

juillet 2018

La gestion du secteur de l'énergie en Algérie

Observatoire du monde arabo-musulman
et du Sahel

JEAN-PIERRE SÉRÉNI

SOMMAIRE

LA GESTION DU SECTEUR DE L'ENERGIE EN ALGERIE	3
INTRODUCTION.....	3
1 – LES HYDROCARBURES.....	7
1.1 – Les réserves de gaz et de pétrole.....	7
1.2 – La production de pétrole et de gaz.....	12
1.3 – Les débouchés.....	15
1.3.1 – La consommation domestique.....	15
1.3.2 – Les exportations.....	21
1.3.3 – Le casse-tête de la réinjection.....	23
2 – L'ELECTRICITE	25
3 – LES ENERGIES RENOUVELABLES (ENR)	31
4 – LA GESTION ALEATOIRE D'UN SECTEUR NEVRALGIQUE	35
4.1 – Les ressources humaines et leur organisation	35
4.1.1 – Le partenariat en partage	41
4.1.2 – La question des débouchés.....	47
4.2 – Un financement problématique.....	52
CONCLUSION.....	57
ANNEXES CARTOGRAPHIQUES	59

La gestion du secteur de l'énergie en Algérie

INTRODUCTION

L'énergie, et d'abord son pétrole et son gaz, sont au cœur de l'Algérie. Pas seulement de son économie et de sa vie politique et sociale, mais aussi de son imaginaire et de l'image que se donnent les citoyens de leur pays, de sa richesse et de sa prééminence, réelle ou supposée, dans sa région, le Maghreb. C'est à cause de l'énergie et du Sahara, où se concentrent les principaux gisements, que la guerre d'Indépendance a duré une année supplémentaire, c'est grâce à la nationalisation des compagnies étrangères en 1971 que le président Houari Boumediene a relancé son régime moins de dix ans après la fin du conflit avec la France. C'est enfin à la faveur de l'embellie des cours de l'or noir entre 2004 et 2014 et à l'aisance financière qui en a résulté que son lieutenant, et lointain successeur, Abdelaziz Bouteflika, a pu panser, tant bien que mal, les malheurs et les ruines de la guerre civile des années 1990.

Trois chiffres témoignent de l'importance économique, financière et sociale du secteur de l'énergie composé de trois sous-secteurs : les hydrocarbures, l'électricité et les énergies renouvelables, auxquels les comptes nationaux de l'Office national de statistiques (ONS) à Alger ajoutent, non sans raison comme on le verra plus loin, l'eau.

En 2015, dernière année connue, le secteur ainsi défini, amputé par la baisse des cours du brut survenu en 2014, pesait en volume 1 574,3 milliards de DA (2 822,6 milliards DA en valeur) soit près de 20 % de la valeur ajoutée totale, loin devant la construction (10 %), l'agriculture (9 %) ou l'industrie (5 %). Seuls pèsent plus lourds que l'énergie dans la valeur ajoutée globale, les services (3 186,3 milliards DA en valeur) ; l'administration, poids lourd du système algérien, est d'une autre nature et ne relève pas de l'économie marchande. Ni l'une ni l'autre n'apportent les devises étrangères fournies exclusivement ou presque par les hydrocarbures. Toujours en 2015, les exportations de brut, de condensat, de produits pétroliers et de gaz naturel totalisent 95 % des exportations totales et assurent le financement externe de l'économie algérienne et accessoirement du Trésor public, un acteur décisif sur la scène financière nationale. En 2015, en effet, la fiscalité

pétrolière assise sur la compagnie nationale, la Société nationale pour le transport et la commercialisation des hydrocarbures (Sonatrach), et sur les sociétés étrangères établies en Algérie, représentait 41,34 % des recettes fiscales attendues dans la Loi de Finances 2015, première année complète où la baisse des prix de l'or noir a été la plus forte (- 47 %). En 2013, année de prix record, la fiscalité pétrolière représentait 61,7 % des recettes fiscales de l'État.

La conjoncture, en effet, change brutalement la contribution du sous-secteur des hydrocarbures ; en 2011, année faste, il représente 35 % du PIB, 70 % des recettes de l'État et 98 % des recettes extérieures. En trois ans, de 2014 à 2016, la part des hydrocarbures dans le Produit intérieur brut (PIB) tombe de 27 % à 17,4 %. Sa contribution à la croissance du PIB décline à 1,5 % en 2015. Les dirigeants du pays doivent apprendre à gérer cette conjoncture en accordéon qui revient plus ou moins régulièrement. On verra qu'ils ont quelque mal à s'y faire. Une baisse de régime des hydrocarbures, que ce soit des prix, de la production ou des débouchés, a des retombées plus ou moins rapides mais toujours substantielles sur les recettes en devises étrangères du pays, sur les ressources fiscales de l'État, sur les dépôts bancaires ou enfin sur l'évolution de l'économie réelle avec son cortège de difficultés sur le front de l'emploi et sur les revenus des nationaux.

Par contraste, le secteur ne joue pas un rôle majeur dans l'emploi global ; il crée beaucoup de valeur mais exige peu de travail par unité produite. À peine 139 000 salariés travaillent dans les hydrocarbures et moins encore à la Société nationale de l'électricité et du gaz (Sonelgaz) (environ 80 000 salariés) qui a le monopole de la distribution de l'électricité et du gaz de ville comme d'une partie de la production. Au total, le secteur de l'énergie emploie, dans 184 entreprises publiques, 256 362 salariés sur une population active de plus de 10 millions d'Algériens.

Historiquement, le principal sous-secteur, les hydrocarbures, est apparu après la Seconde guerre mondiale si l'on excepte une petite exploitation à Aumale dans le nord de l'Algérie sous domination française. Paris relance à l'époque l'effort de recherche pétrolière dans l'hexagone et ses possessions coloniales, dont l'Algérie, afin de soulager les insuffisances de sa balance commerciale chroniquement déficitaire et d'affirmer une volonté d'indépendance nationale vis-à-vis des « Seven Sisters », les majors américaines et britanniques, qui dominent alors l'industrie pétrolière mondiale.

Dans les premières années, l'exploration se concentre dans le nord de l'Algérie que les géologues privilégient au détriment du vaste désert voisin jusqu'au revirement de la fin des années 1940 en faveur du Sahara, à la suite d'un conflit doctrinal entre les scientifiques d'Alger et les ingénieurs d'État de Paris tranché finalement au profit des premiers. Les résultats ne se font pas attendre et, dès 1956, sont découverts deux énormes gisements d'importance mondiale : *Hassi Messaoud* qui assure encore aujourd'hui près de la moitié de la production pétrolière algérienne et *Hassi R'mel*, qui est également majeur, et fournit une grosse partie du gaz consommé sur place ou exporté.

Ceci explique-t-il en partie cela ? Il y aura, dès l'origine, dans la pensée des dirigeants nationalistes, puis de l'opinion publique algérienne, une préférence marquée pour une gestion étatique de ce sous-secteur si décisif pour l'avenir du pays. À l'Indépendance, la partie pétrolière des Accords d'Évian est remise presque immédiatement en cause par le gouvernement algérien, après avoir été contestée auparavant par le Conseil national de la Révolution algérienne (CNRA), le parlement du FLN, réuni à Tripoli en février 1962, et acceptée du bout des lèvres, faute de mieux. Le grignotage par les deux régimes politiques successifs du Code pétrolier saharien (CPS), qui pose les règles de base de l'exploitation des hydrocarbures en Algérie, va durer dix ans, profitant des opportunités diplomatiques et politiques les plus diverses, exploitant l'illusion française de disposer pour quelques années encore d'un pétrole « franc », c'est-à-dire payé en francs et non en dollars, tirant parti des rivalités et de la concurrence entre compagnies internationales. Le 24 février 1971, la nationalisation des intérêts étrangers, essentiellement français à l'époque, est solennellement proclamée par le président de la République, l'Algérie a désormais la maîtrise de ses « richesses nationales » pour reprendre la terminologie de l'époque qui marquera fortement le Tiers monde durant toute la décennie 1970. Une nouvelle ère s'ouvre pour le sous-secteur des hydrocarbures.

Nous examinerons successivement les trois sous-secteurs de l'énergie avant d'aborder dans une quatrième partie ce qu'a été la gestion aléatoire d'un secteur stratégique pour l'Algérie et ses 42 millions d'Algériens et les problèmes d'aujourd'hui, alors que la place du pays dans l'industrie pétrolière mondiale recule depuis une bonne dizaine d'années.

I – Les hydrocarbures

Principal sous-secteur, il nous faut examiner l'état des réserves de pétrole et de gaz, la production, l'arbitrage difficile entre les trois emplois du gaz naturel : l'exportation, la consommation domestique et sa récupération pour stimuler la production des champs existants. Le dynamisme de la consommation domestique et le niveau de la réinjection du gaz naturel posent également problème.

I.1 – Les réserves de gaz et de pétrole

Leur mesure est toujours difficile et contestable. Les réserves pétrolières sont *possibles*, *probables* ou *prouvées* selon le degré croissant de certitude que l'on a de leur existence, en fonction des données et des interprétations géologiques et techniques du moment et selon le lieu. Leur mesure est le fait de la, ou des compagnies, qui se livrent à l'exploration et/ou à la production, ainsi que d'institutions internationales ou sécuritaires. La [Securities and Exchange Commission](#) américaine, qui régule les opérations de bourse aux États-Unis, a, ces dernières années, exigé que les compagnies détentrices de réserves adoptent des normes d'évaluation en accord avec la pratique industrielle. Dans un cas, la compagnie britannique [Shell](#) a dû réévaluer à la baisse ses réserves pour 2001 et 2002, en appliquant des définitions plus strictes des différentes catégories de réserves.

Les réserves sont, par essence, une mesure du [risque](#) géologique, c'est-à-dire de la [probabilité](#) de l'existence de réserves d'huile et de gaz qui puissent être exploitées dans les conditions économiques et les technologies du moment.

Réserves prouvées : Définies par les ressources en gaz et pétrole « raisonnablement certaines » d'être produites, en utilisant les techniques actuelles, au prix actuel et selon les accords commerciaux et les textes gouvernementaux en cours. Dans l'industrie, elles sont connues sous le nom *1P*. Certains spécialistes utilisent l'appellation *P 90* car elles ont 90 % de chance d'être mises en production.

Réserves probables : Définies par les ressources en gaz et en pétrole « raisonnablement probables » d'être produites, en utilisant les techniques actuelles, au prix actuel et selon les accords commerciaux et les textes gouvernementaux en cours. Dans l'industrie, elles sont connues sous le nom *2P*. Certains spécialistes préfèrent l'appellation *P 50* car elles ont 50 % de chance d'être mises en production.

Réserves possibles : Définies comme « ayant une chance d'être développées en tenant compte de circonstances favorables ». Dans l'industrie, elles sont connues sous le nom

3P. Certains spécialistes les baptisent *P10*, car elles ont 10 % de chance d'être mises en production.

Il faut enfin tenir compte de la composition du brut qui sort du puit. Le brut saharien est un pétrole léger d'excellente qualité, sa valeur est supérieure, par exemple, au pétrole lourd du Venezuela. Selon qu'à la sortie du puit il comporte 10 % ou 90 % de pétrole et 90 ou 10 % de gaz naturel, beaucoup moins valorisé, le gisement est évalué différemment et son exploitation peut être différée sinon même ajournée indéfiniment. Alger fait état chaque année d'une trentaine de découvertes qui, en presque totalité, sont déclarées « non commerciales » à cause de leur composition et/ou de leur faible volume.

À défaut de publications régulières par le ministère algérien de l'Énergie ou par la Sonatrach de données sur les réserves d'hydrocarbures en Algérie, il faut se reporter à des publications étrangères qui sont nombreuses ; la plus établie est celle de *British Petroleum (BP) Statistical Review of World Energy*, publiée chaque année par cette société britannique ; les estimations de la *Central Intelligence Agency (CIA)* en sont en général proches. BP, au 1^{er} janvier 2010, donne 12,2 milliards de barils de pétrole de réserves prouvées. Le chiffre est le même que celui de l'année précédente et le même aussi que celui de 2016, dernière année connue, mais la part de l'Algérie dans les réserves mondiales a diminué sur la période passant de 1 % en 2009/10 à 0,7 % en 2016, ce qui lui donne une place très moyenne à l'échelle internationale. La CIA, à la même date de 2009, donne 13,42 milliards de barils ce qui met le pays au 16^e rang mondial avec 0,96 % des réserves mondiales.

Côté algérien, il y a quelques rares déclarations de personnalités à la presse comme celle de M. Salah Mekmouche, vice-président Exploration/Production de la Sonatrach, le 6 février 2018 au *Quotidien d'Oran* : « *Nous connaissons très bien nos réserves et ressources inexploitées. On doit faire au mieux pour optimiser ce qu'on a sous la main et mettre en œuvre de nouveaux services pour augmenter la production et le taux de production. Les réserves d'hydrocarbures n'ont pas augmenté depuis dix ans. Depuis 2005, on est sur le même niveau de réserves, soit 4 milliards de TEP. Cela s'explique parce qu'on a un niveau constant des réserves et que l'exploration aboutit à des découvertes mises ensuite en exploitation. Il y a aussi des ressources encore inexploitées dont on connaît parfaitement l'emplacement, soit 300 milliards de barils à extraire et plus de 450 trillions de pieds cubes (cubic feet) de gaz (1 pied cube équivaut à 28 md de m³). Ces réserves sont toutes conventionnelles... Pour nous, les réserves sont prouvées et probables. Nous pouvons aller en termes de production au-delà de 1 million de barils/jour par rapport au quota de l'OPEP alors qu'en gaz, on a une capacité de hausse de 3 à 4 % par an* ». À titre de comparaison, la Libye a des réserves de brut de 36 milliards de barils et de 1 314 milliards de m³ de gaz.

Pour le gaz naturel en effet, l'Algérie est mieux placée avec 4 600 milliards de mètres cubes de réserves (159 milliards de pieds cubes selon la revue *Oil & Gas Journal*), soit le

10^e rang mondial avec 2,37 % des réserves mondiales (CIA) et le 5^e rang pour les exportations (environ 50 milliards de mètres cubes). Les chiffres de *BP Statistical Review of World Energy* sont proches : 4,5 milliards de mètres cubes en 2016, soit 2,4 % des réserves mondiales. Les réserves globales (pétroles + gaz naturel) seraient composées d'un peu plus de 50 % de gaz naturel (4 000 milliards m³), d'un peu plus de 30 % d'huile (12 milliards de barils) et de 16 à 17 % de Gaz de Pétrole Liquéfié (GPL) et de condensat, une forme particulière de liquides très appréciés par l'industrie chimique. Très clairement, l'Algérie est une puissance gazière plus que pétrolière.

Les réserves en hydrocarbures découvertes à ce jour en Algérie se trouvent dans un peu plus de 200 gisements d'huile et de gaz, dont 73 sont situés dans le bassin d'Illizi (Est), 57 dans les bassins du Sahara Central, 34 dans les bassins de Ghadamès – Rhourde Nous, proche de la frontière algéro-libyenne, et 31 dans le bassin d'Oued Mya (Sahara oriental). 67 % des réserves initiales en place sont dans les provinces d'Oued Mya et de Hassi Messaoud, où sont situés les deux gisements géants de Hassi R'mel (gaz) et Hassi Messaoud (huile). Le bassin d'Illizi occupe la troisième position avec 14 % des réserves initiales en place. Puis viennent les bassins de Rhourde Nous (9 %), Ahnet Timimoun (4 %), et enfin Ghadamès qui ne contiennent, pour le moment, que 3 % des réserves. Depuis la rédaction de cette contribution (*Le Potentiel en Hydrocarbures de L'Algérie*, contribution de la Division Exploration de Sonatrach, par MM. Attar et Hammat), une nouvelle province est apparue dans le sud-ouest du pays (Touat, Reggane, In Salah...).

Le domaine « onshore », couvre la terre par opposition aux 100 000 kilomètres carrés de « l'offshore » situé dans la zone côtière du pays. Il représente 1 536 442 kilomètres carrés dont 52 % appartiennent à Sonatrach et à ses associés. 20 % de la superficie fait l'objet de contrats de prospection, courts et sans beaucoup d'obligations financières pour le prospecteur, 33 % de contrats de recherche plus exigeants pour les adjudicataires avec des engagements de dépenses et une durée déterminée. Enfin, 4 % (59 515 km² en 2016) sont exploités et produisent des hydrocarbures. La part du groupe en 2011, dernière année connue, diffère à chacun de ces paliers, sa part est proche de 100 % pour la prospection, signe que l'attractivité du sous-sol algérien est faible auprès des compagnies étrangères, ce qui se confirme naturellement au stade de la recherche (68,75 %) et moins à celui de l'exploitation (54,28 %).

S'y ajoute un nouveau venu qui a beaucoup fait fantasmer le pouvoir à Alger et a inquiété les populations, notamment du grand Sud, le gaz de schiste. Il a marqué le redémarrage de l'industrie pétrolière aux États-Unis d'Amérique, nécessite beaucoup d'eau, – un puit nécessite de 10 à 15 000 m³ d'eau... – et cause des dégâts environnementaux et sanitaires, réels ou imaginés, qui inquiètent l'opinion publique. L'Algérie en abriterait 707 000 milliards de mètres cubes, en troisième position après la Chine (1 115 000 milliards) et l'Argentine (802 000 milliards) selon une étude réalisée dans les années 2000 pour le compte de l'*International Energy Agency* américaine (IEA). Passer de la 16^{ème} place

pour le pétrole conventionnel à la 3^{ème} pour le pétrole de schiste a de quoi susciter l'intérêt des responsables algériens et des pétroliers étrangers d'autant que le Département américain de l'Énergie (DOE) estime à 15 % la part récupérable. Le ministère algérien de l'Énergie prévoyait à l'époque de produire 60 milliards de mètres cubes par an et de forer 12 000 puits. Les sept bassins du sud retenus sont : Tindouf, Reggane, Timimoun, Ahnet, Mouydir, Ghadamès, Berkine, Illizi. M. Youcef Yousfi, alors ministre de l'Énergie, a, le 16 janvier 2014, parlé de 6 à 10 milliards de barils d'huile et de 25 à 30 000 milliards de m³ de gaz. Mais s'agit-il de réserves récupérables et rentables économiquement ? Quatre ans après, son successeur, M. Mustapha Guitoni, est plus prudent et confie à *Algérie Presse Service (APS)* du 22 mars 2018 : « *on n'en parlera pas avant cinq ou dix ans...* ». Pourtant dans les milieux politiques, le schiste fait figure de relève du conventionnel dont la durée de vie se raccourcit inexorablement au fil des années.

Le renouvellement des réserves est une question névralgique pour l'Algérie. Il s'agit de découvrir chaque année au moins autant de barils en terre qu'il en a été sorti. Sonatrach revendique chaque année sans plus de précisions des découvertes qui, en général, ne sont pas commerciales, c'est-à-dire susceptibles d'être mises en valeur compte tenu des réalités du produit et du marché. On constate, depuis 2000, une baisse des réserves conventionnelles. Le taux de renouvellement des réserves serait de 14 % selon M. Mohamed Saïd Baghloul, le patron de l'Institut Algérien des Pétroles (IAP), au quotidien *El Watan* du 25 mars 2014. Cela signifie que pour 100 barils produits, 14 sont découverts et les remplacent. Le taux de renouvellement des réserves de 2000 à 2010 a été de 40 à 50 % (112 % en 2011) ; il est tombé à 8 % pour d'autres années selon le PDG de Sonatrach (7 février 2012).

Plusieurs explications ont été avancées pour justifier cette panne dont la faiblesse des forages d'exploration sur un aussi vaste domaine minier. Depuis les origines de l'industrie pétrolière en Algérie, il y a eu, en cumulé, 14 forages pour 100 000 km² contre une moyenne mondiale de 100 forages et une moyenne africaine inférieure d'un tiers (6 forages). Deux bassins (Berkine et Illizi), proches de la frontière libyenne, ont été bien étudiés avec respectivement 57 et 39 forages pour 100 000 km² contre à peine 4 dans les bassins moins favorisés de l'ouest saharien (Tindouf, Béchar) et sans doute moins riches où, il est vrai, les chances de trouver un gisement sont, selon les géologues, beaucoup plus faibles. D'autres y voient une certaine incapacité des pétroliers algériens à forer trop et pas souvent au bon endroit. La plupart des réserves commerciales mises à jour entre 1986 et à la fin du XXe siècle l'ont été par des compagnies étrangères autorisées à prospecter avec l'adoption en 1986 de la première loi d'ouverture du secteur aux opérateurs venus de l'extérieur.

Autre explication invoquée, la faiblesse relative du taux de récupération des réserves prouvées. Le 25 juin 2016, le Premier ministre de l'époque, Abdelmalek Sellal, révèle

dans *El Moudjahid*, le quotidien officiel du régime, le taux de récupération d'Hassi Messaoud, le plus important gisement pétrolier du pays : à peine 20 %. Pour d'autres gisements, on est plutôt à 15 %. Élever le taux de récupération implique la mise en œuvre de techniques sophistiquées qui ne sont, en général, pas disponibles sur place et qu'il faut faire venir de l'extérieur. C'est coûteux et difficile dans la mesure où le prestataire de services, américain, asiatique ou européen, est réticent car il ne dispose pas de l'autorité sur le gisement et redoute d'être rendu responsable d'un échec dû à un environnement socio-administratif qui lui échappe largement. Pourtant, il y a là une piste intéressante pour élever rapidement (2 à 3 ans) le niveau de la production. Sur 12,2 milliards de barils de réserves prouvées, 5 % représentent en effet plus de 600 milliards de barils, soit une augmentation de la durée de vie des champs de plusieurs dizaines d'années.

Quelles que soient les causes, depuis une vingtaine d'années les réserves baissent et *BP Statistical Review of World Energy* calcule le nombre d'années qui reste si la production est maintenue au rythme de l'année d'observation. En 2009, il l'estimait à 16 ans soit un arrêt de la production de brut attendue en 2025. Sa version 2016, plus optimiste, a remonté son estimation à 21,1 ans pour une mauvaise raison : la baisse continue de la production depuis une bonne dizaine d'années repousse la date fatidique à 2037/38. Pour le gaz naturel, ses estimations sont supérieures et évaluent à 49,3 ans le nombre d'années d'exploitation qui restent si le rythme de la production ne change pas. Mais M. Saïd Begloul, un expert pétrolier passé par Sonatrach, est plus pessimiste : il estime à seulement 2 800 milliards de mètres cubes les réserves en terre.

Enfin, la compagnie nationale s'est lancée très tôt dans l'acquisition de réserves à l'étranger. D'abord dans son voisinage immédiat, au Maghreb et au Sahel. Sonatrach est installé en Tunisie et en Libye. Les pays frontaliers comme la Mauritanie, le Mali et le Niger ont offert des contrats de recherche avec la compagnie algérienne. Hors d'Afrique, le Pérou abrite une société de production où Sonatrach a une participation sans qu'on en sache beaucoup plus. L'Irak et le Mozambique sont en négociations. Pour l'heure, l'activité extérieure de la société dans l'amont reste modeste et semble ressortir davantage de motivations diplomatiques et politiques que proprement pétrolières.

Pour retarder la date, forcément catastrophique pour l'Algérie, de l'arrêt de sa production pétrolière dans moins d'une génération, il faut un gros effort de prospection et d'exploration qui ne peut pas reposer, on le verra, sur les seules épaules de la compagnie nationale. « *Sonatrach n'a pas les moyens humains et techniques pour couvrir l'ensemble du domaine minier qui est de 1,5 million de km²...* » avouait le ministre de l'Énergie, Youcef Yousfi, le 25 février 2016 à l'APS. L'arrivée de sociétés internationales est donc indispensable, mais elle se heurte à de considérables difficultés d'ordres politique, économique, financier, fiscal et humain qui réduisent de beaucoup l'attractivité de l'Algérie sur ce plan. L'échéance de la fin du pétrole hante les responsables algériens mais fait partie

des non-dits, au moins en public. À leurs yeux, le schiste est une aubaine qu'il ne faut à aucun prix abandonner.

1.2 – La production de pétrole et de gaz

Le brut algérien dispose d'une appellation particulière, le « Sahara Blend » qui mélange des bruts issus de plusieurs gisements de la région d'Hassi Messaoud. C'est un brut léger (densité entre 43,5 et 47,5° API) et à très faible teneur en soufre (autour de 0,09 %) ce qui évite aux raffineries de coûteuses opérations de désulfuration. Il y a enfin sa proximité d'un marché de taille mondiale, l'Europe. Toutes ces qualités valent au « Sahara Blend » d'être surcoté de 0,3 à 0,5 dollar par rapport au Brent coté à Londres dont il suit les fluctuations.

La production de pétrole a commencé il y a plus de 60 ans en 1957, un an à peine après la découverte d'Hassi Messaoud et d'Edjeleh, un gisement proche de la frontière libyenne, à un niveau modeste, à peine 7 890 tonnes la première année d'exploitation. Elle s'est rapidement développée pour atteindre 5,5 millions de tonnes au moment de l'indépendance en 1962. Jusqu'en 1971, la coexistence sera difficile, mais profitable, entre le nouvel État indépendant et les compagnies étrangères, en grande majorité françaises. La partie algérienne réclame plus d'investissements et juge que la production pétrolière ne progresse pas suffisamment, les crises alternent avec les accords vite remis en cause. Pourtant, sa progression (+16,65 % en moyenne annuelle) ne se retrouvera jamais par la suite. Les nationalisations de 1971 profitent au gaz naturel qui va mobiliser le gros des investissements dans l'énergie, le solde finançant le Budget d'équipement de l'État et les entreprises publiques. C'est l'époque où le slogan officiel est de « semer le pétrole » pour industrialiser le pays. En dix ans, de 1970 à 1980, la production régresse de 10 000 barils/jours selon l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) (*Annual Bulletin of Statistics* 2009 et 2013) qui exclut le condensat de ses chiffres de pétrole brut. Dix ans plus tard, en 1990, toujours selon l'OPEP, la production a baissé de plus de 21 %. À l'évidence, les nationalisations de février 1971 n'ont pas augmenté la production, au contraire.

D'où une initiative législative en 1986, à l'occasion d'une forte et longue baisse des cours du brut, pour la relancer : les sociétés étrangères sont autorisées à détenir 49 % des associations montées avec Sonatrach, qui est systématiquement majoritaire. La production redémarre et frôle les 2 millions de barils/jour d'huile jusqu'à ce qu'un tour de vis fiscal inattendu, la Taxe sur les Profits Exceptionnels (TPE), bloque à nouveau la production en 2006. Les sociétés étrangères boudent l'Algérie, voire la quittent, sanctionnant l'échec de la Loi sur les hydrocarbures adoptée l'année précédente par le nouveau président Abdelaziz Bouteflika dans l'intention de renforcer l'attractivité du sous-sol algérien à l'international.

La production d'huile (y compris le condensat) passe de 1,921 million de barils/jour en 2004 à 1,525 million dix ans plus tard (-21 %), la baisse annuelle atteint en moyenne -2,4 %. En 2016, la production reprend à 1,579 million de barils/jour. Mais, dès l'année suivante, la production globale (huile, condensat, gaz naturel) redescend de 7,7 % pour la production globale d'hydrocarbures à 194 millions de tonne-équivalent-pétrole (Mtep). Pour 2018, la prévision officielle reste médiocre (193 Mtep) et représente à peine 1,7 % de la production mondiale.

Mais le pétrole et les produits pétroliers ou raffinés ne représentent que la moitié des recettes d'exportations d'hydrocarbures, le gaz naturel en fournissant presque autant si l'on considère un de ses sous-produits, le condensat, très apprécié par l'industrie chimique (plus de 9 millions de tonnes en 2016), obtenu dans les usines de traitement de gaz installées sur les champs qui séparent les différents éléments sortis avec le brut, sachant qu'aucun n'est seulement du gaz ou du liquide, mais un mélange dans des proportions qui définissent s'il s'agit de liquides ou de gaz.

À Hassi R'mel, l'Algérie possède un des plus grands gisements de gaz au monde, dont la production dépasse pendant très longtemps les besoins du pays et dont la vocation naturelle est l'exportation. En 1962, ni l'industrie locale ni l'évacuation vers l'Europe ne sont au rendez-vous des quelques 20 milliards de mètres cubes susceptibles d'être rapidement produits. Il faut donc se contenter de brûler à la torchère les rejets gazeux sortant des puits. La solution du transport maritime par navires méthaniers, de la même manière que le pétrole brut est transporté par pétroliers, mettra quelques temps à devenir opérationnelle, même si l'Algérie sera le premier pays au monde à installer une usine de liquéfaction à Arzew d'une capacité, modeste, d'un milliard de mètres cubes/an à destination de la Grande-Bretagne. La chaîne est lourde et onéreuse entre l'usine de liquéfaction qui refroidit le gaz à -160° , le méthanier qui le transporte et l'usine à quai du pays importateur qui lui redonne ses qualités initiales et le rend apte à parcourir le réseau d'alimentation à destination des consommateurs finaux (ménages, entreprises, centrales électriques).

Dès cette époque les dirigeants algériens font, pour plusieurs raisons, du gaz un objectif majeur de leur politique extérieure. Stratégie, politique et commerce s'y mêlent intimement. Devenir un fournisseur important de la Communauté européenne, alors en formation, lui confère un levier de taille dans ses relations politiques avec Bruxelles. Ensuite, si les compagnies françaises sont hostiles au milieu des années 1960 à toute réduction de leurs intérêts, Paris est prêt à un geste sur le gaz, moins valorisé que le pétrole, qui exige un investissement important et risqué. Il y a une forte concurrence entre les diverses formes d'énergie, le charbon est encore à l'époque en Europe la source majeure du mix énergétique et l'énergie atomique devient une possibilité technique réaliste dans un avenir proche. Coup du sort, fin 1962, la découverte d'un gisement gigantesque dans la région de Groningue aux Pays-Bas compromet un peu plus les débouchés possibles

du gaz d'Hass R'mel en Europe avant l'arrivée massive à la fin des années 1980 par gazoduc du brut soviétique.

Pourtant, Alger poursuit son dessein, obtient la pleine propriété du gaz naturel et se lance dans une ambitieuse et onéreuse politique gazière. Le choix pour l'évacuation du gaz se porte sur la liquéfaction qui a l'avantage, à la différence des projets de gazoducs transméditerranéens, de ne pas susciter *a priori* de tracasseries politiques ou diplomatiques. Il faudra en effet dix bonnes années de négociations pour parvenir à un accord sur le gazoduc *Enrico Mattei* qui approvisionne l'Italie via la Tunisie et la Sicile.

En 1972, est inaugurée la seconde usine de liquéfaction à Skikda (GL.IK), plus conséquente que celle de la Compagnie algérienne de méthane liquide (CAMEL), qui entre temps a été nationalisée, suivie en 1978 par l'unité GL.Z1, deux fois plus grosse à Arzew, à l'ouest du pays et en 1982 par une quatrième, GL.Z2, toujours à Arzew, soit au total quatre centres de liquéfaction et une capacité annuelle de traitement de 20 à 30 milliards de m³. Une flotte de méthaniers et un réseau de gazoducs sont mis en place pour desservir des marchés conséquents en Europe (450 milliards de m³ sur 20 ans) et aux États-Unis (350 milliards de m³ pour la seule compagnie El Paso sur 25 ans).

Un débat s'engage alors au sommet de l'État sur le financement de cet énorme effort. Faut-il partager le fardeau avec les clients ? Ou supporter seul son financement. Après d'âpres discussions, les politiques choisissent de faire cavalier seul, l'Algérie ne saurait partager son gaz avec les étrangers après avoir nationalisé son pétrole. La voie retenue est celle de l'endettement auprès des banques américaines, européennes et japonaises. Il donne lieu à des trocs compliqués avec les acheteurs de gaz, la construction de Skikda revenant à une entreprise française, celle d'Arzew à une société américaine Chemico. On verra plus loin les conséquences dramatiques pour l'Algérie de ce considérable engagement industriel et financier, sans doute trop risqué comme on le constatera à partir de 1986 alors que les cours du brut, et par conséquent ceux du gaz qui est indexé, connaissent une baisse spectaculaire et durable.

Dans ces conditions, la production de gaz naturel est restée longtemps modeste, à peine une dizaine de milliards de mètres cubes au milieu des années 1970, mais ensuite son développement est rapide jusqu'à représenter dans les années 2000 le double en volume de la production proprement pétrolière. Des difficultés nouvelles apparaissent avec le développement de l'insécurité en Libye et au Sahel après la chute de Muammar Kadhafi en 2011. L'attaque contre l'usine de Tiguentourine en janvier 2013 coûte la vie à 37 ouvriers et techniciens étrangers et à 3 Algériens pris en otage par un groupe djihadiste. La production est interrompue pendant près de trois ans, soit 9 milliards de mètres cubes perdus par an. Plus durable, le coût de la sécurité s'envole pour les opérateurs pour atteindre environ 15 % des coûts de production (*operating expenses*) sans compter l'effort considérable de l'armée algérienne qui renforce ses effectifs sur place, construit des milliers de kilomètres de routes et installe des bases tout au long de ses frontières

méridionales. Pour rassurer les pétroliers, il faut faire appel à des sociétés de sécurité, privées et étrangères, fort coûteuses. En phase de cours élevés, la dépense est supportable ; en basses eaux, cela peut devenir une charge insupportable pour les investisseurs.

Entre 2005 et 2015, la production baisse de 0,4 % par an selon BP *Statistical Review of World Energy* pour atteindre, en 2016, 91 milliards de mètres cubes de gaz marchand, c'est-à-dire commercialisé, et représenter 2,4 % de la production mondiale. Mais, au total, l'Algérie n'a pas été en mesure d'augmenter sa production d'huile au moment où les cours internationaux étaient les plus élevés. Quant à celle de gaz, si elle a progressé entre 2000 et 2010, c'est à la suite d'un choix du ministre de l'Énergie de l'époque qui a favorisé les exportations au détriment de la récupération, c'est-à-dire la réinjection du gaz dans les gisements pour soutenir la pression et maintenir la production, sinon l'améliorer.

1.3 – Les débouchés

La consommation domestique et l'exportation sont les deux principaux débouchés des hydrocarbures. S'y ajoute un troisième emploi, moins visible, qui est la réinjection du gaz naturel pour maintenir le niveau de production des « vieux » champs comme par exemple Berkine où la production a déjà atteint un plateau. Un arbitrage délicat s'impose entre les trois usages des hydrocarbures qui fait intervenir des considérations techniques et financières. Nous verrons plus loin que, suivant les époques et les responsables, les choix en la matière ont évolué...

1.3.1 – La consommation domestique

Un tiers du pétrole produit en Algérie et près de la moitié de son gaz naturel marchand, en dehors des quantités réinjectées dans le sous-sol, sont pour l'essentiel consommés sur place par les ménages et le secteur des transports, ce qui réduit la part exportable de la production lorsqu'elle régresse ou, au mieux, stagne. En valeur, les recettes que la compagnie nationale tire de son marché intérieur sont d'à peine 10 % de son chiffre d'affaires en raison de la faiblesse des tarifs fixés par l'État qui restent très éloignés des cours mondiaux. Pendant longtemps, le prix des carburants n'a pas dépassé 0,20 euro, en faisant un des plus bas du monde. La hausse intervenue en 2015 (+35 %) n'a pas été suivie les deux années suivantes, à 0,28 euro contre 1 euro en moyenne en Europe. À l'évidence, les subventions à l'énergie restent trop lourdes pour des finances publiques affaiblies par la baisse des cours des hydrocarbures.

**Tableau n° 1 : CARBURANTS : UN RELEVEMENT DES TARIFS
SANS EFFET SUR LA CONSOMMATION**

Carburant Années	Gas-oil	Essences	GPL-c	Total
2010	8,221	2,697	0,347	11,265
2011	8,810	3,028	0,349	12,187
2012	9,440	3,415	0,343	13,198
2013	9,784	3,826	0,333	13,942
2014	9,978	4,124	0,311	14,413
2015	10,616	4,428	0,291	15,335
2016	10,323	4,26	0,352	14,943
2017*	11,046	4,567	0,377	15,990
2018*	11,819	4,887	0,403	17,109

Légende : consommation de produits pétroliers en millions de tonnes

Source : Bilan 2016 de l'Agence de Régulation des Hydrocarbures

* Prévisions du Ministère de l'Énergie.

Ceci explique-t-il cela ? Jusqu'à ces toutes dernières années, la croissance de la consommation locale a été spectaculaire : +5,8 % par an en moyenne entre 2005 et 2015 selon *BP Statistical Review of World Energy* pour les produits liquides. Quatre facteurs expliquent le dynamisme de la demande intérieure : la motorisation de la société, l'extension spectaculaire des réseaux de distribution de gaz et d'électricité, une politique des prix inopérante et enfin le retard pris par les économies d'énergie.

La motorisation de l'Algérie a été spectaculaire, notamment à partir des années 2000. En 1970, le parc compte à peine 260 000 véhicules de tous types (véhicules particuliers, camions, camionnettes...) dont à peine 150 000 véhicules de tourisme. La même année, les immatriculations ne dépassent pas 22 000 véhicules. Trente ans plus tard, la tendance s'accélère, surtout durant le boom pétrolier 2004-2014. Les importations explosent en 2012 avec 620 000 véhicules, soit le tiers des immatriculations françaises de la même année ! Au total, le parc atteint, à fin 2017, 6 millions de véhicules selon les services officiels, plus de 7 millions selon des estimations professionnelles. La circulation automobile s'étouffe notamment dans le centre du pays où 44 % sont immatriculés dans quatre wilayas (départements d'Alger, Blida, Tipaza et Boumerdès) dont les transports collectifs publics sont insuffisants pour faire face aux besoins de plus de 3 millions d'habitants. La pollution et les accidents accompagnent ici comme partout ce développement ; on compte, en 2017, 25 000 accidents corporels qui font 36 287 blessés et plus de 4 000 morts. L'industrie et le transport collectif privé, qui sont de gros consommateurs, répercutent la hausse, et parfois plus, sur leurs clients et usagers. Au mieux, la hausse des prix, cumulée avec la dépréciation du Dinar algérien, fait baisser la contrebande qui atteignait auparavant, selon des experts, 2 millions de tonnes/an.

Pour ravitailler cette immense flotte automobile, Sonatrach dispose de six raffineries construites entre 1964 et 2009. Une partie seulement produit des carburants, dont la raffinerie de Skikda, d'une capacité de 15 millions de tonnes/an. Les besoins dépassent les capacités locales et obligent à de coûteuses importations, les prix domestiques étant largement inférieurs aux prix internationaux malgré une hausse de 35 % des prix des carburants depuis 2015 après, il est vrai, une très longue période de gel des prix entre la fin des années 1990 et le début de la crise pétrolière en 2014.

Depuis 2009, le raffinage algérien est dans l'incapacité de satisfaire l'intégralité des besoins du marché intérieur malgré une progression annuelle de +5,2 % entre 2005 et 2015 selon *BP Statistical Review of Energy*. La consommation augmente de 13 % par an et le déficit attendu au 26 novembre 2009 était de 1 million de tonnes par an pour une production d'environ 10 millions de tonnes et une demande de 11 millions de tonnes. Le coût est estimé à 267 millions de dollars. Sonatrach a été chargé d'importer le complément dont le coût a été (suivant les années connues) le suivant en milliards DA :

2009	2010	2011	2012	2016	2017
0	22	118	242	211	255

(en milliards DA)

Au 31 décembre 2012, l'encours était de 360 milliards DA (Rapport annuel de Sonatrach pour 2012). On connaît le montant, sans doute sous-évalué, pour 2013 (374 milliards DA selon le Rapport annuel de Sonatrach pour 2013). En 2014, on annonçait une baisse des importations de gasoil, qui en représente le principal poste, en raison d'une reprise du raffinage national. En 2011, les importations de gasoil coûtaient 85,08 milliards DA, celles d'essence 21,45 milliards DA, soit 72,10 % des importations totales d'hydrocarbures pour le seul gasoil.

En 2016, dernière année connue, les importations de produits pétroliers pèsent 3,758 millions de tonnes en baisse sur 2015. Le gasoil, pour la première fois, est devancé par les essences avec 1,459 millions de tonnes (39 %) contre 1,608 millions de tonnes (44,4 %).

Le Trésor doit, en principe, rembourser Sonatrach. La loi n° 05-07 du 28 avril 2005 sur les hydrocarbures, dite loi Chekib Khalil, prévoit dans son article 8 : « *L'importation et la commercialisation des hydrocarbures et des produits pétroliers sur le territoire national est libre sous réserve du respect de la présente loi. Toute sujétion imposée par l'État donne lieu à une subvention dont le montant et les modalités sont définies par voie réglementaire. Cette sujétion est à la charge de l'État* ».

La loi est claire mais inappliquée. Le texte d'application est en cours d'élaboration à l'Agence de Régulation des Hydrocarbures (ARH) depuis 2010. Sonatrach a établi un

compte appelé « Subvention d'équilibre » qui vient en sus dans les produits de l'exercice à côté des ventes sur le marché intérieur et les exportations. La créance est générée par la différence de prix entre le coût d'achat du gasoil et des essences importés pour couvrir les besoins du marché national et leurs prix de vente administrés. Au 31 décembre 2012, la créance était de l'ordre de 4,6 milliards de dollars au taux de change retenu par Sonatrach pour calculer l'équivalent en dinars algériens de ses exportations, soit 78,18 DA pour 1 dollar américain.

Elle représentait 62,28 % du résultat net de l'exercice 2012 de l'entreprise. Selon M. Mohamed Fettouhi, son vice-président pour l'Aval, pour la seule année 2017, le montant des importations de produits pétroliers avoisine 2,5 milliards de dollars. Le ministère de l'Énergie donne des sommes plus modestes : 1,35 milliard de dollars contre 1,6 milliard l'année précédente. Au total, la facture s'élèverait à 14 milliards de dollars depuis 2009 selon Sonatrach.

La mise en place à l'automne 2017 du « financement non conventionnel », qui fait régler les dépenses du Trésor par la Banque d'Algérie, la banque centrale du pays, a expressément prévu le règlement de cette dette sans, bien sûr, en fixer la date.

Alger prévoit depuis plusieurs années la construction de nouvelles raffineries en particulier pour produire du sans-plomb et augmenter les volumes de gasoil dont le marché algérien est très demandeur en raison de l'importance des véhicules diesel dans le parc. Au départ, le programme prévoyait 4 raffineries ramenées ensuite à deux dont la signature avec une société d'ingénierie chargée de les construire se fait attendre ? Un accord est annoncé pour la fin juin 2018... Se pose en effet le problème de prix domestiques trop faibles pour permettre à une unité d'atteindre l'équilibre comptable sachant qu'au moins la moitié de sa production sera vendue localement et le reste exporté.

Au fil des ans, les réseaux de distribution du gaz (64 000 kilomètres en 2010) et de l'électricité (277 918 kilomètres en 2010) se sont considérablement étendus, desservant respectivement 60 % et 99 % de la population (41 millions d'habitants en 2017). La consommation nationale de gaz naturel a atteint 39,5 milliards de mètres cubes en 2015, soit une hausse de plus de 5 % par rapport à 2014. « La demande est tirée surtout par les besoins de la pétrochimie et par la demande des ménages » note le ministère de l'Énergie dans son « Bilan énergétique pour 2015 ». Entre 2005 et 2015, la consommation intérieure de gaz naturel a progressé de 5,4 % par an selon *BP Statistical Review of World Energy*. En 2016, dernière année connue, la progression s'est ralentie mais demeure à des niveaux d'autant plus élevés (+3,3 %) que l'électricité est produite pour l'essentiel en brûlant du gaz et qu'elle continue à progresser à vive allure (1,1 % de la consommation mondiale). En 40 ans, entre 1970 et 2010, la consommation par tête a été multipliée par 11, passant de 21,7 mètres cubes par habitant à 233,8 mètres cubes en 2010. La compagnie espère avoir trouvé une solution moins coûteuse en rachetant une raffinerie en Italie pour traiter du brut saharien.

Faut-il, dans ces conditions, continuer à étendre le réseau des gazoducs de distribution au-delà des régions les plus peuplées du pays ? À plusieurs moments, notamment en période de faiblesse des cours internationaux, des spécialistes se sont interrogés sur le bien-fondé de cette stratégie. Sans grand effet jusqu'ici compte-tenu de la pression de la population qui s'exerce sur tout le territoire comme on l'a vu au printemps 2018 quand le Premier ministre et le Secrétaire général du principal parti, le Front de Libération nationale (FLN), se sont disputés l'honneur d'annoncer le lancement de la canalisation qui dessert la région de Tamanrasset, à l'extrême-sud du pays, à partir des champs d'In Salah situés à plus de 750 kilomètres au nord.

L'électricité fait l'objet d'une demande croissante avec l'élévation du niveau de vie de la population urbaine (plus des deux tiers de la population) désireuse de mieux se chauffer l'hiver et de lutter contre la canicule à la belle saison avec une multiplication des climatiseurs. La consommation par tête a augmenté de près de 9 fois en 40 ans, passant de 111,6 kWh en 1970 à 994,4 en 2010. Le confort (réfrigérateurs, machines à laver, fours électriques...) se répand aussi dans les trois millions de logements construits à partir de 2005 et booste la consommation. En 2015, celle des clients de basse tension (essentiellement les ménages) augmente de 11 % contre +8 % pour l'ensemble (basse, moyenne et haute tensions). Ce dynamisme de la consommation des particuliers oblige à des investissements très importants (3 à 4 milliards de dollars par an) que le consommateur ne finance pas compte tenu de la faiblesse des tarifs. L'État hésite à y mettre un terme en raison de la sensibilité de la population aux hausses même modestes. On l'a vu en 2017 quand les habitants d'Adrar, au Sahara, se sont mobilisés pour obtenir un rabais pendant la saison chaude pour leurs climatiseurs et ont obtenu gain de cause...

L'Agence nationale pour la promotion et la rationalisation de l'utilisation de l'énergie (APRUE), fondée en 1985 en pleine crise pétrolière, s'alarme de la situation : « En moyenne, un foyer algérien consomme entre 1 800 à 2 000 kilowatts-heure/an alors que la norme est de 200 à 250 kilowatts-heure/an. Il consomme aussi le double de la consommation d'un foyer d'autres pays du Maghreb. » À l'origine de cette consommation excessive est le choix porté par les ménages algériens sur des équipements « énergivores ». Le marché algérien est inondé de climatiseurs et d'autres équipements électriques qui consomment beaucoup d'énergie. « Les gens sont généralement séduits par des équipements bon marché qui se trouvent être les équipements qui consomment le plus d'électricité et qui coûtent donc plus cher à long terme » explique, en 2015, un de ses responsables à l'APS. Malgré son ancienneté, le bilan de l'APRUE est modeste, une première expérience d'économie d'énergie en 2012 sur une cimenterie et un « Programme national d'efficacité énergétique (PNEE) » 2016-2030 qui prévoit 93 millions de tep d'économies d'énergie soit l'équivalent d'une demi-année de production et la création de 180 000 emplois. Le gaz naturel est la principale cible d'économie du programme (81 %) avec l'industrie des matériaux de construction (48 %) et les industries mécaniques et électroniques (22 %). Hé-

las, si l'APRUE s'est livré à beaucoup d'études, les réalisations n'ont pas suivi faute d'investissements publics et privés. Même constat pour la conversion des véhicules à un carburant tiré du GPL (Gaz de pétrole liquéfié) dont à peine 200 000 étaient équipés en 2015, malgré les encouragements fiscaux accordés par le Parlement. Un nouvel objectif de 500 000 véhicules a été fixé en 2018.

Programme National d'Efficacité Énergétique (PNEE) 2016-2030

Le programme entend favoriser une utilisation plus responsable de l'énergie et explorer toutes les voies pour préserver les ressources et systématiser la consommation optimale. L'objectif consiste à produire les mêmes biens ou services mais en utilisant le moins d'énergie possible. Ce programme contient des actions qui privilégient le recours aux formes d'énergie les mieux adaptées aux différents usages et nécessitent la modification des comportements et l'amélioration des équipements. Le plan d'action en matière d'efficacité énergétique se présente comme suit :

Isolation thermique des bâtiments – En Algérie, le secteur du bâtiment est le secteur le plus énergivore. Sa consommation représente plus de 42 % de la consommation nationale. Les actions de maîtrise de l'énergie proposées portent notamment sur l'introduction de l'isolation thermique des bâtiments qui permet de réduire d'environ 40 % la consommation d'énergie liée au chauffage et à la climatisation des logements.

Développement du chauffe-eau solaire – La pénétration du chauffe-eau solaire (CES) reste embryonnaire mais le potentiel est important. Il est prévu le développement du chauffe-eau solaire en le substituant progressivement au chauffe-eau traditionnel. L'acquisition du solaire est soutenue par le Fonds National pour la Maîtrise de l'Énergie (FNME).

Généralisation de l'utilisation des lampes à basse consommation d'énergie – L'objectif est l'interdiction graduelle sur le marché national à l'horizon 2020 de la commercialisation des lampes à incandescence couramment utilisées par les ménages. Parallèlement, il est prévu la mise sur le marché de quelques millions de lampes à basse consommation. Leur production locale sera encouragée, notamment par le partenariat entre producteurs locaux et étrangers.

Introduction de la performance énergétique dans l'éclairage public – Le poste « éclairage public » est l'un des postes les plus énergivores des collectivités locales. Souvent, leurs responsables sont très peu informés des possibilités d'amélioration, voire de réduction de leur consommation énergétique. On vise à substituer la totalité des lampes à mercure, énergivores, par des lampes à sodium (économiques).

INDUSTRIE – Le secteur industriel représente environ le quart de la consommation énergétique du pays. Pour plus d'efficacité, il est prévu le cofinancement :

- d'audits énergétiques et d'études de faisabilité qui permettront aux entreprises de définir avec précision les solutions technico-économiques les mieux adaptées pour réduire leur consommation énergétique ;
- des surcoûts liés à l'introduction de l'efficacité énergétique pour les projets viables techniquement et économiquement.

Promotion du GPL/C – À l'horizon 2020, il est prévu de porter la part de marché du gaz de pétrole liquéfié carburant (GPL/C) à 20 % grâce à l'octroi d'une aide financière directe aux bénéficiaires qui souhaiteraient convertir leurs véhicules au GPL/C. Dès le début des années 1990, un programme d'études a été initié pour la conversion au gaz naturel carburant (GN/C)

des véhicules utilitaires roulant au gazoil. Des installations ont été réalisées à titre expérimental par Sonelgaz pour sa distribution. Il est prévu d'ici 2013 de faire fonctionner au GN/C plusieurs dizaines de bus pour la ville d'Alger et d'étendre l'opération aux autres grandes villes d'Algérie d'ici 2020.

Introduction des principales techniques de climatisation solaire – L'utilisation de l'énergie solaire pour la climatisation est une application à promouvoir particulièrement au sud du pays, d'autant que les besoins en froid coïncident, la plupart du temps, avec la disponibilité du rayonnement solaire. Les capteurs solaires pourraient aussi servir à la production d'eau chaude sanitaire et au chauffage des locaux pendant la saison froide. Le rendement global de l'installation est très intéressant. Deux projets pilotes de climatisation porteront sur la climatisation solaire de bâtiments au sud du pays.

1.3.2 – Les exportations

En 2016, année qui voit une forte reprise des exportations après une dizaine d'années de baisse régulière et qui ramène l'optimisme chez les pétroliers algériens, la hausse globale est de +11 % à 110,6 millions de tep. La performance tient aux énergies dites « primaires », c'est-à-dire exportées sans valorisation de quelque nature sur place, en hausse de 17,7 %.

- ➔ Brut : 27,8 millions de tonnes ;
- ➔ Condensat : 5,7 millions de tonnes ;
- ➔ Gaz naturel : 38 milliards de mètres cubes (+ 37 %) ;
- ➔ GPL (gaz de pétrole liquéfié) : 8,6 millions de tonnes.

Les exportations d'énergie dite « dérivée », c'est-à-dire ayant subi une transformation sur place, enregistrent de leur côté une contre-performance (-4,2 %). Le GNL (gaz naturel liquéfié) en représente 44,4 % (15,5 milliards de mètres cubes) et les produits pétroliers raffinés 53,7 % (17,1 millions de tonnes).

En 2017, la reprise s'interrompt brutalement et la prévision d'une hausse des exportations de +6,5 % fait place à une réalisation négative (-2,88 %) intervenue au second semestre de l'année en raison de retards inattendus dans la mise en production de trois nouveaux champs (Timimoun, Reggane et Touat Gaz) qui dégradent les performances de ventes de gaz naturel. Au premier trimestre 2018, la baisse continue (-3 %).

Depuis le début de la baisse en 2007, le volume des exportations a marqué, selon la Banque d'Algérie, une inquiétante tendance à la baisse :

2008 :	- 4 %	2013 :	- 7,7 %
2009 :	- 9,76 %	2014 :	- 1,74 %
2010 :	- 1,78 %	2015 :	+ 0,4 %
2011 :	- 4,89 %	2016 :	+ 6,7 %
2012 :	- 3,3 %	2017 :	- 2,88 %

Sur 11 exercices, deux seulement ont vu les volumes augmenter entre 2007 et 2017, ce qui n'a pas permis à l'Algérie de compenser la baisse des cours par une augmentation de ses ventes.

En valeur, pour ne retenir que ces deux dernières années, les recettes des exportations ont augmenté de 18,40 % en 2017, malgré une baisse du volume des exportations de près de 3 %, grâce à une remontée des cours du brut de presque 20 %. Si le volume des exportations était resté en 2017 au niveau de 2005, Sonatrach aurait empoché environ 14 milliards de dollars supplémentaires (+26 %). Le manque à gagner dû à la régression de la production sur toute la période (2007-2017) est évidemment encore plus considérable.

La destination des exportations, en volume, est marquée en 2016 par une prépondérance très affirmée de l'Europe occidentale (62 %), qui recoupe l'Union européenne, suivie par l'Amérique (16 %), l'Asie et l'Afrique se partageant le solde avec respectivement 6 % chacune, tandis que le Moyen-Orient (Turquie, Égypte) représente à peine 1 %. Cinq pays absorbent 70 % des exportations : Italie (31 %), Espagne (21 %), États-Unis (8 %), France (5,8 %) et Portugal (4,71 %). Il y a une certaine fragilité de ces débouchés pour cause de changements politiques, économiques et financiers. L'Union européenne, si elle n'a pas directement l'énergie dans ses compétences, n'en intervient pas moins de plus en plus dans ce domaine pour la sauvegarde de la concurrence qui est une de ses armes et grâce à la défense du Marché unique qui est l'une de ses missions essentielles comme le montrent les négociations avec la Grande-Bretagne sur le Brexit. On a vu aussi le poids de Bruxelles dans les débats sur la construction de nouveaux gazoducs contournant la Russie. Alger n'a pas de relations faciles avec l'Union européenne dont elle a tenté de renégocier l'Accord d'Association il y a trois ans. De plus, le principal débouché du gaz algérien, l'Europe du sud, desservie par des gazoducs transméditerranéens, qui absorbe plus de la moitié des exportations algériennes, connaît depuis la crise de 2008 une croissance modeste qui rejaillit sur ses besoins en gaz naturel et donc sur les exportations algériennes.

Avec les États-Unis, troisième partenaire après l'Italie et l'Espagne, le développement spectaculaire du schiste liquide ou gazeux a réduit de moitié en quelques années la place de l'Algérie dans les importations américaines. Depuis l'année dernière, il y a au contraire un démarrage des ventes américaines de GNL (gaz de pétrole liquéfié). En quelques années, les pétroliers américains ont cessé d'être des clients avides de brut léger du Sahara pour devenir des rivaux de l'Algérie sur le marché international du GNL aujourd'hui fortement disputé.

Enfin, la place de la France qui dépasse de peu le Portugal parmi les importateurs d'hydrocarbures algériens, illustre l'affaiblissement, en une génération, des relations entre la métropole et ses trois anciens départements. Paris n'est plus qu'un client secondaire des hydrocarbures algériens qui représentent l'exportation quasi-exclusive du pays. Conséquence, l'hexagone perd en retour ses positions historiques de premier fournisseur, passe derrière la Chine et ne devance plus la Turquie que de justesse. L'absorption de Gaz de France, acteur majeur du gaz algérien à ses débuts, et pendant une très longue période, comme opérateur et comme client, par ENGIE qui songe aujourd'hui à céder sa division Exploration-Production, a sans doute joué un rôle dans ce recul.

1.3.3 – Le casse-tête de la réinjection

Il y a deux manières de présenter les statistiques sur la production de gaz. D'un côté, la production commercialisée à l'intérieur du pays ou à l'exportation qui donne lieu à des recettes en dinars algériens ou en dollars américains. C'est en général le chiffre cité par les sources officielles nationales ou internationales comme *BP Statistical Review of World Energy*.

Mais il y a aussi le gaz naturel, dit associé, qui ne sort pas du champs pétrolier ou gazier, qui n'est pas vendu, mais qui a un usage local et sert plusieurs objectifs dont le principal est la réinjection du gaz produit dans les réservoirs de gaz et de pétrole afin de dynamiser la production ou de l'empêcher de baisser. L'addition de ces deux emplois du gaz naturel donne la somme de la production totale de gaz. En 2016, 189,139 milliards de mètres cubes ont été produits en Algérie dont 94,953 milliards ont été vendus et 94,186 autres milliards ont été utilisés sur place, soit une répartition presque égale entre ces deux débouchés du gaz. 70,117 milliards de m³ ont été réinjectés, 57 % dans les gisements de gaz dont souvent ils venaient et 42 % dans les gisements de pétrole. Le solde a été brûlé par torchères (3,661 milliards de mètres cubes en 2016). Ce chiffre a peu varié en longue période en valeur absolue alors même que la production augmentait considérablement. Des efforts entrepris de longue date ont permis de passer de 80 % de gaz à torché en 1980 à 11 % en 2004. Le ministre de l'Énergie de l'époque, Chekib Khelil, avait en 2004 fixé un objectif de 0 % pour 2010 qui, huit ans plus tard, n'a toujours pas été atteint.

Il y a enfin un poste « autres utilisations » dans les publications du ministère de l'Énergie qui, pour une part importante, retrace les pertes de gaz naturel dans le processus de

production, pertes dues à des fausses manœuvres ou encore à de fortes poussées de gaz impossibles à récupérer dans l'instant, ou encore à des quantités trop faibles de gaz associé à un champs pétrolier (18,044 milliards de m³). Pour en tirer parti, il faut éliminer les substances néfastes et le condenser pour pouvoir le transformer. Compte tenu du fait que le gaz naturel vaut moins cher que le pétrole, le jeu n'en vaut pas souvent la chandelle.

Entre les deux types de gaz, il existe des possibilités de substitution que l'opérateur exerce en fonction de variables physiques et financières. En période de cours élevés, il a intérêt à réduire le volume réinjecté pour augmenter les exportations même au prix d'un freinage de la production. C'est un calcul économique réaliste à condition qu'il ne continue pas pendant trop longtemps sous peine de compromettre la survie du gisement. C'est ainsi qu'on explique aujourd'hui en partie la baisse de la production depuis 2005, au moins à ses débuts, à la suite des choix du ministre de l'Énergie de l'époque, Chekib Khelil (2000-2010).

Au contraire, quand les cours sont bas, il peut être profitable d'augmenter la réinjection pour augmenter la production dès lors que les quantités réintroduites sont inférieures à la production supplémentaire qu'elles provoquent. Il n'y pas d'exemple que Sonatrach ait opéré la substitution dans ce sens-là. On comprend qu'à chaud les responsables aient beaucoup de mal à se décider et appliquent, parfois, une stratégie qui dépasse les paramètres proprement financiers et font ainsi courir des risques au gisement lui-même. L'incident survenu sur le champ de Cantarell au Mexique n'a pas été oublié dans le monde pétrolier. Le plus grand gisement du pays a vu sa production passer de 2,1 millions de barils/jour en 2003 à moins de 500 000 barils jours en 2012. Les raisons exactes de ce désastre ne sont pas bien connues, mais les experts dénoncent un emploi maladroit des techniques de réinjection.

En Algérie, la lente baisse de la production d'Hassi Messsaoud, le super géant du pays, pose la question d'une éventuelle intensification de la réinjection de gaz. Il y a beaucoup d'hésitations chez Sonatrach propriétaire à 100 % du gisement. Des sociétés étrangères ont été sollicitées ou se sont présentées avec des propositions plus ou moins hasardeuses. Jusqu'à présent aucune décision majeure n'a été prise, bien que beaucoup d'experts algériens, en dehors de la compagnie nationale, soient persuadés que c'est la seule manière de remonter rapidement et de manière substantielle le niveau de la production nationale. Certains, optimistes, estiment que 200 000 barils/jour supplémentaires sont à portée de main pour un coût raisonnable.

2 – L'électricité

À la différence des hydrocarbures, l'Algérie souveraine n'est pas partie de rien en ce domaine. En 1962, au moment de l'indépendance, un établissement public « Électricité et gaz d'Algérie » (EGA) regroupait depuis 1947 les activités électriques et gazières dans une même main. Malgré les modestes ressources naturelles de l'époque, – un peu d'hydraulique et un petit gisement de charbon près de Béchar –, EGA compte à l'Indépendance plus de 600 000 abonnés. L'arrivée du gaz va tout changer et faire de la Société nationale de l'électricité et du gaz (Sonelgaz) – qui succède à « EGA » en 1969 – le plus gros investisseur du pays après les hydrocarbures. En 2016, le groupe fait figure de géant électrique au Maghreb avec 15 800 MW installés contre 6 000 et 4 000 respectivement pour le Maroc et la Tunisie. Il compte 8 810 313 abonnés « basse tension » dont un peu plus de 1 400 000 vivent dans les campagnes qui ont bénéficié à partir des années 2000 d'un ambitieux programme d'électrification rurale. Les autres catégories d'abonnés sont moins fournies, à peine 55 234 ont souscrit un contrat « Moyenne tension », et 7 – un chiffre qui reflète bien la faiblesse de la diversification de l'économie algérienne et en particulier celle de l'industrie nationale – à la « Haute tension ». 357 000 nouveaux abonnés ont été raccordés en 2016 (+4 %) et le réseau de distribution, qui distribue gaz et électricité, court désormais sur 344 518 kilomètres (+4 %). La production d'électricité a atteint en 2016 plus de 71 milliards de kilowatt/heure (+3,1 %) contre 26,2 milliards en 2001 et 45,1 milliards en 2010, à partir de centrales à cycles combinés au gaz (42 %), à turbines à gaz (34 %) ou à turbines à vapeur (16 %). Le solde (8 %) trouve sa source dans les centrales diesel, les barrages hydroélectriques et les énergies renouvelables que nous aborderons dans la troisième partie.

Le taux d'électrification des ménages, principal objectif de Sonelgaz, est passé de 41 % en 1971 à plus de 98 % en 2010. Jusqu'alors, le groupe a assuré en direct la quasi-totalité de la production électrique du pays. Depuis, sa part a baissé en proportion : 30,4 milliards de kWh contre 34 milliards par des producteurs « tiers » au statut mal connu et qui, sans doute, ne sont pas sans lien avec Sonelgaz et sa réorganisation quasi-permanente (voir encadré). La saisonnalité prononcée de la consommation implique de lourds investissements pour faire face à une pointe l'été qui voit la demande doubler par rapport à la mauvaise saison et solliciter 15 000 MW contre 8 000 MW l'hiver.

Le gaz naturel présente de nombreux points communs avec l'électricité. Sur les quelques 5 millions d'abonnés au gaz, moins de 10 000 sont en 2016 des professionnels raccordés aux réseaux « Haute » ou « Moyenne tension ». La Sonelgaz achète du gaz naturel à Sonatrach à un prix de faveur et dispose d'un monopole, pour à la fois alimenter ses centrales électriques ou le distribuer à ses clients. En 2016, les livraisons aux centrales

électriques ont absorbé 16,5 milliards de mètres cubes contre 13,5 milliards distribués aux ménages et à l'industrie soit un total de 30 milliards de mètres cubes. Ce dernier poste, particulièrement dynamique (+7,4 % en 2016), est lié entre autres à la multiplication des localités desservies par le réseau de distribution du groupe. Ce dynamisme exceptionnel dans l'économie algérienne ne va pas sans poser de redoutables problèmes financiers à Sonelgaz et aussi à l'État qui en est le propriétaire. Par exemple, son chiffre d'affaires a évolué ainsi en 2015 et 2016 :

- ➔ 2015 : 234 milliards DA ;
- ➔ 2016 : 276 milliards DA (-18 %).

Ses investissements ont été très largement supérieurs au chiffre d'affaires du groupe :

- ➔ 2015 : 578 milliards DA ;
- ➔ 2016 : 385 milliards DA (-33 %).

En 2015, l'investissement est 2,4 fois plus élevé que son chiffre d'affaire, l'année suivante, en raison de difficultés financières aigües, il est ramené à 1,4 fois. Une double question se pose : pourquoi ce taux d'investissement élevé ? Comment est-il financé par une entreprise dont l'autofinancement n'en représente, au mieux, que 18 % ?

Sur le premier point, Sonelgaz doit chaque année ajouter 1 500 à 2 000 MW (13 % de la capacité installée en 2016) pour faire face à une consommation croissante qu'explique pour une bonne part la politique des prix adoptée par les gouvernements successifs. L'Algérie figure parmi les pays de la région, et sans doute même au monde, où l'électricité est la moins chère. À titre d'exemple, on y paie 1,77 DA la première tranche (250 à 500 kWh), réservée en principe aux couches les plus défavorisées, contre 9,06 DA au Maroc et 3,39 DA en Tunisie. La deuxième tranche, qui concerne une consommation médiane, est payée 4 DA le kWh en Algérie contre 10,7 DA au Maroc et 7 DA en Tunisie ; la quatrième tranche, qui regroupe les gros consommateurs, est facturée à 4 DA en Algérie, 15,98 DA au Maroc et 14 DA en Tunisie. « *La réflexion sur les prix doit être axée sur la quatrième tranche, c'est-à-dire les gros consommateurs* » répètent à l'envie les dirigeants de Sonelgaz. Deux d'entre eux sont devenus ministres de l'Énergie depuis 2016 après avoir plaidé en vain auparavant pour un relèvement des tarifs et sans pouvoir rien faire une fois au gouvernement...

La Commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG), créée par la loi n 02-01 du 5 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations, est un organisme indépendant doté de la personnalité juridique et de l'autonomie financière. La CREG, qui a pour rôle de veiller au fonctionnement concurrentiel et transparent du

marché de l'électricité et du marché national du gaz, dans l'intérêt des consommateurs et de celui des opérateurs, a trois missions principales :

- ➔ Contrôle du service public de l'électricité et de la distribution du gaz par canalisations ;
- ➔ Conseil auprès des pouvoirs publics pour l'organisation et le fonctionnement du marché de l'électricité et du gaz ;
- ➔ Surveillance et contrôle du respect des lois et des règlements relatifs au marché national de l'électricité et du gaz.

La CREG, qui a en réalité un rôle modeste dans les faits, a servi en décembre 2015 pour relever fortement et brutalement sans aucune communication préalable les tarifs du gaz et de l'électricité, gelés depuis 2005, augmentation à laquelle s'ajoutent les hausses de TVA décidées dans le cadre de la Loi de Finance 2016. La CREG a enjoint par correspondance aux sociétés de distribution de l'électricité et du gaz affiliées au groupe Sonelgaz d'augmenter leurs tarifs (Décision n° D22 15/CD du 29 décembre 2015 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz à partir du 1^{er} janvier 2016). La hausse hors TVA variait entre 0 et 32 % pour l'électricité, et 0 à 48 % pour le gaz. Dans le détail, les ménages consommant moins de 1 000 kWh annuellement (soit l'équivalent de la consommation quotidienne de 6 ampoules pendant 4 heures) ne subissent aucune augmentation à la différence des autres, autrement dit de tout le monde ou presque. Selon la presse privée (*Le Quotidien d'Oran* du 5 janvier 2016), la hausse est de 0,63 DA/kWh pour les ménages consommant plus de 1 000 kWh par an et de 1,3 DA/kWh pour ceux consommant plus de 4 000 kWh/an. Avec la hausse de la TVA, la hausse globale des tarifs de l'électricité varie entre +26,66 % et +44,24 % pour les ménages et pour les industriels de 20 à 32 %. Les augmentations du gaz sont plus marquées pour les ménages dont la consommation dépasse 10 000 thermies/an, entre 0,07 DA et 1,35 DA/thermie pour les ménages. En y associant le contrecoup de la TVA, la décision de la CREG se traduit par une hausse des prix de 36 à 55,90 % pour les ménages. Les grosses industries à forte consommation de gaz, à l'image des cimenteries et des industries sidérurgiques, subissent le plus gros choc avec un cumul atteignant 63,33 % du prix du gaz en TTC contre une hausse de 39,15 % pour les clients moyenne pression.

Le coût de production du kilowattheure (kWh) est de 11,43 DA et le tarif moyen de 4 DA, le déficit par kWh est donc de 8 DA ; 6 millions de clients sur 9 seraient des « riches » selon le ministre de l'Énergie. Les comptes de la Société de distribution (SDC) qui a absorbé en février 2017 celles d'Oran, de Constantine et d'Annaba, sont tragiques ; pour un chiffre d'affaires en 2016 de 267,2 milliards de DA, les pertes sont de 50,8 milliards de DA et les créances non recouvrées de 55 milliards. En 2015, le chiffre d'affaires était de 221 milliards de DA pour 95 milliards de pertes et 50 milliards de créances (267,2 milliards de DA en 2016). Mais les investissements étaient de 578 milliards de DA. En comparaison, les hausses de tarifs de 2016 ont rapporté 25 milliards de DA à Sonelgaz.

Ce relèvement des tarifs, le seul intervenu depuis 2005, a été entouré d'un silence quasi-total des dirigeants politiques, qui ont laissé le président de la CREG assumer seul l'impopularité de la hausse. L'affaire confirme le caractère névralgique de la question et, en réalité, pose le problème des transferts sociaux (18 % du PIB au total) et de leur inévitable aménagement. Compte tenu des élections présidentielles à venir en avril 2019, il a été décidé de repousser toute initiative en ce domaine au second semestre 2019 et de travailler, en attendant, à une expérience de ciblage des bénéficiaires dans dix communes avec l'aide de la Banque mondiale.

Cette faiblesse des tarifs n'empêche pas l'existence d'impayés importants et de raccordements sauvages dans les grandes villes. Sonelgaz ne communique guère sur ces deux points. On sait pourtant que les créances exigibles de la clientèle atteignaient, à fin 2013, 43,2 milliards de DA et que le chiffre des pertes en ligne (18,76 % de la production en 2013 contre moins de 5 % en Europe) s'explique pour une bonne part par l'importance des branchements illégaux non recensés. A la décharge de la clientèle, il faut reconnaître que la qualité du service laisse souvent à désirer et que les coupures restent un casse-tête quotidien (3 heures en moyenne par jour contre 10 heures au début de la décennie).

En attendant, le financement des investissements de Sonelgaz est un casse-tête récurrent pour les ministres des Finances. Le principe est simple : faute d'un marché financier capable de financer les emprunts des « *public utilities* », le groupe emprunte auprès des banques locales avec la garantie du Trésor. Selon le Fonds monétaire international, à fin 2016, ces garanties aux entreprises publiques représentaient l'équivalent de 25 % du PIB. Sur la période 2010-2016, les emprunts bancaires cumulés de la Sonelgaz atteignaient 2 624 milliards de DA (près de 30 milliards de dollars). Très régulièrement, les banques font jouer la garantie et demande au Trésor de suppléer aux carences de l'entreprise bien incapable d'honorer ses engagements en raison de sa situation financière désastreuse. Ce dernier, en général, s'y refuse du fait de son impécuniosité et on aboutit à une accumulation de créances bancaires sur le Trésor qui restent impayées et affecte gravement la liquidité bancaire.

Pour en sortir, le gouvernement Ouyahia a modifié en novembre la Loi Monnaie et Crédit (LMC) en permettant au Trésor de se faire financer directement par la banque centrale, la Banque d'Algérie (Article 45). Ce même mois, le premier après l'adoption de la nouvelle loi, sa situation mensuelle a affiché 2 185 milliards de DA de rachat par la Banque centrale de « Titre émis ou garantis par l'État ». On ne dispose pas pour l'instant de sa répartition ni d'une situation mensuelle postérieure. Pourtant, Sonelgaz continue à entretenir des relations difficiles avec le ministère des Finances sur au moins deux dossiers : le non-remboursement par le fisc de la partie de TVA supportée par l'entreprise (94 milliards DA à fin 2013) et l'absence du préfinancement des programmes publics décidés par l'État.

L'instabilité du cadre réglementaire de Sonelgaz

L'évolution juridique sur plus d'un demi-siècle du secteur :

1947 : Création d'Électricité et Gaz d'Algérie ; de sa répartition

1969 : Ordonnance n° 69-59 du 28 qui porte dissolution d'EGA et création de Sonelgaz ;

1977 : Lancement du Plan national d'électrification ;

1983 : Première restructuration de Sonelgaz avec externalisation des activités « réalisation des travaux » qui donnent naissance à six entreprises de travaux ;

1985 : Loi n° 85-07 relative à la production, au transport, à la distribution de l'énergie électrique et à la distribution publique de gaz ;

1991 : décret exécutif n° 91-475 portant transformation de la nature juridique de la Société Nationale de l'Électricité et du Gaz en établissement public industriel et commercial (EPIC) ;

1996 : Assainissement financier de Sonelgaz par le Trésor ;

1998 : Création de filiales de production et de distribution ;

1999 : Loi n° 99-09 relative à la maîtrise de l'énergie ;

2002 : Loi n° 02-01 du 5 février 2002 sur l'électricité et la distribution publique du gaz ;

2017 : Regroupement des trois sociétés de distribution régionales en une société unique et des filiales de production en six sociétés.

Le développement du secteur de l'électricité est lié à la solution de la séquence infernale tarifs-financement-investissements. Sans un alignement des prix de l'électricité et du gaz sur au moins le niveau de ceux de ses voisins marocain et tunisien, le financement des investissements restera incertain, reposant pour l'essentiel sur le Trésor qui, lui-même, est obligé de tirer des chèques sur la banque centrale pour faire face à ses engagements. Entre 2015 et 2018, Sonelgaz devait ajouter 7 500 MW à sa capacité installée pour un coût estimé à 19 milliards de dollars, soit plus de la moitié des recettes en devises tirées des hydrocarbures en 2017... Compte tenu du calendrier électoral algérien là encore, rien ne sera entrepris au plan des réformes avant le second semestre 2019, c'est-à-dire après les présidentielles d'avril 2019.

3 – Les énergies renouvelables (ENR)

L'Algérie dispose en ce domaine d'un énorme potentiel : un territoire immense quatre fois plus grand que celui de la France et un ensoleillement majeur avec une durée annuelle de 2 000 à 3 900 heures, ce qui donne une production théorique de 1 700 kWh/m²/jour au nord du pays et 2 650 kWh/m²/jour au sud. Le *Programme national des énergies renouvelables* (PNER) pour la période 2015-2030, approuvé par le Conseil des ministres du 24 mai 2015, prévoit d'installer 22 000 MW, soit 27 % du mix énergétique global à l'horizon 2030, plus 10 000 MW susceptibles d'être exportés. Le photovoltaïque s'y taille la plus grande part avec 13 750 MW, suivi par l'éolien (5 000 MW), 2 000 MW de CSP (*Concentrated Solar Power*) qui concentre les rayons du soleil à l'aide de miroirs afin de chauffer un fluide caloporteur qui produit de l'électricité et prolonge son fonctionnement plusieurs heures après le coucher du Soleil, la biomasse (1 000 MW) et 400 MW en cogénération.

Hélas, fin 2017, à peine 536 MW sont installés et l'Algérie occupe le 18^{ème} rang des pays africains engagés dans le renouvelable. Pour expliquer cet insuccès, on retrouve le rôle d'acteurs déjà rencontrés comme Sonelgaz qui, via ses filiales, a la haute main sur le renouvelable mais sans plus de moyens financiers pour les ENR que pour l'électricité et le gaz.

Le secteur dispose pourtant d'un important dispositif de recherche et d'expérimentation. À l'heure actuelle, sa filiale, la Société d'Électricité et des Énergies Renouvelables (S-KTM – [*Shariket Kahraba oua Takat Moutadjadida*](#) en arabe), est l'outil de réalisation du PNDER en raison de sa position d'opérateur public ou de précurseur. Certes, la loi permet, depuis 2002, au secteur privé de réaliser des projets et de produire du renouvelable, jusqu'ici en vain. Il y a aussi les centres de recherches et les universités pour perfectionner les procédés, proposer de nouvelles solutions, abaisser les coûts des projets, améliorer le rendement... S-KTM, par exemple, a engagé une coopération scientifique et technologique avec trois universités du sud (Ghardaïa, Ouargla et Adrar), avec des laboratoires de recherche comme le Centre de Développement des Énergies Renouvelables (CDER) ou celui des Technologies Avancées (CDTA) qui utilisent plusieurs mini-centrales en activité comme laboratoires. Le CDER et une filiale de Sonelgaz, le Centre de recherches et de développement de l'électricité et du gaz (CREDEG), réalisent les études du potentiel solaire et éolien pour le compte de S-KTM. Des ressources humaines spécialisées et qualifiées en énergies renouvelables ont été formées depuis de nombreuses années dans le souci de réaliser les projets avec les potentialités et les compétences nationales.

L'intégration nationale recherchée obstinément et depuis longtemps par les pouvoirs publics, où S-KTM est censé jouer un rôle important, passe aussi par l'avènement d'un tissu industriel autour des ENR, la mise en place de PME/PMI qui peuvent contribuer à

la réalisation du PNDER, en fournissant accessoires et composants de base qui peuvent être fabriqués localement, dans un premier temps, avant de se lancer dans la fabrication d'équipements importants comme les modules, les onduleurs... S-KTM a, par exemple, confié le lot « génie civil » de 21 mini-centrales photovoltaïques à des entreprises algériennes afin de se doter d'un ensemble industriel sur lequel compter, à l'avenir, notamment en matière de montage.

La société fait aussi appel à des technologies étrangères pour les installer comme celle des Chinois (233 MW), grands spécialistes des panneaux solaires bon marché, et celle des Allemands (85 MW). Après de nombreux efforts, un atelier algérien propriété d'une entreprise publique a été mis sur pied et un industriel privé s'est lancé à son tour dans la fabrication de panneaux.

L'éolien est moins bien connu que le solaire même si les premières tentatives remontent à la période coloniale pour les petites éoliennes vouées au pompage de l'eau ou à l'alimentation électrique de lieux isolés. Selon le premier Atlas Vent de l'Algérie établi par l'Office National de la Météorologie en 1990, très insuffisant, les vitesses les plus élevées, de l'ordre de 6 mètres/seconde, se rencontrent dans la région d'Adrar. Ces résultats obtenus à partir de calculs des données-vent, sur au mieux 10 ans, alimentent les cartes éoliennes établies par le CDER récemment. Le nouvel Atlas éolien montre l'existence de sites ventés dans d'autres régions du Sud. Outre Adra, les régions de Tamanrasset, Djanet et In Salah disposeraient d'un potentiel exploitable. À noter que lors de l'élaboration du premier Atlas, seules 36 stations météo existaient contre 74 pour le plus récent. Cependant, compte tenu de l'immensité du territoire algérien, ce dernier chiffre reste faible. L'installation de nouvelles stations est en cours, le gisement éolien reste en phase d'évaluation.

Comme pour le solaire, la S-KTM est le maître d'œuvre de l'éolien. Les plans ont varié au fil du temps, le plus récent fait état d'un objectif de 600 MW en 2024 et 24 fermes éoliennes seraient en cours de construction.

En dehors du solaire et de l'éolien, les autres énergies renouvelables (biomasse, CSP, géothermie...) sont encore au stade de la réflexion. L'objectif prioritaire reste le solaire qui se heurte à un obstacle : le manque de ressources financières du secteur. La faiblesse des tarifs de l'électricité et du gaz, là encore, pénalise le solaire qui manque de capitaux pour ses investissements. Après avoir beaucoup hésité, le ministère a autorisé en mai 2016 le recours au financement extérieur. Des pourparlers ont été engagés avec la Banque Africaine de Développement, du Groupe Banque mondiale, à ce sujet. Un prêt de 900 millions de dollars d'aide budgétaire a été accordé à l'Algérie sans que le solaire soit mentionné expressément. Les autorités ont aussi misé sur la baisse des coûts de production des panneaux solaires en les important de Chine où une politique systématique de subventions massives a provoqué une baisse, sans doute pour une part artificielle et passagère. Pour autant, l'écart entre le prix de l'électricité et le coût de production de l'électricité d'origine solaire reste considérable, de l'ordre de 2 DA par kWh si

l'on considère les contrats conclus avec des fournisseurs étrangers rapportés dans la presse francophone. Qui financera la différence ? Le Trésor, déjà submergé de demandes d'aides, s'y refuse. Sonatrach a longtemps eu la même attitude jusqu'à ce que le Conseil des ministres « l'autorise » dernièrement à prendre 40 % du capital des futures sociétés de production d'électricité d'origine renouvelable. Actuellement, aucune application n'a été faite de cette décision. Le changement intervenu en mai 2017 au niveau de l'autorité de tutelle du renouvelable a affaibli les énergies renouvelables. Le ministère de l'Environnement, qui a succédé au ministère de l'Énergie, est un ministère jeune et n'a ni son autorité et ni ses ressources. On l'a vu en mars 2018 au Salon de l'énergie à Oran où, contrairement à 2017, le renouvelable est passé au second plan de l'intérêt de visiteurs plus attirés par le pétrole et le gaz. Pour la Sonelgaz, le renouvelable est de la compétence de l'État, pas de la sienne et elle laisse le marché intérieur à des acteurs algériens. L'exportation relève d'associations avec des entreprises étrangères à condition que les problèmes de transport de l'électricité qui se posent avec l'Espagne et l'Italie soient résolus. Cette répartition des tâches exposée en octobre 2011 par le PDG d'alors de la Sonelgaz, qui devait devenir ministre de l'Énergie plus tard, n'a jamais été reprise publiquement par le gouvernement.

À l'évidence, l'Algérie a un grand potentiel dans le renouvelable mais les conditions de son expansion ne sont actuellement pas réunies. L'objectif de 22 000 MW en 2030, qui avait suscité le scepticisme public de l'ancien patron de Sonelgaz, devenu ensuite ministre de l'Énergie, est hors d'atteinte ; il coûterait 100 milliards de dollars soit 6 milliards par an, un montant hors de portée de l'Algérie en cette phase de prix bas de l'or noir. Un programme, plus modeste, prévoit de réaliser 4 500 MW d'ici 2020. Pour l'instant, il est en attente d'un appel d'offres international qui ne se dessine toujours pas au moment où sont écrites ces lignes.

Seul espoir, les pétroliers qui commencent à équiper leurs champs de mini-centrales solaires pour remplacer le gaz comme source d'énergie pour le fonctionnement de leurs installations. La mise en service, en juillet prochain, de la première centrale photovoltaïque sur le gisement pétrolier de Bir Rebaa Nord à Ouargla, associée Sonatrach (51 %) au groupe italien ENI. D'une capacité de 10 MW, elle utilisera près de 32 000 panneaux solaires et s'étendra sur 20 hectares ; mitoyenne du champ, elle économisera l'équivalent de 6 millions de mètres cube/an de gaz. D'autres projets dans le solaire d'un total de 50 MW sont envisagés à Hassi Berkine à court terme, et de 500 MW « à plus long terme, ce qui économisera à Sonatrach une quantité importante de gaz qui pourra être utilisée sur le réseau domestique mais aussi à l'export ». La formule a l'avantage de contourner la Sonelgaz et ses tarifs trop faibles qui interdisent pour sans doute une longue période un véritable développement du renouvelable en Algérie.

4 – La gestion aléatoire d'un secteur névralgique

Gérer deux groupes aussi importants que Sonatrach et Sonégaz ne peut pas être une tâche aisée. Ce sont les deux plus importants investisseurs du pays après l'État et leurs effectifs respectifs – plus de 100 000 salariés pour l'un et près de 80 000 pour l'autre – en font des ensembles complexes dont la conduite est par nature forcément délicate. Leurs responsables au fil du temps ont affronté des difficultés dans les quatre domaines clés d'une entreprise :

- ➔ Les ressources humaines et leur organisation ;
- ➔ Les partenaires extérieurs ;
- ➔ Les débouchés ;
- ➔ Les finances.

Nous examinerons successivement ces quatre points en privilégiant, bien sûr, le sous-secteur des hydrocarbures qui reste dominant dans l'économie et la politique du pays.

4.1 – *Les ressources humaines et leur organisation*

Les fondateurs de Sonatrach se sont préoccupés dès l'origine de la formation des cadres et techniciens des hydrocarbures et de l'électricité afin « d'algérieniser » leur personnel dominé jusqu'à la fin de l'ère coloniale par des étrangers. Dès 1969, un Institut algérien du Pétrole a été fondé qui, depuis, a formé des générations de géologues, de foreurs, de raffineurs et de chimistes dont la qualité a été rapidement reconnue sur le plan international. Cette reconnaissance s'est accompagnée très vite dans les années 1980, tandis que se développaient les compagnies nationales au Moyen-Orient, notamment dans le Golfe Arabo-persique, d'un appel d'air de plus en plus fort encouragé par les salaires plus élevés offerts par ces nouveaux venus. Le cadre réglementaire des traitements en Algérie, très rigide, laissait peu de place, à l'époque, à une prise en compte de cette concurrence venue d'ailleurs. Le patriotisme et le militantisme des cadres et techniciens qualifiés ont, pour un temps, contenu les départs mais, avec l'effondrement des cours de 1986, le mouvement s'est amplifié. Il est devenu courant que des salariés du secteur, domiciliés en Algérie, passent une partie du mois à travailler sans interruption dans le Golfe en laissant femmes et enfants à la maison en Algérie. Le phénomène est difficile à chiffrer faute de statistiques, mais son importance n'est pas niable surtout à partir des années 1990 qui ont vu une seconde baisse des cours du brut en même temps que la Guerre civile qui a déchiré le pays entre 1992 et 1998. Aujourd'hui, de l'aveu même des

responsables du groupe, les meilleurs foreurs algériens ont été, pour la plupart, débauchés par des compagnies étrangères.

Les conséquences pour Sonatrach ont été une perte de compétences et d'expériences très coûteuse (10 000 départs entre 2015 et 2017) qui a amené le gouvernement à revoir quelque peu sa politique salariale dans le secteur. Une question majeure s'est vite posée : faut-il verser les salaires du pays ou prendre en compte ceux de la branche au niveau régional, c'est-à-dire du monde arabe ? Les travailleurs des hydrocarbures étant déjà les mieux payés en Algérie, les aligner sur les entreprises du Golfe aurait encore renforcé leur avance sur les autres corporations et posé des problèmes politiques et sociaux explosifs. On s'est contenté d'un coup de pouce discret qui n'a pas été une solution. On l'a bien vu lors de la nouvelle baisse des cours internationaux survenue en 2014, la compagnie nationale a été contrainte d'interrompre les paiements des retraites complémentaires dus aux quelques 9 000 salariés qui ont pris une retraite anticipée pour profiter d'une mesure sociale de circonstance. Ce n'est qu'en 2018, qu'un accord hypothétique a été trouvé en prélevant une partie du financement sur une mutuelle professionnelle. La question du niveau des salaires par rapport aux compagnies étrangères n'a pas été réglée et la fuite des cerveaux continue à un rythme plus ou moins fort compte-tenu de la conjoncture du secteur.

S'y est ajouté un nouveau défi, celui de la jeunesse inemployée dans le sud du pays. À Ouargla, Hassi Messaoud et dernièrement à In Salah, des mouvements sociaux ont éclaté pour dénoncer les promesses ministérielles non tenues et le favoritisme dont bénéficieraient les « fils de » dans les recrutements des compagnies, nationales et étrangères. Il est clair qu'il y a là une menace non négligeable sur le fonctionnement des installations pétrolières qui, à terme, si rien n'est fait pour avancer vers une embauche plus respectueuse des ressources locales, pourraient être soumises à des blocages et à des barrages routiers.

Pour gérer des ensembles de plusieurs dizaines de milliers de salariés répartis sur un territoire immense, il faut des relais et des soutiens. Pour un temps, la fédération de l'Énergie de l'Union Générale des travailleurs Algériens (UGTA) a aidé les directions, notamment en 1971 au moment des nationalisations quand il a fallu faire face au départ des techniciens étrangers rappelés par leurs compagnies. Mais, ensuite, l'adhésion au syndicat officiel et unique a perdu de sa vigueur et aucun syndicat autonome, plus ou moins toléré dans d'autres secteurs, n'a vu le jour dans l'Énergie.

C'est donc sans intermédiaire ni relais que les directions doivent dialoguer avec leur personnel pour recueillir l'adhésion à leurs initiatives en particulier durant les phases de cours déprimés. La mise en cause par la Justice de plusieurs équipes de direction accusées de corruption à partir de 2010 n'a pas aidé et une certaine crise morale a gagné la compagnie nationale. Un PDG et ses deux fils condamnés à 4 ans de prisons pour des arrangements répréhensibles, plusieurs vice-présidents également condamnés pour des

faits similaires sans parler des rumeurs mettant en cause le ministre lui-même qui, de 1999 à 2010, a dirigé d'une main de fer à la fois le ministère de l'Énergie et parfois la compagnie, ont conduit beaucoup de cadres à la plus extrême prudence dans l'exercice de leurs responsabilités. En effet, les condamnations ont été souvent fondées plus sur des manquements aux procédures formelles qu'à des délits établis et prouvés au plan pénal.

Une véritable grève des signatures a retardé depuis 2010 et pendant des années la conclusion de contrats qui ne trouvaient aucun responsable prêt à prendre le risque de s'exposer à des peines de prisons préventives pouvant durer jusqu'à 4 et 5 ans. Le manque de fiabilité de la Justice a fait le reste, on a vu des cadres d'entreprise condamnés pour des infractions au Code des marchés de l'État qui, par définition, ne s'applique pas aux sociétés fussent-elles propriété de l'État... Aucune décision de la Cour Suprême n'est venue casser ces jugements visiblement illégaux.

La part des institutions et de leur organisation dans cette crise est évidemment première. Sur le papier, les choses sont claires : le ministère de l'Énergie coiffe les deux sociétés publiques que sont Sonatrach et Sonelgaz. Les rapports sont théoriquement hiérarchiques et subordonnés. Seize ministres se sont succédés depuis 1962 dont trois ont occupé chacun leurs fonctions pendant une dizaine d'années ou plus. Depuis 2010, aucun des quatre titulaires nommés n'a tenu son poste plus de deux ans. Leurs propos optimistes ont été rapidement démentis par des résultats décevants sans que jamais les raisons de leur éviction ne soient rendues publiques. Cette alternance de mandats longs et courts prouve l'importance des rapports des responsables de l'Énergie avec le pouvoir politique. La confiance du président de la République dans son ministre est une variable décisive pour sa longévité dans le poste. Belaïd Abdeslam (1965-1977) bénéficiait de celle de Houari Boumediene ; Belkacem Nabi (1980-1988) de celle de Chadli Benjdid ; Chekib Khelil (1999-2010) de celle d'Abdelaziz Bouteflika. Sans l'appui de la Présidence, M. Abdeslam n'aurait pas pu mener son ambitieuse stratégie gazière malgré les objections de ses collègues des Finances et de la Banque centrale. M. Nabi n'aurait pas pu déchirer les gros contrats gaziers avec ses clients américains et M. Khelil faire adopter la Loi sur les hydrocarbures de 2005 qui entamait le monopole de Sonatrach. Dans la Tunisie voisine, à la suite du changement de régime intervenu en 2011, les questions pétrolières, qui ont entraîné un grand débat public, ont été confiées au Parlement, y compris l'octroi des permis délivrés aux compagnies, et non plus au chef de l'État. Pour l'instant, les résultats se font attendre, la conjoncture pétrolière et les incertitudes économiques et financières ont raréfié les candidats.

Pour éviter des conflits interministériels qui ont coûté cher par le passé, le président Lamine Zeroual (1996-1998) a imaginé un Conseil national de l'énergie composé du Premier ministre, de quatre ministres de souveraineté (Défense nationale, Affaires étrangères, Énergie et Finances) et du Gouverneur de la banque centrale. Il est chargé d'assurer le suivi et l'évaluation de la politique énergétique nationale à long terme, en un

mot de mieux coordonner les aspects techniques, financiers et diplomatiques d'une politique de l'énergie. S'il a fonctionné jusqu'à l'arrivée de M. Bouteflika à la présidence de la République en 1999, ses travaux ont été couverts depuis par un silence qui a amené nombre d'observateurs à conclure à sa mise en veilleuse, voire à sa disparition. Les questions d'énergie ont donné lieu à quelques sérieuses empoignades publiques comme en 2005 pour la Loi sur les hydrocarbures qui n'est pas passée devant le Parlement, mais a été adoptée par une Ordonnance du Président de la République, tout comme l'octroi des permis de recherche et les licences d'exploitation des gisements. Dans les Programmes d'Action du Gouvernement (PAG) présentés plus ou moins régulièrement par chaque nouveau Premier ministre, l'énergie occupe moins d'une page sur une soixantaine et reprend les thèmes habituels de ses responsables : réduire la dépendance du pays vis-à-vis des hydrocarbures, encourager la prospection, introduire de nouvelles technologies, mieux valoriser la rente, investir dans la production électrique, développer le renouvelable. Sans oublier « la préparation à moyen terme de la production de l'énergie électrique d'origine nucléaire », une vieille lune inscrite au programme depuis une bonne quarantaine d'années et qui n'a débouché que sur la création d'un Commissariat à l'énergie atomique (COMENA), des échanges ministériels et des rumeurs dans les années 1990 sur un réacteur litigieux visé par des investigations anglo-saxonnes. Actuellement, deux réacteurs et deux centres de recherches sont à l'œuvre dans la perspective d'un démarrage de la production dans les années 2030-2050.

La discrétion du gouvernement se retrouve au niveau des compagnies qui ne communiquent guère sur leurs activités. Sonatrach publie en principe un rapport annuel, sauf quand les affaires vont mal ; depuis l'éclatement de la crise en 2014, la compagnie ne le publie plus, mais « sort », avec retard, un résumé sommaire de chiffres non commentés sans référence à l'organisation de la société. Sonelgaz, encore plus discret, ne publie pas ses comptes mais livre des chiffres incomplets repris par ses responsables dans des déclarations à la presse. Le ministère publie chaque année un tableau statistique de la production du secteur mais seulement en volume. Aucun aspect financier n'est pris en compte. De toute façon, le rapport financier, exprimé exclusivement en dinars algériens, ne traite que la seule société par actions (SPA) Sonatrach, et ne consolide pas les 150 filiales qui constituent le Groupe. Même chose à la Sonelgaz, un holding qui coiffe 35 filiales.

Les relations entre le ministère et les deux compagnies ne sont pas claires. Le ministre et les PDG interviennent sur les mêmes sujets, parfois de manière contradictoire, notamment sur les relèvements de tarifs. Leurs nominations et leurs renvois ne coïncident pas et tout se passe comme si le PDG relevait du président de la République et le ministre du Premier ministre, dont il suit souvent le destin. D'où des couacs et des informations contestables. Par exemple, en 2015, la rivalité entre le Directeur des Hydrocarbures du ministère et le PDG de l'entreprise pétrolière tourne à l'affrontement personnel, chacun réclamant la tête de l'autre. Finalement, c'est le PDG qui saute en mars 2017.

Organisation du Secteur de l'Énergie et des Mines de l'Indépendance à aujourd'hui.

Au lendemain de l'Indépendance, deux ordonnances ont réorganisé le secteur de l'énergie :

- La Direction de l'Énergie et des carburants (DEC) : ordonnance n° 62-029 du 25 août 1962 ;
- Bureau Algérien du Pétrole (BAP) : ordonnance n° 62-030 du 25 août 1962.

En même temps, les représentants algériens au conseil d'administration d'un Organisme technique franco-algérien de mise en valeur des richesses du sous-sol saharien, institué et régi par les accords d'Évian, notamment l'accord du 28 septembre 1962, sont désignés : décret n° 62-523 du 8 septembre 1962.

- Création du Comité de Gestion de l'Électricité et du Gaz : ordonnance n° 62-053 du 21 septembre 1962.
- 1963 : une première organisation du ministère de l'industrialisation et de l'énergie, principalement chargé de la recherche dans l'énergie et de l'exploitation des mines, est mise en place : décret n° 63-267 du 24 juillet 1963.
- Création du Bureau d'études, de réalisations et d'interventions industrielles et minières (BERIM) : décret n° 63-56 du 11 février 1963.
- Création de la Sonatrach : décret n° 63-491 du 31 décembre 1963.
- 1964-1965 : la Direction de l'Énergie et des Carburants (DEC) qui relevait du ministère de l'Industrialisation et de l'Énergie est rattachée au ministère de l'Économie.
- 1965-1977 : la Direction de l'Énergie et des Carburants (DEC) est rattachée à nouveau au ministère de l'Industrie et de l'Énergie.
- Création de la SONAREM : décret n° 67-79 du 11 mai 1967.
- Création de la Sonelgaz : ordonnance n° 69-59 du 28 juillet 1969.
- Création et organisation du ministère de l'Industrie et de l'Énergie (Décret n° 71-199 du 15 juillet 1971).
- 1977 : le décret n° 77-217 du 31 décembre 1977 répartit les structures entre trois ministères :
 - L'Énergie et Industries Pétrochimiques ;
 - L'Industrie Lourde ;
 - Les Industries légères. (JO n° 04 du 24 janvier 1978).
- 1984 : les attributions du ministre de l'Énergie et des Industries Chimiques et Pétrochimiques sont fixées par le décret n° 84-122 du 19 mai 1984.
- 1991 : le décret présidentiel n° 91-199 du 18 juin 1991 crée le ministère de l'Énergie dont l'organisation est fixée par décret exécutif n° 91-440 du 16 novembre 1991.
- 1985 : le décret présidentiel n° 91-450 du 31 décembre 1995 restructure le ministère de l'Énergie et des Mines dont l'organisation est fixée par décret exécutif n° 96-215 du 15 juin 1996.
- 2007 : le décret présidentiel n° 07-172 du 04.06.2007 réorganise le ministère de l'Énergie et des mines par décret exécutif n° 07-267 du 9 septembre 2007 modifié et complété par le décret exécutif n° 10-238 du 10 octobre 2010.

En juillet 2014, une nouvelle politique de l'information semble se faire jour. Une source anonyme estampillée Sonatrach confie à un journaliste de l'agence officielle de presse, l'APS, une série de bonnes nouvelles, un objectif ambitieux de production à moyen terme (par exemple, 225 millions de tep en 2018), la fin des importations de gasoil pour 2015, une production de 30 milliards de m³ de gaz de schiste attendue en 2020. Le mois précédent, en juin, dans sa déclaration de politique générale, le Premier ministre, Abdelmalek Sellal, annonçait la fin des exportations de gaz conventionnel pour 2030 et en concluait à la nécessité vitale de la recherche et de l'exploitation du gaz de schiste pour prendre la relève. Sa franchise a suscité une levée de boucliers chez ses adversaires. Qui a pris l'initiative de cette nouvelle et éphémère politique de communication ? Sans doute pas son PDG, Abdelhamid Zerguine, qui depuis sa nomination en novembre 2011, a cultivé un silence obstiné et qui sera remercié sans explication à la fin du même mois de juillet. Apparemment, ce sont les services du Premier ministre qui ont été à la manœuvre pour soutenir leur patron et ont donc, sans fausse honte, communiqué au nom de la compagnie nationale. En règle générale, les fausses nouvelles et les promesses non tenues ne gênent guère la classe politique habituée à se voir démentir par les faits quelque temps après une annonce du Président, d'un ministre ou d'un *wali* (préfet). Fin juillet 2014, le silence reprend son cours et la source anonyme de l'APS se tait...

Cette absence de communication sur l'extérieur, malgré la curiosité naturelle de l'opinion désireuse de connaître la situation d'un secteur dont son bien-être dépend, se double d'un cloisonnement interne fort dommageable à la circulation de l'information. Beaucoup de responsables travaillent dans leur coin, cachent leurs activités et n'en rendent pas, ou mal, compte à la hiérarchie. La coordination de l'activité de géologues, géophysiciens, foreurs, développeurs des gisements, transporteurs d'hydrocarbures, raffineurs, pétrochimistes, commerçants en hydrocarbures, financiers, spécialistes de la sécurité industrielle ou experts de la maintenance industrielle, n'est pas chose aisée mais l'isolement des services compromet l'efficacité de l'ensemble. La « Révolution managériale » annoncée en avril 2018 par le PDG de Sonatrach et préparée par un cabinet d'études américain, le Boston Consulting Group, promet d'y porter remède sans plus de détails mais avec la conviction qu'il y a là une des grandes faiblesses de l'entreprise. Il ne s'agit pas de changer une fois de plus l'organigramme mais de restaurer rapidement le « sentiment d'appartenance » à un même ensemble qui a disparu, selon un ancien PDG de la compagnie, « depuis 2010 », c'est-à-dire depuis le début des scandales et des procès.

Le fonctionnement des organes centraux du groupe reste pour une large part obscure. Sous le mandat de M. Khelil, l'organigramme a été minutieusement monté, avec trois niveaux : en tête, une mini-assemblée générale composée de cinq membres, les ministres de l'Énergie et des Finances, le gouverneur de la banque centrale, le représentant de la présidence de la République et celui de la Délégation à la planification (aujourd'hui supprimée). Au-dessous, le conseil d'administration de dix membres dont deux représentants du personnel et d'institutions (ministères de l'Énergie, des Finances, Sonatrach et

la banque centrale). Enfin, le comité exécutif regroupe une dizaine de directeurs exécutifs chargés, entre autres, de la coordination (Amont, Aval, Finances, International, Commerce...).

Cette structure qui n'a pas survécu, semble-t-il, à M. Khelil, n'a guère amélioré le gouvernement de l'entreprise si l'on en croit la succession de scandales et de procès qui ont suivi son renvoi, montrant que les dirigeants ne maîtrisaient pas grand-chose de la marche générale de l'entreprise et n'intervenaient même pas sur tout ce qui se passait dans leur service. Aujourd'hui, il ne subsiste en réalité que le comité exécutif réduit de fait à cinq membres : le PDG et ses quatre vice-présidents.

Enfin, des personnalités qui n'apparaissent pas sur l'organigramme, ou à un rang subalterne, peuvent, à l'occasion, jouer un rôle discret mais décisif en raison de leur proximité ou de leur lien de famille avec le ministre ou le PDG. Lors du procès de Sonatrach I devant le Tribunal correctionnel d'Alger en septembre 2012, son patron a avoué que tous ses actes de gestion passaient au préalable par l'ex-chef de cabinet du ministre/PDG sur qui il n'avait aucune autorité disciplinaire. Tout visiteur devait passer par son bureau situé au même étage avant d'accéder à celui du PDG...

Sonelgaz a connu les mêmes changements d'organigramme que Sonatrach, mais ils ont moins attiré l'attention des observateurs. Leur valse-hésitation a oscillé entre la mobilisation des moyens dans une structure centrale et leur décentralisation par métiers (producteurs, transporteurs, distributeurs) pour mieux répondre aux exigences locales et à la pression des événements. Leur poids explique pour une bonne part cette oscillation, des pénuries d'électricité par trop inhabituelles par rapport au train-train habituel provoquent en général une poussée de colère de la population à laquelle le gouvernement répond par une recentralisation des filiales de l'établissement public. Son statut, par exemple, a été amendé en juin 2011 pour « favoriser l'intégration nationale », un mot-valise, en réalité il fallait d'urgence calmer les gens du Sud irrités par le décalage de leur sort avec celui de leurs concitoyens du Nord.

4.1.1 – Le partenariat en partage

Le partenariat avec des compagnies pétrolières étrangères est, dans les conditions actuelles, la clé du dynamisme de la production algérienne d'hydrocarbures. Jusqu'en 1986, Sonatrach a été seule, ou presque, sur la scène pétrolière sur une durée de 15 ans depuis les nationalisations de février 1971. La crise pétrolière de 1986 a amené les pouvoirs publics à accepter la collaboration des compagnies. Leur montée dans la production nationale a été rapide. En 1986, date de la première loi ouvrant le sous-sol algérien aux étrangers, Sonatrach produit 34 millions de tonnes-équivalents-pétrole (Mtep) et les « autres » 4 Mtep. Douze ans après, en 1998, l'équilibre des forces respectives a peu évolué (6 Mtep contre 38 Mtep). Mais après 2000 et les découvertes réalisées par une société américaine, Anadarko, dans le bassin de Berkine, la montée des partenaires est

rapide : 10 Mtep en 2001, 26 Mtep en 2008, 30,5 Mtep en 2009 soit la majorité de la production pétrolière (53,7 %). Le gaz naturel, qui attire moins les compagnies étrangères, laisse aux partenaires une part très minoritaire (16 % en 2014) alors que, pour le condensat, leur part atteint 22,54 %. Si les compagnies étrangères ont relancé la production pétrolière en Algérie, celle de Sonatrach a reculé durant la même période d'environ 25 % malgré sa maîtrise exclusive du seul gisement pétrolier géant du pays, Hassi Messaoud. L'évolution des contrats signés par des compagnies étrangères avec Sonatrach montre le désamour dont souffre le site aux yeux de l'extérieur. La qualité des signatures compte sans doute autant que la quantité ; les "majors" sont absentes en dehors de Total et de la société italienne ENI, beaucoup de compagnies (Maersk, Sinclair...) ont revendu leurs droits en Algérie. Depuis quatre ans, aucun appel d'offres n'a été lancé malgré de nombreuses rumeurs, et un ou deux marchés de gré à gré auraient été signés avec des compagnies secondaires du Golfe Arabo-Persique.

Tableau n° 2 : DES CONTRATS DE MOINS EN MOINS NOMBREUX

	Appels d'offres blocs offerts	Compagnies intéressées	Contrats signés
Mars 2001	5	22	2
Octobre 2001	10	27	5
Juin 2002	10	30	7
Décembre 2003	10	32	5
Septembre 2004	10	35	8
Avril 2005	10	48	9
Juillet 2008	16	52	4
Juin 2009	10	36	3
Mars 2011	10	40	2
Octobre 2014	31	--	4

Source : ALNAFT

Un modèle de relation entre associés existait dans le monde avant 1986 auquel l'Algérie s'est ralliée avec un certain nombre de particularités que nous examinerons après avoir présenté le schéma théorique.

L'Accord de Partage de la Production ou, en anglais, *Product Sharing Agreement (PSA)* n'est pas une originalité algérienne. La formule est en vigueur dans le monde entier adoptée par des régimes politiques très éloignés les uns des autres. Elle associe un État et une compagnie pétrolière pour prospecter une zone strictement délimitée et ensuite, en cas de succès, exploiter le gisement découvert. Chacun finance sa part de l'investissement et ensuite le récupère sur les ventes. La compagnie fait l'avance à son homologue local du financement de sa part d'investissement.

Le fonctionnement du PSA repose sur le *Management Committee (MC)* qui comprend en général trois membres, dont deux représentent le gouvernement et le troisième relève de la compagnie. La compagnie est minoritaire mais le MC adopte ses décisions à l'unanimité qui sont pour l'essentiel des projets de dépenses. L'*Operating Committee (OC)* prépare les dossiers qui lui sont soumis ensuite pour adoption. Il est composé de deux membres et fait l'essentiel du travail : les désaccords, longs et difficiles à surmonter, portent en général sur :

- ➔ les budgets d'investissement ;
- ➔ l'investissement nécessaire pour atteindre le niveau de production contractuelle ;
- ➔ les comptes et la part de l'État ;
- ➔ l'interprétation des procédures prévues par le PSA.

Le partenaire a intérêt à gonfler la part des dépenses en capital qu'il récupérera sur les ventes à venir de la production. Au contraire, l'État entend, pour une production donnée, limiter l'investissement au strict minimum pour accroître ses futures rentrées. Plus la synergie entre les deux parties est grande, plus le PSA est une réussite et permet d'augmenter la production. De même, leur satisfaction encourage les compagnies à investir dans la prospection et à terme dans la production.

En Algérie, l'association entre Sonatrach et son partenaire donne lieu à la création d'un groupement où la compagnie nationale dispose de 51 % des droits au minimum. Le contrat entre les deux partenaires n'est pas rendu public sauf exception (Sonatrach/British Petroleum).

Le développement des champs, une fois la découverte opérée, relève d'une entité commerciale qui n'existe pas dans le Code de commerce algérien, « *l'organe d'operating joint* » (OOC). Ensuite l'OOC cède la place au « groupement » chargé de l'exploitation du gisement, il en existe une vingtaine (Sonatrach-BHP, Sonatrach-SINOPEC Illizi, Sonatrach-AGIP...). Comme le partenaire avance les capitaux nécessaires à la recherche des hydrocarbures, en cas d'échec, il encaisse sa perte et la compagnie nationale n'a rien à payer. En cas de découverte, le partenaire est remboursé sur la production. Au 31 décembre 2010, la dette de Sonatrach vis-à-vis de ses partenaires était de l'ordre d'une vingtaine de milliards de dollars. En 2009, les associés ont financé 50,32 % des investissements en amont et 99 % en 2010.

Le compte de l'Association est tenu par la Sonatrach et s'établit ainsi :

- ➔ **Revenu brut de l'association** (ventes valorisées aux prix du marché international ou aux prix contractuels pour certains produits comme les GPL ou les condensats) :
 - ➔ Montant de la redevance sur la production d'hydrocarbures (20 % hors zones A et B) ;
 - ➔ Coûts de transport (évacuation par canalisations jusqu'au port d'embarquement) ;
 - ➔ Coûts d'amortissements :
 - ⇒ Coût des investissements d'exploration, de développement et d'exploitation (*cost oil*).

- ➔ **Rémunération brute de l'Association** dont :
 - ➔ Part de l'associé (droits sur la production en %) : rémunération brute de l'associé (*profit oil*) ;
 - ➔ Impôt sur le résultat (38 %) ;
 - ➔ Taxe sur les profits exceptionnels (TPE) quand le prix du baril est supérieur à 30 \$.

- ➔ **Rémunération nette de l'associé.**

La loi de 1986 ne fait pas de différence entre le *cost oil* et le *profit oil* et considère la part de l'associé dans la production comme l'assiette de l'impôt sur le résultat. Une loi en 2006 y a ajouté la Taxe sur les profits exceptionnels qui pèse sur la quote-part de production de l'associé définie comme la somme du *cost oil* et du *profit oil* moins l'impôt sur le résultat (38 %) et la Taxe sur les Profits Extérieurs. Un contentieux est né à ce propos, Anadarko réclamant que le *cost oil* soit exclu de l'assiette du nouvel impôt.

Le *profit oil* qui revient à l'opérateur est calculé en pourcentage de la valeur BRUTE de la production. L'Irak a proposé, après la chute de Saddam Hussein, en septembre 2011 de le calculer en pourcentage de la valeur brute de la production moins le *cost oil*.

L'objectif est d'inciter les compagnies associées à contrôler les coûts qui se sont envolés depuis 2009. Le *profit oil* résulte du pourcentage détenu dans l'Association d'une valeur NETTE de la production et non plus BRUTE. Il est réparti entre les associés suivant la clé de répartition de leurs droits sur le gisement.

Le jeu de l'associé qui est l'opérateur est de gonfler le *cost oil* afin de récupérer une plus grande part de la production. Le Conseil de gestion du Groupement est paritaire (la compagnie nationale n'y a pas la majorité) et il désigne un Comité des marchés chargé d'attribuer les marchés par appel d'offres ou de gré à gré. Chaque groupement se dote

de ses propres règles quant au seuil de déclenchement du recours à l'appel d'offres. Il est en général très supérieur au seuil retenu par le Code des marchés publics du gouvernement algérien. Très souvent, l'associé étranger choisit un ensemblier qui lui est proche pour équiper le gisement à mettre en valeur.

Les représentants de la compagnie nationale ne sont pas plus majoritaires au sein du Comité des marchés qui est bâti sur le principe de la parité, il est dès lors fondamental que ses représentants exercent leurs pouvoirs au mieux des intérêts nationaux. Mais il faut aussi qu'ils laissent de la marge à l'opérateur qui est responsable de l'avancement des travaux. Les compagnies étrangères se plaignent, en général, que leurs collègues algériens soient trop tatillons et entravent la bonne marche des opérations. Inversement, périodiquement, des sources algériennes mettent en cause le laxisme dont feraient preuve les cadres chargés du contrôle des associations et dénoncent anonymement dans la presse les irrégularités imputables aux associés étrangers. Où est la vérité ?

Une rapide reconstitution de l'exercice 2009 montre que le *profit oil* des Associations a été de 407 milliards de DA ; les associés ont bénéficié de 283,4 milliards de DA (69,63 %) auxquels il faut enlever 87,21 milliards DA de Taxe sur les Profits Exceptionnels (TPE) calculée sur la part du prix de vente supérieur à 30 dollars. Au total, les associés ont touché 196,2 milliards de DA soit 48,2 % du *profit oil* des Associations.

➔ **Passifs courants** – Les dettes et emplois assimilés sont constitués essentiellement :

- ➔ Des dettes envers les **associés** dans le cadre des Accords de partage de production (PSA) qui s'élèvent à 1 553 milliards DA. Le dénouement se fait annuellement par compensation entre les dettes et les créances après approbation des arrêtés de coûts et le partage définitif de la production annuelle. En 2016, les dettes envers les « groupes et associés » figurent pour 3 248 milliards DA contre 2 909 milliards DA en 2015 (environ 29 milliards de dollars). Le cumul des dépenses a augmenté et la capacité à rembourser de Sonatrach a baissé en raison de la baisse des cours... Entre 2013 et 2014, elle perd environ 30 milliards de dollars de revenus et se retrouve dans la situation du débiteur qui ne peut rembourser son créancier parce qu'il est subitement au chômage. Résultat, le reste à rembourser augmente...
- ➔ Des dettes intra-groupe pour 30 milliards DA, envers les **fournisseurs** (296 milliards DA), des avances consenties aux **fournisseurs** (142 milliards DA). Le solde représente les dettes envers les organismes sociaux et le personnel.

Les deux comptes de Créances et Dettes envers associés et sociétés apparentées sont principalement appliqués au titre des gisements exploités en association dans le cadre des Accords de partage de production (PSA). Le compte **créances** est alimenté chaque mois lors de l'enlèvement des associés. Le compte **dettes** est crédité à chaque arrêté de coûts d'investissement ou d'exploitation.

La compensation entre dettes et créances est faite annuellement, après approbation des arrêtés de coûts par les deux parties et le partage définitif de la production annuelle.

Une nouvelle « Direction centrale des Associations » centralise les décisions importantes, assure l'interface avec les compagnies étrangères et leur donne un interlocuteur de plus de poids que les employés aux écritures de la compagnie nationale. « *Les associations bloquent sur les frais de fonctionnement, les COPEX (Cost Expenditures)... Il faut beaucoup de temps aux employés de la Sonatrach pour vérifier les factures, accepter les unes et refuser les autres. Il s'en suit des milliards de dollars en « suspens » que l'Association doit à l'Opérateur. Cela ne pousse pas ce dernier à accélérer les choses. Le PSA est une source de frictions...* » explique Nazim Zouioueche, ancien PDG de la compagnie nationale, le 29 mai 2013, dans *Algérie Watch*.

S'y ajoute l'impact de cours du brut ou du gaz naturel déprimés qui limitent la valeur des ventes à l'étranger et donc la possibilité de récupérer le *cost oil* de l'année. Ainsi, depuis 2014, les compagnies ont ralenti leurs dépenses d'exploration qui ne représentent plus en 2016 que 7,33 % de la sismique 2D totale et 0,42 % de la sismique 3D contre près de 30 % en 2008 et 50 % en 2010. Les forages d'exploration des compagnies étrangères sont tombés à 2,49 % du total contre 10 % en 2014.

Cependant, leurs forages de développement, sur les champs qui restent à mettre en valeur, se portent mieux et atteignent 22 % du total contre 23 % en 2014, mais 46 % en 2008. On voit que la déprime des cours des hydrocarbures pénalise doublement l'Algérie en réduisant ses revenus mais aussi en sacrifiant l'avenir, c'est-à-dire les futures découvertes qui auraient pu voir le jour avec le maintien des investissements de prospection à leur niveau d'avant crise. D'autant que les contentieux fiscaux se sont multipliés et que nombre de compagnies ont quitté le pays...

Enfin, se pose un problème de vocation de l'entreprise nationale. Avec le PSA, Sonatrach est de plus en plus amenée à jouer un rôle de percepteur qui impose l'associé étranger et fait rentrer les devises pour son compte et celui du Trésor public, principal bénéficiaire de la rente pétrolière. Elle y perd une partie de ses compétences techniques et voit s'estomper sa vocation d'entreprise au profit d'une montée de son activité de contrôleur du travail fait par d'autres. Cette « dé pétrolisation » de la compagnie nationale a provoqué un long débat entre 1999 et 2005 sur une réforme de l'entreprise. Dans le système algérien qui privilégie la souveraineté nationale, Sonatrach doit impérativement détenir 51 % de l'association ce qui a l'inconvénient à la fois de mobiliser des capitaux nationaux importants qui pourraient être investis ailleurs et, d'autre part, de restreindre l'investissement total dans le secteur quand la compagnie nationale ne peut pas suivre un partenaire étranger faute de ressources. Si un étranger peut investir seul et être majoritaire sur un gisement, l'investissement total augmente. C'est ce calcul qui sera à l'origine de l'ordonnance de 2005 qui entend révolutionner le fonctionnement du sec-

teur. La compagnie nationale ne sera plus automatiquement partie prenante à une association, ce n'est que lorsque la découverte d'un gisement aura eu lieu qu'elle aura la liberté d'y participer ou non, comme d'y prendre une option à hauteur de 25 %. L'opposition des « bonzes » politico-syndicaux fera échouer le projet dont il ne restera plus que la création de deux agences d'État : l'Alnaft chargée de la promotion du domaine minier, de conclure un contrat unique pour la recherche-exploitation et d'approuver le plan de développement du gisement concerné. L'Autorité de Régulation des Hydrocarbures (ARH) veille au respect de la réglementation par les associés et à l'application du principe du libre accès des tiers au transport et au stockage de la production dans les installations de Sonatrach.

L'Alnaft procède à des appels à la concurrence qui mettent en jeu des permis de recherches. Entre 2007 et 2014, quatre appels à la concurrence seront lancés avec un succès décroissant à la fois pour le nombre de lots attribués et pour la qualité des vainqueurs, en général des petites sociétés sans grande expérience, trop dramatiquement à court de capitaux pour tenir leurs engagements et sans grande expérience du métier.

Au total, le partenariat aura amené à l'Algérie des capitaux importants (plus de 14 milliards de dollars jusqu'en 2015) et introduit des façons de travailler et des techniques inconnues jusque-là des pétroliers algériens. Son relâchement à partir de l'adoption en 2006 de la Taxe sur les Profits exceptionnels, comme après 2014 la baisse des cours mondiaux, a fortement affecté le secteur algérien des hydrocarbures.

4.1.2 – La question des débouchés

L'objectif historique de l'industrie pétrolière algérienne est d'augmenter sa production. Depuis 1986, du côté de l'offre, les appels aux capitaux étrangers se sont succédé régulièrement dans l'intention d'exporter davantage d'hydrocarbures. Dernier en date, le 30 avril 2018, M. Abdelmoumeme Ould Kaddour, patron de Sonatrach depuis mai 2017, a chiffré l'augmentation attendue à 60 milliards de dollars d'ici 2030, ce qui représente un doublement de la production algérienne. Même si l'on enlève la partie liée à une remontée des cours dans les années à venir, la hausse de volume attendue est importante. Mais est-elle compatible avec les engagements internationaux de la République algérienne ? Ce n'est pas clair pour le pétrole et c'est discutable pour le gaz. Examinons ces deux points.

L'Algérie a adhéré en 1969 à l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP), créée près de dix ans plus tôt, et se doit en tant que membre de respecter la discipline des prix décidée collectivement. La stratégie est toujours la même : réduire la production des dix pays adhérents qui représentent un bon tiers de la production mondiale pour maintenir les cours, sinon pour les relever. Petit producteur et modeste exportateur, l'Algérie fournit moins de 3 % de la production OPEP et fait figure de nain avec son quota qui oscille autour de 1 million de barils/jour face aux fondateurs de l'institution

que sont l'Arabie Saoudite (10 millions de barils/jours), de l'Iran (plus de 3 millions de barils/jour) ou l'Irak (plus de 4 millions de barils/jour). Entre 2000 et 2007, l'Algérie a dû modifier à plus de 20 reprises le niveau de sa production pour respecter les quotas décidés à Vienne, siège de l'organisation. Il est loin le temps où son ministre de l'Énergie faisait avec son collègue saoudien le tour des capitales occidentales pour fixer les conditions de sortie de l'embargo pétrolier imposé par les membres arabes de l'organisation à l'automne 1973. Aujourd'hui, le rapport des forces au sein de l'OPEP est à l'évidence défavorable à l'Algérie comme, à vrai dire, à tous ses autres membres, tous éclipsés par le poids de l'Arabie Saoudite et son entente avec la Russie, premier producteur au monde avec plus de 11 millions de barils/jour au sein de ce qu'on appelle désormais l'OPEP+. Avec sa population de plus de 40 millions d'habitants, le ratio Production/habitant y est beaucoup plus faible que chez ses grands concurrents moins peuplés.

Dans ces conditions, la question de la participation du pays à l'organisation se pose. Sans aller jusqu'à l'abandonner définitivement, une suspension peut être inévitable si le projet de doubler la production algérienne demeure l'objectif. À l'échelle mondiale, les 5 à 600 000 barils/jours algériens exportés sous forme de brut sont insignifiants par rapport aux quelques 98 millions de barils/jours mondiaux. À défaut, les 27 compagnies internationales qui, selon M. Ould Kadour, veulent investir dans le sous-sol algérien, se retrouveraient dans la situation inconfortable de disposer des volumes exportables sans le droit de les exporter.

Sur le marché du gaz naturel, l'Algérie se trouve face à une autre organisation internationale, l'Union Européenne. La concentration des exportations de gaz algérien sur l'Europe méditerranéenne (Italie, Espagne, Portugal) et, loin derrière, la France ne résulte pas d'un choix stratégique mais d'une suite de ratages et de fausses manœuvres qui ont successivement barré à la Sonatrach les marchés américain, allemand et belge. L'imbricatio de la décennie 1990 avec ce qui était alors Gaz de France a été suivi d'une lente mais régulière baisse de la place de l'Algérie comme fournisseur de l'Hexagone.

Il y a dix ans, l'Algérie exportait plus de 64 milliards de mètres cubes de gaz naturel ; en 2014, seulement 45 milliards. On est loin des objectifs que se fixait le ministère de l'Énergie en 1999 : 85 milliards en 2010 et 100 milliards en 2015. Alger a perdu sa seconde place d'exportateur de GNL pour être ravalée à la septième, loin derrière des nouveaux venus comme le Qatar, l'Australie, le Nigéria, l'Indonésie et la Malaisie. Sur le marché européen, qui est son marché « naturel » en raison de sa proximité, le recul est tout aussi spectaculaire. La Russie et la Norvège la devancent largement et, en France même, Sonatrach – dont une filiale, la CAMEL, assura en 1964 la première exportation mondiale de GNL – n'a plus qu'une part de marché d'à peine 10 %.

À l'origine de cette contre-performance, un paradoxe ruineux : l'Algérie manque à la fois de gaz... et de clients. La stagnation de la production, due à un sous-investissement

chronique, est aggravée par l'explosion de la consommation intérieure qui réduit le surplus exportable, lequel a cependant beaucoup de mal à s'exporter faute d'être compétitif. « *Les compagnies étrangères nous boycottent* », reconnaît un expert algérien. Depuis 2005, les appels d'offres algériens ne font pas recette et moins d'une dizaine d'investisseurs internationaux y ont répondu. Avec l'effondrement des cours du brut et du gaz, cette « deuxième » crise pèse encore plus lourd sur les équilibres financiers du pays.

C'est dans ce contexte que Bruxelles prend une initiative. Le 4 mai 2015, le nouveau commissaire européen à l'énergie, le très controversé Miguel Arias Canete, un espagnol de 65 ans, ancien ministre conservateur à Madrid, longtemps député européen, se rend à Alger dans le cadre du « Dialogue énergétique de haut niveau entre l'Algérie et l'Union européenne » et propose concrètement d'augmenter les exportations de gaz algérien vers l'Union européenne. En échange, l'industrie gazière algérienne doit entamer une véritable révolution :

- ➔ d'abord renoncer à la formule des contrats de vente à long terme (jusqu'à 12 ans) qui lie le fournisseur de gaz à son client et oblige ce dernier à enlever la marchandise ou à la payer (*clause take or pay*) au profit de contrats à court terme ou de vente au coup par coup ;
- ➔ ensuite renoncer à indexer le prix du gaz sur celui du pétrole brut et privilégier les prix de marché établis quotidiennement par les « hubs » du nord de l'Europe. Depuis la fin des années 1990, s'est en effet mis en place dans le nord de l'Europe un marché déréglementé du gaz naturel ou liquéfié qui repose sur les cours établis quotidiennement dans près d'une dizaine de salles de marché installées au débouché des gazoducs venant de la mer du Nord ou de Hollande ou des terminaux de GNL. La Commission européenne travaille activement à généraliser ce modèle à l'ensemble de l'Union ;
- ➔ enfin abandonner l'interdiction faite aux associés étrangers de Sonatrach de détenir plus de 49 % des parts des groupements qui prospectent le sous-sol algérien ou exploitent des gisements.

Dix jours après la signature d'un « arrangement administratif » entre les deux parties qui prévoit la mise en place d'un groupe d'experts « Gaz » chargé d'étudier dans le détail cet aggiornamento, le signataire algérien, Youcef Yousfi, ministre de l'Énergie depuis 2010, est brutalement et sans explication remercié. Depuis ses successeurs se réfugient dans un silence pesant qui cache mal les hésitations du fragile gouvernement d'Abdelkader Sellal, comme de celui de son successeur Ahmed Ouyahia, à sauter le pas. « *L'Algérie n'a pas donné suite aux activités prévues au deuxième semestre 2017, et notamment le forum d'affaires Algérie-UE sur les énergies renouvelables. L'UE a sollicité à plusieurs reprises le partenaire algérien, et reste en attente de la proposition algérienne pour un nouveau calendrier de mise en œuvre des initiatives déjà discutées et agréées* » note la Commission européenne dans son rapport annuel sur l'Accord d'association Algérie-UE en mai 2018. Bruxelles

dit rester en attente d'une réponse en vue d'une éventuelle reprise des négociations. Mais, par ailleurs, l'administration européenne propose d'élargir sa compétence à tous les gazoducs reliant l'Union aux pays tiers dans le cadre de sa directive « Gaz », ce qui obligerait Sonatrach à être plus transparente sur les tarifs pratiqués sur ses trois gazoducs (Durante, Enrico Mattei et Medgaz).

L'écueil est d'abord politique. La politique gazière algérienne reflète le nationalisme pétrolier qui, depuis la nationalisation des compagnies pétrolières françaises le 24 février 1971, est une des marques de fabrique du régime. En 2005, une première tentative d'assouplir le système a dû être reportée l'année suivante sous la pression des syndicats, des milieux politiques et des « durs » de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole dont le président vénézuélien Hugo Chavez venu spécialement à Alger plaider auprès de son homologue, Abdelaziz Bouteflika, en faveur d'un rejet de la loi.

Abandonner les contrats gaziers à long terme mettrait le pouvoir algérien en porte-à-faux vis-à-vis de la Russie, les deux pays défendant de concert depuis des années cette formule contre les critiques de l'Union européenne. Surtout, le « geste » de Bruxelles en direction de l'Algérie entre dans le cadre d'une offensive contre le gaz russe que les eurocrates considèrent comme une menace pour l'Europe et dont ils veulent réduire la part sur le marché européen au profit, entre autres, du gaz algérien. Difficile pour le gouvernement algérien de risquer de mécontenter Moscou qui est, par ailleurs, son principal fournisseur d'armes. Les généraux algériens sont très sourcilleux quant au maintien de bonnes relations entre les deux pays et un « lâchage » de Gazprom, la grande société gazière russe, provoquerait sans doute des tensions entre le gouvernement et les militaires.

L'autre écueil est social. Pour augmenter le surplus exportable de gaz, il faudrait réduire son utilisation en Algérie même. M. Canete et ses experts ont proposé de remplacer le gaz destiné aux centrales électriques par des « énergies renouvelables » ou une plus grande « efficacité énergétique ». Mais ce sont là des pistes à long terme et, dans l'immédiat, seule une hausse des prix de l'électricité, quasi-gelés depuis 2005, permettrait de freiner sa consommation, qui a triplé en douze ans, et par contrecoup celle du gaz naturel qui alimente à 92 % les centrales algériennes. Mais là, c'est le président de la République qui met le holà. Les rares fois où il rencontre son gouvernement, Abdelaziz Bouteflika lui enjoint de ne pas toucher aux « acquis sociaux », dont font partie les très bas tarifs de l'énergie, et le fait savoir à la population. Dans la foulée, les ministres se succèdent sur les médias pour répéter qu'il n'y aura pas de changement.

Eurocrates européens et bureaucrates algériens devaient se retrouver début 2016 pour faire le point. On a vu que le « Dialogue à haut niveau sur l'énergie » n'a rien donné jusqu'ici. Les points de vue se seront sans doute un peu rapprochés sur des questions techniques, mais il est très peu probable qu'on aille au-delà. M. Canete joue sur le temps : si l'industrie pétrolière mondiale est entrée dans une longue période d'hydrocarbures

bon marché comme entre 1986 et 2002, les réserves financières de l'Algérie seront insuffisantes pour garantir le statu quo et une révision déchirante s'imposera tôt ou tard, mais sans doute pas avant les élections présidentielles d'avril 2019.

L'année 2019 sera une redoutable échéance pour Sonatrach, ses contrats pluriannuels avec ses clients de l'Europe du Sud viennent à échéance et il faudra en signer d'autres pour exploiter les gazoducs existants, un investissement majeur des années passées. La compagnie acceptera-t-elle les transformations en termes de prix et de flexibilité que ses clients lui réclament ou s'entêtera-t-elle dans un ni-ni ruineux ? Une alternative existe, l'exportation de GNL par bateaux évite le tête-à-tête de la canalisation qui emprisonne. Sonatrach l'a déjà empruntée vers des marchés lointains en Turquie et en Égypte et même vers l'Asie où les cours sont beaucoup plus élevés et plus rémunérateurs. Mais là, se pose un problème de disponibilités, l'Algérie manque de méthaniers et les construire l'obligerait à des investissements considérables (un demi-milliard d'euros pièce) qui dépassent ses ressources actuelles.

Tableau n° 3 : DE COUTEUX INVESTISSEMENTS SOUS-UTILISES

	Capacité nominale d'exportations	Exportations	Taux d'utilisation
GAZODUCS			
E. MATTEI	33,5	10,2	30,4 %
DURANTE	11,5	10,5	91,3 %
MEDGAZ	8	6,9	86,3 %
Sous-total	53	27,6	52,1 %
LIQUÉFACTION			
GL1Z	10,5	5	56,6 %
GL2Z	10,7	5,1	47,7 %
GL3Z	6,3	0,8	12,7 %
GL1K	6	5,6	93,3 %
Sous-total	33	17,5	52,1 %
TOTAL	86,6	45,1	52,1 %

Légende : capacité d'exportation gazière et leur taux d'utilisation (2014) en milliards de mètres cubes.

Source : Sonatrach, Snam Rete Gas, Cores, BP.

La sous-utilisation des gazoducs, en particulier celui qui relie le Sahara à l'Italie (Enrico Mattei), s'est quelque peu atténuée en 2016-2017 avec des exportations qui ont atteint respectivement 54 milliards de mètres cubes et une prévision de 56 milliards en 2017 qui n'a malheureusement pas pu être réalisée. Le taux d'utilisation est remonté à 60 %, mais la rentabilité de l'investissement n'est pas acquise comme on le verra ci-dessous.

4.2 – Un financement problématique

Les hydrocarbures, comme toutes les richesses minières, donnent lieu à la perception d'une rente que les économistes expliquent en général comme la part de sa valorisation qui ne vient pas du travail. Un baril de pétrole ou un mètre cube de gaz extrait ne reviendront pas, ils ont disparu à tout jamais. Reste que dans le secteur, la rente est exceptionnellement élevée ; pour un coût de production et d'acheminement de 15 dollars (part travail) et un prix de vente à l'international de 65 dollars, la rente (part non travail) atteint le chiffre respectable de 50 dollars par baril. Pour le gaz, la rente est moins conséquente et parfois même elle disparaît quand les cours sont trop bas.

Les utilisations de la rente sont nombreuses : elle peut être réinvestie dans la production (salaires, consommables, équipements...), financer l'avenir (investissements dans l'exploration et le développement des découvertes), satisfaire le marché domestique à des conditions plus favorables que les prix internationaux. Enfin, la rente peut être confisquée par l'État par le biais de la fiscalité pétrolière qui peut prendre des formes nombreuses comme on peut le voir dans le tableau suivant :

Redevance	652,094
Taxe de torchage	32,770
Taxe superficielle	6,175
Impôt sur la rémunération des compagnies	200,54
Régularisation	4,357
<i>Sous-total</i>	<i>895,940</i>
Taxe sur le revenu pétrolier (TRP)	1 235,529
Taxe sur les profits exceptionnels (TPE)	88,269
Impôt complémentaire sur le revenu (ICR)	55,394
<i>Sous-total</i>	<i>1 379,192</i>
Total	2 275,132

Légende : exercice 2015 en milliards de Dinars algériens.

Source : Ministère des Finances, Alger

Les comptes nationaux de l'Office national des statistiques (ONS) estiment la valeur ajoutée du secteur en 2015 à 3 134 milliards de Dinars. Avec une fiscalité pétrolière perçue de 2 275,132 milliards, l'État empoche plus de 72 % de la rente. À l'évidence, c'est trop et la part qui restent aux opérateurs, dont en premier lieu Sonatrach, est trop faible. Ses dirigeants évoquent le chiffre de 15 % de la rente rentrant dans leurs caisses. L'attractivité du site Algérie pour les investisseurs étrangers dépend pour une grande part de la pression fiscale. Son abaissement leur profiterait, comme il profiterait à Sonatrach. Mais pour quoi faire ? Si les Algériens ne savent pas grand-chose sur la situation

actuelle du secteur, ils soupçonnent que l'efficacité et l'équité ne sont pas toujours respectées par la compagnie nationale. L'achat d'une raffinerie italienne à la "major" américaine Exxon Mobil en mai dernier a immédiatement suscité la suspicion généralisée dans la presse privée et des interrogations répétées sur la régularité de l'opération.

Sonatrach, en effet, s'occupe de beaucoup d'autre chose que d'hydrocarbures. Vu de la présidence de la République, elle fait souvent figure de Trésor-bis à qui on confie des missions que ni l'État, ni le secteur privé, ni les entreprises publiques, chroniquement désargentées, ne peuvent ou ne veulent financer. Les cadeaux faits aux automobilistes, décidés par le pouvoir pour des raisons surtout politiques et électorales, sont payés par la compagnie nationale, tout comme le gaz bradé sur le marché intérieur. Entre le gaz vendu aux centrales électriques de Sonelgaz et le gaz vendu aux particuliers et à l'industrie, 54,5 % du manque à gagner est imputable au gaz naturel. Au total, le manque à gagner dépasse la part de la rente qui va à Sonatrach.

Tableau n° 4 : UN MANQUE A GAGNER RUINEUX POUR SONATRACH

Carburants	630
Gaz (Sonelgaz)	315
Gaz (ventes)	441
Total	1 386

Légende : subventions aux produits énergétiques, en milliards de Dinars algériens

Source : Rapport de présentation du Projet de Loi de Finances pour 2016

Le manque à gagner que supporte Sonatrach, seule à alimenter le marché domestique, est supérieur à sa part dans la valeur ajoutée. Autant qui manque pour investir dans l'énergie, d'autant que la compagnie nationale supporte d'autres charges étrangères à son objet. On a vu l'achat de produits raffinés à l'étranger qui coûte entre 1,3 et 2,5 milliards de dollars selon qu'on écoute le ministère de l'Énergie ou un représentant de Sonatrach. La compagnie fait l'avance et attend son remboursement par le Trésor qui prend son temps.

Il y a aussi le dessalement de l'eau de mer afin de ravitailler les ménages et les entreprises en eau potable. Le prix de vente de cette eau, forcément très chère, par les investisseurs étrangers, surtout espagnols, dépasse très largement le tarif de l'eau au robinet que le ministre de tutelle juge « symbolique », l'équivalent de moins du tiers du prix de revient. Il est pourtant garanti aux fournisseurs par l'État. Qui finance l'écart entre les deux ? Plutôt que de relever ses tarifs, le pouvoir politique a introduit, entre le consommateur et l'entreprise, Sonatrach pour financer la différence. On ne connaît pas le montant de la charge, mais on sait que l'eau dessalée représente 14 % de l'eau potable consommée en Algérie alors que les fuites d'eau représentent selon le ministère des Ressources en

eau 20 % du volume distribué. La subvention est forcément conséquente, même si le sujet n'est jamais abordé. Le Trésor français dans une note de 2013 écrit :

« Considéré comme un pilier de la stratégie nationale de diversification des ressources en eau, le recours au dessalement d'eau de mer s'est intensifié. Depuis 2001, le dessalement d'eau de mer a été retenu pour sécuriser l'Alimentation en eau potable (AEP) des zones côtières en déficit hydrique, en particulier l'Oranie. L'Algérie compte, en 2013, neuf grandes stations de dessalement en exploitation à même de produire 1,4 M de m³ d'eau par jour et 20 stations de petite capacité (entre 2 500 et 7 000 m³). Deux grandes unités sont en cours de réalisation. Ces stations, dont le coût est estimé à environ 300 millions de dollars chacune, ont été réalisées sur le modèle du « Built, Own and Operate (BOO) » et sont détenues à 49 % par Algerian Energy Company (AEC) et à 51 % par l'investisseur privé qui exploite cette usine pendant 25 ans ».

Depuis, deux stations supplémentaires ont été inaugurées et, comme les précédentes, elles ont été financées en principe à 51 % par Sonatrach, soit au bas mot un investissement de près de 2 milliards de dollars partagés avec l'impécunieuse Sonelgaz, actionnaire à 45 % de AEC. Qui supporte *in fine* le poids de l'eau dessalée en Algérie ? AEC ne publie pas ses comptes, les actionnaires étrangers des stations de dessalement d'eau de mer ne se plaignent pas. Le mystère reste entier, mais Sonatrach doit payer au moins sa quote-part qui est conséquente.

L'industrie pétrochimique est également une lourde charge potentielle pour Sonatrach. Jadis pionnière, l'Algérie tente aujourd'hui de rattraper le retard accusé par sa pétrochimie. La volonté de relance existe comme le montre le « *Programme 2015-2024 de transformation et de valorisation des ressources pétrolières et gazières de Sonatrach* » adopté en 2015 et qui prévoit d'investir au moins 36 milliards de dollars dans 20 projets identifiés susceptibles de créer 20 000 emplois directs et 60 000 indirects. Pneumatiques, plastics, fibres, acides, médicaments sont prévus. Pour l'instant, il existe une seule usine pétrochimique CPIK à Skikda, lancée en 1970, qui a été arrêtée durant de longues années, menacée de fermeture et qui aujourd'hui est en stand-by. Une seconde pourrait voir le jour avec Total qui a signé le 11 mai 2018 un protocole d'accord avec Sonatrach pour la production de 550 000 t de polypropylène (PP) à partir du gaz naturel algérien. Le projet, estimé actuellement à 1,5 milliard de dollars, fournirait de la matière première à de nombreuses industries, de l'automobile à l'agro-alimentaire. Mais à quel prix sera vendu le gaz qui sert à fabriquer le PP ? En décembre 2007, la même entreprise s'était déjà engagée dans un projet comparable qui a finalement échoué faute d'une entente entre les parties sur le prix du gaz. Si la compagnie nationale doit le céder au prix pratiqué en Algérie, ce sera une source supplémentaire de pertes. Plus récemment, c'est à la mise en valeur des gisements de phosphate de l'Est algérien que Sonatrach est appelé à concourir par le gouvernement. Encore quelques milliards de dollars à dépenser...

Les quatre usines de liquéfaction ont été construites à des périodes différentes ; les deux premières GL.1Z et GL.2Z en 1978 et 1981, les deux suivantes GL.3Z et GL.1K, plus récentes, en 1998-99. Malgré leur rénovation entre 1992 et 1998, les deux premières, très gourmandes en gaz, en auto-consomment 15 à 20 % pour amener le GNL aux températures requises pour son transport par méthanier, contre 5 % pour les plus récentes. Mais GL.1Z et GL.2Z, les plus anciennes, représentent 63,40 % de la capacité algérienne d'exportation et 63,42 % des exportations. Ce sont donc les vieilles unités, les plus onéreuses, qui fournissent les deux-tiers du GNL vendu sur un marché ultra-compétitif où les prix et les volumes évoluent en permanence. En 2014, pour produire 18,7 milliards de mètres cubes de GNL, la consommation de gaz a atteint 5,2 milliards de mètres cubes, soit 21,75 % ! On peut s'interroger à ce niveau sur la rentabilité des exportations algériennes de GNL jusqu'à l'année dernière compte tenu des prix très bas du GNL sur les marchés européens. Des experts recommandent de fermer les vieilles unités, trop coûteuses, et de restreindre les exportations à 12 milliards de m³. La faiblesse des cours et la soif de dollars qui s'en suit, excluent pour l'heure une telle décision mais, à terme, elle est incontournable si l'on veut améliorer la rentabilité de Sonatrach.

La question se pose en effet à l'échelle de toute l'entreprise et pas seulement de certaines de ses activités.

Tableau n° 5 : UNE RENTABILITE INCERTAINE

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Revenu opérationnel	1 440	1 569	1 449	1 181	1 081	522	545
Revenu net	687	705	578	411	334	9	207
Rentabilité (%)	9,47	-	-	-	-	2	-
Prix du baril (\$)	80,15	112,94	110,99	109,8	99,68	52,79	44,28

Légende : résultats de Sonatrach en milliards de Dinars courants ; la rentabilité est calculée en rapportant le revenu net à l'actif de la société par action (SPA).

Ces chiffres, déjà très inquiétants, sont ceux de la seule société par action (SPA) Sonatrach. Ils ont sans doute déjà fait l'objet pour les plus récents à partir de la baisse des cours internationaux « d'arrangements » comptables. Par exemple, des indiscretions des milieux bancaires donnent pour 2015 une perte de 150 milliards de Dinars. Si l'on y ajoute les pertes enregistrées dans les filiales comme AEC, le groupe est lourdement déficitaire. Avec un baril à moins de 50 dollars, Sonatrach perd de l'argent. Une des manières à partir de 2014 de couvrir la difficulté est de surévaluer les recettes en Dinars en adoptant un taux de change DA/dollar nettement sous-évalué : un dollar vaut 80,5606 DA selon la Banque d'Algérie et 92,68 DA selon les comptes de Sonatrach, soit une dépréciation de 15 % qui augmente le chiffre d'affaires export de près de 714 milliards de Dinars. Ce coup de pouce permet de présenter des comptes équilibrés alors qu'ils sont

en perte en réalité de 380 milliards de Dinars. De même pour calculer ses investissements, les comptables de Sonatrach adoptent en 2013 un « dollar équivalent » qui ramène le taux de change du dollar à 86,6 Dinars.

L'installation d'un nouveau PDG en 2017 et la reprise des cours en 2018, grâce à des décisions sur lesquelles Alger n'a aucune prise, changent sans doute quelque peu la situation financière du groupe, mais seulement à la marge.

CONCLUSION

Quelle que soit la volonté d'Alger de diversifier son économie et de sortir du pétrole, le secteur de l'énergie restera pour au moins encore une bonne décennie le socle des exportations du pays et de son financement externe. Sa gestion est donc fondamentale si l'on veut se donner des chances sérieuses de réussite. À l'évidence, une série de questions ne pourront sans doute pas être éludées plus longtemps :

Quelle attitude adopter vis-à-vis de l'investissement étranger ? La règle de la participation majoritaire d'intérêts algériens dans toute entreprise est à l'évidence un frein à l'arrivée de capitaux extérieurs indispensables pour relancer la production pétrolière. Mais l'opinion publique est-elle prête à l'accepter ? Sans investissement direct étranger, il n'y aura ni relance de la production pétrolières ni démarrage de l'industrie du schiste.

L'exportation de 50 milliards de mètres cubes de gaz naturel est-elle indispensable ? Quand Alger s'est lancé dans sa stratégie gazière, il n'y avait qu'un seul exportateur, l'Algérie. Aujourd'hui, une trentaine de pays exportent du gaz, le plus souvent sous forme de GNL libre d'aller à peu près n'importe où, et Sonatrach a du mal à gagner de l'argent sur un marché de plus en plus concurrentiel. Faut-il réduire la voile ? Garder le gaz pour le marché intérieur à condition de le reconnecter aux réalités de l'heure en termes de prix et de subventions ? Les experts sont presque unanimes à dénoncer l'inaction actuelle, mais la population reste sans doute persuadée qu'il est normal dans un pays pétrolier de payer l'or noir moins cher que les pays qui n'ont pas cette richesse naturelle.

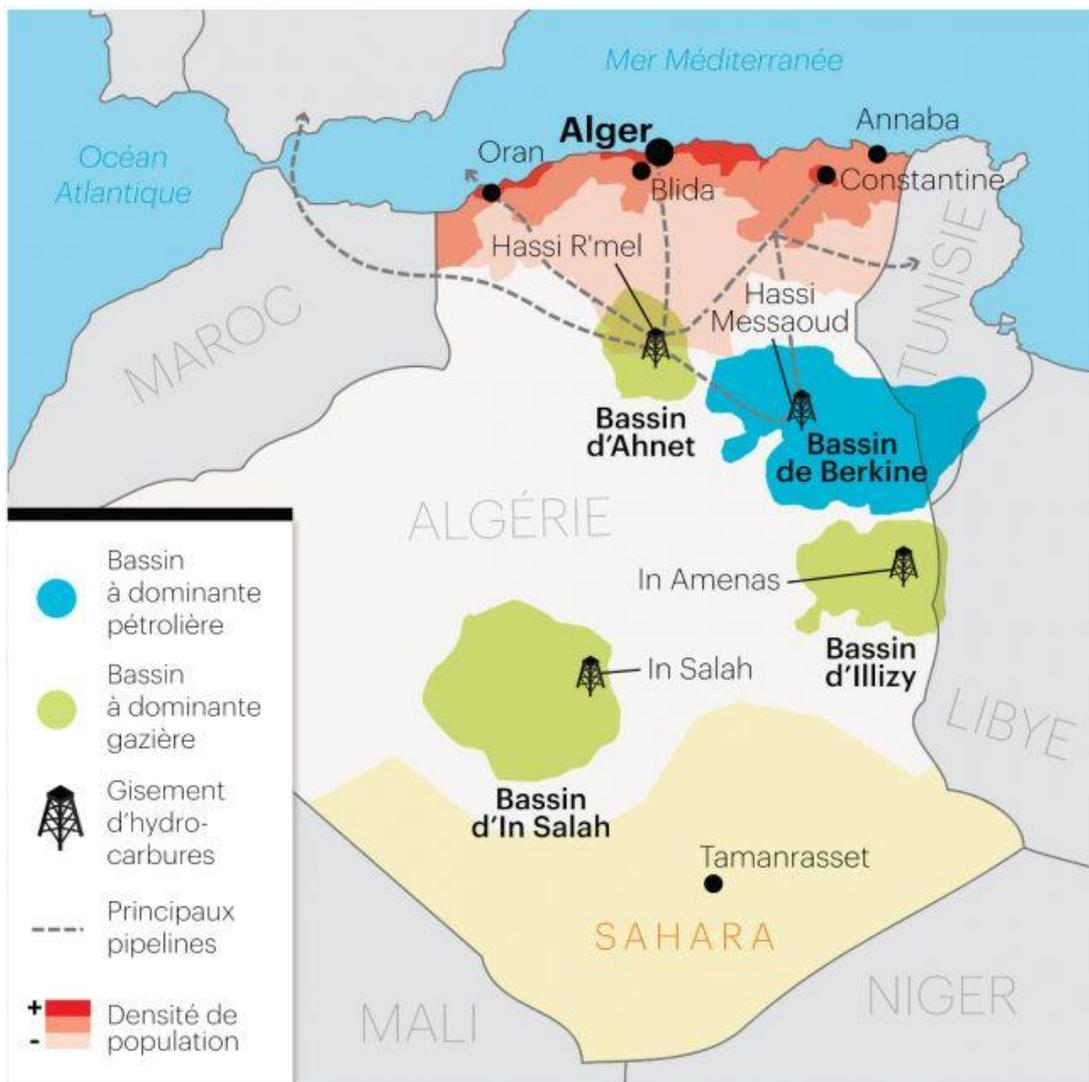
La désorganisation financière des sous-secteurs de l'électricité et des énergies renouvelables ne saurait durer plus longtemps sans ruiner l'ensemble du secteur. Il faudra toujours plus de gaz pour satisfaire la fringale électrique des Algériens et tout projet de réforme est condamné tôt ou tard. Il faut augmenter les tarifs, mais sans doute pas de 50 % d'un coup. Un mouvement régulier et annuel de relèvement des factures de 4 à 5 % en volume sera peut-être moins difficilement accepté par la population. Raison de plus de revoir la clé de répartition de la rente pétrolière et de réduire la part du Trésor au profit des compagnies.

La réforme du secteur de l'énergie exige aussi que Sonatrach soit débarrassé de ses charges indues dans le dessalement de l'eau ou l'importation de produits raffinés. Qui pour reprendre ces missions sinon le Trésor, dont c'est une mission classique presque partout ailleurs qu'en Algérie. Un État désargenté peut-il envisager une telle réforme ? Sans doute pas sans une réforme plus ambitieuse de toute l'économie algérienne. La classe politique algérienne y est-elle prête ? « *La situation économique est moins tendue et les perspectives paraissent moins sombres que ce qui a été annoncé par des experts* » aurait

déclaré le président Bouteflika le 17 mai pour justifier sa décision d'abroger de nouvelles taxes proposées par son gouvernement dans la cadre de la Loi de Finances complémentaire pour 2018. C'est sans doute là la principale menace qui pèse sur la volonté de réforme en Algérie. La remontée des cours a dans le passé cassé net des ambitions réformatrices, en 1979 comme en 2004, le gouvernement a viré de bord et abandonné ses premières intentions. Il serait tragique qu'il en fût de même aujourd'hui.

Annexes cartographiques

Un pays riche en gaz et en pétrole



Source : *Le Parisien*, Le 7 défis de l'après-Bouteflika, 31 juillet 2017



Source : Jahiliyyah, *Ignorance ou trésor ?*

