

Le système énergétique mexicain et les réformes de 2013-2014

Pablo Mulás del Pozo*, Angel de la Vega Navarro**

@ 43081

Cet article présente une description du secteur de l'énergie au Mexique et quelques caractéristiques générales. Les évolutions actuelles et futures des secteurs du pétrole, du gaz naturel et de l'électricité sont abordées, montrant l'étendue du système énergétique mexicain. Cette présentation évoque également certaines tendances passées. À partir de ces données, l'article analyse les caractéristiques et les premiers résultats des réformes entreprises en 2013/2014, qui englobent toutes les industries de l'énergie. Depuis l'ouverture à la concurrence de la chaîne des hydrocarbures et du système électrique, on assiste à l'émergence d'une nouvelle organisation du secteur de l'énergie. Cependant, des incertitudes ont été introduites avec l'arrivée d'une nouvelle administration gouvernementale, le 1^{er} décembre 2018.

Le Mexique est un pays de 124 millions d'habitants et d'une superficie de 1,964 million de kilomètres carrés. Environ les deux tiers de son territoire sont situés sous le tropique du Cancer, qui traverse son territoire et divise le pays en zones tempérée et tropicale. En outre, deux grandes chaînes de montagnes sont situées le long des côtes occidentale et orientale, qui génèrent une très grande diversité climatique, classant le pays au quatrième rang mondial pour sa biodiversité.

Le secteur de l'énergie du Mexique se composait jusqu'en 2013 de deux sociétés publiques nationales : Petroleos Mexicanos (PEMEX), qui exerçait des activités en amont et en aval de l'industrie pétrolière et gazière, et la Comisión Federal de Electricidad (CFE), qui exerçait des activités de production, de transport, de distribution et de commercialisation

de l'électricité. En décembre 2013, le Congrès national a approuvé la réforme énergétique qui a transformé le système centralisé des entreprises publiques en plusieurs marchés concurrentiels. La première partie de cet article décrira les caractéristiques globales actuelles du secteur et les projections pour 2032. La deuxième partie présentera une description des marchés concurrentiels du pétrole, du gaz naturel et de l'électricité récemment créés.

1. Statistiques du système énergétique mexicain

1. Caractéristiques énergétiques générales

Le secteur de l'énergie au Mexique a montré depuis plusieurs décennies une tendance à la hausse en raison de la croissance de l'économie, bien qu'au cours des dernières années, il semble y avoir un découplage initial entre la croissance économique et la demande énergétique. Une autre caractéristique du secteur est que les énergies fossiles prédominent dans

* Institut National de l'Électricité et des Énergies Propres (INEEL) – Conseil Mondial de l'Énergie (cf. biographies p.79-80).

** Université nationale autonome du Mexique (UNAM) (cf. biographies p.79-80).

son bouquet énergétique, la partie orientale du pays étant bien dotée en ressources pétrolières et gazières. La dotation en ressources énergétiques primaires sur près de 2 millions de kilomètres carrés de territoire, compte tenu des caractéristiques géologiques et des différentes conditions climatiques du territoire, est importante avec la présence de presque toutes les énergies primaires connues à l'exception du charbon.

La production nationale d'énergie primaire en 2017 était de 7 027 pétajoules (PJ); 61,97 % de pétrole, 22,57 % de gaz naturel et de condensats, 5,27 % de bioénergie, 4,39 % de charbon, 1,81 % de géothermie, 1,67 % d'énergie hydraulique, 1,61 % d'énergie nucléaire, 0,54 % d'énergie éolienne et 0,22 % de solaire.

Après une production maximale de 3,4 millions de barils de pétrole par jour (mmbj/j) en 2004, la production de pétrole a connu une baisse importante; en 2017, elle n'était en moyenne que de 1,95 mmbj/j. Cela a entraîné une baisse de la production globale d'énergies primaires au cours des dernières années.

Toutefois, à mesure que l'économie s'est développée et, par conséquent, la demande d'énergie a également augmenté, les importations d'énergie ont augmenté en conséquence. Heureusement, jusqu'à présent, il n'y a pas

eu de pénurie d'énergie. En conséquence, les importations, principalement d'énergies secondaires comme par exemple le gaz naturel transformé, l'essence et le diesel, ont augmenté. En septembre 2018, le Mexique importait 569 815 barils par jour (b/j) d'essence et 218 671 b/j de diesel; la consommation nationale était de 729 576 b/j et 314 631 b/j respectivement. Dans le cas du gaz naturel, en 2017, les importations quotidiennes moyennes ont été de 4,82 milliards de pieds cubes par jour (Gpi³/j) pour une consommation de 7,61 Gpi³/j.

L'autosuffisance énergétique s'est détériorée au cours des dernières années, surtout depuis fin 2014, lorsque la demande a dépassé la production. Ce déficit est principalement dû à la baisse de la production de pétrole et de gaz et à un facteur de production très faible dans les usines de transformation en aval. La Figure 1 montre le déficit énergétique croissant.

Le gaz naturel est importé par gazoduc des États-Unis, principalement du Texas. L'essence et le diesel sont principalement importés des États-Unis, mais aussi d'autres pays comme l'Inde.

Une autre caractéristique intéressante du secteur de l'énergie est le comportement de l'indicateur d'intensité énergétique au cours des dernières années. Entre 1995 et 2015,

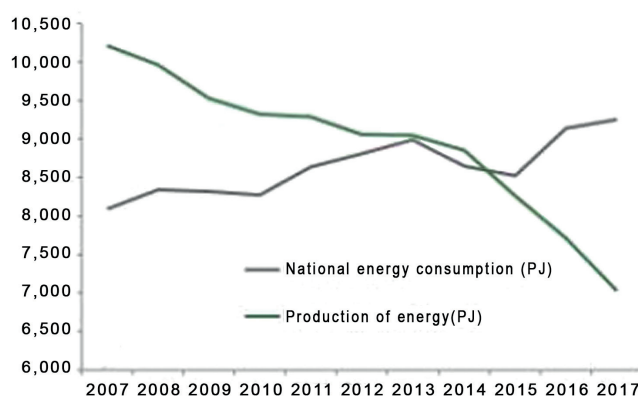


Figure 1. Historique national de la production et de la consommation d'énergie

Source : SENER (2018), *Balance Nacional de Energía 2017*

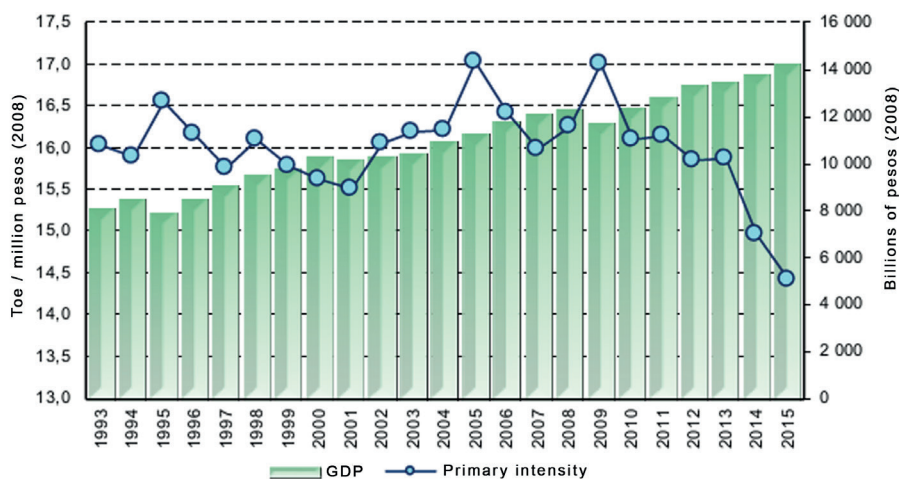


Figure 2. Découplage apparent initial de la consommation d'énergie et de la croissance économique

Source : CONUEE-SENER (2018), *Informe Nacional de Monitoreo de la Eficiencia Energética de México 2018*

le produit intérieur brut (PIB) a connu une croissance moyenne de 2,9 % par année, tandis que la consommation d'énergie a connu une croissance moyenne de 2,2 % par année.

Au cours des 5 à 6 dernières années, comme le montre la Figure 2, il apparaît clairement qu'un découplage entre la croissance économique et la consommation d'énergie a été initié sur la base des politiques publiques mises en œuvre pour accroître l'efficacité énergétique et économiser l'énergie dans tous les secteurs de la société mexicaine.

L'indicateur de l'indice de consommation d'énergie par habitant a été relativement stable au cours des dix dernières années; il a en fait augmenté de 0,2 % par année. En 2017, la consommation d'énergie par habitant était de 74,89 GJ/habitant. La consommation d'électricité par habitant en 2017 était de 2 104 kWh/habitant.

2. Le secteur du pétrole et du gaz naturel

La région de production de pétrole et de gaz est principalement limitée à la partie orientale du Mexique, y compris la plate-forme océanique et les eaux profondes du golfe du Mexique, comme le montre la Figure 3.

La production classique de gaz naturel et les réserves de schiste argileux se trouvent également en territoire continental, dans la région frontalière avec le Texas, dans le prolongement du réservoir Eagle Ford.

La production de pétrole brut provient à 81,5 % des champs en eau peu profonde du golfe du Mexique, comparativement à 18,5 % en territoire continental. La majeure partie de la production réelle de gaz naturel est du gaz associé dans les puits de pétrole; en 2017, la production moyenne de gaz associé était de 4,06 Gpi³/j et celle de gaz non associé était de 1,01 Gpi³/j. Ainsi, le déclin de la production de pétrole a affecté proportionnellement la production de gaz naturel.

2.1. Le sous-secteur pétrolier

Les réserves actuelles de pétrole brut sont les suivantes : réserves prouvées de 6,46 milliards de barils dont 78,2 % en eaux peu profondes et 21,8 % en territoire continental; réserves totales de 3P de 19,42 milliards de barils. Parmi ces derniers, 68,7 % se trouvent en eaux peu profondes, 28,7 % en territoire continental et 2,6 % dans les eaux profondes du golfe du Mexique.



Figure 3. Zones de ressources pétrolières et gazières du Mexique

Source : Romo Rico Daniel, « Reforma Energética 2013 ; la perspectiva de los hidrocarburos », ESIA, IPN

En 2017, 36 puits d'exploration et 55 puits de production ont été forés et complétés. Cette année-là, 5078 puits de pétrole brut et de gaz associé étaient en exploitation : 4525 puits terrestres et 553 puits en eaux peu profondes.

La même année, la production moyenne d'hydrocarbures a été de 1,95 mmb/j : 1,59 mmb/j en eaux peu profondes et 0,36 mmb/j dans les terres.

En 2017, les six raffineries ont traité 767,0 milliers de barils par jour de pétrole brut (mbep/j) et produit 695,3 milliers de barils d'équivalent pétrole brut de produits pétroliers (mbep/j) ; 35,5 % du mazout, 32,3 % des essences, 23,3 % du diesel, 5,9 % du carburant aviation et 2,9 % du coke pétrolier. Leur capacité totale est de 1,62 mmbep/j, ce qui témoigne d'un très faible facteur d'équipement des installations.

En 2017, les exportations de pétrole brut ont été de 1,17 mmbep/j, dont 91,43 % de pétrole brut lourd. La plupart des exportations ont été destinées aux États-Unis (54,4 %), 27,05 % à l'Asie et 18,55 % à l'Europe.

De 2009 à 2017, la production de pétrole brut est passée de 2,60 à 1,95 mmb/j et celle de produits pétroliers de 1,14 à 0,77 mmb/j. Cela s'explique principalement par la réduction du financement des activités d'exploration et de raffinage et, dans certains cas, par des

conditions climatiques extrêmes qui ont affecté l'infrastructure.

Les projections pour l'avenir sont réalisées sur la base de deux scénarios. Compte tenu d'un total de ressources prospectives (y compris les estimations de schistes argileux et d'eau profonde) de 113 milliards de barils d'équivalent pétrole brut, la Figure 4 présente la production projetée de pétrole brut pour la période 2018-2032.

La capacité de raffinage pour 2032 serait de 1,92 mmb/j puisqu'une nouvelle raffinerie de 300 000 b/j entrerait en service en 2022. En outre, la modernisation des raffineries actuelles devrait accroître leur capacité de production.

Pour le scénario maximum en 2032, sur les 3,25 mmb/j produits, 1,55 mmb/j iraient aux raffineries et 1,71 mmb/j seraient exportés. Le raffinage de 1,55 mmb/j produirait 1,29 mbep/j de produits pétroliers, 4,34 % de mazout, 35,88 % de diesel, 43,84 % d'essence, 6,76 % de carburant aviation et 9,18 % de coke de pétrole.

La demande future de ces produits pétroliers est dominée par le secteur des transports tel qu'il est aujourd'hui. Le total requis par le secteur des transports en 2018 est estimé à 1,13 mmbep/j, atteignant en 2032 le montant de 1,55 mmbep/j dont la principale

contribution est l'essence qui passe de 0,819 à 1,04 mm bep/j. Cela s'explique par l'augmentation importante du nombre de véhicules alimentés à l'essence, qui passera de 34,6 millions en 2018 à 50,4 millions en 2032.

La pénétration des véhicules hybrides et électriques est analysée dans différents scénarios. Actuellement, il y a environ 20 000 véhicules hybrides sur les routes et une quantité négligeable de véhicules électriques. Le scénario du statu quo est de l'ordre de 44 millions pour l'essence et de 2 millions pour les véhicules hybrides et électriques d'ici 2030. Le scénario de pénétration maximale produit 34 millions de véhicules à essence et 7 millions de véhicules hybrides et électriques d'ici la même année.

En ce qui concerne les autres secteurs de consommation (industriel, électrique et pétrolier), la demande de diesel devrait s'établir à 45 000 bep/j en 2018 et à 48 000 bep/j en 2032. La demande de mazout en 2018 est de 333 700 bep/j alors qu'en 2032, elle ne sera que de 55 400 bep/j.

2.2. Le sous-secteur du gaz naturel

Les réserves prouvées de gaz naturel sont de 10,02 billions de pieds cubes (tpi³), tandis que les réserves totales de 3P sont de 30,02 tpi³. Parmi ces dernières, 58,5 % sont situées à l'intérieur des terres, 34,9 % dans les eaux peu profondes et 6,7 % dans les eaux profondes du golfe du Mexique.

En 2017, la production moyenne a été de 5,07 Gpi³/j, dont 4,20 Gpi³/j d'hydrocarbures gazeux (méthane et condensats) et 0,87 Gpi³/j d'azote; ce dernier a été utilisé dans le processus de récupération secondaire dans divers réservoirs. La production a culminé à 7,03 Gpi³/j en 2009 et a diminué depuis, principalement parce que la production de pétrole a diminué et que 80 % de la production totale de gaz naturel est du gaz associé, tel que mentionné ci-dessus.

La demande entre 2007 et 2017 a augmenté de 28,4 %, passant de 5,92 Gpi³/j à 7,61 Gpi³/j au cours de cette période. Cette hausse a été tirée par le secteur de l'électricité qui a augmenté sa consommation de 2,65 Gpi³/j à 3,86 Gpi³/j, suivi par le secteur industriel de 1,04 Gpi³/j à 1,60 Gpi³/j. En revanche, le secteur pétrolier a légèrement diminué sa consommation, passant

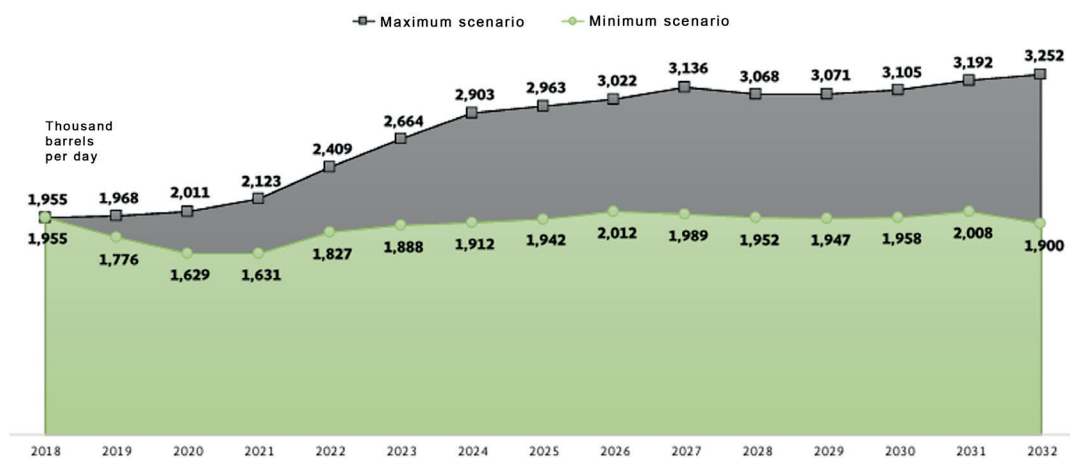


Figure 4. Projections de la production de pétrole brut

Source : SENER (2018), *Prospectiva de Petróleo y Petrolíferos 2018 – 2032*, México

de 2,13 Gpi³/j à 2,01 Gpi³/j. Les trois autres secteurs (résidentiel, transports et services), qui consomment beaucoup moins de gaz naturel, ont vu leur consommation conjointe passer de 0,11 à 0,13 Gpi³/j. L'augmentation dans le secteur de l'électricité s'explique par le remplacement d'anciennes unités thermoélectriques alimentées au mazout et par la nouvelle capacité de production requise par les unités au gaz naturel à cycle combiné. Ce changement de technologie reposait sur le fait qu'il s'agissait de la technologie dont les coûts de production étaient les plus faibles, même si elle nécessitait de grandes quantités d'importations de gaz naturel.

À l'heure actuelle, l'infrastructure de gaz naturel compte 15 385 km de gazoducs exploités avec une capacité totale moyenne de 16,16 Gpi³/j, 3 610 km en construction et 1 564 km en planification. De plus, il y a neuf installations de traitement du gaz naturel, trois installations de regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL) importé d'une capacité totale de 2,9 Gpi³/j et de 32,48 mmpi³/j de stockage, ainsi que 22 stations de compression. À l'avenir, il est prévu d'augmenter la capacité de stockage jusqu'à 10 milliards de pieds cubes.

Étant donné que la demande a été plus forte que la production, la première ayant tendance à augmenter plus rapidement que la seconde, les importations ont également augmenté, comme le montre la Figure 5.

D'ici 2019, il y aura 23 interconnexions de gazoducs à la frontière avec les États-Unis, ce qui portera la capacité d'importation à 11,00 Gpi³/j.

Les projections pour 2032, comme dans le cas du pétrole, sont réalisées sur la base de deux scénarios : un scénario maximum et un scénario minimum, comme le montre la Figure 6. Dans le scénario maximum, la production totale sera de 7,37 Gpi³/j lorsque le gaz associé est de 4,58 Gpi³/j et le gaz non associé est de 2,79 Gpi³/j. La production sera de 4,29 Gpi³/j en territoire continental, de 1,98 Gpi³/j en eaux intérieures et de 1,10 Gpi³/j en eaux peu profondes. Le scénario minimum a un total de 4,89 Gpi³/j produits.

La demande totale prévue de gaz naturel d'ici 2032 est de 9,92 Gpi³/j, en hausse de 30,3 % par rapport à 2017. Le secteur de l'électricité continuera de dominer la consommation de gaz naturel — de 3,86 Gpi³/j en 2017

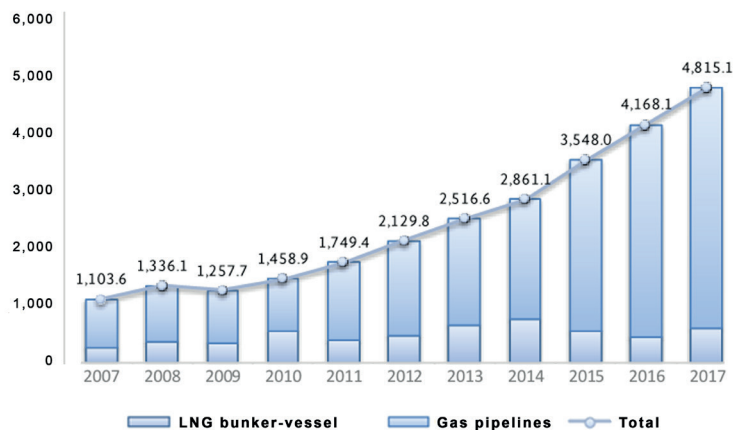


Figure 5. Importations historiques de gaz naturel (millions de pi³/j)

Source : SENER 2018, *Prospectiva de Gas Natural 2018-2032*, México

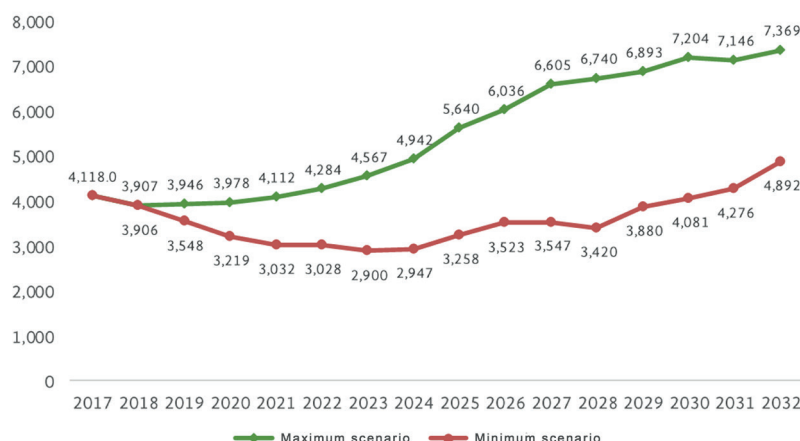


Figure 6. Projections de la production de gaz naturel (Gpi³/j)

Source : SENER (2018), *Prospectiva de Gas Natural 2018–2032*, México

à 5,29 Gpi³/j — car on prévoit une augmentation du nombre d'unités à cycle combiné gaz naturel (68 nouvelles unités correspondant à 28,1 GWe) et turbogaz (10 unités correspondant à 1,3 GWe) à installer. Le secteur industriel occupera la deuxième place en termes de consommation en raison de l'augmentation des infrastructures de transport et de distribution; sa consommation passera de 1,60 Gpi³/j en 2017 à 2,41 Gpi³/j en 2032. Le troisième consommateur en importance sera le secteur pétrolier, mais sa consommation augmentera très peu, passant de 2,16 Gpi³/j en 2017 à 2,30 Gpi³/j. La demande dans les trois autres secteurs (résidentiel, services et transport) augmentera, mais le montant total ne représente qu'une petite fraction de ceux mentionnés ci-dessus.

Compte tenu de la production projetée de 7,37 Gpi³/j (incluant l'azote) pour le scénario maximum, les importations de gaz naturel en 2032 seront de 3,97 Gpi³/j, soit moins que les importations en 2017. Ce ne sera pas le cas pour la production du scénario minimal.

3. Le secteur de l'électricité

Le nombre d'utilisateurs (contrats) est passé de 33,01 millions en 2007 à 42,21 millions en 2017, soit une croissance annuelle moyenne de 2,5 %. L'électrification du pays a atteint 99 % de la population.

Avec l'ouverture de la production à l'investissement privé et la création d'un marché de gros de l'électricité, un grand nombre d'entreprises privées sont désormais actives dans ce domaine, notamment dans les centrales à cycle combiné au gaz naturel et aux énergies renouvelables. En ce qui concerne les autres technologies propres, la législation réserve l'énergie nucléaire à l'État.

Lors de la COP21 de Paris, une des contributions nationales déterminées prévues du Mexique (INDC) comprend l'objectif suivant pour le secteur de l'électricité : 35 % de la production sera assurée par des technologies propres (énergies renouvelables, énergie nucléaire, énergies fossiles avec capture et séquestration du carbone, et cogénération efficace) d'ici 2024.

La puissance installée totale à la fin de 2017 était de 75,69 GWe. Entre 2007 et 2017, cette

capacité a augmenté à un taux de croissance annuel moyen de 2,5 %. À l'heure actuelle, les 75,69 GWe se composent des technologies suivantes : 37,1 % d'unités à cycle combiné au gaz naturel (CCNG), 16,6 % d'unités au mazout classique (FOC), 7,1 % d'unités au charbon (CF), 6,8 % d'unités à turbine à gaz (GT), 2,2 % d'unités à combustion interne au diesel (ICDF), 0,8 % d'unités à lit fluidisé (FBC), 16,7 % d'unités hydroélectriques (HE), 5,5 % d'unités éoliennes (WT), 2,1 % d'unités nucléaires (NE), 1,7 % d'unités de cogénération (CO), 1,3 % d'unités de bioénergie (BE) principalement alimentées par la bagasse de canne à sucre, 1,2 % d'unités géothermiques (GE), 0,3 % de PV solaire (SPV) et 0,6 % d'autres unités. La demande brute maximale en 2017 était de 43,32 GWe.

La production brute en 2017 est de 329,16 TWh contre 262,77 TWh en 2007. En 2017, la production de technologies propres représentait 20,8 % du total. La contribution des différentes technologies de génération est la suivante : 50,2 % CCNG, 13,0 % FOC, 9,3 % CF, 3,9 % GT, 1,2 % ICDF, 1,3 % FBC, 9,7 % HE, 3,2 % WT, 3,3 % NE, 2,1 % CO, 0,6 % BE, 1,8 % GE, 0,1 % SPV et 0,3 % autres.

Entre 2007 et 2017, le nombre d'unités au mazout classique a diminué au taux moyen de 2,4 % et la production de technologies propres a augmenté en moyenne de 4,2 % par année. En 2007, la cogénération efficace était inexistante et l'énergie éolienne n'a contribué qu'à hauteur de 0,1 %. La capacité de production actuelle est de 796 unités : 526 unités thermiques (53,36 GWe) et 270 unités d'énergie propre (22,33 GWe).

Les projections jusqu'en 2032 comprennent les nouveaux ajouts, mais aussi les logements mis hors service. La capacité installée passera de 79,50 TWe en 2018 à 130,29 TWe en 2032. Pour 2032, le plan indicatif prévoit 66,91 GWe supplémentaires : 30,20 GWe d'unités alimentées aux combustibles fossiles et 36,71 GWe d'unités de technologies propres, dont trois nouvelles centrales nucléaires. Les départs à la retraite seront constitués principalement de

115 unités alimentées aux combustibles fossiles. Cette année-là, la capacité de production totale serait de 130,29 GWe. Cette capacité comprendra les technologies suivantes : 41,9 % CCNG, 3,9 % FOC, 3,2 % CF, 4,1 % GT, 1,3 % ICDF, 0,8 % FBC, 11,4 % HE, 14,6 % WT, 1,3 % GE, 8,9 % SPV, 4,4 % NE, 1,5 % BE et 2,8 % CO.

La production brute projetée sera de 484,79 TWh en 2032 comparativement à 313,34 TWh en 2018. En 2018, seulement 25,6 % de l'électricité produite sera basée sur des technologies propres, contre 39,7 % en 2032. Entre 2018 et 2032, l'éolien, le solaire et le nucléaire présenteront une forte croissance atteignant respectivement 62,24 TWh, 19,99 TWh et 38,78 TWh. Pour 2032, la production sera constituée des technologies suivantes : 50,9 % CCNG, 1,6 % FOC, 6,0 % CF, 0,1 % GT, 0,3 % ICDF, 1,5 % FBC, 8,4 % HE, 12,8 % WT, 2,5 % GE, 4,1 % SPV, 8 % NE, 2,2 % BE et 1,6 % CO.

Le réseau de transport actuel compte 54361 km de lignes à 161–400 kV et 52681 km de lignes à 69–138 kV. Le réseau de distribution compte 829925 km de lignes de 2,4 à 34,5 kV et 1,47 million de transformateurs pour une capacité totale de 54366 MVA. Il existe 11 interconnexions frontalières internationales avec les États-Unis (3 de 203 kV, 4 de 138 kV et 4 de moins de 115 kV), une de 400 kV avec le Guatemala et une de 69–115 kV avec le Belize. Pour 2032, deux lignes de transport de 500 kV CC (1221 km et 700 km) doivent être construites en plus des 40 projets supplémentaires en courant alternatif qui ont été identifiés et qui ajouteront 1196 km ainsi que 3716 MVA en transformation.

2. Les marchés de l'énergie au Mexique après les réformes de 2013-2014

Les réformes qui ont eu lieu au Mexique ont donné au pétrole et au gaz naturel un poids significatif ; c'est pour cela que les analyses se concentrent souvent sur ces industries. Cependant, s'il est vrai que ces réformes mettent l'accent sur l'ouverture pétrolière et les facilités nécessaires pour l'accès aux ressources par de nouveaux acteurs, elles créent ou renforcent en même temps des marchés dans l'ensemble des industries du secteur de l'énergie.

Qu'il s'agisse de l'accès aux hydrocarbures par les compagnies privées, de l'ouverture du raffinage et de la distribution des produits pétroliers, de l'instauration d'un marché électrique, du transport et des infrastructures du gaz naturel ou du développement des énergies renouvelables, c'est de l'émergence d'un nouveau modèle d'organisation qu'il s'agit. Des changements au niveau de la Constitution en décembre 2013 ont été suivis en 2014 par des lois réglementaires, par de nouvelles régulations et par le renforcement des commissions de régulation existantes (Commission de Régulation de l'Énergie — CRE, Commission nationale des Hydrocarbures — CNH) et la création d'une nouvelle Agence (Agence de Sécurité énergétique et environnementale — ASEA). La CRE, par exemple, est désormais chargée de réglementer et de promouvoir les activités de transport, de stockage, de distribution, de compression, de liquéfaction et de regazéification, ainsi que de la commercialisation et de la vente au public de pétrole, de gaz naturel, de GPL, de pétrole et de produits pétrochimiques.

Fruit de ces réformes « de grande envergure », le gouvernement ayant achevé son mandat le 1^{er} décembre attendait à la fin de son sexennat des contrats s'élevant à 100 milliards de dollars (US \$) dans le domaine de l'exploration et de la production d'hydrocarbures, des gazoducs, du stockage d'hydrocarbures, des centrales électriques à base d'énergie propre et des lignes de transmission.

Des promesses ont été avancées pour convaincre de la nécessité des réformes : réduire les prix de l'énergie, plus élevés qu'aux États-Unis (le plus important partenaire commercial du Mexique), améliorer l'accès à l'énergie (lutter contre la pauvreté énergétique), faire face à la dégradation financière (endettement, poids de la fiscalité) de PEMEX et de la CFE, développer les énergies renouvelables et avancer dans la transition énergétique.

Compte tenu de ce qui précède, nous examinerons les points suivants :

- Exploration et production pétrolière. L'accès aux ressources par de nouveaux acteurs ;
- L'industrie du raffinage : l'entrée de nouveaux acteurs. L'importance croissante des importations ;
- L'industrie du gaz naturel : intégration progressive du marché en Amérique du Nord. Des carences en infrastructure ;
- Le marché de l'électricité, l'insertion des énergies renouvelables et la composante environnementale des réformes.

1. Exploration et production pétrolière. L'accès aux ressources par de nouveaux acteurs

Avec les réformes, les industries du pétrole et du gaz sont dorénavant ouvertes à de nouveaux acteurs pourvus — c'est le pari — de capacités technologiques, financières et organisationnelles susceptibles de faire face à la chute des réserves, de la production et des exportations. Selon les considérations initiales qui ont accompagné la proposition des réformes, la production de brut devrait passer de 2,5 millions de barils par jour (MMb/j) produits au moment de leur formulation à 3 MMb/j en 2018 et 3,5 MMb/j en 2025 (Gobierno de la República, 2013). En 2018 nous n'avons pas les 3 MMb/j promis ; mais seulement 1,75 MMb/j. Les exportations ont chuté aussi, quoiqu'à un taux légèrement inférieur.

La SENER et la CNH ont organisé d'abord une « ronde 0 » pour assurer la viabilité de PEMEX, en lui octroyant des droits d'exploration et de production sous la forme de *asignaciones*

(dotations). Ensuite, trois tours d'appel d'offres (*rondas*) ont offert un riche ensemble de blocs en terre, dans des eaux peu profondes et profondes, des accords de *farmouts* (associations), des conversions contractuelles, etc. Dans l'avenir, PEMEX devra se présenter aux appels d'offres comme n'importe quelle autre compagnie. Elle pourra aussi chercher des associations stratégiques avec des capitaux étrangers pour transformer les dotations en contrats.

Des incertitudes planent encore avec l'arrivée du nouveau gouvernement le 1^{er} décembre 2018, mais ce qui est sûr est l'appui qui sera donné à PEMEX pour maintenir une place centrale dans l'industrie pétrolière. Elle a maintenant la possibilité de compter sur de nouvelles ressources financières et aussi de s'associer avec les compagnies privées. Cette «Entreprise Productive de l'État» a déjà participé à l'ouverture pétrolière, tant dans des appels d'offres ouverts que dans les contrats de *farmouts* et les migrations contractuelles. PEMEX a signé 20 contrats, dont le *farmout* de Trion avec BHP Billiton. Ce chiffre équivaut à un tiers du nombre total des zones contractuelles adjudgées; PEMEX est l'opérateur de 9 d'entre elles et dans 11 elle fait partie d'un consortium exploité par un tiers.

Dans le plan quinquennal (2017), les domaines d'appels d'offres ont été répartis dans les quatre catégories suivantes :

- I. Eaux profondes : 119 blocs;
- II. Eaux peu profondes : 112 blocs;
- III. Terrestres non conventionnels (*shale* et Chicontepec) : 150 blocs;
- IV. Terrestres conventionnels : 128 blocs.

Compte tenu du contexte récent de l'industrie pétrolière internationale (baisse des prix du pétrole, réduction des investissements en exploration et production, etc.), les compagnies pétrolières ont répondu de façon variable aux appels d'offres, aux enchères et à la recherche d'associations stratégiques par PEMEX. De fait, les trois premiers appels d'offres de la «ronde 1» ont eu un succès relatif et le gouvernement a dû réviser à la baisse les conditions contractuelles.

Progressivement, ont participé aux appels d'offres les grandes compagnies pétrolières internationales, des compagnies pétrolières régionales, des compagnies indépendantes d'exploration et de production, ainsi que des petites et moyennes entreprises peu expérimentées dans l'exploitation de champs. À ce jour, 75 entreprises de 20 pays différents ont participé. 107 contrats et 3 migrations contractuelles ont été attribués et signés, dont 60 dans les régions marines et 50 dans les zones terrestres. Vingt-six puits *offshore* et 110 *onshore* ont été engagés; seuls 16 d'entre eux ont été terminés jusqu'à présent. Des compagnies connues internationalement sont maintenant présentes au Mexique : Shell, Chevron, Total, ExxonMobil, Statoil, Repsol, Petronas, ENI, CNOOC et d'autres.

Une caractéristique de l'ouverture pétrolière mexicaine est la rapidité avec laquelle ont été lancés les appels d'offres et ont été signés les contrats. En un peu plus de 33 mois, entre juin 2015 et mars 2018, 110 contrats ont été attribués, parmi lesquels 60 blocs *offshore*. En outre, un appel d'offres a été lancé pour 52 zones qui devraient être attribuées en septembre et en octobre 2018, afin de signer les contrats correspondants en 2019.

L'extension moyenne des zones attribuées en eaux profondes dépasse 2300 km². Il s'agit d'une extension particulièrement généreuse par rapport à celles qui sont proposées dans d'autres régions du monde. Les contrats attribués sont de partage de la production; des licences ont été octroyées aussi. À mesure que le processus d'appel d'offres progressait et que la nécessité de démontrer son succès s'intensifiait, des modifications ont été apportées aux règles d'appel d'offres et aux conditions générales des contrats afin de les rendre plus attrayants pour le secteur (programmes de travail minimum, participation de l'État aux bénéfices d'exploitation, bonus à la signature des contrats, critères de préqualification).

Le gouvernement précédent a mis fin à son programme d'appels d'offres sur les ressources pétrolières en retardant la soumission de trois

offres. Avec l'arrivée d'un nouveau gouvernement, le 1^{er} décembre 2018, les appels d'offres ont été suspendus jusqu'à la révision des contrats.

Depuis l'ouverture pétrolière, de nouvelles découvertes ont eu lieu, autant par PEMEX que par des compagnies internationales. Un exemple de ces dernières est la découverte faite, le 12 juillet 2017, en eaux peu profondes par le consortium Sierra Oil & Gas, Talos Energy et Premier Oil : *«the fifth-biggest discovery anywhere in the world in the last five years»*. ENI a aussi fait une découverte, le mois de mars de la même année, mais, contrairement à celle du consortium, dans une zone préalablement explorée par PEMEX.

Cette même année, PEMEX a aussi découvert dans le champ d'Ixachi (État de Veracruz), un potentiel de production de 80 000 barils par jour de condensats de très haute qualité et de 720 mmcf/j (millions de pieds cubes de gaz par jour). Cette découverte terrestre est la plus importante des 25 dernières années au Mexique; ses réserves en 3P atteindraient plus d'un milliard de barils d'équivalent pétrole.

2. L'industrie du raffinage : l'entrée de nouveaux acteurs. L'importance croissante des importations

Dans le cas du raffinage, le secteur est resté avec des niveaux d'investissement faibles; il n'y a pas eu de nouvelle raffinerie depuis 1979. Les raffineries existantes, toutes appartenant à PEMEX, ont été conçues pour raffiner le pétrole brut léger, tandis que la production mexicaine est principalement composée de pétrole brut lourd. Une faible utilisation de la capacité installée prévaut et, en général, il y a un retard technologique qui a favorisé les importations, tandis que la consommation d'essence connaissait de forts rythmes de croissance. Entre 1990 et le mois de septembre 2018, les ventes internes d'essence sont passées de 445 milliers de barils par jour (mbj) à 729 576 b/j, tandis que la production descendait fortement, atteignant 215 538 b/j à cette même date. Depuis 2009, la production

d'essence a chuté à un rythme annuel de 7,3 % et de 12,5 % pour le diesel. En 2017, les importations de combustibles automotrices se sont élevées à 70 % de l'offre interne. Au mois de septembre 2018, comme il a été dit plus haut, le Mexique a importé 569 815 b/j d'essence et 218 671 b/j de diesel, ces chiffres représentant respectivement 78 % et 69 % de la consommation nationale de ces combustibles.

Avec la réforme énergétique, les capitaux privés ont la possibilité de se lancer dans des activités de raffinage, soit en partenariat avec PEMEX pour construire ou reconfigurer des raffineries existantes, soit pour en construire de nouvelles. Jusqu'ici, nous n'avons assisté qu'à la prolifération de nouvelles enseignes, mais pas de permis pour construire des raffineries par des capitaux privés. Le nouveau gouvernement, entré en fonction le 1^{er} décembre, a décidé d'en construire une à Dos Bocas, Tabasco. Il y a un débat sur l'intérêt que peut avoir la construction d'une raffinerie dans le contexte actuel.

Le rôle de PEMEX, en tant que fournisseur unique dans le domaine de la distribution et de la vente finale de produits pétroliers, est terminé. Au mois de juin 2018, il y avait dans le pays 12 045 stations-service, 25,6 % desquelles appartenaient à des compagnies privées, nationales et étrangères. Depuis avril 2016, elles peuvent importer librement essence et diesel dont les prix ont été libérés en 2017.

3. L'industrie du gaz naturel : intégration progressive du marché en Amérique du Nord. Des carences en infrastructure

En 1995 a été mis en place un nouveau cadre réglementaire favorable à la libéralisation du marché intérieur et à l'intégration progressive dans un marché unique en Amérique du Nord. Depuis lors, il y a eu une continuité, en particulier en ce qui concerne la connexion avec le marché des États-Unis, les prix de référence, les points d'arbitrage, le mécanisme de *netback*, etc. Depuis cette année-là, une idée centrale est restée la même : les prix intérieurs dans une économie ouverte doivent refléter

les coûts d'opportunité. Dans le cas présent, le coût d'opportunité pour le gaz naturel au Mexique était lié aux prix de l'énergie dans le Houston Ship Channel.

Quelle est la situation après les réformes de 2013-2014? Il y a eu, d'abord, une continuité : utiliser une estimation des prix pratiqués dans le Sud du Texas comme référence pour des prix de vente maximums de première main (VPM). À compter du 15 juin 2017, la CRE a approuvé la suppression des prix maximums de VPM pour le gaz naturel en établissant la détermination du prix à la libre concurrence. La CRE prétend que de cette manière, les alternatives d'approvisionnement en gaz naturel pour le pays seront facilitées et que le développement de nouveaux projets de production sera encouragé. Cependant, si les bas prix de la référence internationale sont jusqu'à présent une opportunité pour élargir l'utilisation intensive de cette énergie, ils sont aussi un obstacle pour stimuler l'exploration et la production de nouvelles réserves de gaz naturel.

La libéralisation des prix de VPM a eu lieu dans la région de Reynosa, près de la frontière avec les États-Unis, où les acteurs indépendants de PEMEX ont la possibilité de recourir à plusieurs sources d'approvisionnement. La régulation des VPM du gaz naturel restera pour PEMEX dans la zone Sud, tant qu'il n'y aura pas une plus grande participation d'agents économiques garantissant un marché concurrentiel dans la région. Contrairement à la zone Nord, la fourniture de gaz naturel est satisfaite avec 76,5 % de la production réalisée dans la région, les 22,3 % restant étant destinés à satisfaire la demande d'autres régions du pays.

De nouveaux acteurs pourraient se faire présents dans la région du Sud, suite aux rondes organisées par la CNH : il existe 16 producteurs indépendants potentiels de gaz naturel dont les projets de production pourraient stimuler l'approvisionnement en gaz naturel à court terme dans la région.

L'infrastructure nécessaire au développement du gaz naturel

Au cours des dernières années, le Mexique a intensifié l'utilisation du gaz naturel dans des secteurs clés de l'économie nationale : en 2017, la demande du secteur électrique a représenté 50,72 % du total; celle du secteur pétrolier 26,41 % et celle du secteur industriel 21,02 %. Les importations ont enregistré une augmentation très importante ces dernières années, entraînant un déficit croissant de la balance commerciale en gaz naturel. Compte tenu des chiffres apportés plus haut, en 2017 les importations par jour représentaient en moyenne 63,20 % de la consommation totale.

Sur l'ensemble des importations de gaz naturel en 2015, 80 % ont été réalisées par pipeline et le reste sous forme de GNL. Après la réforme, le Centre National de contrôle du Gaz (CENAGAS) a organisé le premier appel d'offres pour l'attribution des droits de capacité du réseau national de gazoducs. Pour mener à bien la transition vers la nouvelle structure du marché, une «ronde 0» avait été effectuée en octobre 2016, durant laquelle il a été attribué : 1,1 bcf/j à la CFE; 1,4 bcf/j à PEMEX et 1,6 bcf/j à des producteurs d'énergie indépendants. De cette manière, la capacité restante (2,2 bcf/j) a été allouée à la «ronde 1», qui a eu lieu en mai 2017. De cette dernière quantité, 59,7 % ont été attribués à PEMEX, suivis par ENGIE et ArcelorMittal avec 7,2 % et 6,9 % respectivement (EIA, 2017).

La capacité des gazoducs des États-Unis destinés à l'exportation de gaz naturel au Mexique s'est accrue rapidement ces dernières années, servant principalement à approvisionner les régions du centre et du nord-est du pays. Des projets en construction permettront de fournir du gaz naturel aux nouvelles centrales électriques des états de Chihuahua, Nuevo León, Sonora et Sinaloa. En outre, deux gazoducs supplémentaires sont prévus : KM Mier-Monterrey et Neuces-Brownsville, d'une capacité de 116,5 millions de pieds cubes par jour, en vue de l'exportation de gaz de schiste de Eagle Ford dans le Sud du Texas vers les régions

centrales et le Nord-Est du Mexique (EIA, 2016).

L'augmentation de l'offre de gaz naturel dans le pays par le développement des importations a permis d'accroître le nombre d'acteurs sur le marché du gaz naturel et cela a nécessité l'expansion du réseau national de gazoducs. Depuis 2012, 4 639 km ont été ajoutés au réseau existant à cette date.

4. Le marché de l'électricité, l'insertion des énergies renouvelables et la composante environnementale des réformes

C'est dans le cadre de la réforme du secteur électrique que les objectifs en matière d'environnement et de lutte contre le changement climatique sont explicitement mentionnés. Une conséquence du nouveau cadre juridique a été l'augmentation de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables (géothermie, éolienne, minicentrale hydroélectrique), même si elle reste modeste. Si on considère l'ensemble d'«énergies propres», selon la terminologie officielle (hydro, éolienne, solaire, géothermique, bioénergie, nucléaire et cogénération efficiente), la génération de cet ensemble devra se situer à l'horizon 2032 autour de 40 %, selon le «Programme de Développement du Secteur Électrique National» (PRODESEN 2018–2032).

En 2014, à la suite de la réforme constitutionnelle, une nouvelle loi sur l'industrie de l'électricité est entrée en vigueur. Elle a complètement ouvert la génération et la commercialisation, laissant ainsi à l'État le contrôle du transport et de la distribution avec des formules pour la participation privée. L'accès ouvert au réseau national de transmission et aux réseaux généraux de distribution est garanti. Cette loi a ordonné aussi la séparation comptable, opérationnelle, fonctionnelle et juridique correspondant à chacune des activités de production, de transport, de distribution et de commercialisation de la CFE.

Dans cette réforme, le lien avec les efforts de lutte contre le changement climatique est

établi avec l'introduction des «certificats d'énergie propre» (CEL) et des enchères d'énergie propre. Une nouvelle loi sur la transition énergétique a complété le dispositif en établissant des instruments permettant de générer de l'énergie à partir de technologies «propres».

Dans la nouvelle configuration du secteur électrique, un nouvel acteur jouera un rôle central : CENACE (Centre National de Contrôle d'Énergie), en charge du contrôle opérationnel du système électrique, du marché de l'électricité et du suivi de la modernisation et de l'extension des réseaux de transport et de distribution. Il doit également garantir l'accès aux réseaux de la «génération électrique propre», ainsi qu'organiser les enchères pour répondre aux exigences des CEL et promouvoir en même temps la mitigation de gaz à effet de serre (GES).

Le marché mexicain de gros de l'électricité (MEM) a commencé à fonctionner en 2016, d'abord dans le système interconnecté de Basse-Californie (BCA), le 27 janvier, puis dans le système interconnecté national (SIN) le 29 janvier; et enfin dans le système électrique de la Basse-Californie Sud (BCS) le 23 mars. Depuis le début de ses activités, le CENACE publie des prix marginaux locaux (PML) par heure pour environ 2 360 nœuds.

Le MEM est actuellement un marché de l'énergie à court terme basé sur les coûts, avec un marché quotidien et un marché en temps réel (expost). Pour la deuxième phase du marché de l'énergie à court terme, un marché sera ajouté une heure à l'avance et les restrictions seront supprimées, permettant ainsi à des offres libres de remplacer des offres basées sur les coûts.

Le marché de balance de puissance est annuel et a débuté en février 2017. Des enchères de «droits financiers de transmission» permettent aux acteurs du marché d'acheter une couverture qui compense le risque de congestion du réseau électrique national.

Entre 2015 et 2017, les trois premières enchères à long terme ont été effectuées. Voici les résultats accumulés :

(i) Des montants ont été obtenus pour couvrir les besoins d'énergie électrique, de puissance et de CEL à des prix très compétitifs dans le contexte international ;

(ii) Un investissement d'environ 9 milliards de dollars ; environ 7 000 mégawatts (MW) de nouvelle capacité de génération propre et 550 MW de génération de technologie conventionnelle ;

(iii) 65 nouvelles centrales de génération propre : 46 centrales solaires et 19 centrales éoliennes. De plus, une centrale turbogaz.

Les résultats de la troisième enchère nationale ont été assez surprenants : après des offres gagnantes moyennes de 4,8 cents (US \$) et de 3,3 cents en avril et septembre 2016, les offres gagnantes moyennes en 2017 étaient de 2,1 cents par kilowattheure. La liste des gagnants comprend des projets solaires et éoliens et représente un investissement total prévu de 2,4 milliards de dollars.

Ces prix sont extrêmement bas — 50 % moins élevés que l'année dernière et parmi les prix les plus bas jamais observés dans le monde. Il n'y a pas de subventions, ni explicites, ni implicites.

La quatrième vente aux enchères à long terme, qui devrait être terminée à la fin 2018, a été suspendue par le nouveau gouvernement.

À ce jour, la CFE et, à une moindre échelle, certaines sociétés privées, participent aux marchés. Au cours de ces deux premières années d'activité, le nombre de participants a augmenté, malgré le fait que la CFE continue de dominer fortement. Au mois d'août 2018, il y avait 117 participants enregistrés selon différentes modalités ; 50 en opération.

3. Réflexions

Le Mexique est un pays qui connaît une croissance économique faible depuis bien-tôt 4 décennies, mais dont la consommation d'énergie continue d'augmenter dans plusieurs domaines. Cette consommation est alimentée de façon prépondérante par des combustibles fossiles dont la production a chuté de façon assez drastique depuis la fin de la dernière décennie. Pour répondre à cette situation, le recours aux importations s'est imposé, en particulier de gaz naturel en provenance des États-Unis. Les réformes de 2013-2014 ont été conçues pour renverser cette situation lourde de risques et pour orienter le secteur énergétique vers une inclusion plus importante d'énergies renouvelables et de technologies propres.

Concernant ces réformes, au-delà des qualificatifs, il est possible de souligner des carences et certains apports, par exemple le lien qui est établi avec les thèmes environnementaux, en particulier ceux du changement climatique.

La discussion sur les marchés, l'ouverture, les nouvelles réglementations, amène inévitablement à analyser le nouveau rôle de l'État et des nouveaux acteurs qui ont rejoint la production d'énergie (hydrocarbures ou électricité) et autres aspects de la chaîne énergétique que nous avons présentés au cours de ce travail. Avec de bonnes régulations du premier et des comportements appropriés des derniers, on s'attend à ce que le secteur de l'énergie et ses différentes industries obtiennent de meilleurs résultats que les arrangements institutionnels antérieurs, caractérisés par une forte présence de l'État et une présence centrale d'acteurs dotés de caractéristiques monopolistes.

L'État se trouve maintenant avec des « entreprises productives de l'État » — PEMEX et CFE —, pour lesquelles il existe une incertitude non seulement quant à leur place et à leurs performances dans le secteur de l'énergie, mais principalement quant à leur avenir. Est-ce que nous verrons un retour à une centralisation à l'ancienne ? Les 4 ou 5 années écoulées depuis l'instauration des réformes, avec ses

changements et certaines réalisations, ne sont pas suffisantes pour savoir si elles seront en mesure de promouvoir une meilleure performance du secteur de l'énergie en termes de qualité, d'accessibilité, de propreté et de sécurité. Pour ce que nous avons analysé et mis en évidence dans ce travail, nous prévoyons un avenir dans lequel l'incertitude et les préoccupations persistent.

RÉFÉRENCES

- Banco de México – BANXICO (2017), *Sistema de Información Económica*.
- Comisión Reguladora de Energía – CRE (2016), *Catálogo de Energías Limpias*, México.
- CONUEE-SENER (2018), *Informe Nacional de Monitoreo de la Eficiencia Energética de México*.
- De la Vega Navarro Angel (2017), «Énergies fossiles et renouvelables : la place du Mexique dans l'intégration et la transition énergétique en Amérique du Nord», *Cahiers du CERUM*, n° 11, Université de Montréal. <http://cerium.umontreal.ca/recherche/cahiers-du-cerium/une-nouvelle/news/energies-fossiles-et-energies-renouvelables-la-pl-40465/>
- De la Vega Navarro Angel, Y. Jimena Romero Herrera, Mónica Santillán Vera, Daniel A. Pacheco Rojas (2017), "Los primeros pasos de la reforma energética en México (2013-2014): contenidos, resultados preliminares, desafíos" in *México 2018. La responsabilidad del porvenir*, UNAM, El Colegio de México, IDIC, pp. 237-264.
- Energy Information Administration – EIA (2016). *New U.S. border-crossing pipelines bring shale gas to more regions in Mexico*. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=28972>
- EIA (2017), *Natural Gas Weekly Update*.
- Fondo Mexicano del Petróleo (2017), *Estadísticas*. Irastorza Verónica, Jorge Montalvo (2018), "Evolución del mercado eléctrico mayorista mexicano", *Energía a Debate*, 05 Marzo 2018.
- Lajous Adrián (2018), «Por una pausa en las subastas petroleras», *Nexos*, 20 de julio.
- Martínez, F., Santillán Vera, M., de la Vega Navarro, A. (2016). La reforma energética 2013/2014 y el desarrollo industrial en México: contenidos, implicaciones y propuestas. *Análisis Económico*, 7-32.
- Irastorza Verónica, Jorge Montalvo (2018), "Evolución del mercado eléctrico mayorista mexicano", *Energía a Debate*, Marzo 2018.
- Lajous Adrián (2018), «Por una pausa en las subastas petroleras», *Nexos*, 20 de julio.
- Martínez, F., Santillán Vera, M., de la Vega Navarro, A. (2016). La reforma energética 2013/2014 y el desarrollo industrial en México: contenidos, implicaciones y propuestas. *Análisis Económico*, 7-32.
- Romero H., Y. Jimena (2014), Análisis de la estructura de precios para las ventas de primera mano en el mercado de gas natural en México, durante el periodo: 2002-2012. *Tesis de Maestría*. México: UNAM.
- Secretaría de Energía (SENER), *Sistema de Información de Energéticos* (www.sie.energia.gob.mx).
- SENER (2015), *Bases del Mercado Eléctrico*. México.
- SENER (2016), *Prospectiva de Gas Natural 2016-2030*. México.
- SENER (2018), *Balance Nacional de Energía 2017*.
- SENER (2018), *Programa De Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional 2018 – 2032*. p. 303
- SENER (2018), *Prospectiva de Petróleo y Petrolíferos 2018 – 2032*. México.
- SENER (2018), *Prospectiva de Gas Natural 2018-2032*. México.
- SENER (2018), *Prospectiva del Sector Eléctrico 2018 – 2032*. México.