : Comparaison sommaire de quelques formations de gaz de schiste algériennes et américaines

Bassins	Profondeur (ft)	RTR (Tcf)	Epaisseur moyenne (ft)	TOC Moyen (wt %)
Barnett	6500-8500	18,6	350	4,5
Fayetteville	1000-7000	37	110	6,9
Haynesville	10500-13500	81,8	250	2,5
Marcellus	4000-8500	310,6	125	7,5
Ghadames(Frasnien)	8000 –16000	106	248	6,0
Ghadames(Tannezuft)	10000-16000	176	115	5,7
Illizi(Frasnien)	3300-8000	56	162	5,7
Timimoun(Tannezuft)	5000-15000	59	90	2,8
Timimoun(Frasnien)	3300-9000	93	180	4
Ahnet(Frasnien)	3300-9500	9	54(gaz sec)	3,5
Ahnet(Tannezuft)	6000-10500	51	297	2,8
Mouydir(Tannezuft)	5000-10000	10	54	3,0
Regane(Tannezuft)	5000-16000	105	54	2,4
Regane(Frasnien)	5500-16000	16	234(gaz sec)	3,0
Tindouf(Tannezuft)	6600-14000	26	54	4,0

Source :Oil and Shale Gas Resources: Algeria Independent Statistics & Analysis. EIA (2015)

La formation de schiste du bassin Fayetteville est la moins profonde avec une moyenne de 1220 m, suivie par celles d'Illizi (1720m), Marcellus (1900m), Ahnet (1950m), puis Mouydir et Barnett (2280m), et enfin Haynesville et Ghadames (3660m). Les formations américaines semblent être favorisées quelque peu par des profondeurs moins importantes ; ce qui implique de moindres coûts d'exploitation. Les moyennes classées des épaisseurs des couches des formations de schiste: Barnett (107m), Ahnet-Tannezuft (90m), Ghadames-Frasnian (84m), Haynesville (76m), Illizi (49m), Ahnet-Frasnian (46m), Marcellus (46m), Ghadames-Tannezuft (35m), Fayetteville (33m), Mouydir-Tannezuft (16m). Il n'y a pas de différences notables entre les épaisseurs des couches de formations de schistes algériennes et américaines. Pour le contenu total carbone (TOC), Marcellus présente le meilleur taux avec 7,5%, suivi de Fayetteville (6,9%), Ghadames-Frasnian (6,0%), Ghadames-Tannezuft et Illizi avec 5,7%, puis Barnett (4,5%), Ahnet-Frasnian (3,5%), Mouydir-Tannezuft (3,0%), Ahnet-Tannezuft (2,8%), et enfin Haynesville (2,5%). Ainsi, les bassins de schiste américains ne semblent pas surpasser nettement les bassins algériens du point de vue COT. En 2012, le ministre algérien de l'énergie avait déclaré à la RTA «Les résultats préliminaires de notre évaluation du potentiel de gaz de schiste indiquent qu'il est au moins comparable aux plus importants gisements américains». Une appréciation qui n'est pas partagée par d'autres experts.

En matière d'activité de gaz de schiste, Sonatrach a initié un projet pilote d'exploration dans le bassin d'Ahnet ; onze autres puits figureraient dans son plan de développement pour la période 2021- 2027, avec l'objectif de produire 20 milliards de m³ /an de gaz de schiste à l'horizon 2022. Mais, la contestation populaire était si vive que le pouvoir en place avait renoncé à poursuivre les opérations de forage.

4.3 La politique algérienne en matière de gaz de schiste

L'expérience trop récente de l'exploitation du gaz de schiste aux Etats-Unis et les incertitudes qui l'entourent, ont semé le doute au sein de beaucoup de gouvernements dans le monde. Le consensus n'existe dans aucun pays, y compris aux Etats-Unis et en Chine. En effet, certains Etats américains ont interdit la fracturation hydraulique, d'autres se sont contentés de moratoires. Il en est de même dans l'Union européenne, où la France et la Bulgarie, par exemple ont carrément interdit cette technique, alors que d'autres pays sont encore hésitants. L'envie de profiter de cette nouvelle ressource est contrariée par les impacts négatifs sur l'environnement et la baisse des prix du gaz. La promulgation de la loi n° 13-01 du 20 février 2013, fut le premier pas qui a officialisé l'exploration du gaz de schiste en Algérie. Mais, suite à l'inauguration du premier puits-pilote d'exploration d'Ahnet, le 27 décembre 2014, la contestation populaire contre le gaz de schiste qui couvait depuis la promulgation de la loi N° 13-01, et même une année auparavant (2012), s'est radicalisée par le recours à des manifestations ininterrompues de rues au niveau d'In Salah. Ce mouvement s'est étendu par la suite à l'ensemble du territoire algérien et a fini par contraindre le pouvoir en place à geler toute activité en relation avec le gaz de schiste. L'Agence Nationale pour la Valorisation des Ressources en Hydrocarbures (ALNAFT), avait lancé le 31 janvier 2014 son 4^{ème} appel à la concurrence nationale et internationale, pour l'attribution de 31 périmètres de recherche et d'exploitation d'hydrocarbures, mais aucun des soumissionnaires n'a opté pour le gaz de schiste ; ce qui renseigne sur le degré d'incertitude et d'appréhension qui entoure cette nouvelle industrie. En 2019, une nouvelle loi (loi n° 19-13 du 11 décembre 2019) régissant les activités d'hydrocarbures a été promulguée, mais sans mentionner le gaz de schiste.

De manière générale, les officiels algériens déclarent être en faveur de l'exploitation du gaz de schiste ; les quelques déclarations du Président de la République Abdelmadjid Tebboune le prouvent : «l'exploitation du gaz de schiste nécessite un débat national, nous le laissons d'abord aux

spécialistes et lorsqu'il sera question de la décision politique, elle sera prise - Personnellement, je ne comprends pas comment certains refusent l'exploitation du gaz de schiste et préfèrent recourir à l'endettement extérieur - Nous sommes un pays producteur de gaz plus que de pétrole, et cette réalité s'impose - Nous avons la 3^{ème} réserve mondiale de gaz de schiste et nous n'exportons ni matières agricoles ni industrielles - La porte est ouverte à l'exploitation du gaz de schiste et nous ouvrirons le débat avec les milieux influents». Abdelmadjid Attar, ministre de l'énergie avait déclaré à l'APS «avec les réserves prouvées restantes actuellement et l'augmentation de la consommation intérieure, Sonatrach devra réduire ses exportations à compter de 2025, pour ne plus exporter à partir de 2030, et non 2025, qu'entre 25 à 30 milliards de m³. Il y'a nécessité d'explorer, d'améliorer les taux de récupération, et pourquoi pas aller au gaz de schiste, si c'est nécessaire à cause des besoins intérieurs au-delà de 2030». Quelques mois auparavant, ce même responsable avait déclaré dans un entretien au quotidien Liberté du 09 février 2020, «Sonatrach a utilisé la fracturation depuis les années 1980 sur des centaines de puits conventionnels ; elle injecte des volumes d'eau importants pour faire produire Hassi Messaoud et d'autres gisements ; tous les produits chimiques cités sont déjà utilisés dans le conventionnel. Il faut cependant reconnaître que les risques sont susceptibles de devenir plus fréquents du fait que l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels nécessite le forage de milliers de puits par rapport aux centaines sur un seul gisement dans le cas du conventionnel». Mais le ministre a éludé la question de la différence énorme entre les quantités d'eau et de produits chimiques utilisées dans la fracturation hydraulique à haut volume d'eau pour le gaz de schiste et la fracturation classique pour le gaz conventionnel. La conviction de notre Ministre semble profiler vers la nécessité d'exploiter le gaz de schiste pour entretenir la rente.

Chemss Eddine Chitour (ministre de la transition énergétique et des énergies renouvelables), dans une contribution très objective au journal l'Expression du 02-12-2013 affirme « les gaz de schiste sont un canular et un très mauvais signal que l'on donne aux algériens en leur donnant l'illusion qu'ils sont bénis des Dieux, qu'ils peuvent gaspiller ad vitam aeternam (indéfiniment). C'est une tragique erreur qu'il nous faut corriger en responsabilisant chacun. Le gaz de schiste aura toute sa place quand la technologie sera mature ; il y a des ressources en eau qui sont et qui seront notre bien le plus précieux surtout que nous sommes un pays en stress hydrique, menacé par les changements climatiques». Par ailleurs, les experts algériens ont des appréciations divergentes sur la viabilité de l'industrie du gaz de schiste dans notre pays. Ainsi, Mohamed Saïd Beghoul rapporte dans une contribution éclairée dans El Watan du 8 janvier 2015 : «Sur le plan géologique, les compagnies qui connaissent le domaine minier algérien savent bien que la principale roche mère argileuse d'âge silurien, qui est censée constituer le «réservoir» du gaz de schiste algérien, n'a pas les caractéristiques minéralogiques requises pour la réussite de la fracturation hydraulique (absence notable de minéraux cassants). Les problèmes techniques rencontrés lors du forage conventionnel de ces argiles, très ductiles et gonflables, en sont une preuve patente. Ces argiles auraient un index de productivité très faible du fait de la concentration insignifiante de gaz libre. La faiblesse de la porosité (entre 2 et 4%) due à la grande profondeur de l'objectif, combinée au comportement rhéologique plastique de la roche, pénalise toute possibilité de fracturation et donnerait un taux de récupération de 5 à 8% contre 15 à 22% dans les argiles à minéralogie cassante de certains gisements nord-américains.»

5. Les avantages comparatifs du gaz de schiste algérien

Quelques avantages comparatifs de l'Algérie par rapport à d'autres pays, sont susceptibles de faire la différence en termes d'attractivité des IDE. En effet, en Algérie, le domaine minier relève exclusivement de l'autorité de l'Etat, contrairement aux Etats-Unis, où la majorité des territoires du

gaz de schiste appartient à des privés ; ce monopole permet aux compagnies étrangères d'avoir un seul interlocuteur et postuler pour des concessions de grands blocs, bénéficiant ainsi des économies d'échelle. L'Algérie, tout comme les Etats-Unis est un pays qui possède une expérience (depuis 1964) dans l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures, à travers Sonatrach, surnommée la major africaine. Première entreprise d'Afrique et 12^{ème} plus grand groupe pétrolier au monde, notre compagnie nationale permet à l'Algérie de mieux négocier son entrée éventuelle dans l'industrie du gaz de schiste. Les bassins de schiste algériens sont situés sur des territoires désertiques, accessibles, avec une densité de population négligeable (inférieure à un habitant/km²). En Europe et aux Etats-Unis, des puits sont parfois forés à quelques dizaines de mètres des habitations, soumettant les citoyens aux risques de contaminations des eaux souterraines et superficielles, aux rejets de gaz toxiques dans l'atmosphère et aux séismes. Avec 3 gazoducs reliant l'Algérie au continent européen et une flotte de méthaniers qui transportent le GNL algérien vers tous les continents, Sonatrach peut assurer une compétitivité de ses exportations de gaz conventionnel et non conventionnel. A ce propos, Belgacem, T (2014), souligne : « Dans la région MENA, l'Algérie est avec sa forte tradition gazière et son réseau de transport performant, le pays le plus disposé à se reconvertir au gaz de schiste; ce qui devrait pousser l'Union européenne à maintenir ses relations avec un fournisseur traditionnel comme l'Algérie » [23].

6. Les contraintes de l'exploitation du gaz de schiste en Algérie

6.1 La fracturation hydraulique exige des quantités excessives d'eau

On estime que la fracturation hydraulique d'un puits de gaz de schiste nécessite entre 10 et 20 millions de litres d'eau; la variabilité tient à la nature géologique de la formation de schiste, la profondeur du puits vertical et la longueur de la section horizontale. Par exemple, les volumes moyens d'eau pour la fracturation des puits du Barnett, Eagle Ford, Haynesville, Niobrara et Marcellus sont respectivement de 17413 m³, 18927 m³, 18927 m³, 11356 m³, 21198 m³ [24]. Pour la production d'une unité d'énergie d'un million de BTU (0,026 m³), des études montrent qu'il faut environ 7,2 litres d'eau pour le gaz naturel conventionnel, et 15,5 litres pour le gaz de schiste [25]. Avec le développement accru de l'exploitation du gaz de schiste aux Etats-Unis et l'épuisement des champs les plus prolifiques, les exigences en eau vont croître d'année en année. Une étude de 2018 a révélé que l'utilisation de l'eau pour les opérations de fracturation hydraulique aux Etats-Unis a augmenté de 770% par puits entre 2011 et 2016 dans tous les bassins de schiste américain, probablement à cause du développement des forages multipad (sites de puits horizontaux multidirectionnels) de plus en plus longs et profonds. Tandis que les volumes d'eau de reflux et de production générés au cours de la première année de production ont augmenté jusqu'à 1440% [26]. Selon un rapport de l'EIA de 2019, le volume d'eau utilisé pour la fracturation aux USA, a plus que doublé depuis 2016. Une énorme quantité dont il faut s'en débarrasser après usage, sachant qu'elle est contaminée par les produits toxiques et d'autres substances radioactives dangereuses, provenant des débris arrachés aux parois rocheuses des puits. Cette utilisation massive d'eau est insoutenable, car elle engendre tôt ou tard le tarissement des ressources hydriques, vitales pour la survie des populations. En Algérie, tous les bassins de gaz de schiste sont situés en plein désert, où l'unique source d'eau disponible est la nappe de l'Albien, considérée comme la plus grande réserve d'eau douce du monde avec 50 000 milliards de m³. Cette nappe se trouve à cheval entre le sud-est algérien (70%), la Tunisie (10%), et la Libye (20%). Elle est le résultat de l'accumulation des eaux au cours des périodes humides qui se sont succédées depuis un million d'années [27]. Cette nappe étant d'origine fossile, donc non renouvelable, il serait déraisonnable de la gaspiller pour un projet hypothétique de gaz de schiste. Selon les estimations de l'Observatoire du Sahara et du Sahel (OSS), les prélèvements sur la nappe albienne sont passés de 0,6 milliard de m³/an au début des

années 1970, à 2,7 milliards de m³/an en 2012, soit une augmentation de 450% [28]. Et qu'advient-il de l'avenir de cette précieuse ressource si elle venait d'être exploitée pour la fracturation hydraulique ?.

6.2 Contamination des nappes phréatiques

Le fluide utilisé dans la fracturation hydraulique est un mélange d'eau, de sable, et de produits chimiques spécifiques. En plus de cela, il est fait usage du fluide de forage (7500-7600 m³ par puits) plus toxique, en raison de la présence de grandes quantités de substances chimiques dont la barytine (**BaSO₄**) qui provoque la silicose et le cancer du poumon. La contamination des eaux souterraines par les fluides de fracturation peut provenir de défauts d'étanchéité des puits, d'accidents en surface liés au transport, au stockage, et à la manipulation de ces substances [29]. Les produits chimiques du fluide de fracturation présentent des risques avérés pour la santé des personnes et l'environnement. L'E.P.A (Environmental Protection Agency) a identifié 1084 de tels produits qui seraient utilisés entre 2005 et 2013, et beaucoup d'entre eux sont extrêmement toxiques, comme le benzène et le plomb. Les composés BTEX (Benzène, Toluène, Ethylbenzène, Xylène) sont apparus dans 60 des produits de fracturation hydraulique utilisés entre 2005 et 2009. Les entreprises de fracturation hydraulique en avaient injecté 43153694 litres [30]. En décembre 2016, l'EPA avait achevé une étude sur les impacts de la fracturation hydraulique sur l'eau potable aux Etats-Unis qui a duré six ans et coûté 29 millions de dollars. Cette agence est parvenue à des preuves scientifiques que les activités de fracturation hydraulique ont un impact sur les ressources en eau potable: prélèvements d'eau dans les zones où les ressources en eau souterraine sont limitées ou en déclin, déversements lors de la manipulation de produits chimiques, injection de fluides de fracturation hydraulique dans des puits dont l'intégrité mécanique est défaillante, injection de fluides de fracturation directement dans les ressources en eau souterraine, rejet d'eaux usées insuffisamment traitées dans les eaux de surface, élimination ou stockage des eaux usées dans des fosses sans revêtement entraînant une contamination des ressources souterraines [31]. Selon les deux organisations professionnelles de santé Physicians, Scientists, and Engineers for Healthy Energy, l'analyse statistique de la littérature scientifique disponible de 2009 à 2015 démontre que 69% des études de recherche originales sur la qualité de l'eau ont révélé de réels signes de contamination de l'eau associée à la fracturation hydraulique. L'utilisation de notre nappe albiennaise pour la fracturation hydraulique l'expose à des risques de contaminations graves et irréversibles. Or, peut-on risquer une ressource rare et vitale pour la vie des populations du sud, alors qu'elle pourrait être mieux valorisée dans l'agriculture saharienne, l'industrie agroalimentaire, et contribuer même au développement du tourisme, sans que cela ne nuise ni à la santé humaine, ni à l'environnement.

6.3 Impacts sur la santé publique

La fracturation hydraulique produit des eaux usées contenant des sels et des produits chimiques dangereux. Bien que les additifs ne représentent que 2% du volume total du fluide de fracturation, il n'en demeure pas moins que cela représente environ 40 000 litres de produits chimiques injectés par puits ; ce qui constitue une vraie menace aussi bien pour les ouvriers qui les manipulent, que pour le reste de la population, et l'environnement. Les données disponibles montrent la présence de constituants toxiques, comme le Mercure, l'Arsenic, le Plomb, le Zinc, le Cadmium, les BTX, des éléments radioactifs, des hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP). Ces derniers sont fortement toxiques au point où l'EPA les a inclus dans la liste des polluants prioritaires [40]. Une analyse de 353 de ces produits chimiques a révélé que plus de 75% pouvaient avoir des effets respiratoires, gastro-intestinaux, dermatologiques et oculaires; 40% à 50% pourraient être neuro-immuno- et néphrotoxiques; 37% pourraient être des perturbateurs endocriniens et 25% pourraient être cancérigène [32]. Des rapports ont fait état d'éruptions cutanées, de problèmes gastro-

intestinaux et de détresses respiratoires chez les personnes vivant à proximité de forages où se pratiquaient les fracturations hydrauliques [33].

6.4 Impacts du gaz de schiste sur la qualité de l'air

Lors d'une fracturation hydraulique, le reflux s'accompagne de méthane, dont une partie s'échappe dans l'atmosphère. Les émanations du méthane proviennent de la production (66% des émissions totales de CH₄), du transport et du stockage (21%), du traitement (7 %), de la distribution (7%) [34]. Le méthane est un gaz à effet de serre, capable de piéger 86 fois plus de chaleur dans l'atmosphère terrestre que la même quantité de dioxyde de carbone au cours des 20 premières années. Une équipe du Jet Propulsion Laboratory de la NASA, a confirmé que l'industrie du pétrole et du gaz est responsable de la plus grande part des émissions mondiales de méthane en hausse. «La forte augmentation des émissions de méthane est étroitement liée au boom américain de la fracturation hydraulique», a déclaré Jim Warren, directeur exécutif du groupe de surveillance du climat NC WARN. Une autre étude a révélé que les centrales électriques au gaz naturel, émettaient entre 20 et 120 fois plus de pollution au méthane que ce que l'on croyait auparavant, en partie à cause de fuites accidentelles et des «évacuations» délibérées par les entreprises. L'analyse du carbone 14 du méthane atmosphérique indique que 30 % environ est d'origine fossile.

L'étude de Howarth, R. W [35], parue en 2019, va dans le même sens. En effet, Howarth affirme que le flux atmosphérique total de méthane pour la période 2008-2014 était supérieur de 247 millions de tonnes par an à celui de la période 2000-2007, soit une augmentation de 7% des émissions mondiales de méthane d'origine humaine. Ces dernières sont responsables du quart du réchauffement climatique, d'après les scientifiques. En plus de contribuer au changement climatique, les émissions de méthane entraînent une augmentation des niveaux d'ozone troposphérique (mauvais ozone O₃), avec des dommages importants sur la santé publique et l'agriculture. Sur la base du coût social des émissions de méthane de 2700 \$US à 6000 \$US la tonne, et pour une augmentation des émissions de gaz de schiste de 9 400 000 tonnes par an, Howard estime que cela correspond à des dommages à la santé publique, à l'agriculture et au climat de 25 à 55 milliards de dollars par an pour les dernières années. C'est comparable à la valeur de la vente de ce gaz de schiste au cours de ces années [36].

Les entreprises de fracturation hydraulique ont également utilisé entre 2005 et 2009, 595 produits contenant 24 polluants atmosphériques dangereux parmi lesquels on trouve le fluorure d'hydrogène (acide fluorhydrique HF), un polluant hautement corrosif et agent décalcifiant redoutable [37].

6.5 Forte concurrence internationale du gaz conventionnel

En plus des externalités négatives citées auparavant, le gaz de schiste est économiquement moins compétitif que le gaz conventionnel. Par conséquent, son développement ne peut être assuré que dans un contexte d'un déficit chronique du gaz conventionnel. C'est pourquoi il est important d'appréhender la tendance actuelle et future de l'offre du gaz naturel à travers le monde. Les réserves prouvées du gaz conventionnel à l'échelle mondiale, le développement récent des capacités de production du GNL, et les projets en cours de réalisation, associés au caractère spécifique des marchés du gaz naturel, sont les facteurs clés qui préfigurent de l'avenir à moyen terme du gaz de schiste. Produire du gaz et le mettre sur le marché, nécessite de gros investissements dans de grands projets dont les coûts fixes sont très élevés, et les coûts variables relativement faibles. Cette spécificité exige une exploitation à pleine capacité des infrastructures ; à défaut les bénéfices sont réduits de manière exponentielle. Cette contrainte explique les raisons qui poussent les pays exportateurs de gaz naturel à recourir aux contrats de long terme. Bien que les ressources en gaz de

schiste soient estimées à cinq fois celles du gaz conventionnel, on craint que leurs taux d'épuisement soient beaucoup plus rapides [38].

Tableau 5 : Pays détenant les plus grandes réserves prouvées de gaz naturel

	Fin 1999 (enTcm)	Fin 2018 (enTcm)	% des réserves mondiales	R* (Réserves/Production)
Russie	32,9	38,0	19,1	55,9
Iran	23,6	32,0	16,1	131,1
Qatar	11,5	24,7	12,4	138,6
Turkménistan	2,6	19,5	9,8	308,5
USA	4,5	12,9	6,5	14,0
Venezuela	4,6	6,3	3,2	238,0
Arabie Saoudite	5,8	5,9	3,0	52,7
Algérie	4,4	4,3	2,2	50,3

Source : BP Statistical Review of World Energy 2020

1 Tcm = 1000 milliards de m³

Le ratio Réserves/Production à l'échelle mondiale, montre que les réserves de gaz en 2019 représentent 49,8 années de la production actuelle. Avec des réserves de 2500 milliards de m³, l'Algérie, peut assurer les besoins de son marché interne pour une cinquantaine d'années. Le Moyen-Orient est la région dont le rapport R / P est le plus élevé avec 108,7 ans. Entre 2000 et 2019, le Turkménistan a vu ses réserves augmenter de 650%, les Etats-Unis de 186,7%, le Qatar de 114,8%, l'Iran de 35,6%, le Venezuela de 37%, l'Arabie Saoudite de 1,72%, alors que les réserves de l'Algérie ont régressé de 2,3%. Ce qui indique un déficit en matière d'exploration à l'amont.

Tableau 6 : Productions des pays ayant les plus grandes réserves de gaz naturel (en milliards de m³)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	%*
Russie	598,4	616,8	601,9	614,5	591,2	584,4	589,3	635,6	669,1	679,0	13,46
Iran	143,9	151,0	156,9	157,5	175,5	183,5	199,3	219,5	238,3	244,2	69,70
Qatar	123,1	150,4	162,5	168,2	169,5	174,9	173,6	168,6	176,5	178,1	44,68
Turkménistan	40,1	56,3	59,0	59,0	63,5	65,9	63,2	58,7	61,5	63,2	57,60
USA	575,2	617,4	649,1	655,7	704,7	740,3	727,4	746,2	835,9	920,9	60,10
Chine	96,5	106,2	111,5	121,8	131,2	135,7	137,9	149,2	161,5	177,6	84,04
Venezuela	30,5	30,2	31,9	30,6	31,8	36,1	37,2	38,6	31,6	26,5	- 13,1
Arabie Saoudite	83,3	87,6	94,4	95,0	97,3	99,2	105,3	109,3	112,1	113,6	36,37
Algérie	77,4	79,6	78,4	79,3	80,2	81,4	91,4	93,0	93,8	86,2	11,37

Source : BP Statistical Review of World Energy 2020;

*Taux de croissance(en %) entre 2010 et 2019.

Entre 2010 et 2019, les productions de gaz naturel de la Chine, l'Iran, les USA, et le Turkménistan ont connu une nette augmentation, contrairement à l'Algérie qui a enregistré le plus faible taux de croissance (11,37%), devant le Venezuela. L'Europe, un marché de premier ordre pour l'Algérie, est maintenant approvisionnée par des gazoducs de Norvège, des Pays Bas, du Royaume-Uni, de la Lybie, et de la Russie. À cela s'ajoute l'ouverture récente de gazoducs à partir de la mer caspienne (Azerbaïdjan, Kazakhstan, Turkménistan). Déjà, il a été constaté que l'ensemble des volumes russes, algériens et norvégiens ont été impactés par la concurrence d'une offre excédentaire de GNL. Cedigaz (centre d'information économique sur le gaz naturel) estime que les exportations de gaz

par gazoducs en direction de l'Europe (sans compter la Turquie) ont chuté de presque 20 % par rapport à la même période de l'année précédente (2018) [39].

Tableau 7 : Les exportations mondiales (en milliards de m³) du gaz naturel

	Russie	Qatar	Norvège	USA	Australie	Algérie
Volumes	247,9	125	120,9	96,1	75,9	52,4
% Exp.mond.	26,3	10,1	9,8	10,2	6,1	4,2

Source : BP (2019)

Le tableau 7 montre que les Etats-Unis, malgré leur gaz de schiste, sont en seconde position pour les exportations du gaz naturel, loin derrière la Russie, et au même niveau que le Qatar, et pas loin de la Norvège ; des pays qui ne produisent pas du tout de gaz de schiste. C'est dire la prédominance du gaz conventionnel dans les échanges internationaux. Ainsi, il est illusoire de croire que l'exploitation du gaz de schiste puisse contribuer de façon significative aux exportations du gaz naturel en Algérie. En cas d'exploitation à moyen terme, le gaz de schiste algérien serait terrassé par le gaz conventionnel des grands projets de Russie (Nord Stream1 et 2, Turkish Stream, Yamal LNG, Power of Siberia), des producteurs tels que l'Arabie Saoudite, l'Iran, l'Irak, le Qatar, le Canada, l'Australie et des nouveaux producteurs, comme le Turkménistan (réserves estimées à 17,5 trillions de m³, soit 9,4 % des réserves mondiales) qui occupe maintenant la quatrième place mondiale derrière la Russie, le Qatar et l'Iran, et ambitionne de porter sa production à 125 milliards de m³ par an en 2020. En outre, trois pays africains, le Mozambique, la Mauritanie et le Sénégal ont récemment (depuis 2010) fait l'objet de découvertes très importantes de gaz conventionnel. 5000 milliards de m³, telles sont les réserves récupérables en offshore du Mozambique dans le bassin de Rovuma, soit la moitié des réserves des Etats-Unis et les 9^{ème} au monde. Plus de 90% de cette production future sous forme de GNL ont déjà été contractuellement vendus à des consommateurs asiatiques et européens selon Ecofin Hebdo du 3 décembre 2019. Ajouter à cela, le nouveau champ de gaz égyptien Zhor à 150 km de la côte sur la méditerranée qui est entré en production en 2017, avec 850 milliards de m³ de réserves récupérables ; également le gisement de Leviathan (620 milliards de m³) sur la côte méditerranéenne de la Palestine occupée [40].

6.6 Concurrence des énergies renouvelables

De toutes les énergies renouvelables, susceptibles de concurrencer durablement le gaz de schiste dans la production d'électricité, l'énergie solaire semble présenter les meilleurs atouts économiques et environnementaux. La chute exponentielle des prix des panneaux photovoltaïques et l'amélioration de leur rendement, ont dopé la compétitivité du solaire.

En 2019, l'Algérie a produit 99% de son énergie électrique à partir de centrales fonctionnant au gaz naturel, en prélevant 20 milliards de m³ de sa production, estimée à 86,2 milliards de m³ (dont 53,9 milliards de m³ furent exportés) [41]. Il serait judicieux d'examiner la possibilité d'économiser ces quantités de gaz en utilisant plutôt l'énergie solaire pour la production de l'électricité ; une énergie inépuisable, propre, gratuite et sans effet nuisible ni sur l'environnement ni sur la santé des citoyens. L'époque où l'énergie solaire souffrait du problème d'intermittence est révolue, car cette contrainte est maintenant dépassée, puisqu'il est devenu possible de stocker l'énergie thermique excédentaire de la journée dans des réservoirs de sel liquide ; ce qui permet d'assurer une alimentation électrique continue pour la nuit, pour une durée pouvant dépasser 7 heures. Les progrès techniques accomplis ces dix dernières années en matière de performance de l'énergie solaire sont extraordinaires. Le rendement des cellules des panneaux solaires à base du matériau Péroovskite MAPI (CH₃NH₃PbI₃) a atteint 25,2% par rapport aux panneaux à base de silicium [42]. L'énergie électrique issue des

cellules solaires est devenue la plus abordable du fait de la chute des prix de 89% lors des dix dernières années.

David J.C. MACKAY [53] affirme que «10 000 km² d'énergie solaire au Sahara pourraient répondre à tous les besoins énergétiques du monde». Une information qui fait des 1900000 km² de notre Sahara, un immense gisement gratuit et inépuisable, qui nous ferait oublier notre gaz de schiste. Si l'Algérie a la chance de disposer des troisièmes plus grandes réserves du monde de gaz de schiste, Allah a voulu que nous en soyons également le pays à détenir le plus grand potentiel d'énergie solaire au niveau de la méditerranée et des pays arabes. David J.C. MACKAY, affirme également « des endroits comme la Grande-Bretagne et l'Europe sont dans le pétrin parce qu'ils ont de fortes densités de population, et toutes les énergies renouvelables disponibles sont diffusées – elles ont une faible densité de puissance. Lorsque nous cherchons de l'aide, nous devons nous tourner vers des pays qui ont : a) une faible densité de population; b) une grande superficie; et c) une alimentation en énergie renouvelable à haute densité de puissance» [43]. Selon ces trois considérations, l'Algérie présente le meilleur cadre pour l'Europe en matière d'énergie, sous toutes ses formes.

Tableau 8 : Potentiel économique du solaire dans les pays proches de l'Europe
(10³ TWh/an)*

Algérie	Lybie	Arabie Saoudite	Egypte	Irak	Maroc	Oman	Syrie	Tunisie	Jordanie
169	140	125	74	29	20	19	10	9,2	6,4

Source : David J.C. MACKAY (2012).

*Le «potentiel économique» est la puissance qui pourrait être produite dans des endroits où l'irradiance normale directe est supérieure à 2000 kWh / m² / an.

A l'heure actuelle, l'Algérie accuse un énorme retard dans l'exploitation de l'énergie solaire par rapport aux autres pays, pourtant beaucoup moins nantis. Selon le Ministère de l'énergie, la production nationale d'électricité, est estimée en 2018 à 76 663 Gwh, avec 730 Gwh (0,95%) issus du solaire, de l'hydraulique et de l'éolien ; 57 880 Gwh (75,50%) comme production dérivée des filiales SPE et SKTM de Sonelgaz, et d'autres fournisseurs indépendants tels que Kahrama, et les cinq producteurs d'électricité (SKB, SKD, SKS, SKT, SKH) ; 53 Gwh provient d'autres producteurs indépendants. Ces chiffres montrent que la vie économique et sociale de notre pays est étroitement liée au gaz naturel. Mais, au rythme actuel de la consommation, l'Algérie ne pourra plus exporter de gaz naturel à l'horizon 2028, car toute la production nationale sera engloutie par le marché intérieur, faisant ainsi disparaître une importante source de rentrées de devises au pays. Tout cela, sans compter la concurrence qui devient de plus en plus rude sur les marchés internationaux. Déjà, on a enregistré en 2018 une baisse de 18% du volume de gaz naturel destiné au GNL, en raison de la réduction des enlèvements par les clients de Sonatrach.

Face à cette situation, l'Algérie doit développer en urgence son potentiel d'énergie solaire ; une ressource propre, durable et accessibles sur tout le territoire national. Selon le commissariat aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique (CEREFÉ) "L'Algérie, compte tenue de sa position géographique, dispose de l'un des plus importants gisements solaires du monde, avec une durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national qui dépasse les 2000 heures annuellement et peut même atteindre 3900 heures dans les hauts plateaux et le Sahara" [44]. Les énergies renouvelables ont enregistré une forte progression, avec une prépondérance du solaire. Le photovoltaïque s'est imposé, grâce à la diminution de ses coûts. En effet, entre 2010 et 2019, le coût de l'énergie solaire photovoltaïque a baissé de 82 %, suite à la chute des prix des panneaux solaires de 90%.

Pour réduire sa consommation en énergies fossiles, l'Algérie avait opté pour les centrales thermiques à Cycle Combiné Gaz (CCG), qui ont un rendement supérieur à celui des centrales thermiques classiques. Selon le président du comité algérien de l'énergie, " la politique énergétique intègre désormais le développement des énergies renouvelables en vue de mieux préparer la transition énergétique et de s'affranchir progressivement, à moyen et long terme, des hydrocarbures". Le partenariat entre Sonatrach et Sonelgaz va produire 4000 Mgw d'électricité issus des énergies renouvelables dont le parc actuel n'assure que 400 Mgw [45].

Tableau 9 : Origines de la production nationale d'électricité (en Gwh)

Cycle combiné	Turbine à gaz	Turbine à vapeur	Diesel	Hydraulique	Autres (solaire, éolien)	Production autonome
28 244	36 580	10 682	374	117	666	5 437

Source : Ministère de l'énergie : Bilan énergétique national année 2018. Edition 2019.

L'évolution récente du secteur de l'énergie à l'échelle internationale, plaide en faveur de la production de l'électricité à partir du solaire et non plus du gaz naturel. Cette option entraîne théoriquement d'importantes économies de gaz naturel, utilisées par les centrales électriques en Algérie. Le programme national de 10000 MW annoncé en 2018, visait la récupération des volumes de gaz destinés à la production de l'électricité, pour l'exportation. Malheureusement, tout est resté au stade des intentions. Le commissaire aux énergies renouvelables avait déclaré «toute la priorité a été accordée au développement de la production de l'électricité à partir du gaz naturel durant la dernière décennie (2010-2019); les installations de production d'électricité sous forme de turbines à gaz ont pratiquement doublé, passant de près de 11 000 MW en 2011 à près de 21 000 MW en 2019». Cette politique qui privilégiait les centrales électriques fonctionnant au gaz naturel doit donc être revue pour intégrer progressivement le solaire.

Sur le plan du développement du solaire, la capacité mondiale d'énergie solaire photovoltaïque est estimée en 2018 à 505 GW. La Chine est largement en tête avec 35% de la production mondiale, les Etats-Unis occupent la seconde place avec 12%, vient juste après, le Japon avec 11%, talonné par l'Allemagne avec 9% puis l'Italie avec 7 %. En Europe, les énergies renouvelables sont même devenues, pour la première fois, la première source d'électricité au premier semestre 2020, générant 40 % de l'électricité européenne contre 34 % pour les combustions fossiles. Pour l'Algérie, l'exemple de l'Australie est à méditer. Anticipant le déclin des énergies fossiles et profitant de son vaste territoire bien ensoleillé, l'Australie s'est lancée dans de gigantesques projets d'exploitation de l'énergie solaire, tels que l'Australia-Asean Power Link (AAPL), initié par Sun Cable. Un investissement de 13 milliards de \$US portant sur la construction du plus grand parc solaire photovoltaïque au monde (10 GW) sur 15000 hectares, de la plus grande installation de stockage de batteries au monde (30 GWh) et de l'un des câbles sous-marins HVDC (courant continu haute tension) le plus long du monde (3711 km) pour l'exportation d'électricité vers Singapour (en couvrant 20% de ses besoins) et l'Indonésie. L'exploitation commerciale étant prévue pour 2027. D'autres pays, pétroliers et non pétroliers, se sont déjà engagés dans la voie du solaire, à l'image de l'Arabie Saoudite qui ambitionne de produire 50% de son électricité par le biais d'énergies renouvelables d'ici 2030, les Emirats Arabes Unies, avec la plus grande centrale solaire du monde prévue en 2022 (5 millions de panneaux photovoltaïques sur 20 km² pour une production annuelle de 4500 GWh) et qui dispose de la centrale solaire Noor Abu Dhabi avec une puissance installée de 1177 MW. L'Inde a également investi dans d'importantes centrales photovoltaïques comme BadlaSolar Park (2245 MW), Kurnool Ultra Mega Solar Park (1000 MW), Rewa Ultra Mega Solar (750 MW), Pavagada Solar Park (600 MW) [46]. Même aux Etats-Unis, pays du gaz de schiste, le solaire connaît une évolution remarquable, comme le montre le cas l'Etat de la Californie.

Tableau 10 : Production nette d'électricité (GWh) en Californie par source d'énergie

	1990	2000	2010	2017	2018	Variation 1990/2018
Charbon	2 638	2 364	2 100	291	281	-89%
Pétrole	5 474	2 840	1 059	46	70	-99%
Gaz naturel	74 168	103 219	107 522	88 350	92 202	+24%
Total fossiles	84 427	111 110	112 376	90 095	94 008	+11%
Nucléaire	32 693	35 176	3 2201	17 901	18 214	-44 %
Eolien	2 759	3 518	6 079	12 823	13 650	+395%
Solaire	367	493	769	24 353	26 951	+7244%
Total EnR	47 588	60 837	58 881	96 907	81 935	+72%

Source : Department of Energy (DOE)

Le tableau 10 montre que le solaire a enregistré la plus forte progression entre 1990 et 2018, avec un taux record de +7244%, suivi de très loin par l'éolien avec +395%, puis le gaz naturel avec +24%. Par contre, le pétrole a connu la plus forte régression (-99%), suivi par le charbon (-89%) puis le nucléaire (-44%).

Les pays africains ne sont pas du reste. L'initiative « Desert to power », un programme d'intégration régionale par l'énergie, pour le Tchad, le Burkina Faso, le Soudan, Djibouti, le Sénégal, le Nigeria, le Mali, l'Ethiopie, la Mauritanie, l'Erythrée et le Niger, permettra à 250 millions de personnes d'avoir accès à 1,1 GW d'électricité d'origine solaire d'ici 2030 [47]. En Asie, la Chine occupe le premier rang mondial dans la production d'énergie solaire, et 25,8% de ses besoins en électricité sont assurés par les énergies renouvelables ; la puissance installée de l'énergie solaire photovoltaïque dans ce pays équivaut à celles des Etats-Unis, du Japon, de l'Allemagne, et de l'Italie réunis. Charles Donovan, Directeur exécutif du Center for Climate Finance and Investment de l'Imperial College Business School, affirme: «Il y a une réelle dynamique derrière les énergies renouvelables, basée uniquement sur leur avantage économique. Nos résultats montrent que l'énergie renouvelable surperforme financièrement, mais n'a toujours pas suscité un soutien important de la part des investisseurs en actions cotées » [48].

Selon l'IRENA, en 2019, le coût du solaire a baissé de 13 % par rapport à 2018, s'établissant à 0,068 \$ /KWh. La limite de 0,0133 \$/KWh a été atteinte en août 2020, lors de la vente aux enchères de 700 MW au Portugal ; à ce propos, une centrale solaire va être construite en Algarve, région du sud du Portugal, pour produire l'électricité la moins chère au monde au tarif mentionné auparavant. Le Portugal ambitionne d'atteindre d'ici 2030 le taux record de 80% de son énergie consommée à partir des sources renouvelables. L'IRENA rapporte également que plus des 4/5 de la capacité du solaire photovoltaïque devant être mis en service en 2020 dans le monde, devraient produire l'électricité la moins chère que toute option au charbon, au pétrole ou au gaz naturel. Il apparaît ainsi clairement que le solaire va inéluctablement détrôner le gaz de schiste dans le domaine de la production de l'énergie électrique. L'avenir de cette dernière forme d'énergie est très prometteur, car elle cadre parfaitement avec les objectifs du développement durable des Nations Unies où il est stipulé dans son article 7 la mise à disposition au profit des populations d'une énergie propre et d'un coût accessible. En se substituant au gaz naturel, le solaire contribue à la réduction des gaz à effets de serre qui est la cause principale du dérèglement climatique actuel.

7. Conclusion

Le gaz de schiste a émergé aux Etats-Unis dans un contexte de prix élevé du gaz naturel conventionnel et une série de facteurs intrinsèques favorables, qu'on ne retrouve nulle part ailleurs; ce qui rend l'expérience américaine difficilement reproductible ailleurs. Cependant, plusieurs insuffisances ont limité sa pérennité. En effet, sur le plan économique, les puits de gaz de schiste connaissent une chute rapide de leur production, rendant leur durée d'exploitation viable limitée aux cinq premières années. Cette particularité incite les compagnies à multiplier les forages pour maintenir une production stable; ce qui engendre une mobilisation constante de capitaux et une accumulation de dettes. Par ailleurs, la fracturation hydraulique a engendré une multiplication des cas de contamination des nappes phréatiques, des eaux de surface, des sols et de l'air, ainsi que des atteintes graves à la santé humaine.

En Algérie, le gaz de schiste se trouve à des profondeurs importantes, le long d'une ceinture allant de Berkine-Illizi à Tindouf; un vaste territoire désertique où l'eau n'est disponible que dans la nappe albienne, qui constitue une ressource vitale pour la population du sud algérien. Outre le risque possible de la contamination de cette nappe par la fracturation hydraulique, la rentabilité économique du gaz de schiste n'est pas assurée face à la chute des prix des énergies renouvelables.

Par ailleurs, l'industrie du gaz de schiste, minée par la spéculation, est très sensible à la volatilité des prix du pétrole et du gaz conventionnels. La crise pétrolière de 2020 et la série des dépôts de bilan de beaucoup de compagnies américaines dont Chesapeake, est un indice de la fragilité de cette industrie. La situation actuelle du marché du gaz naturel est caractérisée par une offre abondante, qui va perdurer à la faveur des grands projets gaziers qui entreront en production dans les années à venir. Jusqu'à une date récente, l'énergie solaire était négligée en raison de sa faible compétitivité par rapport aux énergies fossiles, mais les avancées remarquables de la technologie du photovoltaïque ont réussi à faire chuter les coûts d'exploitation des centrales solaires pour la production d'électricité. D'après les données recueillies par IRENA, sur quelques 17 000 projets en 2019, depuis 2010, le coût de l'énergie a baissé de 82% pour le solaire photovoltaïque, de 47% pour l'énergie solaire à concentration (CSP), de 39% pour l'éolien terrestre et de 29% pour l'éolien offshore [49]. Le coût de l'électricité de source solaire photovoltaïque à l'échelle industrielle a baissé de 13% en 2019 par rapport à 2018, atteignant 0,068 USD/kWh. Ainsi, l'Espagne projette de produire 70 % de son électricité à partir d'énergies renouvelables d'ici 2030, puis 100 % en 2050. L'Algérie n'est pas du reste, puisqu'elle compte réaliser 1000 MW d'installations solaires en 2021, ce qui lui fera gagner 1,5 milliard de m³ de gaz d'après le ministre de la transition énergétique et des énergies renouvelables. L'objectif global est de parvenir à 15000 MW en 2035. Cette stratégie vise à économiser nos ressources de gaz naturel conventionnel pour qu'elles soient utilisées dans l'industrie de transformation, la production d'engrais ou l'exportation.

Comme recommandation finale de cette étude, nous préconisons une abstention totale de l'exploitation du gaz de schiste sur le moyen terme, une continuité dans l'exploration et l'exploitation du gaz conventionnel avec un développement massif de l'énergie solaire pour la production de l'énergie électrique hybride (installations photovoltaïques et centrales à gaz). Cette stratégie permet de réduire la pression sur la production nationale du gaz naturel tout en dopant nos exportations. Le transport étant une activité énergivore, peut être soutenu par l'énergie électrique à travers la motorisation électrique qui connaît un développement très rapide dans le monde; par exemple, en Norvège, 54,3% des immatriculations de voitures de 2020 sont des voitures électriques et le gouvernement britannique a confirmé l'interdiction de vente de nouveaux véhicules à essence, diesel et hybride à partir de 2035.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] IFP Energies nouvelles , I. E. nouvelles. (n.d.). TOUT SAVOIR SUR LE GAZ NATUREL. Retrieved February 21, 2020, from <https://www.ifpenergiesnouvelles.fr/enjeux-et-prospective/decryptages/energies-fossiles/tout-savoir-gaz-naturel>
- [2] Algerie, E. (2020, April 12). Qui sont les principaux exportateurs mondiaux de GNL ? Retrieved May 25, 2020, from <https://www.algerie-eco.com/2020/04/12/qui-sont-les-principaux-exportateurs-mondiaux-de-gnl/>
- [3] U.S. Energy Information Administration, U. S. E. I. A. (2015, September 24). ANALYSIS & PROJECTIONS, World Shale Resource Assessments. Retrieved February 13, 2020, from <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>
- [4] Wang , Z., & Krupnick, A. (2013). ?A Retrospective Review of Shale Gas Development in the United States: What Led to the Boom. *Resources for the Future*, 1–34.
- [5] ARTRU, P. (2016, January 3). LA FORMATION DU GAZ DE SCHISTE ET SON EXTRACTION. Retrieved July 5, 2019, from <https://www.encyclopedie-energie.org/la-formation-du-gaz-de-schiste-et-son-extraction/>
- [6] Gouvernement du Canada, G. du C. (n.d.). Géologie des ressources de schiste et de réservoirs étanches. Retrieved October 12, 2020, from <https://www.rncan.gc.ca/nos-ressources-naturelles/combustibles-fossiles-propres/gaz-naturel/ressources-de-schiste-de-reservo/geologie-des-ressources-de-schiste-et-de-reservoirs-etanches/17676>
- [7] James G, S. (2013). *Shale Gas Production Processes* (Elsevier Inc, Edition). USA: 2013 Elsevier Inc.
- [8] TOTAL, T. (2016, September 9). Histoire d'une révolution industrielle, FORAGE HORIZONTAL , . Retrieved June 15, 2020, from <https://ep.totalenergies.com/sites/g/files/wompnd2221/f/atoms/files/forage-horizontal-total-fr-septembre-2016.pdf>
- [9] Keqiang , G., Baosheng , Z., Henrik , W., Kjell , A., & Mikael , H. (2017). Characteristic Production Decline Patterns for Shale Gas Wells in Barnett. *International Journal Sustainable Future for Human Security*, 5(1), 1–21.
- [10] Hicks, B. (2012, December 13). Multi-Well Pad Will Sink OPEC. Retrieved May 11, 2020, from <https://www.energyandcapital.com/articles/multi-well-pad-will-sink-opec/74030>
- [11] Buck, A. (1982). *A History of the Energy Research and Development Administration* (pp. 1–22). Retrieved from U.S. Department of Energy, Office of Management, Office of the Executive Secretariat ,Office of History and Heritage Resources website: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/ERDA%20History.pdf>
- [12] International Energy Agency, I. E. A. (2019). *Energy Policies of IEA Countries: United States 2019 Review*. Retrieved from IEA Publications website: <https://www.iea.org/reports/energy-policies-of-iea-countries-united-states-2019-review>
- [13] Kaiser, M. j. (2012). Haynesville shale play economic analysis. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 75–89.
- [14] Bonakdarpour, M., Flanagan, B., Holling, C., & Larson, J. W. (2011). *The Economic and Employment Contributions of Shale Gas in the United States*. Retrieved from IHS Global Insight website: https://www.energyindepth.org/wp-content/uploads/2011/12/Shale-Gas-Economic-Impact-Dec-2011_EMB1.pdf

- [15] NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY Strategic C, N. E. T. L. S. C. (2013). *Modern Shale Gas Development in the United States: An Update*. usa: us department of energy.
- [16] Vladimir S, M., & Le Roux, H. (2015, October 28). Les fausses promesses du gaz de schiste. Retrieved October 25, 2019, from <https://reporterre.net/Les-fausses-promesses-du-gaz-de-schiste-polonais>
- [17] Weber , A., & J. Safra Sarasin, M. R. (2018, February 9). Frein à l'essor des hydrocarbures de schiste. Retrieved January 11, 2020, from <https://www.allnews.ch/content/points-de-vue/frein-à-l'essor-des-hydrocarbures-de-schiste>
- [18] Patrice , G., & Méritet, S. (2014). Effets internes et externes du développement des hydrocarbures non conventionnels aux États-Unis : bilan d'étape et perspectives. *Revue d'économie Industrielle*, (148), 105–131.
- [19] Michel, J. (2020, March 10). Krach pétrolier : les producteurs de schiste aux États-Unis résisteront-ils à l'assaut de la Russie ? Retrieved May 3, 2020, from <https://www.latribune.fr/economie/international/krach-petrolier-les-producteurs-de-schiste-aux-etats-unis-resisteront-ils-a-l-assaut-de-la-russie-841596.html>
- [20] Barka, S., Espagne, V., Simon, A., Mouelhi, S., & Gallala, W. (2015). *Gaz de schiste en Tunisie: entre mythes et réalités*. Retrieved from Heinrich Böll Stiftung Afrique du Nord Tunis et Friends of the Earth Europe (FOEE) website: https://tn.boell.org/sites/default/files/gaz_de_schist_final_version_2.pdf
- [21] Kinnaman, T. C. (2011). The economic impact of shale gas extraction: A review of existing studies. *Ecological Economics*, 70, 1243–1249.
- [22] Whethe, D. (2020, June 30). Chesapeake's Collapse is latest in long line of shale busts. Retrieved October 11, 2020, from <https://www.bloombergquint.com/business/chesapeake-s-collapse-is-latest-in-long-line-of-shale-disasters>
- [23] ahchi, B. (2014). La guerre des gazoducs. *Outre-Terre*, 41, 362–374.
- [24] United States Government Accountability Office, G. A. O. (2012). *OIL AND GAS Information on Shale Resources, Development, and Environmental and Public Health Risks* (pp. 37–39). Retrieved from United States Government Accountability Office website: https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc296133/m2/1/high_res_d/647788.pdf
- [25] Laurent, A. (2018). *COUP D'ŒIL SUR LES PRODUITS DE BASE Édition spéciale sur le gaz de schiste* (No. 9; pp. 13–15). Retrieved from NATIONS UNIES CNUCED website: https://unctad.org/fr/system/files/official-document/suc2017d10_fr.pdf
- [26] Kondash, A. J., Lauer, N. E., & Vengosh, A. (2018). The intensification of the water footprint of hydraulic fracturing. *SCIENCE ADVANCES*, 4(8), 1–9. <https://doi.org/https://doi.org/10.1126/sciadv.aar5982>
- [27] Magdelaine, C. (2020, May 20). Sous le Sahara : une nappe d'eau, grande comme deux fois la France, alimente les oasis du désert. Retrieved January 3, 2021, from <https://www.notre-planete.info/actualites/3823-Sahara-origine-oasis-eau>
- [28] Matoussi, M. S. (2014). *ASPECTS SOCIOÉCONOMIQUES DE l'IrrIGATION DANS LE BASSIN DU SASS*. Retrieved from OBSERVATOIRE DU SAHARA ET DU SAHEL website: https://seors.unfccc.int/applications/seors/attachments/get_attachment?code=K800MQAKT7Q1J6HEA8AG8M8RWCX3ZQKE
- [29] Gordalla, B. C., Ewers, U., & Frimmel, F. H. (2013). Hydraulic fracturing: a toxicological threat for groundwater and drinking-water? *Environmental Earth Sciences*, 70(8), 3875–3893.

- [30] Belitz, K., Fram, M. S., & Johnson, T. D. (2015). Metrics for Assessing the Quality of Groundwater Used for Public Supply, CA, USA: Equivalent-Population and Area. *Environmental Science & Technology* , 49(14), 8330–8338. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1021/acs.est.5b00265>
- [31] United States Environmental Protection Agency, E. P. A. (2016). *Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States*. Retrieved from Office of Research and Development website: https://www.epa.gov/sites/default/files/2016-12/documents/hfdwa_executive_summary.pdf
- [32] Mosier, J. (2017, December 1). UTA research finds dangerous bacteria in groundwater near Texas gas drilling sites. Retrieved June 21, 2020, from <https://www.dallasnews.com/business/energy/2017/12/01/uta-research-finds-dangerous-bacteria-in-groundwater-near-texas-gas-drilling-sites/>
- [33] Seth B. C. , S., Maddalena, R. L., Hays, J., Stringfellow, W., Wettstein, Z., Harrison, Robert, ... McKone, T. E. (2015). *An Independent Scientific Assessment of Well Stimulation in California, Volume II (Potential Impacts of Well Stimulation on Human Health in California)* (pp. 372–445). Retrieved from California Council on Science and Technology website: <https://pacinst.org/wp-content/uploads/2015/07/160708-sb4-vol-II.pdf>
- [34] International Energy Agency, I. E. A. (2020). *Methane Tracker 2020*. Retrieved from IEA website: <https://www.iea.org/reports/methane-tracker-2020>
- [35] Howarth, R. W. (2019). Ideas and perspectives: is shale gas a major driver of recent increase in global atmospheric methane? *Biogeosciences*, 16(15). <https://doi.org/https://doi.org/10.5194/bg-16-3033-2019>
- [36] U S HOUSE OF REPRESENTATIVES , C. O. E. A. C. (2011). *CHEMICALS USED IN HYDRAULIC FRACTURING* (pp. 1–30). Retrieved from U S HOUSE OF REPRESENTATIVES website: http://ecolo.org/documents/documents_in_english/gas-Hydraulic-Fract-chemicals-2011-report.pdf
- [37] Cooper, J., Stamford, L., & Azapagic, A. (2016). Shale Gas: A Review of the Economic, Environmental, and Social Sustainability. *Energy Technology Review*, 772–792. <https://doi.org/DOI:10.1002/ente.201500464>
- [38] Stevens, P. (2010). *The 'Shale Gas Revolution': Hype and Reality*. Retrieved from Chatham House website: https://www.europeangashub.com/wp-content/uploads/attach_82.pdf
- [39] IFP ENERGIES NOUVELLES, I. F. P. E. N. (2020, July 9). REGARDS ÉCONOMIQUES TENDANCES DES MARCHÉS DU GAZ NATUREL POUR LE 2E TRIMESTRE 2020. Retrieved January 11, 2021, from <https://www.ifpenergiesnouvelles.fr/article/tendances-des-marches-du-gaz-naturel-2e-trimestre-2020>
- [40] Monfleur, L. (2020, April 21). L’Egypte après la découverte du gisement de Zohr : un futur hub pour le gaz ? Retrieved September 5, 2020, from <https://www.lesclesdumoyenorient.com/L-Egypte-apres-la-decouverte-du-gisement-de-Zohr-un-futur-hub-pour-le-gaz.html>
- [41] Algérie Presse Service, A. P. S. (2019, June 23). L’Algérie produit 99% de son électricité à partir du gaz naturel. Retrieved August 25, 2019, from <https://www.aps.dz/economie/91036-l-algerie-produit-99-de-son-electricite-a-partir-du-gaz-naturel>
- [42] Zuo, C., Bolink, H. J., Han , H., Huang, J., Cahen, D., & Ding, L. (2016). Advances in Perovskite Solar Cells. *ADVANCED SCIENCE* , 3(7), 1–16. <https://doi.org/10.1002/advs.201500324>
- [43] MacKay, D. J. C. (2012). *L'énergie durable: Pas que du vent !* France: de boeck Supérieur

- [44] ALGERIE PRESSE SERVICE, A. P. S. (2020, December 22). L'Algérie possède l'un des gisements solaires les plus élevés au monde. Retrieved December 25, 2020, from <https://www.aps.dz/economie/114724-energies-renouvelables-l-algerie-possede-l-un-des-gisements-solaires-les-plus-eleves-au-monde>
- [45] Reporters, F. N. (2020, January 15). Energies renouvelables : Le P-DG de Sonelgaz fait la promotion des opportunités d'investissements. Retrieved January 29, 2020, from <https://www.reporters.dz/energies-renouvelables-le-p-dg-de-sonelgaz-fait-la-promotion-des-opportunites-dinvestissements/>
- [46] Wikipedia, the free encyclopedia. (n.d.). Ultra Mega Solar Power Projects. Retrieved November 10, 2020, from https://en.wikipedia.org/wiki/Ultra_Mega_Solar_Power_Projects
- [47] Groupe de la banque africaine de développement, G. B. A. D. (2020, December 14). L'initiative « Desert to Power » de la Banque africaine de développement rallie un large soutien des partenaires à la 4ème Rencontre sur le marché de l'énergie en Afrique. Retrieved December 25, 2020, from <https://www.afdb.org/fr/news-and-events/press-releases/linitiative-desert-power-de-la-banque-africaine-de-developpement-rallie-un-large-soutien-des-partenaires-la-4eme-rencontre-sur-le-marche-de-lenergie-en-afrique-39944>
- [48] Singleton , L. (2020, May 28). Clean energy is outperforming fossil fuels in America, UK and Europe. Retrieved January 17, 2021, from <https://www.imperial.ac.uk/news/197818/clean-energy-outperforming-fossil-fuels-america/>
- [49] International Renewable Energy Agency, I. R. E. N. A. (2020). *CONCLUSIONS PRINCIPALES COÛT DE PRODUCTION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES EN 2019*. Retrieved from IRENA website: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Costs_2019_FR.PDF?la=en&hash=0F823456EE17105E31B14EBFFDEE97DFDB33AF11