
**Le potentiel énergétique du Brésil :
Un enjeu de gouvernance**

Philippe Sébille-Lopez

Juillet 2015

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

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

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

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

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

ISBN : 978-2-36567-429-4
© Tous droits réservés, Ifri, 2015

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

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

Website : ifri.org

Auteur

Philippe Sébille-Lopez est docteur en Géopolitique. Il est directeur-fondateur du cabinet d'analyses géopolitiques et d'intelligence économique, Géopolia, créé en 1995. Il est consultant, spécialisé depuis plus de 15 ans sur la géopolitique de l'énergie, du climat et les pays producteurs d'hydrocarbures. Il est notamment l'auteur de « Géopolitiques du pétrole » paru en 2006, Éditions Armand Colin, Paris.

Les sources et documents de référence utilisés dans cette note ont été cités au fur et à mesure des développements.

L'essentiel des éléments d'analyse complémentaires de cette note, ainsi que la plupart des informations qui y figurent, résultent d'entretiens conduits par l'auteur au Brésil auprès des nombreux responsables de haut niveau (publics et privés) et d'experts du secteur énergétique sur une période de cinq ans. Ces informations ont été largement recoupées sur la durée entre ces différentes sources.

Sommaire

AUTEUR	1
SOMMAIRE	2
RÉSUMÉ	4
<i>Un potentiel en hydrocarbures largement sous-exploité pour des raisons politiques</i>	4
<i>Le pré-sal : un projet ingérable pour Petrobras</i>	4
<i>Petrobras : un État dans l'État, au service des objectifs énergétiques et économiques du gouvernement</i>	5
<i>Le nationalisme des hydrocarbures au Brésil et les difficultés dans le développement du pré-sal</i>	5
<i>Le secteur électrique est aussi soumis aux impératifs politiques du gouvernement</i>	6
INTRODUCTION	8
LE SECTEUR DES HYDROCARBURES AU BRÉSIL	9
Les découvertes pétrolières au Brésil	11
<i>Le formidable potentiel du pré-sal</i>	12
<i>Le pré-sal : un fardeau pour Petrobras ?</i>	13
<i>Le pré-sal ne permet pas d'atteindre l'autosuffisance pétrolière</i>	14
<i>Les coûts de production conséquents du pré-sal</i>	15
L'aval pétrolier : un quasi-monopole de Petrobras et un fort contrôle des prix par le gouvernement	17
Un déficit de production de gaz naturel	20
<i>Le lent développement du secteur gazier</i>	20
<i>Le gaz non conventionnel : précipitation et improvisation de l'exécutif</i>	24
L'éthanol : variable d'ajustement dans les transports, mais solution insuffisante pour régler la dépendance extérieure croissante du Brésil en dérivés pétroliers	24
LA GOUVERNANCE POLITIQUE DU SECTEUR DES HYDROCARBURES AU BRÉSIL	29
La loi pétrolière de 2010	29
Le pétrole au service de l'économie brésilienne : le contenu local et ses limites	32

Petrobras : un État dans l'État	34
<i>La cession onéreuse de 5 Gbep.....</i>	<i>35</i>
<i>L'affaire dite « lava jato ».....</i>	<i>37</i>
Les conséquences des scandales de corruption sur l'économie brésilienne	39
UN SECTEUR ÉLECTRIQUE EN DIFFICULTÉ.....	42
L'électricité au Brésil : état des lieux et défis	42
<i>Les énergies renouvelables.....</i>	<i>42</i>
<i>Les énergies non renouvelables.....</i>	<i>47</i>
Une réforme gouvernementale du prix de l'électricité en 2013 sur fond d'enjeux politiques	49
Des statistiques obsolètes sur l'hydroélectricité	51
L'amélioration des capacités du réseau électrique brésilien tarde à se manifester	52
CONCLUSION	54
TABLE DES FIGURES	57
LISTE DES ACRONYMES ET ABRÉVIATIONS UTILISÉS	58

Résumé

Malgré son formidable potentiel, le secteur énergétique brésilien est confronté à d'énormes défis.

Un potentiel en hydrocarbures largement sous-exploité pour des raisons politiques

Le Brésil a fait en 2006 la plus importante découverte pétrolière de ces vingt dernières années avec le pré-sal, mais les pressions politiques liées au nationalisme des ressources n'ont pas permis au pays d'exploiter au mieux et au plus vite ce fabuleux potentiel, alors que le contexte mondial était, malgré la crise financière, des plus propices.

La volonté du pouvoir d'augmenter son contrôle et ses revenus de cette nouvelle manne s'est traduite par l'élaboration d'une nouvelle loi pétrolière dont les débats ont duré plus de cinq ans. À la clé, un nouveau contrat de partage de production sur toute zone décrétée stratégique par le gouvernement, dont les gisements pré-salifères¹ (le pré-sal). Résultat de ces atermoiements politiques, aucune nouvelle enchère pétrolière durant cette période, alors que les compagnies du monde entier avaient les yeux rivés sur le Brésil. Pire encore d'un point de vue strictement comptable, le gouvernement a dû redistribuer à tous les États fédérés et municipalités du Brésil une part de la future manne du pré-sal, alors que dans l'ancien régime de concession seuls les États et municipalités producteurs bénéficiaient de cette redistribution.

Le pré-sal : un projet ingérable pour Petrobras

Le gouvernement du Parti des Travailleurs, au pouvoir depuis 2003, a aussi voulu favoriser son entreprise pétrolière nationale Petrobras, dont il détient à présent plus de 50 % des parts. La nouvelle loi pétrolière de 2010 oblige ainsi Petrobras à être l'opérateur unique avec une participation minimale de 30 % dans les futurs appels d'offres du

¹ Il s'agit de gisements d'hydrocarbures emprisonnés dans la roche sédimentaire il y a 100 à 140 millions d'années et qui ont été ensuite recouverts, au fil du temps, par une couche de sel d'une épaisseur pouvant atteindre 2 000 mètres, suite aux mouvements successifs de la tectonique des plaques qui virent l'Amérique du sud se séparer de l'Afrique. Cette couche de sel a constitué une strate étanche qui a protégé et maintenu les hydrocarbures dans la roche. On trouve également des gisements pré-salifères de l'autre côté de l'Atlantique, au sud du golfe de Guinée, notamment au Gabon et en Angola. Dans un souci de simplification, nous adopterons le plus souvent la terminologie de pré-sal.

pré-sal. Une augmentation de capital à bon compte pour le gouvernement brésilien, *via* une cession onéreuse de 5 milliards de barils équivalent pétrole (Gbp) intervenue en septembre 2010 au profit de Petrobras, est encore venue alourdir la charge d'activité de la compagnie, qui devait déjà se concentrer sur l'augmentation de ses capacités de production sur le pré-sal en concession pour compenser le déclin d'autres zones majeures de production. Pour toutes ces raisons, et avec la hausse de la consommation des produits pétroliers, le pré-sal, quels que soient ses coûts de production, ne permet toujours pas au Brésil d'atteindre l'autosuffisance pétrolière, alors que cela était le cas - sans le pré-sal - en 2007 et 2008.

Petrobras : un État dans l'État, au service des objectifs énergétiques et économiques du gouvernement

La compagnie brésilienne est omniprésente dans les secteurs pétrolier et gazier, dans l'amont comme dans l'aval. Elle doit aussi s'impliquer dans l'éthanol, l'électricité et les renouvelables. En retour, Petrobras a subi, jusqu'à une période très récente, la politique gouvernementale en matière de prix des carburants pour répondre aux objectifs gouvernementaux de contrôle de l'inflation. Petrobras a de fait subventionné cette politique au détriment de ses résultats financiers et de ses capacités d'investissement.

Mais Petrobras ne peut pas tout faire. Bien que la compagnie contrôle à ce jour l'ensemble du secteur gazier brésilien, elle est accusée depuis des années d'avoir sacrifié le développement de ce secteur pour mieux placer ses produits pétroliers. Résultat, le développement du secteur gazier brésilien n'est pas au niveau de ses potentialités et Petrobras doit importer de plus en plus de GNL au prix fort. Cette situation pourrait enfin évoluer favorablement d'ici quatre à cinq ans, avec la nouvelle loi sur le gaz naturel et l'arrivée à échéance des contrats de transport de Petrobras. Mais cela prendra du temps. Mêmes hésitations et atermoiements au sommet de l'État concernant les gaz de schiste dont le Brésil détiendrait les dixièmes réserves mondiales.

Dans ce panorama en demi-teinte s'agissant des hydrocarbures, l'éthanol aurait pu constituer une variable d'ajustement dans les transports. Mais c'est une solution insuffisante pour régler la dépendance extérieure croissante du Brésil en dérivés pétroliers. En cause notamment, une concurrence faussée entre un prix de l'éthanol qui est libre et des prix des carburants pétroliers trop longtemps encadrés.

Le nationalisme des hydrocarbures au Brésil et les difficultés dans le développement du pré-sal

La loi pétrolière de 2010 a créé potentiellement la superposition de deux régimes (concessions et contrats de partage de production) sur une même zone avec tous les problèmes induits pour l'avenir. En outre, *via* la cession de 5 Gbp de septembre 2010, la compagnie

brésilienne s'est trouvée obligée de répondre à un cahier des charges qu'elle ne pouvait honorer. À l'inverse, les droits de l'État au sein de Petrobras ont été confortés par cette simple opération financière. Mais comme souvent au Brésil, de nouvelles lois adoptées par le Congrès, pourraient prochainement alléger cette charge insupportable pour Petrobras.

Outre cette surcharge d'activité imposée par le pouvoir politique, Petrobras et toutes les compagnies étrangères implantées au Brésil doivent faire face à des exigences de contenu local que le pays ne peut honorer, ni en termes de délais, ni en termes de ressources humaines et de compétitivité, face aux géants asiatiques du secteur, faute de ressources humaines et de moyens financiers suffisants.

Dans ce contexte, le plus important scandale de corruption jamais connu au Brésil et lié à l'affaire « lava jato » a achevé d'assombrir à moyen terme les perspectives de Petrobras. Outre l'important volet politique de ce scandale et ses conséquences à terme, à travers Petrobras, plus de vingt entreprises brésiliennes de tout premier plan, notamment du secteur BTP et ingénierie, en qualité de partenaires réguliers de Petrobras invités à ses appels d'offres, sont désormais sous enquête de la police et de la justice fédérale et exclues temporairement de tout marché public avec la compagnie. Ce scandale, *via* toutes ses conséquences, nationales et internationales, ne manquera pas d'aggraver la récession économique attendue au Brésil en 2015, voire au-delà.

Le secteur électrique est aussi soumis aux impératifs politiques du gouvernement

Malgré l'importance des investissements consentis ces dernières années, le secteur électrique brésilien est en limite de capacité en période de pointe pour répondre à la forte hausse de la consommation électrique du pays (3,9 % par an en moyenne ces dernières années), liée notamment au développement de la classe moyenne inférieure favorisée par la gestion sociale du Parti des Travailleurs.

La complexité administrative du système, les disparités de tarifs entre les États de l'Union brésilienne, ainsi que les fluctuations réglementaires n'améliorent pas les perspectives d'investissement dans ce secteur. L'électricité au Brésil reste l'une des plus chères au monde, avec des conséquences sur la compétitivité des industries du pays. Les mesures prises en direction des consommateurs par la coalition au pouvoir depuis douze ans sont parfois démagogiques et sans effet durable.

Le potentiel énergétique du Brésil existe bel et bien, seule manque une gestion politique rationnelle. Avec des réformes moins dogmatiques et mieux adaptées aux capacités du pays, ce fort potentiel ne demande qu'à être mis à la disposition des brésiliens à moindre coût. Mais après les années perdues (2006-2012) et avec une perspective de récession significative plus qu'avérée en 2015, sans parler de l'impopularité de l'exécutif en place, les défis politiques et

économiques sont toujours aussi nombreux, malgré la fabuleuse découverte du pré-sal en 2006.

Introduction

Le Brésil dispose de presque toutes les ressources énergétiques possibles à l'exception d'un charbon de qualité (anthracite) : les secondes réserves de gaz naturel d'Amérique du sud et des réserves pétrolières prouvées estimées très provisoirement à plus de 15 milliards de barils, mais qui pourraient être sans doute beaucoup plus importantes si l'on prenait en compte les gisements pré-salifères. Selon l'Agence nationale du pétrole du gaz et des biocarburants (ANP²), le Brésil détenait, fin 2012, 18,2 milliards de barils équivalent pétrole (Gbep) de réserves prouvées d'hydrocarbures dont 15,3 Gb de pétrole et 2,9 Gbep de gaz naturel (460 milliards de m³). Petrobras considérait pour sa part en 2014 que le Brésil détenait plus de 160 Gbep de réserves 2P (prouvées et probables) d'hydrocarbures.

Le Brésil dispose aussi d'énormes capacités hydroélectriques avec le bassin de l'Amazone, d'autres grands fleuves au sud et des fleuves côtiers descendants des plateaux à l'est. Le Brésil, c'est aussi bien sûr beaucoup de soleil et du vent. Malgré cet énorme potentiel, le pays est assez régulièrement victime de grandes pannes électriques.

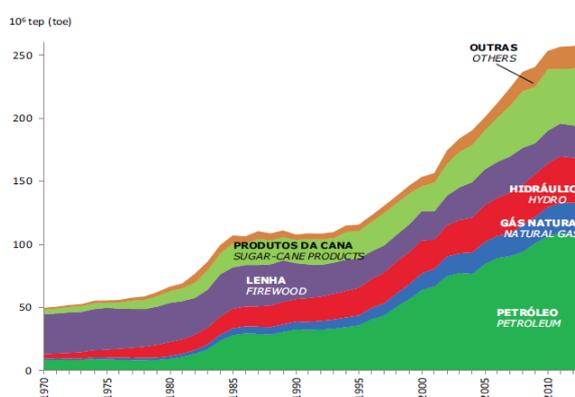
La première partie de l'étude traitera les caractéristiques générales du secteur des hydrocarbures. L'objectif de la seconde partie est de comprendre la gestion politique du secteur des hydrocarbures par le Parti des Travailleurs depuis 2003. La troisième partie sera consacrée au secteur de l'électricité. Nous essayerons notamment de comprendre les raisons pour lesquelles un grand pays comme le Brésil, doté d'autant de ressources énergétiques potentielles, qui investit constamment dans ce secteur, continue d'avoir assez régulièrement d'importantes pannes de courant. Là encore, par-delà les facteurs climatiques et économiques, on verra l'importance du rôle du politique dans la gestion de ce secteur.

² ANP : pour Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. C'est le principal organisme gouvernemental en charge de la gestion du secteur des hydrocarbures et des biocarburants.

Le secteur des hydrocarbures au Brésil

Le Brésil, qui compte environ 200 millions d'habitants, se situe aujourd'hui en huitième position au niveau mondial selon le département américain de l'énergie (EIA³) pour l'énergie consommée et en dixième position pour l'énergie produite.

Figure 1 : Évolution de la production d'énergie primaire au Brésil de 1970 à 2013 en Mtep



Source : Balanço Energético Nacional (BEN, EPE, mai 2014)

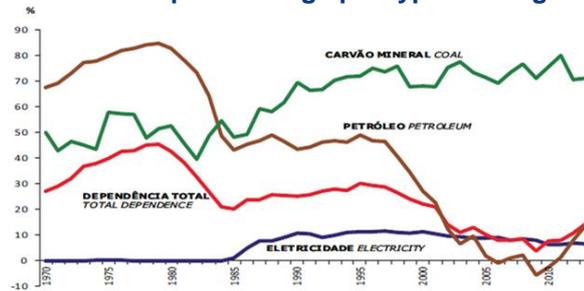
La part des hydrocarbures est passée de 20 % de la production d'énergie primaire en 1970 à 51 % en 2013. La production pétrolière a été multipliée par dix sur cette même période. Les dérivés de la canne à sucre montent fortement en puissance à partir de 2003, malgré les aléas climatiques et la restructuration du secteur intervenue ces dernières années avec la fermeture de nombreuses petites exploitations non rentables. La production d'énergie primaire non renouvelable, pour l'essentiel les énergies fossiles, a progressé de 39,5 % en dix ans et celle des renouvelables de 31,6 %⁴. Les énergies non renouvelables représentent en 2013 près de 54 % de la production énergétique du Brésil dont plus des trois quarts pour le pétrole. Les énergies renouvelables sont dominées à 41 % par l'apport des produits de la canne à sucre, essentiellement bagasse de canne pour la production électrique et éthanol hydrate et anhydre dans les transports. L'hydroélectricité constitue 28 % de la production

³ Energy Information Administration

⁴ Le nucléaire est ici inclus dans les énergies non renouvelables.

d'énergie primaire renouvelable. Le bois de chauffe représente encore 20 % de la production renouvelable. Néanmoins, on remarque que la dépendance énergétique extérieure augmente ces dernières années.

Figure 2 : Évolution de la dépendance énergétique extérieure du Brésil de 1970 à 2013 en pourcentage par type d'énergie



Source : Balanço Energético Nacional (BEN, EPE, mai 2014)

La dépendance énergétique extérieure du Brésil ne serait en 2013 que de 38 Mtep, soit 14,7 % de la production. Elle est d'environ 70 % pour le charbon destiné à la sidérurgie, 15 % pour le pétrole et 6 % pour l'électricité. Sur la période 1970 à 2013, cette dépendance s'est fortement réduite jusqu'en 2008, avant que le décalage production/consommation d'hydrocarbures ne s'accroisse à nouveau jusqu'en 2014. Alors que le Brésil n'exporte pas de gaz naturel, mais en importe un volume de plus en plus important (17 Gm³ en 2013 en hausse de 27 % par rapport à 2012 selon l'EIA), cette importante dépendance gazière extérieure n'apparaît pas dans de nombreuses statistiques car celles-ci présentent quelques lacunes. Nous avons choisi de nous référer dans cette étude essentiellement à une source l'Empresa de Pesquisa Energética (Entreprise de recherche sur l'énergie ou EPE) qui dépend du ministère des mines et de l'énergie (MME).

Concernant la production électrique, le recours aux énergies thermiques, dérivés pétroliers et surtout gaz naturel, s'est amplifié en 2014 et devrait se poursuivre en 2015, du fait d'une baisse durable de la pluviométrie et d'un manque d'eau croissant et persistant qui réduit la production hydroélectrique et risque même, dans certaines régions, d'affecter les besoins en eau des populations.

Ainsi, le mix énergétique brésilien est complexe et évolutif du fait de la saisonnalité de la demande, mais aussi de la diversité de ses sources d'approvisionnement et de leurs variations à plus long terme. Ce mix est aussi très vulnérable aux données climatiques en raison de l'importance du secteur hydroélectrique et de l'impact sur la production de canne à sucre et d'éthanol et indirectement sur le recours aux centrales thermiques et aux hydrocarbures et dérivés. Enfin, ce contexte s'accompagne d'une forte augmentation de la demande énergétique nationale avec l'extension du volume de la classe moyenne, même inférieure, à la suite des réformes sociales introduites depuis 2003.

Les découvertes pétrolières au Brésil

Plus de 91 % de la production pétrolière brésilienne provient de l'offshore et souvent de l'offshore profond. Le seul bassin de Campos assurait jusqu'en 2013 environ 75 % de la production pétrolière du pays. L'essentiel du pétrole brut produit au Brésil, notamment, dans le bassin de Campos, est un brut plutôt lourd (autour de 20° API⁵). Les nouveaux gisements pré-salifères, situés en partie sur le bassin de Campos et pour l'essentiel sur le bassin de Santos donnent, eux, un brut intermédiaire plus léger entre 27° et 30° API.

Figure 3 : Localisation des principaux bassins d'hydrocarbures au Brésil



Seule modification par rapport à cette carte qui date de 2013, le terminal GNL de Candeias, État de Bahia, est en service depuis janvier 2014. C'est le troisième terminal de regazéification mis en service au Brésil depuis 2009 par Petrobras.

Source : Agence Internationale de l'Énergie, World Energy Outlook, novembre 2013

Avec la montée en puissance de la production dans les zones pré-salifères, la part de la production du bassin de Campos va se réduire progressivement au profit du bassin de Santos, qui accueille les plus grands projets du pré-sal dont les fameux gisements de Lula et Libra. Le bassin de Santos devrait devenir la principale zone de production vers 2020 et remplacer le bassin de Campos dont le déclin a été jusqu'ici retardé par les programmes PROEF⁶ de

⁵ API pour American Petroleum Institute : les degrés API caractérisent la qualité du pétrole brut, d'environ 15° pour le très lourd à plus de 40° pour le très léger et les condensats.

⁶ PROEF : Programme d'efficacité opérationnelle

Petrobras, visant à maintenir la productivité de ce bassin, notamment par la récupération assistée, malgré son déclin naturel.

Le formidable potentiel du pré-sal

La découverte du pré-sal est intervenue lors d'un forage de Petrobras en juillet 2006 sur le gisement de Tupi (aujourd'hui dénommé Lula) sur le BM-S-11 du bassin de Santos. Le pré-sal s'étend essentiellement sur des centaines de kilomètres, sur deux bassins offshore, ceux de Campos et Santos. Comme souvent dans l'industrie pétrolière, la plupart de ces blocs correspondent à des gisements formés il y a des dizaines de millions d'années, qui avaient déjà été attribués et explorés auparavant. Ces blocs avaient ensuite été restitués à l'ANP par Petrobras, faute de découvertes significatives par ces extrêmes profondeurs. Si l'ANP n'avait pas de nouveau offert, fin 1990, ces mêmes blocs, ces découvertes majeures n'auraient jamais eu lieu.

Fort de cette expérience et après une courbe d'apprentissage accélérée, Petrobras est aujourd'hui la compagnie qui maîtrise le mieux les techniques de forage et de production dans un environnement pré-salifère de ce type. Les premiers forages dans le pré-sal duraient 120 jours. Aujourd'hui, Petrobras les réalise en moins de 60 jours soit une économie certaine sur les projets, sans évoquer la standardisation progressive des modules de production.

Le pré-sal, c'est avant tout un formidable ensemble de réserves pétrolières et gazières potentielles situées dans l'offshore profond et ultra-profond. Compte tenu des modalités de calcul des réserves dites prouvées et malgré les nombreuses découvertes réalisées par Petrobras sur cette zone, le potentiel du pré-sal n'est pas encore reflété dans l'estimation des réserves prouvées de Petrobras. Le seul gisement sur le bloc de Libra, adjudgé en octobre 2013⁷, contiendrait de 6 à 12 Gb de pétrole selon la société d'analyse pétrolière Gaffney Cline. Il contiendrait aussi un très important volume de gaz, de l'ordre de 314 à 470 Gm³, mais composé à 44 % de CO₂ selon la direction de Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA)⁸. La qualité du gaz du pré-sal est en effet souvent très médiocre du fait de l'importante quantité de CO₂ qu'il contient. Malgré les nuances et précautions d'usage, on peut probablement considérer que le potentiel de réserves récupérables du pré-sal brésilien dans son ensemble s'établira *in fine* à plusieurs dizaines de milliards de barils de pétrole et encore plus en équivalent pétrole.

⁷ Comme on le verra, il s'agit en fait d'enchères sans enchères du fait de la réforme pétrolière de 2010 introduisant le régime des CPP dans la législation pétrolière brésilienne selon des modalités très particulières...

⁸ PPSA est la nouvelle « compagnie pétrolière nationale » mise en place dans le cadre de la réforme pétrolière de 2010 pour contrôler les intérêts de l'Union brésilienne dans la gestion des consortiums opérant sous le régime CPP dans le pré-sal.

Le pré-sal : un fardeau pour Petrobras ?

Depuis sa création en 1954, et jusqu'en 1997, date de l'adoption de la loi qui consacre l'ouverture du secteur de l'amont pétrolier aux compagnies étrangères, Petrobras a bénéficié d'un monopole dans l'amont pétrolier et gazier. Avec les premières enchères (*round zero*) de 1998, réservées à Petrobras, et les autres enchères pétrolières entre 1999 et 2005, ouvertes aux autres compagnies, de nombreuses entreprises étrangères ont fait leur entrée dans l'amont au Brésil. Shell fut la première compagnie, rapidement rejointe par Repsol, BP, Chevron, Anadarko, Statoil, Galp, British Gas, mais aussi par les compagnies asiatiques comme l'indienne ONGC, et plus récemment les compagnies chinoises comme Sinopec et Sinochem. Les deux compagnies chinoises ont surtout procédé *via* des prises de participation sur des blocs appartenant à d'autres compagnies déjà implantées (farmin) ou à des rachats de part de capital de société, comme Sinopec qui a racheté, pour 7,1 G\$, 40 % de la filiale Repsol Brésil pour devenir Repsol Sinopec en 2010. Repsol est, après Petrobras, la compagnie qui dispose de la plus grande surface de blocs d'exploration au Brésil. Même la compagnie russe TNK/BP, aujourd'hui Rosneft, détient quelques blocs, surtout gaziers, au cœur de l'Amazonie, mais avec des problèmes d'évacuation de sa production.

Ce rythme soutenu d'enchères annuelles s'est interrompu en 2006 (huitième round) avec la découverte du pré-sal. Le huitième round sera finalement annulé par l'ANP sur instruction gouvernementale en 2008, au grand dam de la compagnie italienne Eni qui en était la principale bénéficiaire, l'un des blocs acquis par Eni recelant un gisement pré-salifère⁹. Il faudra attendre le onzième round de mai 2013, pour que d'autres compagnies encore très peu présentes au Brésil, comme Total, puissent faire leur entrée dans le régime de concession au Brésil. Ce onzième round s'est tenu après plus de six ans sans véritables enchères pétrolières¹⁰, du fait de débats passionnés sur l'adoption de la nouvelle loi pétrolière qui a finalement été votée en 2010. Cette nouvelle loi instaure un nouveau régime de permis en contrat de partage de production (CPP) sur la zone stratégique du pré-sal et accorde le statut d'opérateur unique à Petrobras avec une participation minimale de 30 % sur les zones du pré-sal.

Le lancement du premier *round* en CPP sur le pré-sal n'aura finalement lieu qu'en octobre 2013, en raison de revendications dans la redistribution des redevances pétrolières par les États et municipalités non pétroliers, qui, dans l'ancien régime de

⁹ En juillet 2014, une nouvelle décision de la justice brésilienne a confirmé l'annulation de ce round au prétexte que le bonus de signature n'avait pas été versé correctement et que, dès lors qu'une partie des blocs cédés contient des gisements pré-salifères, ces zones ne peuvent être mises aux enchères que sous le régime des contrats de partage de production.

¹⁰ malgré deux petits rounds sur quelques blocs

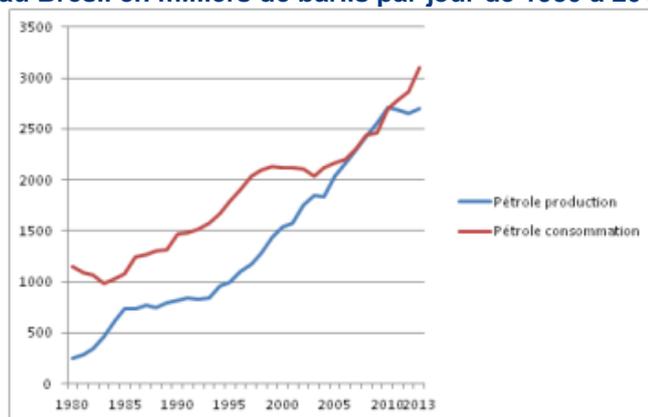
concessions, ne recevaient rien. En outre, de nombreux acteurs politiques voulaient pouvoir utiliser librement cette nouvelle manne financière, à présent offerte à l'ensemble des États et municipalités, alors que le gouvernement de Dilma Rousseff insistait pour que ces recettes soient utilisées exclusivement dans les secteurs de la santé et de l'éducation.

Malgré cette pause de plus de six ans dans les enchères pétrolières, les capacités de Petrobras sont d'ores et déjà totalement saturées. À tel point que le Congrès brésilien envisageait, fin juin 2015, de réduire, par une nouvelle loi, les obligations de Petrobras en matière d'exploration du pré-sal. De son côté, le nouveau ministre des mines et de l'énergie, Eduardo Braga, déclarait dans une interview à l'agence Bloomberg, début mai 2015, que Petrobras pourrait ne plus être obligé de participer aux futures enchères en CPP sur le pré-sal, laissant à la compagnie le choix d'y participer ou non. De nouveaux débats politiques s'annoncent donc d'ores et déjà et une refonte au moins partielle de la loi de 2010 semble inévitable à terme, vu la situation de Petrobras.

Le pré-sal ne permet pas d'atteindre l'autosuffisance pétrolière

En dépit de la découverte du pré-sal fin 2006 et d'excellentes perspectives pour le secteur pétrolier brésilien, le coup d'arrêt dans l'exploration production lié à des débats politiques sur la nouvelle loi pétrolière s'est traduit par une autosuffisance pétrolière du Brésil pendant seulement deux ans (2007 et 2008), la consommation progressant plus vite que la production du pays les années suivantes.

Figure 4 : Production et consommation pétrolière et de produits dérivés au Brésil en milliers de barils par jour de 1980 à 2013



Source : graphique de l'auteur établi à partir des données de l'EIA

La production pétrolière du Brésil (pétrole brut, condensats et liquides de gaz naturel) est passée de 0,2 Mb/j en 1980, période durant laquelle Petrobras disposait d'un monopole dans l'amont pétrolier, à 2,7 Mb/j en 2013. Le cap des 2 Mb/j de production est franchi en 2005. L'évolution de la production pétrolière brésilienne a donc été lente, mais relativement constante durant ces 25 années.

De 1980 à 2010, la production pétrolière brésilienne a progressé tous les ans avant de stagner, voire de reculer entre 2010 et 2013, du fait des débats politiques évoqués ci-dessus. On notera aussi que la production s'accélère nettement à partir de 2004, après l'arrivée des compagnies étrangères. Ces compagnies n'extraient qu'environ 10 % de la production pétrolière du Brésil, mais c'est un appoint important, bien qu'insuffisant, face à la forte évolution de la consommation.

Entre 1980 et 2013, la consommation pétrolière du Brésil a presque été multipliée par trois. Le Brésil consommait 1,148 Mb/j en 1980. Le cap des 2 Mb/j de consommation est franchi en 1997, alors que la production dépasse à peine 1 Mb/j. Cette date correspond à l'introduction de la nouvelle loi pétrolière, par le président libéral Fernando Henrique Cardoso, qui met fin au monopole de Petrobras et consacre l'ouverture de l'amont pétrolier et gazier aux compagnies étrangères. Cette loi, qui maintient néanmoins le monopole de l'Union brésilienne, autorise les compagnies étrangères à participer aux enchères sur les blocs offerts. Le capital de Petrobras est également partiellement ouvert aux investisseurs privés et étrangers bien que le gouvernement garde le contrôle de la compagnie. Résultat de cette ouverture, en 2007 et 2008, le Brésil atteint l'autosuffisance pétrolière. Mais parallèlement, le débat politique sur la nouvelle loi pétrolière visant à renforcer le contrôle du gouvernement et de la compagnie nationale Petrobras sur les ressources pétrolières du pré-sal démarre dès 2008 avec pour résultat à partir de 2011 une stagnation de la production, alors que la consommation s'emballé nettement. L'autosuffisance pétrolière ne durera que deux ans. En 2013, la consommation pétrolière du Brésil dépasse les 3 Mb/j alors que sa production plafonne autour de 2 Mb/j. L'écart entre production et consommation est donc le même qu'en 1997.

Les coûts de production conséquents du pré-sal

Dans un communiqué de Petrobras publié début janvier 2015, et dans un contexte de forte baisse des cours mondiaux du pétrole depuis juillet 2014, la compagnie a tenu à rassurer les marchés. Elle a précisé que les décisions d'investissement sur le pré-sal avaient été prises sur la base d'un prix du baril d'environ 45 \$/b, fiscalité comprise. Compte tenu des importantes quantités de gaz associé dans le pré-sal, la compagnie a également indiqué avoir pris en compte le calcul des dépenses d'infrastructures liées à l'évacuation du gaz naturel qui pourrait renchérir les coûts de 5 à 7 \$/b selon elle. Avec des cours du brut dans la fourchette de 50 à 65 \$/b pour le Brent durant les premiers mois de 2015, le pétrole du pré-sal voit son seuil de rentabilité très sérieusement érodé dans l'immédiat. Mais cette perspective n'est pas très inquiétante si l'on considère que les

productions du pré-sal auront une durée de vie d'au moins vingt ans¹¹.

Les coûts élevés du pré-sal sont aussi en partie compensés par une autre particularité, la productivité très importante des gisements et des puits. Huit ans après la première découverte du pré-sal sur le gisement de Tupi, la production pétrolière sur l'ensemble du pré-sal brésilien a d'ores et déjà atteint un record de 800 000 b/j en avril 2015, dont 74 % sont constitutifs de la part de Petrobras et 26 % appartiennent à ses compagnies partenaires. Le cap des 500 000 b/j de production du pré-sal avait été atteint en juin 2014. Cette forte progression en quelques mois est surtout due à la mise en service tardive mais simultanée de plusieurs unités flottantes de production, de stockage et de déchargement (FPSO).

Selon Petrobras, ce niveau de production du pré-sal est atteint au moyen de seulement 34 puits de production¹², soit une productivité moyenne par puits entre 21 000 et 23 000 b/j, produits à partir de 12 plateformes, dont 8 exclusivement dédiées à la production de la couche pré-salifère¹³.

Record absolu également pour la production mensuelle de gaz naturel au Brésil pour Petrobras en décembre 2014 avec 73,5 mm³/j de production opérée ; 84,5 Mm³/j en ajoutant la part des partenaires. La compagnie a tenu à souligner que 94,6 % de ce gaz produit avait été utilisé. Cette communication chiffrée répond aux rumeurs concernant les importantes quantités de gaz brûlé par Petrobras durant des années et jusqu'à une période assez récente, qui auraient été bien supérieures aux chiffres officiels.

Nous verrons que ces bonnes nouvelles concernant la production d'hydrocarbures de Petrobras arrivent malheureusement très tard, dans un contexte politico-financier désastreux pour la compagnie en rapport avec le scandale de corruption de grande ampleur et son impact sur les finances de la compagnie. Autre signal négatif, lié aux pesanteurs administratives, l'absence de participation des sociétés d'études sismiques, en février 2015, lors de l'appel d'offres du consortium conduit par Petrobras sur le projet pilote, de Libra. Les cinq sociétés conviées aux enchères ont souligné les contraintes environnementales fixées par l'IBAMA et le manque d'attractivité des conditions financières.

¹¹ Le permis octroyé sur Libra, fin octobre 2013, le premier permis sous le régime CPP, a une durée de 35 ans.

¹² 16 de ces puits sont situés sur le bassin de Santos (61 % de la production pré-sal ; 18 puits sur le bassin de Campos (39 % de la production du pré-sal)

¹³ La productivité des puits du pré-sal se situe le plus souvent entre 15 000 et 25 000 b/j. Quelques puits du pré-sal du bassin de Santos dépassent les 30 000 b/j.

L'aval pétrolier : un quasi-monopole de Petrobras et un fort contrôle des prix par le gouvernement

D'après l'ANP, Petrobras dispose de 2,2 Mb/j de capacités de raffinage réparties sur 16 raffineries dont 3 à l'étranger (Japon, Etats-Unis, Argentine). La plus importante raffinerie du Brésil, Replan, d'une capacité de 415 000 b/j est située dans l'État de São Paulo, le premier État consommateur de dérivés pétroliers du Brésil. D'après l'ANP, l'ensemble des raffineries du Brésil tournaient à 98 % de leurs capacités en 2013¹⁴. Ce chiffre élevé démontre que les capacités actuelles sont à un niveau optimal et que les périodes de maintenance ont déjà été réduites au maximum.

Depuis plusieurs années et sur demande pressante du gouvernement brésilien, Petrobras s'est lancé dans un programme ambitieux de construction de nouvelles raffineries, le but étant d'atteindre l'autosuffisance en produits raffinés au Brésil à l'horizon 2020. Mais en raison du scandale de corruption affectant la compagnie, deux projets majeurs de raffineries (Premium I et II), lancés en 2010, ont été officiellement abandonnés en janvier 2015. Dans les deux cas, il y avait un manque d'intérêt de la part des compagnies étrangères approchées (Sinopec et la compagnie coréenne GS) en raison des prix encadrés par le gouvernement à la sortie des raffineries au Brésil et des énormes surcoûts liés au contenu local. De plus, des retards importants ont été pris sur deux autres projets de raffineries, Abreu & Lima dans l'État de Pernambouc et Comperj à Rio. Les affaires de corruption en cours chez Petrobras visent notamment ces deux derniers projets.

La raffinerie d'Abreu & Lima, d'une capacité de 230 000 b/j (deux trains de 115 000 b/j), devait être réalisée conjointement avec la compagnie pétrolière nationale vénézuélienne PDVSA qui devait fournir 40 % du financement d'un projet estimé au départ à 5 G\$ et aujourd'hui chiffré à 20 G\$. Avec un coût de 87 000 \$/b, la raffinerie d'Abreu & Lima pourrait être la plus chère au monde¹⁵.

PDVSA devait aussi fournir du pétrole brut sur ce site destiné à produire notamment du diesel, afin de répondre au déficit croissant

¹⁴ Source ANP : Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Anuário Estatístico 2014

¹⁵ Un autre scandale dans le raffinage pour Petrobras concerne le rachat en 2006 de la raffinerie de Pasadena au Texas. Petrobras a payé 360 millions de dollars pour acheter 50 % de cette raffinerie d'une capacité installée de 100 000 b/j à la société belge Astra Oil NV, soit plus de huit fois ce qu'Astra avait payé un an plus tôt pour l'acquisition de la totalité de la raffinerie. Pire encore, en 2012, suite à une clause contractuelle de *put* qui avait échappé à la vigilance de son Conseil d'administration, Petrobras a été obligé de racheter les 50 % restants à Astra Oil. Le prix total de cette acquisition pour Petrobras est alors passé à 1,18 milliard de dollars en 2012, soit 28 fois le prix payé par Astra Oil pour la même acquisition en 2005.

du Brésil dans ce domaine¹⁶. Il s'agissait d'un pétrole lourd de 16° API¹⁷. Le Venezuela a annoncé officiellement son retrait de ce projet en septembre 2013, après la mort d'Hugo Chavez intervenue en mars de cette même année, laissant Petrobras seule face à ce gouffre financier. Le premier train de la raffinerie Abreu & Lima a démarré partiellement ses activités en décembre 2014, avec 4 ans de retard et une capacité autorisée limitée provisoirement à 45 000 b/j. C'est la première raffinerie construite au Brésil depuis 33 ans. Le second train d'Abreu a été suspendu en janvier 2015.

Malgré la découverte du pré-sal, qui absorbe une très grande part des investissements de Petrobras, la compagnie inclut néanmoins depuis des années dans ses *Business Plans* annuels la construction de ces quatre raffineries censées conduire le Brésil à l'autosuffisance en produits pétroliers avec 3,2 Mb/j de capacités en 2020 et 3,9 Mb/j en 2030. Les quatre grands projets évoqués ci-dessus devaient permettre au pays d'atteindre provisoirement cet objectif en 2020. On sait désormais que la dépendance extérieure du Brésil en produits raffinés va encore augmenter à cet horizon. Petrobras ne pouvait à la fois s'impliquer totalement dans la production du pré-sal, tout en assumant ce programme ambitieux dans le raffinage, sans mentionner les autres obligations sectorielles de Petrobras plus ou moins fixées par le gouvernement, dans le gaz naturel, les biocarburants ou les renouvelables.

¹⁶ Faute d'avoir développé suffisamment son réseau ferré et ses capacités de transport fluvial, l'essentiel du transport de marchandise au Brésil s'effectue par la route, ce qui explique la hausse inexorable de la demande en diesel du pays.

¹⁷ L'essentiel du pétrole produit au Brésil, hors pré-sal, est un pétrole lourd. Or, la plupart des raffineries brésiliennes sont configurées pour raffiner du brut léger. Le Brésil doit donc exporter du brut lourd et importer du brut léger pour faire tourner ses raffineries. Selon l'ANP, en 2013, le Brésil a exporté 381 000 b/j de brut lourd, un chiffre en baisse de 31 % par rapport à 2012, dont 115 000 b/j vers la Chine, 110 000 b/j vers les USA et 49 000 b/j vers l'Inde, le solde se répartissant à égalité entre l'Europe et l'Amérique latine.

Figure 5 : Marché des dérivés pétroliers : le pays importe 15 % de sa consommation de carburant



Source : Quotidien O Globo, 2 février 2015 ;
<<http://oglobo.globo.com/economia/petroleo-e-energia/com-cancelamento-de-refinarias-brasil-vai-aumentar-importacao-de-combustiveis-15210914#ixzz3Qgtj87dX>>.

En 2013, le Brésil a importé 528 000 b/j de produits raffinés, soit 12 % de plus que l'année précédente. Avec 179 000 b/j, les Etats-Unis ont été le premier exportateur de produits vers le Brésil devant l'Inde avec 72 000 b/j. Le secteur des transports absorbe l'essentiel de ces importations avec notamment 177 000 b/j de diesel¹⁸.

Même si Petrobras a encore annoncé en janvier 2015 un nouveau record de *processing* dans ses raffineries brésiliennes, le gouvernement et Petrobras restent confrontés à quatre défis majeurs depuis déjà plusieurs années :

- répondre à la hausse constante de la consommation brésilienne de dérivés pétroliers ;
- compenser le coût des carburants subventionnés, avec un prix sortie des raffineries longtemps inférieur aux prix mondiaux ;
- freiner au mieux l'inexorable augmentation de la dépendance extérieure en matière de produits raffinés ;
- et enfin remédier à un sous-investissement chronique depuis plus de trente ans dans ce secteur.

¹⁸ Source : EIA.

Un déficit de production de gaz naturel

Petrobras a aussi une place prépondérante dans le secteur gazier au Brésil. L'entreprise détient l'essentiel des réserves de gaz naturel du pays et assure la plus grande partie de sa production. Elle contrôle également le réseau national de gazoducs et possède des participations dans 21 des 27 compagnies nationales de distribution. Elle est aussi en charge des importations de gaz naturel par gazoduc de Bolivie et des importations de gaz naturel liquéfié (GNL) vers les trois terminaux de regazéification actuellement en activité.

Le gazoduc en provenance de Bolivie (GasBol) et à destination des grands centres urbains de la région sud-est (Rio, São Paulo, etc.) court sur 3,150 km jusqu'au sud du Brésil (Puerto Alegre et l'État de Rio Grande do Sul). C'est le plus long gazoduc d'Amérique du sud, mis en service en 1999-2000, avec une capacité maximale de 11 Gm³ par an ou 30 Mm³/j. L'accord contractuel entre les deux pays s'effectue sur une base *take or pay*.

Trois terminaux méthaniers récemment mis en service illustrent les besoins croissants du Brésil en gaz naturel. Il s'agit d'unités flottantes de stockage et de regazéification (Floating Storage and Regasification Unit ou FSRU) qui appartiennent à Transpetro, la filiale transport de Petrobras et ont une capacité combinée d'importation de 41 Mm³/j.

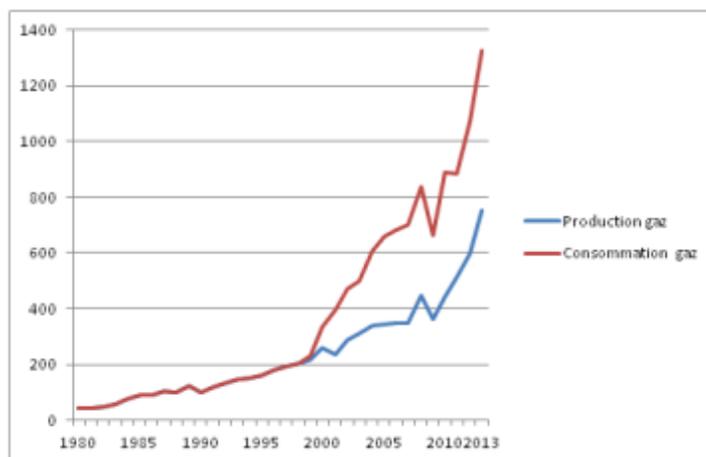
- Un premier terminal de regazéification, PECEM, au nord-est du Brésil, d'une capacité de 7 Mm³/j a été mis en service en juillet 2008. Il est approvisionné en GNL par Trinidad & Tobago et l'Algérie, mais aussi en contrats spot par le Qatar.
- En mai 2009, un second terminal GNL, celui de Guanabara Bay, dans l'État de Rio, est mis en service avec une capacité de 20 Mm³/j. Les fournisseurs sont Trinidad, l'Algérie et le Nigeria. British Gas et Shell ont aussi des contrats d'approvisionnement pour ces deux terminaux.
- Enfin, en janvier 2014, un troisième terminal GNL, le TRBA, est mis en service dans l'État de Bahia avec une capacité de 14 Mm³/j.

Le lent développement du secteur gazier

Le secteur gazier au Brésil s'est très lentement développé entre 1980 (production 42 Bcf) et la fin des années 1990 (production 257,4 Bcf). La mise en service du gazoduc bolivien GasBol, au début des années 2000, a permis un réel décollage de la consommation de gaz. Cet appel d'air a dopé parallèlement la production nationale, mais à un rythme nettement moindre. La mise en service de deux terminaux GNL et les importations ces dernières années (1 327 Bcf en 2013)

contribuent à répondre à la consommation croissante, la production nationale ne pouvant pas suivre (752 Bcf en 2013).

Figure 6 : Production et consommation de gaz naturel sec au Brésil de 1980 à 2013 en milliards de pieds cubes¹⁹ (Bcf)



Source : Graphique de l'auteur établi à partir des données de l'EIA.

Petrobras contrôle à ce jour l'ensemble du secteur gazier brésilien. Depuis des décennies, la compagnie est accusée d'avoir sacrifié le secteur gazier pour mieux placer ses produits pétroliers. Ceci explique l'importance croissante aujourd'hui du gaz naturel importé par rapport à la production nationale pour répondre à la forte hausse de la demande électrique du pays, alors que la production hydroélectrique se contracte pour cause de pluviométrie en baisse ces dernières années. Mais le « tout Petrobras », qui a surtout été renforcé depuis 2002 atteint aujourd'hui ses limites. Les infrastructures de transport de gaz ont augmenté de 150 % entre 1999 et 2012. L'hégémonie de Petrobras dans les hydrocarbures, avec des investissements à marche forcée dans le secteur pétrolier, a aussi eu un effet négatif sur le secteur gazier : d'abord sur les prix non compétitifs de l'énergie pour les industries brésiliennes ; ensuite sur l'efficacité énergétique dans son ensemble au Brésil.

On rappellera que, depuis des années, de nombreux acteurs de l'industrie (notamment l'industrie du verre), réclament - en vain - à Petrobras de pouvoir être approvisionnés en gaz, une source d'énergie mieux adaptée à leurs besoins et bien plus compétitive. Mais pour Petrobras et le gouvernement, l'urgence était de trouver de nouvelles sources de production électrique et le GNL est un moyen assez rapide pour y parvenir.

L'année 2014 a ainsi vu les importations de GNL battre tous les records. Selon le ministère de l'énergie et des mines (MME) et

¹⁹ 1 m³ de gaz naturel = 35,3 pieds cubes ; Bcf pour milliard de pieds cubes.

pour les neuf premiers mois de 2014, les importations de GNL sont passées à 19,69 Mm³/j, contre 15,13 Mm³/j pour la même période en 2013, soit une hausse de 30 %. Même durant l'hiver austral 2014, une saison où d'ordinaire les importations de GNL baissent, Petrobras a dû importer des cargaisons de GNL, FOB au prix spot minimum de 11 \$/Mbtu pour compenser l'absence de précipitations suffisantes durant la saison des pluies (novembre à mai).

Le gaz du pré-sal devrait dans l'avenir, malgré sa mauvaise qualité liée à une très forte teneur en CO₂, être une importante source de production domestique. Mais il n'est jusqu'à présent que très peu raccordé au réseau terrestre de gazoducs et la mise en service de gazoducs sous-marins prendra du temps et sera très coûteuse²⁰. En attendant, le Brésil a importé au total (gazoduc et GNL) 599 Bcf de gaz naturel (17 Gm³/an ou 46 mm³/j) en 2013 selon l'EIA, en progression de 27 % sur 2012. La dépendance extérieure du Brésil en gaz naturel devrait donc se prolonger au moins à moyen terme.

Les problèmes dans l'amont gazier se retrouvent également dans l'aval avec un réseau de transport de gaz très limité, surtout à l'échelle d'un pays comme le Brésil²¹. Là encore, le quasi-monopole de Petrobras sur le transport de gaz qui a, durant des décennies, visé à alimenter prioritairement le marché brésilien en pétrole et dérivés pétroliers plutôt qu'en gaz, n'est pas étranger à cette situation.

Dans ce contexte, le gouvernement brésilien a été incapable de relancer la filière du gaz naturel malgré la loi adoptée en 2009, qui visait précisément à ouvrir l'aval gazier aux capitaux privés. Mais, sans Petrobras, seuls des projets locaux de faible envergure pouvaient voir le jour. L'aval gazier brésilien reste donc largement dans une situation d'attente liée aux capacités d'investissement de Petrobras, qui sont de plus en plus réduites avec la crise financière que traverse la compagnie.

Le gouvernement du Parti des Travailleurs a néanmoins voulu lancer en 2012 un « plan gaz » baptisé PEMAT²² visant à rechercher, via l'EPE, les possibilités de raccordement entre de nouvelles zones potentielles de production et des marchés de consommation de proximité pour contourner le réseau de gazoducs de Petrobras. Cette étude révèle qu'à l'horizon 2022, seuls 6 à 7 projets sont considérés

²⁰ Petrobras a mis plusieurs années à choisir une forme technique pour l'évacuation du gaz du pré-sal. La compagnie a d'abord envisagé une station flottante de liquéfaction de gaz (FLNG) avant de revenir à une évacuation plus classique par gazoduc. Mais dans un cas comme dans l'autre, les coûts sont très importants puisqu'il s'agit à présent de construire deux gazoducs sous-marins par grande profondeur et sur des longueurs de 150 à plus de 200 km pour un gaz de mauvaise qualité.

²¹ Le Brésil occupe le 5^e rang mondial en superficie, avec 8 511 965 km², soit un peu plus de quinze fois celle de la France.

²² <www.epe.gov.br/PEMAT/Relat%C3%B3rio_PEMAT_Consulta%20P%C3%ABlica.pdf>.

comme viables. À l'échelle du territoire brésilien et compte tenu des réserves gazières du pays, c'est évidemment un constat d'échec. D'où cette interrogation du ministre des mines et de l'énergie, Edison Lobao, suite à la remise du rapport de l'EPE : « Mais alors, on n'a pas de gaz au Brésil ? »²³.

Le cadre réglementaire sur le gaz naturel est en train de changer avec la création d'une agence nationale de gestion du réseau des gazoducs. Elle sera en charge du lancement des appels d'offres pour la réalisation de nouveaux gazoducs raccordés ensuite au réseau national, avec fixation des tarifs inclus. Ensuite, une même entreprise ne pourra pas être à la fois chargeur/producteur de gaz et opérateur sur le réseau de gazoducs. Cet aspect est essentiel dans la mesure où les concessions de Petrobras sur les principaux gazoducs du pays expirent entre 2017 et 2020. Petrobras perdra le contrôle du réseau, même si la compagnie pourrait en rester le gestionnaire opérationnel dans la pratique, avec un pouvoir de délégation de l'Union. Mais ce ne sera plus Petrobras qui décidera de la construction de nouveaux gazoducs, ni des tarifs.

Pour tenter d'accélérer le développement du secteur gazier, le gouvernement brésilien a annoncé en janvier 2015 la première enchère sur des gazoducs privés au Brésil, soit six ans après la promulgation de la nouvelle loi sur le gaz naturel de 2009. Cet appel d'offres, qui était ouvert jusqu'au 10 avril 2015, concernait l'un des deux projets retenus du « Plan gaz » évoqués ci-dessus, un gazoduc de 11 km visant à connecter le complexe pétrochimique d'Itaborai au gazoduc du réseau Petrobras, Cabiúnas-Reduc-Gasduc III, dans la ville Duque de Caxias (état de Rio). Il s'agissait ici de construire et d'opérer ce gazoduc qui devait engendrer un revenu annuel maximum de 20,5 milliards de reals (7,9 G\$) pour le vainqueur de ces enchères. Le gouvernement, en lançant ce projet pilote voulait mesurer la réaction des opérateurs potentiels. Mais ce projet, à peine lancé, a fait l'objet d'une suspension, en mai 2015, par le Tribunal des Comptes de l'Union (TCU). D'un coût estimé par l'EPE à 20 millions de dollars, Petrobras, lors de l'appel d'offres, l'avait négocié à 40 millions. L'avenir du secteur gazier au Brésil dépendra surtout de futurs appels d'offres sur des gazoducs plus importants. Encore bien des attermoissements en vue dans le secteur gazier...

²³ Signe révélateur de cette timidité gouvernementale sur le gaz naturel, le Plan d'extension du réseau de transport du gaz (PEMAT), remis en mars 2013 au ministère des Mines et l'Énergie n'a été publié qu'en 2014.

Le gaz non conventionnel : précipitation et improvisation de l'exécutif

Le gaz non conventionnel, dont le Brésil détiendrait également d'importantes ressources²⁴, fait l'objet là encore de bien des ambiguïtés. Le cahier des charges pour le 12^e round d'enchères (round gazier), qui s'est tenu fin novembre 2013, faisait obligation aux compagnies opératrices adjudicataires de forer jusqu'à la roche mère afin d'évaluer le potentiel des gaz de schiste²⁵. Une réglementation sur la fracturation hydraulique par l'ANP (résolution 49) devait logiquement intervenir en 2013, avant la tenue du 12^e round. Elle n'a finalement été publiée par l'ANP que le 10 avril 2014, sous la référence 21/2014, juste avant la signature des contrats accordés lors de ce round. Ce texte renforce considérablement les obligations des compagnies opératrices soumises à certaines exigences spécifiques. L'ANP ne pourra ainsi accorder un permis de forage par fracturation hydraulique qu'à la suite de tests, de modélisation et d'études démontrant que cette activité sera sans préjudice pour l'environnement et la santé humaine²⁶. De nombreux scientifiques, experts et universitaires considéraient qu'en l'absence d'éléments d'information sur le potentiel des non conventionnels et sur les risques locaux de leur exploitation, notamment, sur les grands aquifères du sud du pays, toute autorisation d'exploitation devait être bien documentée. Les mouvements écologistes, surtout en pleine campagne préélectorale, sont aussi montés au créneau pour rejeter toute exploitation du gaz de schiste.

Si la question a été tranchée, au moins provisoirement, d'un point de vue réglementaire, des recours seront toujours possibles dans l'avenir.

L'éthanol : variable d'ajustement dans les transports, mais solution insuffisante pour régler la dépendance extérieure croissante du Brésil en dérivés pétroliers

Le Brésil est le second producteur mondial d'éthanol, derrière les États-Unis, qui produisent de l'éthanol à base de maïs alors que le pays l'exploite à partir de la canne à sucre. En 2013, le Brésil a

²⁴ Selon l'EIA, le Brésil détiendrait 7 trillions de m³ (Tm³) récupérables de gaz de schiste, soit le dixième rang mondial : source EIA, département américain de l'énergie, 10 juin 2013, <www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>.

²⁵ C'est en septembre 2012, que la Présidente Dilma Rousseff annonce la tenue d'un round gazier incluant les gaz non-conventionnels pour l'année suivante.

²⁶ La résolution 21/2014 de l'ANP est disponible à l'adresse suivante : <www.anp.gov.br/?pg=70441&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1398370334737>.

produit 527 000 b/j de biocarburants, dont 479 000 b/j d'éthanol (anhydre et hydrate) et 48 000 b/j de biodiesel.

Le premier Programme National Alcool (Proalcool) a été lancé en 1975 en réponse à la hausse des prix du brut liée au premier choc pétrolier de 1973. Deux objectifs étaient visés : d'une part, pouvoir mixer de l'éthanol (anhydre) dans l'essence et d'autre part produire de l'éthanol pur (hydrate) pour réduire la dépendance pétrolière et justifier le développement d'une filière de nouveaux moteurs alcool adaptés. Avec le programme Proalcool, le Brésil pouvait s'appuyer sur l'une de ses cultures de base, présente depuis la période coloniale, la canne à sucre. Deux autres programmes Proalcool suivront avant que le gouvernement ne finisse par se désengager progressivement du secteur dans les années 1990, jusqu'à la libéralisation de la filière éthanol hydrate en 1999 (libéralisation des prix payés au producteur d'éthanol et fin des subventions). On assiste depuis 2010 à un retour du gouvernement dans la filière éthanol, en raison des insuffisances du secteur. En janvier 2013, le gouvernement annonce l'ouverture d'une ligne de crédit de 2 G\$ *via* le BNDES²⁷ afin de soutenir le développement du secteur éthanol. Le secteur de l'éthanol est en cours de consolidation depuis 2011 puisqu'à cette date, sur environ 200 entreprises de production, les dix plus importantes ne représentaient que 40 % de la production nationale.

Pionnier donc dans la génération d'éthanol au milieu des années 1970, la deuxième place mondiale du Brésil comme producteur sur le marché de l'éthanol derrière les Etats-Unis dissimule d'importantes variations de production selon les années du fait de plusieurs facteurs.

- Premièrement, l'éthanol brésilien étant dérivé de la canne à sucre, ses capacités de production et ses coûts peuvent entrer en concurrence avec les cours mondiaux du sucre.
- Autre facteur économique lié au marché intérieur brésilien, **les prix de l'éthanol sont libres et soumis aux prix du marché mondial. Ce qui n'est pas le cas des prix des dérivés pétroliers qui sont encadrés.** Ainsi, alors que la production d'éthanol au

²⁷ Le Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, Banque nationale de développement économique et social, est le principal acteur public en matière de financement du secteur énergétique au Brésil, de l'éthanol au barrage de Belo Monte en passant par Petrobras et le secteur pétrogazier. Le BNDES couvre tous les secteurs de développement de l'économie brésilienne (industrie, infrastructures, agricultures, etc.). Au 31 décembre 2013, la valeur totale de ses actifs s'établissait à 782 milliards de reals (340 G\$). Ces dernières années, les décaissements du BNDES s'élevaient en moyenne annuelle autour de 75 G\$. Fin 2014, les crédits publics assuraient une part de 53,6 % d'un encours total de crédits chiffré à 3,02 trillions de BRL (1,18 trillion USD). Une source d'inquiétude pour l'économie brésilienne parmi d'autres.

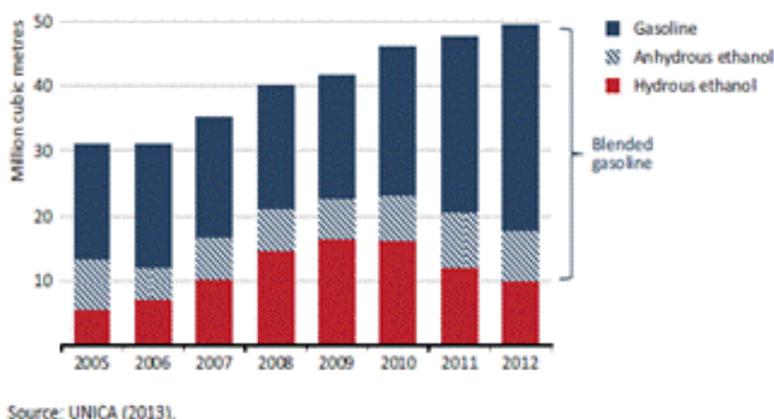
Brésil a fortement baissé en 2011 et 2012 en raison d'une mauvaise pluviométrie, les prix de l'éthanol sont montés alors que les prix des dérivés pétroliers, du fait des subventions payées par Petrobras, restaient en dessous des prix du marché, provoquant une forte hausse de la demande d'essence et une chute de la consommation d'éthanol pour les véhicules *flex-fuel*.

- Durant ces deux années, les importations de carburants pétroliers ont donc augmenté et la demande d'éthanol, aussi bien anhydre qu'hydrate, a plafonné voire baissé.

Figure 7 : Production d'éthanol au Brésil en milliers de b/j



Figure 8 : Évolution de l'éthanol/essence dans le transport routier



Ainsi, l'éthanol, qui a toujours été une variable d'ajustement très appréciable depuis le milieu des années 1970, est devenu progressivement une simple composante du mix énergétique dans

les transports, alors que le gouvernement compte sur cette filière pour créer des emplois dans le milieu rural au Brésil. Cette préoccupation sociale concerne surtout aujourd'hui la production encore assez faible du biodiesel. Pour l'heure, la production d'éthanol (hydrate et anhydre) est située à 90 % dans la région centre-ouest (États de Goiás et Mato Grosso do sul), le reste dans le nord-est. Pour réduire les coûts de transport de l'éthanol, un oléoduc²⁸ de 1,300 km entre la région centre-ouest et la plus grande raffinerie brésilienne située dans l'État de São Paulo (Replan) est en cours de construction. Transpetro, la filiale transport de Petrobras, est l'opérateur de ce projet.

Par ailleurs, en 2011 et 2012, au moment où le gouvernement décide d'augmenter la part d'éthanol anhydre incorporé dans l'essence de 20 % à 25 % pour réduire le volume des importations de produits raffinés, **la production baisse significativement en raison des conditions météorologiques et des problèmes logistiques.** De ce fait, plusieurs petites exploitations qui n'étaient plus rentables ont dû fermer. La production d'éthanol au Brésil a chuté de 20 % en 2011 par rapport à 2010.

En 2012, faute d'une production suffisante, le gouvernement a été obligé de rebaisser les quotas d'incorporation à l'essence, de 25 % à 20 %, au moment où les Etats-Unis levaient leurs barrières tarifaires sur l'éthanol. Alors que le Brésil réclamait depuis des années cette levée, le pays ne pouvait pas répondre totalement en 2012 à ses propres besoins domestiques et a dû importer encore plus d'éthanol américain.

Après une reprise de la production d'éthanol en 2014 et un retour aux 25 % d'incorporation cette même année, le gouvernement a augmenté le taux d'incorporation de l'éthanol anhydre dans l'essence de 25 % à 27 % à compter du 16 mars 2015. Mais on s'approche là sans doute des limites au-delà desquelles les garanties des constructeurs sur les moteurs pourraient poser problème. La production brésilienne d'éthanol anhydre ne peut donc pas répondre à l'ensemble de la demande domestique de produits pétroliers.

L'éthanol hydrate, dont le prix est libre, est lui en compétition avec des prix de l'essence fixés et longtemps subventionnés par le gouvernement *via* Petrobras. Les prix de l'éthanol hydrate sont ceux du marché et donc directement liés à l'offre et à la demande d'éthanol hydrate, mais aussi au prix de l'essence. Suite aux nombreuses hausses des prix des carburants pétroliers intervenues entre 2011 et 2014 et du fait de la baisse des cours du brut depuis juin 2014, un rattrapage s'est établi. Le prix de l'essence devrait avoir à présent moins d'impact sur cet équilibre instable, dont la seule variable devrait être dans l'avenir le prix de l'éthanol hydrate. Car pour le

²⁸ On devrait dire comme les brésiliens éthanolduc, ce qui serait plus correct malgré le néologisme en français.

lobby sucre/éthanol brésilien, c'est la hausse des prix des dérivés pétroliers favorisée par les augmentations récentes des prix décidée par le gouvernement et intégralement répercutée cette fois par Petrobras sur le prix des carburants sortie des raffineries, qui devrait permettre aux producteurs d'éthanol, avec une récolte 2014 supérieure de 13 % à celle de 2013, de pouvoir augmenter les prix de l'éthanol hydrate en 2015. Mais on voit bien l'impact de ces équilibres artificiels sur le signal prix avec des taxes et des taux d'incorporation fluctuants et des volumes de production d'éthanol aléatoires du fait des facteurs climatiques.

En matière de carburants, le Brésil dispose certes avec l'éthanol d'une alternative aux produits pétroliers, mais c'est une alternative incomplète. En outre, ce système profite peu aux consommateurs brésiliens de carburants du fait de son manque de lisibilité. Enfin, il accentue les déséquilibres en termes de demande du fait d'un signal prix faussé à la base entre produits pétroliers et éthanol.

La gouvernance politique du secteur des hydrocarbures au Brésil

Ces dernières années, le nationalisme en matière de ressources s'est malheureusement traduit au Brésil par des surenchères politiques et par un certain dogmatisme du gouvernement. Au lieu de favoriser le développement du pré-sal, le nouveau système mis en place risque de le rendre beaucoup plus lent et compliqué à gérer. Quant aux obligations de contenu local, bien qu'elles soient compréhensibles et légitimes, elles restent excessives compte tenu des capacités humaines et industrielles du pays.

La loi pétrolière de 2010

Dans sa volonté de mieux contrôler les importantes ressources du pré-sal, le gouvernement du Parti des Travailleurs a voulu modifier la loi pétrolière de 1997 et le régime de concession. L'objectif était de capter un meilleur quota de redistribution au profit de l'Union brésilienne²⁹. Au final, il n'en sera rien car les États et municipalités brésiliens non producteurs, jusqu'alors exclus du partage de la rente pétrolière, ont fini par s'imposer politiquement au Parlement, après des années de vaines disputes.

Une nouvelle loi pétrolière a été adoptée en 2010, après deux ans de débats, consacrant un nouveau régime créé pour le pré-sal, celui du contrat de partage de production (CPP) qui s'applique à toute zone déclarée stratégique par le gouvernement. C'est aujourd'hui le cas du pré-sal, mais cette appellation pourrait bien sûr couvrir d'autres zones si le gouvernement le décidait. Autre élément essentiel concernant ces CPP, le statut d'opérateur unique accordé automatiquement à Petrobras avec une participation minimale de 30 % pour la compagnie sur tout contrat.

²⁹ Le Brésil est constitutionnellement une Union fédérale. C'est l'émanation institutionnelle de l'État brésilien.

Cette loi crée aussi une nouvelle compagnie nationale, Pré-Sal Petróleo S.A (PPSA)³⁰. Elle participe à tout consortium exploitant du pré-sal, avec la moitié des droits de vote, mais sans contribution financière, l'objectif étant de veiller aux intérêts de l'Union brésilienne dans la gestion des consortiums du pré-sal. La création de cette nouvelle compagnie est en fait un moyen pour le gouvernement de renforcer son contrôle sur le pré-sal. On peut aussi s'interroger sur le rôle de PPSA par rapport à d'autres agences gouvernementales traditionnellement en charge de la supervision et du contrôle de l'exécution des projets pétrogaziers par les compagnies pétrolières comme l'ANP et l'Ibama.

Ainsi, avec Petrobras opérateur unique disposant de 30 % minimum et PPSA « en invité » dans les consortiums, le contrôle de l'État brésilien sur le pré-sal est bien assuré. Ce système va entraîner des difficultés d'application voire des incohérences, notamment sur les enchères. En effet, afin de ne pas remettre en cause les contrats existants, les blocs du pré-sal déjà adjugés avant 2010, opérés pour la plupart par Petrobras, restent sous le régime de concession. Mais du fait de la coexistence de deux régimes différents sur une même zone, certaines difficultés vont inévitablement surgir. C'est notamment déjà le cas avec le BM-S-54 opéré par Shell, sous le régime de concession, dans le pré-sal au nord du bassin de Santos. La compagnie a déclaré à l'ANP en 2014 que le gisement de pétrole pré-salifère, découvert deux ans plus tôt sur ce gisement, s'étendait, après évaluations complémentaires, au-delà du bloc concédé. Il s'agit là d'un cas assez courant d'unitisation, aussi appelée individualisation de la production. En règle générale, lorsque deux compagnies opèrent sur deux blocs limitrophes, elles s'entendent sur le partage de la production à venir. De même, lorsque la zone attenante au bloc n'a pas été concédée, la compagnie opératrice s'accorde avec le gouvernement du pays sur les modalités futures de production sur cette zone, moyennant un nouveau contrat pour cette nouvelle zone et/ou un avenant au contrat existant. Mais avec l'introduction du régime CPP dans le pré-sal, Petrobras est, selon la loi de 2010, l'opérateur unique sur le pré-sal, ce qui pose des difficultés quant à la gestion de la zone contiguë du bloc 54 déjà opéré par Shell. Il y a de fait un conflit juridique sur l'*operatorship* de l'ensemble de cette zone, au moins sur la partie non encore attribuée. D'après un communiqué de l'ANP de janvier 2014, c'est finalement PPSA qui sera habilitée à négocier avec Shell le statut et les modalités d'exploitation de la zone attenante au BM-S-54³¹.

³⁰ PPSA s'est avérée être au final, après l'annonce de la composition du staff de la société, une compagnie essentiellement composée de techniciens du pétrole et surtout chargée de veiller au développement optimal des projets pré-sal, sans doute avec un œil très attentif sur les dépenses.

³¹ Jusqu'à présent, les questions liées à l'application des contrats en cours relevaient de l'ANP. On constate donc que pour le pré-sal, le choix du gouvernement,

Mais la loi de 2010 n'a pas seulement créé ce genre d'incertitudes. Elle s'est aussi traduite par l'attribution d'un bloc sans la réalisation de véritables enchères. Lors du 1^{er} round en CPP sur le pré-sal de Santos (gisement de Libra), le 21 octobre 2013, onze compagnies avaient témoigné de leur intérêt et rempli toutes les conditions d'habilitation pour participer aux enchères³². Mais avec la présence de Petrobras en tant qu'opérateur, seules les compagnies finalement acceptées par Petrobras, pouvaient être retenues³³. Ainsi, le seul consortium capable de faire une enchère gagnante dans ce nouveau système CPP était constitué par Petrobras, dès lors qu'une même compagnie ne peut pas soumettre deux offres différentes sur un même bloc.

Ce système de contrôle renforcé de l'État s'est aussi traduit par de fortes divisions internes au sein même du Parti des Travailleurs. Au-delà des oppositions politiques, la nouvelle loi pétrolière a aussi remis en cause l'ancien partage des recettes pétrolières. Un accord a finalement été trouvé *via* un élargissement de la redistribution à l'ensemble des États et municipalités du Brésil de la manne pétrolière. Jusqu'à lors, la redistribution partielle des redevances pétrolières dans le régime de concessions (participation spéciale et redevances) était réservée aux seuls États et municipalités producteurs de pétrole ainsi qu'à certaines instances gouvernementales comme la Marine.

Du fait de ces réformes, aucun round d'enchères pétrolières n'a pu avoir lieu entre 2008 et 2012, alors qu'au niveau mondial, les cours du baril étaient à plus de 100 dollars. Le contrecoup de la découverte du pré-sal, fin 2006 s'est finalement traduit par un sérieux coup d'arrêt d'ordre politique interne. Cette nouvelle loi pétrolière, élaborée et supervisée directement par la Présidente Dilma Rousseff³⁴, rompt avec l'ouverture du secteur pétrolier aux compagnies étrangères et sa mise en valeur initiée par le président de centre droit Cardoso avec la loi pétrolière de 1997. Même si cette ouverture a été maintenue par le Président Lula, au moins durant son

s'agissant de l'instance gouvernementale de référence sur les contrats en cours, y compris sous le régime de concession, devrait être PPSA.

³² CNOOC International Limited ; CNPC International Ltd. ; Repsol Sinopec Brasil S.A. soit trois compagnies chinoises en tout ou partie (Sinopec détient 40 % dans Repsol Brésil) ; la colombienne Ecopetrol S.A ; la japonaise Mitsui & Co. LTD ; l'indienne ONGC Videsh Limited ; la portugaise Petrogal Brasil S.A ; Petrobras (Petróleo Brasileiro S.A.) ; la malaisienne Petronas Carigali ; l'anglo-néerlandaise Shell Brasil Petróleo Ltda et la française Total S.A.

³³ Petrobras 40 %, Shell 20 %, Total 20 %, CNPC 10 %, CNOOC 10 %.

³⁴ Dilma Rousseff a été ministre des Mines et l'Énergie durant le premier gouvernement Lula de janvier 2003 à juin 2005, date à laquelle elle devient Ministre à la Casa Civil, l'équivalent du poste de Premier ministre au Brésil. Elle occupera cette fonction jusqu'en mars 2010, date de l'annonce de sa candidature aux élections présidentielles d'octobre 2010 qu'elle remportera. Durant toute cette période et y compris ensuite comme présidente, Dilma Rousseff a tenu à contrôler et superviser directement les dossiers hydrocarbures et pré-sal. Rappelons que de 2003 à 2010, Dilma Rousseff était aussi parallèlement Présidente du Conseil d'administration de Petrobras.

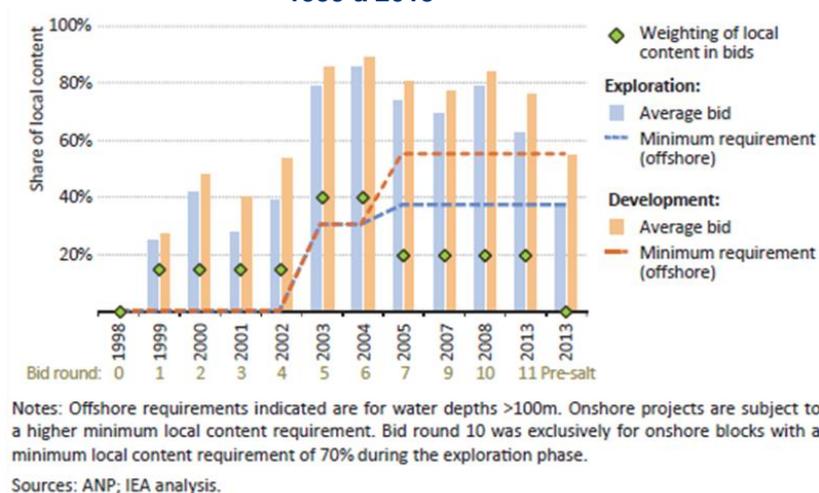
premier mandat, la découverte du pré-sal, par le réflexe nationaliste qu'elle a créé, n'aura pas été exploitée au mieux par le gouvernement en place.

Le pétrole au service de l'économie brésilienne : le contenu local et ses limites

Avec la découverte du pré-sal, le gouvernement a voulu mettre le secteur pétrolier au service de la relance économique dans de nombreux secteurs industriels, de l'ingénierie à la construction navale en passant par la R&D. Mais cette stratégie s'est heurtée aux limites du pays en matière de ressources humaines qualifiées, d'infrastructures disponibles, de compétitivité des entreprises et de capacités d'investissement. Les lourdeurs bureaucratiques n'ont pas favorisé non plus l'initiative privée.

Le graphique ci-dessous illustre l'évolution des impératifs de contenu local lors des différentes enchères pétrolières au Brésil de 1999 à 2013.

Figure 9 : Évolution des exigences de contenu local en pourcentage de 1999 à 2013



Les exigences, toujours plus importantes dans la phase de développement que dans la phase d'exploration, ont augmenté de 1999 à 2005, avant de plafonner jusqu'en 2008 et de baisser à partir de 2013. Cette diminution requise en 2013 est liée à deux facteurs :

- Après plus de cinq ans sans véritables enchères, le onzième round de mai 2013 visait précisément à ouvrir de nouvelles zones d'exploration-production au nord et au nord-est du Brésil, deux zones jusqu'ici très peu explorées. À la différence de la côte sud et du pré-sal, qui concentrent déjà la quasi-totalité de la production pétrolière du pays, les

nouvelles frontières pétrolières hypothétiques au nord ne disposent d'aucune infrastructure, d'où un surcoût lié directement à l'absence de moyens sur place.

- Le premier round pré-sal en CPP (octobre 2013) devait impérativement attirer à la fois des compagnies nationales mais aussi des majors pétrolières, ces dernières étant beaucoup plus sensibles aux aspects financiers.

Ainsi, la moyenne de contenu local est passée de 26 % en 2003 à plus de 80 % en 2008, dans un pays dont les capacités industrielles sont limitées et la compétitivité de l'industrie pétrolière et de construction navale bien plus faible qu'en Asie. Les ressources humaines qualifiées sont également insuffisantes, malgré l'effort de formation réalisé par l'État et Petrobras. Il est d'ores et déjà très difficile de trouver un géologue pétrolier qualifié et les salaires du secteur pétrolier depuis 2008 ont tous fortement grimpé, du fait de l'arrivée de compagnies pétrolières brésiliennes privées comme OGX et HRT, mais aussi du renforcement des effectifs des compagnies étrangères.

Aujourd'hui encore la question de la compétitivité des entreprises brésiliennes travaillant pour le secteur pétrolier pose question, notamment au regard des impératifs croissants de contenu local fixés par le gouvernement. Le cas des compagnies présentes au sein du consortium sur le gisement de Libra, le premier bloc en CPP du pré-sal « mis aux enchères » fin octobre 2013, illustre parfaitement cette problématique. Ces compagnies réfléchissent déjà à une éventuelle incorporation des pénalités, pour non-respect des impératifs de contenu local, sur les coûts de développement de ce gisement. Mi-mai 2015, le consortium sur Libra, conduit par Petrobras, officialisait une commande de FPSO au chantier naval Sembcorp Marine's Jurong de Singapour, pour la conversion d'un tanker norvégien de 1995 en FPSO, livrable début 2017, sur Libra. Le coût de la commande s'élève à 1 G\$, pour une location à prix fixe prévue sur douze ans.

Le marché brésilien est incapable aujourd'hui de répondre aux besoins gigantesques de développement du pré-sal dans les délais requis par les objectifs de production annoncés. Des FPSO fabriqués en Asie sont plus compétitifs que ceux fabriqués au Brésil, malgré une certaine forme de standardisation des commandes de Petrobras au Brésil, qui devrait en réduire les coûts à terme. De plus, les délais de livraison sont généralement respectés en Asie, à la différence de nombreuses commandes sur le marché brésilien.

Par ailleurs, une explosion s'est produite en mai 2015 sur la P56, construite au Brésil par le consortium Technip/Keppel ; en cause un court-circuit dans le tableau électrique. Bilan : 2 morts. Cet accident survenait après une autre explosion, cette fois sur la P51, en février 2015. Ces deux plateformes sont situées sur le bassin de

Campos. Ces accidents soulignent le décalage entre les objectifs de contenu local et les impératifs économiques du gouvernement par rapport aux capacités actuelles du pays.

Petrobras : un État dans l'État

Malgré les difficultés évoquées ci-dessus, Petrobras est parvenu à se maintenir dans le peloton de tête des grandes compagnies pétrolières mondiales, au moins en termes de production d'hydrocarbures. Avec une production totale de 2,670 Mbep/j au Brésil et à l'étranger, la compagnie brésilienne a atteint un record historique en 2014, en hausse de 5,3 % sur 2013. Petrobras figurait, fin 2014, parmi les plus importantes au monde, en termes de réserves prouvées (16,612 Gbep) et de production.

Le cours de l'action ordinaire³⁵ de Petrobras sur le marché de São Paulo (Bovespa) illustre la montée en puissance de la compagnie. Il se situait autour de 2 BRL en 1995 avant d'atteindre son record de 48,90 BRL en 2008 et de replonger à moins de 10 BRL début février 2015.

Figure 10 : Le cours de l'action ordinaire de Petrobras de 1995 à 2015 sur le Bovespa



Source : Reuters – <www.reuters.com/finance/stocks/chart?symbol=PETR4.SA> le 18 février 2015.

À mesure que les enchères pétrolières sous le régime de concessions se développent à partir de 1999 et que les compagnies étrangères entrent au Brésil, très souvent comme partenaires de Petrobras, le cours en bourse de la compagnie progresse. L'amorce

³⁵ La cotation de Petrobras sur le marché brésilien de São Paulo (Bovespa) repose sur deux cotations différentes. Les actions ordinaires (ON) avec droit de vote, et les actions privilégiées (PN) sans droit de vote. Ces deux types d'actions suivent toujours la même tendance et se différencient assez peu en valeur.

du décollage se situe à partir de 2004, lorsque Petrobras annonce de nombreuses découvertes de pétrole conventionnel dans l'offshore brésilien sur les blocs obtenus en concessions lors des premières enchères pétrolières à partir de 1998. Mais la réelle hausse se déclenche début 2007, juste après la découverte en juillet 2006 des premiers gisements pré-salifères. Le pic de la spéculation sur l'action Petrobras est atteint en décembre 2008, soit deux ans après la découverte de Tupi, avec un cours à 48,90 BRL sur le Bovespa.

Au cours de l'année 2008, à l'annonce par le gouvernement de sa volonté de revoir le régime de concessions et de refondre la loi pétrolière de 1997, notamment pour octroyer un régime et un statut spécial aux gisements du pré-sal, le cours de l'action s'effondre et atteint 19,23 BRL en décembre 2008. On voit bien que le cours de l'action Petrobras est directement lié aux mesures prises par le gouvernement dans la gestion du secteur des hydrocarbures.

La cession onéreuse de 5 Gbep

Dans le cadre de la réforme pétrolière de 2010, le gouvernement a souhaité accorder à Petrobras une cession de 5 Gbep sur les futures ressources du pré-sal, en contrepartie d'une émission de titres pour 69 G\$. Alors que le cours de l'action Petrobras avait perdu 28 % depuis début 2010, sur fond d'inquiétudes liées au renforcement de la présence de l'État brésilien dans la compagnie, le capital de Petrobras est passé de 150 G\$ (cours du 2 septembre 2010) à 215 G\$ le 24 septembre 2010, date d'émission de ces titres, soit une hausse de 45 %. La capitalisation boursière de la compagnie la situait alors au quatrième rang mondial derrière Exxon, Apple et Petrochina. Mais derrière la plus forte émission de titres jamais réalisée dans le monde³⁶, se cachait surtout une excellente opération financière pour le gouvernement, qui récupérait 42,5 G\$ sous forme de titres en contrepartie des 5 Gbep offerts dans cette cession onéreuse, soit un prix moyen du baril valorisé à 8,5 \$/b.

Au final, cette très forte augmentation de capital de Petrobras en 2010 n'a pas porté ses fruits, vu la baisse des cours des actions de la compagnie enregistrée depuis, avec les résultats décevants et les nombreux retards dans les programmes de développement entre 2011 et 2013. Ajoutons à cela les conséquences financières pour la compagnie des enquêtes en cours sur les scandales de corruption la concernant depuis 2014. Le 20 février 2015, la capitalisation boursière de Petrobras s'élevait à 125 milliards de BRL, soit 43 G\$³⁷. À l'inverse, cette cession onéreuse a obligé Petrobras à

³⁶ Petrobras a largement dépassé le précédent record réalisé en 1987 par la compagnie japonaise de télécommunication NTT à « seulement » 36,8 G\$.

³⁷ Au taux de change de 2,88 BRL/1 USD. Même en reprenant un taux de change plus favorable au real et plus conforme à sa moyenne sur la période 2010 à 2013, autour de 2,20 BRL pour 1 USD, on obtient une valeur de marché de 57 G\$, soit une chute vertigineuse comparée au record de 215 G\$ atteints au soir du 24 septembre 2010.

explorer à marche forcée durant quatre ans la très vaste zone du pré-sal de Santos visée par la cession, du fait du délai accordé pour la déclaration de commercialité en vue de renégocier et affiner l'accord de cession onéreuse au plus tard en 2014, bien que cette révision ait été reportée depuis à 2015³⁸. Petrobras a aussi été contraint dans le même temps de concentrer l'essentiel de ses moyens exploration-production sur le pré-sal déjà en concession pour améliorer sa production. Tout cela s'est fait au détriment de l'ensemble de ses actifs énergétiques fort nombreux et diversifiés à travers tout le Brésil.

De même, comme mentionné plus haut, la compagnie doit supporter la charge financière des carburants subventionnés. Ces dernières années et au gré des mesures gouvernementales prises sur les taxes, les taux d'incorporation d'éthanol anhydre dans l'essence et les augmentations de prix des carburants sortie des raffineries au Brésil, mais aussi des fluctuations du taux de change USD/BRL, le préjudice sur les finances de Petrobras a été estimé, selon les années, entre 20 milliards de reals en 2012³⁹ et 8 milliards en 2013. En juillet 2013, après la première hausse accordée cette année-là, le différentiel des prix brésiliens avec les prix internationaux pour l'essence était remonté à 25,3 % et 21,7 % pour le diesel, ceci notamment du fait de l'évolution du taux de change USD/BRL⁴⁰.

Ainsi, en raison d'une forte volonté du gouvernement de maîtriser l'inflation entre 2010 et 2014, la facture pour Petrobras s'est établie à plus de 24 G\$, soit en moyenne, 4,8 G\$ de manque à gagner par an dans sa trésorerie⁴¹. Au terme d'une série d'augmentations, mais aussi du fait de la forte chute des cours du brut au second semestre 2014, les prix des carburants pétroliers au Brésil sont enfin à parité avec les prix mondiaux, voire légèrement supérieurs en avril 2015. C'est une bouffée d'oxygène pour les finances de Petrobras à un moment très difficile. Quant à l'inflation au Brésil, malgré ces bonnes nouvelles sur les dérivés pétroliers, son niveau attendu en 2015 est néanmoins d'environ 8 %.

³⁸ Rappelons que le Congrès brésilien envisageait fin juin 2015 d'octroyer, par une loi, de nouveaux délais et une réduction des obligations d'exploration de Petrobras dans le pré-sal.

³⁹ Le Brésil a connu à partir de 2011 et en 2012 une explosion de la consommation de combustibles fossiles, en raison de la politique de prix subventionnés de l'essence et du diesel (respectivement 15,5 % et 24 % de décalage avec les prix des marchés internationaux à l'époque) mais aussi de l'exemption de l'IPi (sorte de TVA sur les produits industrialisés) appliquée aux ventes d'automobiles ces dernières années. En 2012, le prix de l'essence et du diesel ont entraîné d'énormes problèmes dans la logistique de distribution des carburants au Brésil et l'augmentation de la consommation de produits pétroliers avait déjà atteint les limites de fonctionnement du réseau de distribution dans certaines régions du pays.

⁴⁰ Source : Adriano Pires, directeur de CBIE, in O Globo 15 juillet 2013 <<http://oglobo.globo.com/economia/petrobras-acumula-perda-de-22-bi-com-venda-de-combustiveis-diz-cbie-9041250#ixzz2ZD8TH3uX>>.

⁴¹ Source : Financial Times, 8 novembre 2014, <www.ft.com/cms/s/0/ea974c28-669e-11e4-91ab-00144feabdc0.html#ixzz3Sb0n49Jz>.

L'affaire dite « lava jato »

Les liens forts entre Petrobras et le gouvernement, mais aussi les partis politiques les plus importants de la coalition au pouvoir depuis 2003, expliquent en partie l'ampleur des scandales de corruption qui affectent Petrobras depuis 2014.

Les connexions permanentes entre le politique et Petrobras ont éclaté au grand jour avec plusieurs affaires de soupçons de corruption, visant au financement de partis politiques, sur fond de surfacturation et de corruption active dont une bonne partie dans des marchés passés par le secteur aval/raffinage notamment.

La publication très tardive, fin avril 2015, des comptes certifiés de Petrobras pour 2014 illustre l'ampleur du malaise, le cabinet d'audit PricewaterhouseCoopers (PwC), ayant refusé à plusieurs reprises de les valider. Sans cette publication avant le 30 juin 2015, Petrobras aurait été techniquement en défaut et aurait dû rembourser de manière anticipée 56,7 G\$, soit plus de 40 % du total de sa dette (135,3 G\$) et 15 % des réserves de change du Brésil ; l'Union aurait été dans cette hypothèse obligée de secourir Petrobras. Pour l'heure, ces résultats tardifs traduisent une dépréciation d'actifs de 17 G\$ et une perte nette pour 2014 de plus de 7 G\$, soit le montant des profits réalisés par Petrobras durant les quatre années précédentes.

Les nombreux scandales autour de marchés passés par Petrobras risquent aussi de freiner certains programmes de développement de la compagnie vu leur impact sur ses finances, malgré les affirmations rassurantes du nouveau ministre de l'énergie, Eduardo Braga⁴², qui annonçait le 21 janvier 2015 : « Petrobras n'aura pas besoin de couper dans ses programmes d'investissement du fait des scandales de corruption ». Il ajoute même : « Le scandale conduira à un nettoyage qui protégera Petrobras dans l'avenir de l'interférence des politiques » et de conclure : « La compagnie reste attractive pour les investisseurs malgré la chute de 60 % du cours de son action principale en cinq mois »⁴³. Mais c'est sans compter sur les agences de notation qui pourraient dégrader la note de Petrobras et conduire les actionnaires à réclamer d'importantes coupes dans les dépenses de la compagnie. Le 24 février 2015, Moody's a baissé toutes les notes de la dette de Petrobras les reléguant en catégorie spéculative.

Aux Etats-Unis, les actionnaires minoritaires ont décidé pour leur part d'engager une action collective en décembre 2014. La Securities and Exchange Commission (SEC) devrait aussi ouvrir une enquête et cherchera notamment à savoir qui a spéculé sur les titres Petrobras sur le NYMEX de New York entre mai 2010 et

⁴² Comme son prédécesseur Edison Lobao, cité dans l'affaire Petrobras, Eduardo Braga est membre du PMDB, le principal allié du PT au sein de la coalition au pouvoir. Ce poste ministériel est l'un des plus importants fauteuils ministériels offert au PMDB par le PT depuis le départ de Dilma Rousseff de ce poste en juin 2005.

⁴³ Source Reuters, 21 janvier 2015

novembre 2014. Mais elle pourrait surtout engager des poursuites à l'encontre des dirigeants de Petrobras en poste sur la période et potentiellement contre la Présidente Dilma Rousseff, qui, jusqu'en 2010, assurait la présidence du Conseil d'administration de Petrobras. Même les travaux pour doubler les capacités du centre de recherche de Petrobras, le CENPES, un vrai centre d'excellence en matière de R&D notamment sur les forages ultra-profonds, situé sur l'île de Fundão, au large de Rio, a fait l'objet de surfacturation. D'après la police fédérale brésilienne, le préjudice subi par Petrobras s'élèverait au minimum à 4 G\$ sur cinq ans.

Le dernier Business Plan de l'ère Graça Foster, pour la période 2014-2018, publié fin février 2014, soit juste avant que n'éclate au grand jour l'Affaire Lava jato, faisait état d'investissements de 220 G\$, se décomposant comme suit : 70 % pour l'exploration-production, 18 % pour le raffinage, 5 % pour le gaz et l'énergie, 4 % pour l'international, le reste se répartissant entre biocarburants, distribution, ingénierie, matériel, finances & entreprise. Illustration de l'impact direct de l'affaire Lava jato sur la situation financière et la stratégie de Petrobras, le nouveau Business Plan pour la période 2015-2019, publié le 29 juin 2015, ne table plus que sur 130 G\$ d'investissements, soit une baisse de 41 % par rapport au plan précédent. Sur cette enveloppe, 83 %, soit 108 G\$ iront à l'exploration-production. La principale victime de cette réduction drastique est le secteur raffinage/approvisionnement, qui voit son budget amputé de 67 % à 12,8 G\$.

Outre cette réduction majeure de ses investissements et pour sortir de sa délicate situation financière, Petrobras annonce parallèlement des cessions d'actifs pour 58 G\$, dont 15,1 G\$ d'ici fin 2016, et 42,6 G\$ supplémentaires d'ici fin 2018. Mais cet objectif semble bien difficile à atteindre dès lors qu'aucune compagnie pétrolière ne l'a jamais réalisé, pas même BP après la catastrophe sur Macondo en 2010. Quoi qu'il en soit, Petrobras, après avoir évoqué des cessions dans son secteur distribution (BR Distribuidora), semble s'acheminer désormais prioritairement vers des cessions d'actifs dans la pétrochimie *via* Braskem et dans les biocombustibles. Autre priorité pour la compagnie, se désengager du secteur gazier, dans le transport et la distribution, tout en conservant tous ses actifs dans la production, puisqu'à terme (trois ou quatre ans selon les contrats), Petrobras devra choisir entre le statut de producteur ou de chargeur/transporteur/distributeur. Mais l'absence de priorités claires dans ce programme de cessions d'actifs illustre la difficulté de l'exercice pour Petrobras. Comment passer du statut d'acteur national incontournable dans la plupart des secteurs énergétiques du pays, tel qu'imposé par le pouvoir en place depuis plus de douze ans, à celui d'une véritable entreprise, certes nationale, mais davantage soumise aux lois du marché et concentrée enfin sur l'amont pétrolier ?

Ce programme de cessions vise directement à réduire la dette de Petrobras, qui s'établit à 135 G\$, dont 45 G\$ émis en quatre ans

(2011 à 2014), en grande partie pour financer le développement du pré-sal. La situation de la compagnie est bien moins attractive pour les marchés et les risques sont nombreux alors qu'aucune visibilité dans les programmes à moyen terme n'est assurée en l'état et que des réformes et choix drastiques vont devoir s'imposer. Petrobras est aujourd'hui la plus endettée et la moins profitable des grandes compagnies pétrolières de statut comparable listées sur les places financières internationales. La réduction de la dette de Petrobras sera à l'évidence l'une des priorités de la nouvelle présidence de l'entreprise.

La nouvelle direction de Petrobras nommée en février 2015 aura toutes les peines du monde à corriger un système qui perdure depuis plus d'une décennie, surtout avec plus d'une vingtaine de grandes compagnies brésiliennes de l'ingénierie et du BTP, figurant parmi les principaux partenaires régulièrement invités aux appels d'offres de Petrobras depuis plus de 15 ans, à présent exclues à titre conservatoire de tout marché avec Petrobras par les instances policières et judiciaires brésiliennes, pour cause de soupçons de corruption. D'après Moody's, une opération de renflouement de la compagnie pourrait coûter jusqu'à cinq points de PIB à l'économie brésilienne, ce qui ne manquerait pas de dégrader la note souveraine du Brésil qui est aujourd'hui à deux crans seulement au-dessus de la catégorie spéculative.

Les conséquences des scandales de corruption sur l'économie brésilienne

L'étendue du scandale « lava jato » va bien au-delà de Petrobras. Ce sont des pans entiers de l'industrie brésilienne et certaines des plus grandes entreprises du pays qui sont impliqués dans ces scandales en chaîne.

Ce scandale va inévitablement peser sur l'ensemble de l'économie brésilienne en 2015 et 2016. À travers Petrobras, ce sont 10 % des investissements annuels du pays qui sont en jeu, l'Union brésilienne étant détentrice de 50,26 % des actions de la compagnie⁴⁴. L'instabilité chez Petrobras devrait également peser sur le PIB brésilien en 2015 et au-delà, *via* la réduction des investissements de la compagnie, avec des effets multiplicateurs sur l'économie, des effets en chaîne sur les autres compagnies impliquées dans son processus de production (notamment sur l'industrie du BTP) ainsi que sur le système bancaire. Les quatre principales banques brésiliennes sont exposées à hauteur de 31 milliards BRL (soit 11 G\$) à des crédits Petrobras. Ce scandale va

⁴⁴ L'Union détient 48 % des actions ordinaires (ON) avec droit de vote, mais 50,26 % du total des actions ON et PN de Petrobras.

aussi réduire les opportunités de financement sur le marché international pour les compagnies brésiliennes directement impliquées et/ou affectées par ce scandale Petrobras.

Le secteur Ingénierie BTP est l'un des secteurs les plus touchés par l'affaire lava jato. Une trentaine de compagnies brésiliennes du BTP fournisseurs de Petrobras sont soupçonnées d'avoir participé activement aux affaires de corruption. Ces entreprises sont aussi partenaires de l'exécutif à travers les programmes successifs d'accélération de la croissance (PAC) mis en place par les gouvernements Lula et Dilma ces dernières années. *Via* les PAC, ces entreprises ont tissé des liens étroits avec le gouvernement fédéral et obtenu d'importants crédits publics de la part du BNDES (la banque nationale du développement économique et social) pour mener à bien les plus grands projets de modernisation des infrastructures du pays notamment dans l'énergie et les transports, tels que le grand barrage de Belo Monte, la troisième tranche de la centrale nucléaire d'Angra, la construction du tronçon sud de la grande ligne ferroviaire nord/sud, l'extension du port de Récif, la modernisation de l'aéroport de Brasilia, l'aéroport de Campinas, etc. Plusieurs compagnies sont aussi des acteurs essentiels dans l'extension des réseaux routiers et autoroutiers brésiliens.

Le secteur de la construction navale risque aussi d'être sinistré par le scandale lava jato. Dans le cadre des fameux PAC évoqués ci-dessus, le gouvernement brésilien a lancé en 2010 la création d'un consortium d'investissement public/privé, la SETE, qui est devenu effectif en mai 2011. Son but était de devenir le plus grand commanditaire mondial de plateformes de forage pétrolier pour l'offshore profond. La SETE disposait, *via* Petrobras, d'un carnet de commandes d'une valeur de 89 G\$ pour construire, louer et opérer 29 de ces plateformes, tout en créant 150 000 emplois dans les cinq grands chantiers navals brésiliens retenus pour ce projet. Les plus sceptiques s'interrogeaient déjà sur la hausse des coûts liés à ce programme pour Petrobras comparativement à des commandes moins chères passées à l'étranger et notamment en Asie.

La SETE a déjà 17 plateformes en production et deux nouvelles plateformes doivent être livrées en 2015. Un prêt de 3,1 G\$ devait être délaissé par le BNDES pour la première phase, ce qui n'était toujours pas fait en février 2015. D'où certaines inquiétudes des investisseurs privés au sein de la SETE qui considèrent que sans le financement bon marché à long terme du BNDES, c'est l'ensemble du projet qui risque de manquer de liquidités avec les conséquences que l'on peut imaginer sur l'agenda des projets pétroliers de Petrobras. L'annonce mi-mai 2015 d'une forte réduction des commandes de plateformes de Petrobras à la SETE, sans qu'elle soit précisée quantitativement, traduit l'incertitude ambiante.

Dans ce contexte peu favorable aux investissements privés dans le secteur des infrastructures, les sociétés chinoises pourraient

être, plus que jamais, les bienvenues. D'où l'annonce, assez floue, de 53 G\$ d'investissements chinois au Brésil dans les années à venir, tous secteurs confondus, faite par le Premier ministre chinois, Li Keqiang, fin mai 2015, lors de sa visite officielle au Brésil. En outre, depuis début 2015, Petrobras a reçu, une nouvelle fois, 10 G\$ de financements chinois, pour résoudre son problème d'accession au marché mondial des capitaux, vu sa situation financière.

Ainsi, on comprendra pourquoi aucune compagnie pétrolière privée brésilienne d'envergure ne peut exister, sauf en appont du géant lorsqu'il s'agit de gros conglomérats du BTP (Odebrecht, Queiroz Galvao, etc.), ayant des filiales dans le secteur pétrolier et gazier. L'affaire Lava Jato risque de limiter leurs perspectives.

Un secteur électrique en difficulté

Le Brésil dispose du troisième plus important secteur électrique des Amériques derrière ceux des Etats-Unis et du Canada. L'hydroélectricité y joue un rôle majeur, mais de plus en plus aléatoire du fait du changement climatique qui réduit les capacités des bassins hydrographiques. Le pays doit donc, tout en continuant de renforcer ses capacités dans l'hydroélectricité, diversifier ses sources de production, notamment vers les renouvelables. Mais en attendant que cette stratégie de long terme se concrétise, **le Brésil doit recourir de plus en plus à l'électricité thermique à partir des hydrocarbures, notamment du gaz naturel importé sous forme de GNL**, principale variable d'ajustement actuellement. Le secteur électrique brésilien est supervisé par une agence gouvernementale de régulation et de contrôle, l'Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

Comme dans le secteur pétrolier avec Petrobras, le secteur électrique est dominé par une grande entreprise d'État, Eletrobras et le poids de l'État dans la gestion de l'ensemble du secteur est très important. Résultat, une électricité très chère qui ne favorise pas la compétitivité des industries du pays. En outre, la production et les capacités du réseau de distribution s'avèrent insuffisantes pour répondre à la demande en périodes de pic de consommation, avec pour conséquence de gigantesques pannes électriques de durées variables. Par ailleurs, les grands projets comme Angra III dans le nucléaire ou Belo Monte dans l'hydroélectricité prennent du retard.

L'électricité au Brésil : état des lieux et défis

Les énergies renouvelables

Avec une progression de la consommation d'électricité qui s'élève en moyenne à 3,9 % par an depuis l'an 2000⁴⁵, passant de 321,2 Mtep en 2000 à 472,9 Mtep en 2012, le Brésil doit investir fortement dans la production d'électricité. **Le système en place, largement encadré par le gouvernement, a surtout eu pour conséquence de faire de l'électricité brésilienne l'une des plus chères du monde**, malgré l'apport majoritaire de l'hydroélectricité dans sa production. Pour

⁴⁵ Source AIE, Brazil, Balances for 2012, <www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?year=2012&country=BRAZIL&product=Balances>.

remédier à cette situation et pour tempérer une inflation qui menaçait, le gouvernement de Dilma Rouseff a voulu en 2013, soit un an avant les élections présidentielles, réduire artificiellement le prix de l'électricité payé par les consommateurs. Un an plus tard, la baisse des prix a placé producteurs et distributeurs dans une situation ingérable, ces derniers ne pouvant plus payer ce que leur réclamaient les producteurs. Ainsi, toute l'année 2014, le gouvernement a dû financer les distributeurs afin qu'ils continuent d'approvisionner les consommateurs brésiliens.

En 2013, la génération d'électricité représentait 17,1 % du total du mix énergétique brésilien. La capacité totale installée de la production électrique du pays en 2013, selon l'EPE, s'établissait à 126,7 GW. Toujours selon l'EPE, la génération totale d'électricité au Brésil en 2013 s'élevait à 609,9 TWh, dont 430,9 TWh pour l'hydroélectricité en incluant les importations sur la part non utilisée du Paraguay sur le barrage d'Itaipu, soit 70,6 % de la génération totale d'électricité. Le charbon et ses dérivés, y compris le gaz de coke représentaient 2,6 % ; le gaz naturel 11,3 % ; le pétrole et ses dérivés 4,4 % et le nucléaire 2,4 %. Du côté des autres renouvelables : la biomasse constituait 7,6 % de la génération électrique ; l'éolien et le solaire 1,1 %, la part du solaire étant totalement marginale dans ce pourcentage.

Figure 11 : Répartition de la capacité installée de production électrique en volume (exprimée en MW)

Source	2013	2012	Variation en % 13 décembre
Hydroélectricité	86 018	84 294	2 %
Thermique (1)	36 528	32 778	11,4 %
Nucléaire	1 990	2 007	-0,8 %
Éolien (2)	2 207	1 894	16,6 %
Capacités disponibles	126 743	120 973	4,8 %

(1) Inclus biomasse, gaz naturel, pétrole et charbon

(2) Inclus solaire

Source : Source : EPE, BEN 2014

Le Brésil, avec 41 % d'énergies renouvelables dans son mix énergétique global et 79 % dans sa production électrique, est l'un des leaders mondiaux des énergies renouvelables en 2013⁴⁶ grâce à son potentiel d'hydroélectricité, mais avec des incertitudes pour l'avenir notamment liées au changement climatique et à son impact sur la production hydroélectrique.

⁴⁶ Difficile d'établir un classement rigoureux au niveau mondial, car cela dépend si l'on intègre ou non le nucléaire dans les renouvelables.

En 2014, le Brésil a connu la sécheresse la plus grave de ces 84 dernières années. La production d'hydroélectricité sur le barrage d'Itaipu a chuté de 98,6 TWh en 2013 à 87,8 TWh en 2014, soit une baisse de 11 %⁴⁷. Ce chiffre de 2014 était relativement inespéré vu les conditions climatiques très atypiques. Les exploitants d'Itaipu attendent néanmoins de récupérer leur record en 2015 en franchissant le cap des 100 TWh. Mais l'absence de pluie début 2015, durant une saison généralement favorable, risque de contrarier ces espoirs. Or, Itaipu fournit à lui seul plus de 75 % de l'électricité du Paraguay et 17 % des besoins du Brésil.

L'hydroélectricité est essentielle au Brésil. Elle représentait en 2013 plus de 70 % de la production électrique du pays en incluant l'électricité importée du Paraguay. Itaipu est le deuxième plus grand barrage au monde en capacité installée (14 000 MW), derrière celui des trois gorges en Chine (22 720 MW). Le barrage de Belo Monte, en cours de construction en Amazonie, sera le troisième plus grand barrage au monde avec 11 233 MW de capacité théorique installée.

La forte baisse de la pluviométrie au Brésil ces dernières années constitue le principal handicap de cette source d'énergie, notamment pour les barrages au fil de l'eau. La construction de nouveaux barrages, avec réservoirs, n'en demeure pas moins l'un des objectifs de la politique énergétique conduite par le Parti des Travailleurs. Le cas du barrage de Belo Monte est emblématique à cet égard. Ce grand projet a été lancé malgré les protestations des communautés indigènes amazoniennes concernées et des écologistes, et en dépit de lois visant précisément à protéger les communautés indiennes d'Amazonie. Les travaux sur Belo Monte ont débuté en janvier 2012, mais ont pris beaucoup de retard. Difficile de dire à quelle date cet ouvrage d'un coût estimé entre 11 et 18 G\$ sera mis en service, bien que 20 000 employés travaillent à présent sur ce site jour et nuit.

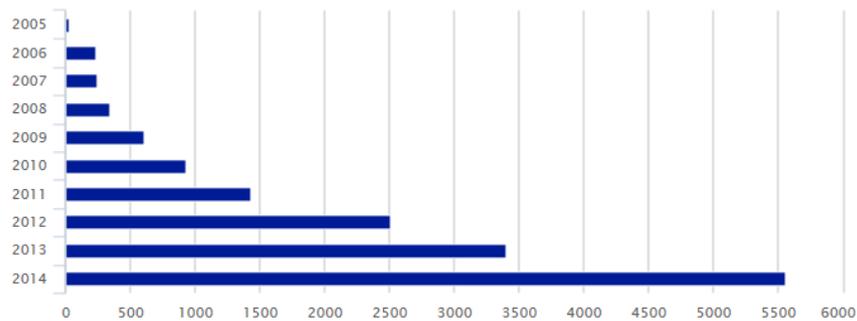
L'énergie hydroélectrique est la mieux répartie de toutes les énergies entre les cinq grandes régions qui composent le Brésil. Les régions sud et sud-est, qui concentrent une importante population et les principales industries du pays, sont les mieux dotées avec respectivement 24 505 MW et 24 941 MW sur un total de production installée de 86 018 MW, soit 57 % à elles deux. La région nord, qui inclut une grande partie du bassin de l'Amazonie, ne dispose que d'une capacité de 13 167 MW. À la différence des régions sud et sud-est, il s'agit souvent de barrages au fil de l'eau. Après la mise en service du barrage de Belo Monte avec plus de 11 000 MW supplémentaires, cette région aura une capacité installée équivalente aux deux autres régions précitées.

⁴⁷ Tout début janvier 2015, le barrage des trois gorges en Chine, avec 22,5 GW de capacité installée, annonçait avoir battu le record annuel de production électrique d'Itaipu, qui s'établissait jusqu'ici à 98,8 TWh.

Bien que le Brésil soit devenu un acteur important dans l'éolien, des carences dans les infrastructures affectent localement la compétitivité du secteur. Selon la World Wind Energy Association (WWEA), le Brésil se situait au troisième rang mondial pour les capacités additionnelles installées durant le premier semestre 2014, juste derrière la Chine et l'Allemagne. Fin 2013, le pays se situait au 13^e rang mondial pour les capacités éoliennes installées et en 10^e position fin 2014 en production avec 5,9 GW. Il devrait poursuivre sa progression dans le classement mondial en 2015, même si le volume produit n'est pas énorme.

La production d'électricité éolienne est récente, mais progresse rapidement pour s'établir à 4 % de la capacité de production électrique domestique installée, mais à seulement 1,1 % de la fourniture d'électricité domestique. Au niveau géographique, le parc éolien brésilien est surtout concentré dans la région nord-est (1 466 MW sur un total de 2 202 MW), une région qui connaît souvent la sécheresse et donc assez peu propice à l'hydroélectricité, malgré quelques barrages.

Figure 12 : Évolution des capacités installées d'éolien au Brésil en MW de 2005 à 2014



Source : Abeeólica⁴⁸

Ce graphique donne la capacité installée d'éolien jusqu'en octobre 2014, avec plus de 5 500 MW de capacités installées à cette date, soit des capacités multipliées par plus de trois entre 2011 et 2014. Fin août 2014, l'EPE déclarait que la part installée de l'éolien sur le réseau électrique national passerait à 11 % en 2024 contre 4 % en 2014. EDF, a d'ailleurs rejoint en février 2015, *via* un *farm in* de 80 %, la société allemande spécialiste des renouvelables Sowitec. Leur future joint-venture devrait produire 800 MW d'éolien au Brésil.

Mais ces prévisions ne semblent pas intégrer certains obstacles à la progression de l'électricité éolienne dans le mix électrique brésilien et notamment les goulets d'étranglement dans les ports, sur la route et les voies ferrées qui affectent la logistique transport. Les nouvelles éoliennes ont en effet des pales de plus en

⁴⁸ Associação brasileira de energia eólica (Association brésilienne de l'énergie éolienne). Cette association regroupe les principaux producteurs et opérateurs du secteur brésilien de l'éolien.

plus grandes, ce qui se traduit par des restrictions dans les transports avec un surcoût important et une part de CAPEX nettement plus conséquente au Brésil que dans d'autres pays utilisant l'éolien. Une fois encore, ce volet logistique pose le problème de la compétitivité pour cette source d'énergie au Brésil.

En outre, des modifications intervenues dans la législation sur les appels d'offres posent de nouveaux défis aux opérateurs de l'éolien. Ces derniers sont obligés depuis 2013 de prendre à leur charge les coûts de raccordement au réseau électrique national. Cette modification a eu pour conséquence de sortir des enchères bon nombre de projets disposant des meilleures ressources en termes de vent, mais situés loin des principales lignes de transmission et des sous-stations du réseau.

Si l'on ajoute les règles de contenu local que les opérateurs doivent satisfaire, notamment en ce qui concerne les turbines, pour pouvoir bénéficier de financements publics *via* la BNDES, on comprend l'ampleur des défis pour l'éolien au Brésil. La question des pièces détachées de rechange produites au Brésil est tout aussi préoccupante, obligeant souvent les opérateurs à renoncer au financement de leurs projets par la BNDES et à ne pas s'équiper de turbines produites localement.

Autre inquiétude dans l'éolien, la question du financement de nouveaux projets dans un contexte de croissance atone et de restrictions budgétaires au niveau fédéral. Ainsi, en juin 2015, la société Bioenergy annonçait à l'Aneel vouloir renoncer amiablement à 19 projets éoliens d'une capacité totale installée prévue de 547 MW dans la région Nord-est. Ces licences avaient été obtenues lors d'appels d'offres entre 2010 et 2012 pour un démarrage de la production échelonné entre 2013 et 2017. Mais mi-2015, aucun des chantiers n'avait démarré. Outre un litige judiciaire opposant Bioenergy à l'EPE, la société n'a pu obtenir un financement escompté du BNDES et a donc été contrainte de renoncer à ces projets.

Le solaire est jusqu'ici très peu développé. Il ne représentait en 2013 que 5 MW de capacités installées, avec 4 MW dans la région nord-est (dont 3 MW dans l'état de Bahia, 1 MW dans l'état de Ceará) et 1 MW dans l'État de São Paulo, région sud-est. La marge de progression dans un pays ensoleillé comme le Brésil est immense. Mais compte tenu des multiples sources d'énergie dont le pays dispose, et pour un moindre coût, le solaire devrait rester encore longtemps marginal dans le mix électrique brésilien.

La part de la biomasse dans la production d'électricité au Brésil représente en 2013, 46,4 TWh, soit 7,6 % du total généré. Elle s'établit en moyenne autour de 2 000 MW en 2014, presque autant

que le nucléaire, avec environ 3 % de la génération totale d'électricité selon les Bulletins mensuels de la CCEE⁴⁹.

Les énergies non renouvelables

L'électricité thermique et la place croissante des hydrocarbures, et notamment du gaz naturel, ne cesse de progresser. Elle représente la principale variable d'ajustement par rapport à la production hydroélectrique actuellement déclinante.

Les hydrocarbures représentent plus de la moitié de l'électricité thermique et plus de 16 % de la génération totale d'électricité du pays. La progression de 31 % du thermique entre 2012 et 2013 est principalement due à l'augmentation des importations de gaz naturel pour compenser la baisse des capacités hydroélectriques. La part du gaz naturel a progressé de 47,6 % entre 2012 et 2013 pour atteindre plus de 12 % de la génération électrique en 2013. Ce phénomène s'est poursuivi et accentué en 2014, avec une forte hausse des importations de GNL. L'impact en matière de coûts est évidemment significatif.

Nucléaire : toujours dans l'attente d'Angra III

Depuis la mise en service en 1984 du premier réacteur sur le site de la centrale d'Angra, dans l'État de Rio Janeiro, et le démarrage d'un second réacteur sur ce même site en 1999, la production d'électricité nucléaire au Brésil n'a pas varié, oscillant autour de 2 000 MW, ce qui représente 2,4 % de la production électrique brésilienne en 2013. Alors que les travaux de cette troisième tranche ont commencé il y a des années, le projet de construction de ce troisième réacteur sur le site a fait l'objet de débats depuis des années sous les gouvernements successifs des présidents Lula et Dilma Rousseff. Des questions juridiques, environnementales, d'ingénierie et des erreurs de planification sont venues régulièrement entraver et retarder ce projet. La mise en service de cette troisième tranche, prévue à l'origine pour 2014, est désormais attendue par l'agence nucléaire brésilienne pour mai 2018.

La problématique du secteur hydroélectrique, liée aux incertitudes en matière de pluviométrie, pourrait relancer *a minima* l'intérêt pour cette filière. Mais le sujet est politiquement très risqué dans un pays où les environmentalistes ont un certain pouvoir, notamment après les résultats de Marina Silva, ancienne égérie du parti « vert » brésilien. Bien qu'elle se soit ralliée à un autre parti pour les élections présidentielles d'octobre 2013, elle est finalement arrivée en troisième position, derrière le candidat de l'opposition Aécio Neves, mais après avoir été longtemps donnée présente au second tour contre la Présidente Dilma Rousseff dans les sondages.

⁴⁹ Boletim de Operação das Usinas, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, <www.ccee.org.br>.

Les questions environnementales sont de fait assez importantes au Brésil et le nucléaire y est un sujet politiquement très sensible.

Nombreuses coupures de courant et hausse des importations d'électricité

Comme en 2000 et 2001, le Brésil traverse, depuis 2012, une période de fréquentes coupures électriques d'importances variables. Le 22 janvier 2015, en plein été austral, le district fédéral de Brasilia a subi dans la matinée une panne électrique de 40 minutes affectant 250 000 foyers consommateurs⁵⁰. Deux jours auparavant, une panne électrique de plus grande ampleur avait déjà touché onze États des régions sud-est et centre-ouest ainsi que le district de Brasilia. Ces pannes sont à la fois liées aux limites du réseau de transport, mais aussi à une alimentation insuffisante du réseau en période de pic de consommation. Ainsi, pour remédier à ces pannes, le Brésil a dû importer durant deux jours 90 MW en moyenne d'Argentine, pour répondre à une demande totale de 73 780 MW selon l'opérateur national du système électrique ONS⁵¹. Il faut savoir qu'à cette date, les deux régions sud-est et centre-ouest ont atteint un nouveau record de consommation avec 51 894 MW, soit 70 % de la consommation électrique nationale. Ce même jour, la région nord-est enregistrait aussi un nouveau record de consommation, mais avec seulement 12 166 MW. Du côté de la production et pour répondre à cette demande de pointe, le thermique fournissait 14 377 MW, soit 19,5 % de la demande totale d'électricité et le nucléaire 1 888 MW avec la centrale d'Angra. La première fois que le Brésil a dû importer de l'électricité d'Argentine remonte à 2010. Cette année-là, les importations ponctuelles avaient été de 165 MW en moyenne.

Ainsi, la production électrique brésilienne, bien qu'en hausse constante ces dernières années, ne parvient toujours pas à répondre aux pics de la demande. Depuis 2012, chaque année, ce sont environ cinq à six pannes d'ampleur qui affectent partiellement le réseau électrique brésilien. À l'origine de ces dernières pannes, des retards importants dans une série de projets de production électrique additionnelle. Les retards concernaient notamment les projets lancés dans le cadre du programme gouvernemental d'accélération de la croissance (PAC). Fin 2013, les réalisations effectives en termes d'amélioration des capacités installées de production électrique étaient inférieures de 20 % aux projections réalisées par l'Aneel sur la base de la PAC gouvernementale. Fort de ce constat, le gouvernement a annoncé, suite aux pannes de janvier 2015, qu'il réorganiserait la distribution électrique dans les deux grandes régions consommatrices.

En janvier 2013, les agences gouvernementales prévoient la mise en service de 10 120 MW supplémentaires. Mais fin

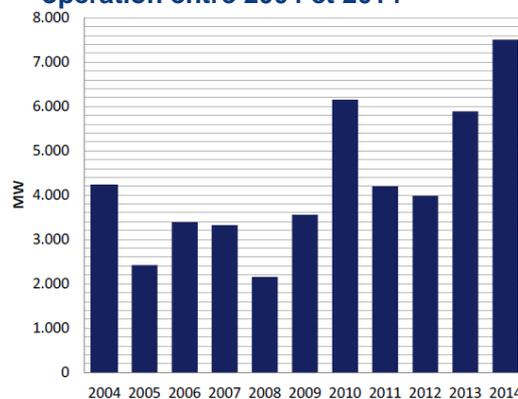
⁵⁰ <<http://oglobo.globo.com/economia/petroleo-e-energia/apagao-deixa-mais-de-250-mil-sem-energia-no-distrito-federal-15118902#ixzz3PeqEIRSD>>.

⁵¹ ONS pour Operador Nacional do Sistema Elétrico

décembre 2013, moins de 6 000 MW étaient réellement opérationnels selon l'Aneel. D'après cette source, en octobre 2014, plus de 40 000 MW de projets étaient autorisés et validés, notamment dans le cadre des différentes PACs ces dernières années, mais pour 35 % de ces projets, les travaux n'avaient même pas commencé ou étaient déjà interrompus⁵².

Même lorsque de nouvelles capacités installées importantes sont ajoutées comme en 2014, avec plus de 7 509 MW⁵³, on assiste, comme en janvier 2015, aux pannes précitées lors des pics de consommation, car les capacités installées augmentent de façon très variable, alors que la consommation électrique progresse d'environ 3,9 % tous les ans.

Figure 13 : Nouvelles capacités électriques installées entrées en opération entre 2004 et 2014



Source Aneel : Boletim de acompanhamento da expansão da oferta, janvier 2015

Une réforme gouvernementale du prix de l'électricité en 2013 sur fond d'enjeux politiques

Pour réduire l'inflation, le gouvernement a voulu alléger la facture des usagers du secteur électrique. Après une baisse autoritaire estimée entre 15 % et 20 % des prix de l'électricité selon les usagers en 2013-2014, de fortes hausses vont avoir lieu en 2015 et 2016. Mais selon le nouveau ministre de l'énergie, Eduardo Braga, elles ne devraient pas dépasser 40 %. En 2014, l'État fédéral a dû par ailleurs financer et garantir avec plus de 20 milliards de BRL les distributeurs afin qu'ils puissent continuer d'acheter l'électricité aux producteurs. Or, ces derniers ont dû faire face de leur côté à une forte baisse des capacités hydroélectriques et à un renforcement de l'apport des centrales thermiques au gaz et au pétrole au prix fort, d'où un surcoût

⁵² Source Aneel : Boletim de acompanhamento da expansão da oferta, décembre 2014

⁵³ Source Aneel : Boletim de acompanhamento da expansão da oferta, janvier 2015

pour l'ensemble des acteurs de la filière. La baisse de la facture électrique des consommateurs brésiliens décidée en 2013, ne profitera donc pas durablement aux populations supposées en bénéficier. De plus, cette réforme artificielle a finalement freiné les investissements privés et paralysé l'élaboration d'une véritable politique électrique.

Début décembre 2014, l'appel d'offres d'ajustement des distributeurs aux producteurs a permis de couvrir leurs besoins pour le second semestre 2015, mais pas suffisamment pour le premier semestre 2015 d'après l'Aneel. Les offres ont été souscrites par Furnas, filiale de la compagnie nationale Eletrobras, et par le géant Petrobras. Seules les compagnies nationales ont répondu à ces enchères dont le prix de vente moyen était pourtant très proche du plafond autorisé de 197,09 BRL/MWh. Il a donc fallu procéder à un nouvel appel d'offres d'ajustement pour couvrir tous les besoins du premier semestre 2015. Le but de cette enchère était pourtant de limiter l'exposition des distributeurs aux prix de l'électricité à court terme. Le gouvernement avait réduit de moitié le prix spot autorisé pour 2015 à 388,48 BRL/MWh. Mais cela n'a pas suffi à attirer les opérateurs privés, rendus extrêmement prudents dans un environnement sectoriel aussi aléatoire, au gré des politiques gouvernementales, mais aussi du fait des capacités limitées de production électrique liée aux incertitudes pluviométriques au premier trimestre 2015, une période traditionnellement de très forte consommation.

Le système brésilien est très compliqué avec des prix de base fixés par le gouvernement qui varie d'une région à l'autre. Les ajustements de prix décidés par le gouvernement peuvent avoir des effets contre-productifs *a fortiori* dans le contexte des suites de la baisse artificielle de la facture d'électricité pour les consommateurs décidée arbitrairement par le gouvernement en 2013.

Dans ce contexte, l'Aneel a approuvé un budget de 23,21 milliards de BRL pour le Compte de développement énergétique (CDE) en 2015, fonds qui paye pour tous les consommateurs d'électricité. Mais pour 2015 et rigueur oblige, le Trésor public brésilien a prévenu qu'il ne participerait pas à son financement, contrairement à ce qu'il avait été obligé de faire en 2014, avec au final une facture de plus de 20 milliards de BRL. Ce sera donc une inévitable hausse des factures d'électricité pour les consommateurs brésiliens en 2015 et 2016.

Des statistiques obsolètes sur l'hydroélectricité

Alors que l'hydroélectricité représente encore plus de 70 % de la génération électrique au Brésil, plusieurs spécialistes du secteur lancent un cri d'alarme⁵⁴. Les statistiques en matière d'eau utilisée et de capacité électrique disponible sont sous-estimées pour la première, surévaluées pour la seconde. Une situation préoccupante alors que la sécheresse frappe de plus en plus de régions à certaines périodes de l'année, menaçant même dans certains États les besoins en eau des populations.

Pour ces experts, la décision du ministère des Mines et de l'énergie (MME), prise en décembre 2014, de proroger de 2015 à 2016 l'examen des garanties physiques du secteur hydroélectrique, c'est-à-dire la quantité maximale d'énergie que les centrales hydroélectriques peuvent commercialiser, ne permet toujours pas de savoir la quantité exacte d'eau consommée et la quantité d'électricité produite. Il convient de préciser que la révision des garanties aurait dû être faite depuis plus de dix ans. Pour l'ancien directeur de l'Aneel, Afonso Henriques Moreira Santos, la mesure des garanties physiques est non seulement importante pour le calcul des recettes du secteur hydroélectrique mais aussi pour les calculs du prix de l'énergie et celui des bénéfices des investisseurs sur ce marché.

Cette situation a bien sûr un coût. En février 2015, les centrales hydroélectriques brésiliennes ont produit 21,6 % d'électricité en moins qu'en 2014, ce qui devrait se traduire pour la CCEE par un manque à gagner de 3,3 milliards de BRL. S'agissant des barrages appartenant au réseau de réallocation de l'énergie (MRE)⁵⁵ et selon cette source, ils devraient offrir en février 2015 environ 12 637 MW, soit moitié moins en moyenne que les garanties physiques saisonnières. Ces centrales devraient donc être contraintes de recourir au marché de l'électricité de court terme, beaucoup plus cher, pour obtenir les quantités d'énergie manquantes, avec les coûts supplémentaires induits.

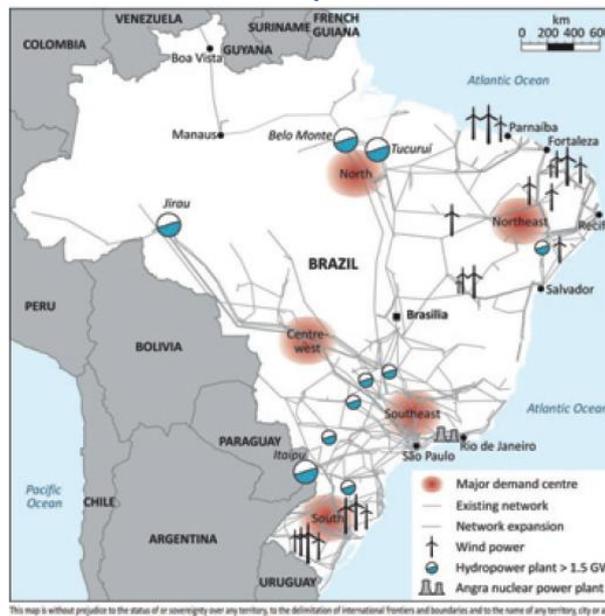
⁵⁴ Il s'agit notamment de Luiz Pinguelli Rosa, directeur de la Coppe de l'Université fédérale de Rio et ancien président d'Eletrobras.

⁵⁵ Le MRE est un mécanisme par lequel l'énergie excédentaire produite par certains hydro-électriciens peut être attribuée à d'autres qui en génèrent moins afin de réduire le risque de non-respect des contrats au sein de ce groupe de centrales hydroélectriques. Cependant, depuis l'année dernière, les précipitations atypiques ont réduit le niveau des réservoirs d'où un déficit d'énergie hydroélectrique au sein du MRE et l'obligation de recourir à de l'électricité de court terme par d'autres sources d'énergie beaucoup plus chères.

L'amélioration des capacités du réseau électrique brésilien tarde à se manifester

La carte ci dessous permet de visualiser l'étendue des principales lignes du réseau électrique brésilien, ainsi que certaines grandes infrastructures de production électrique. Le barrage de Belo Monte n'est bien sûr pas encore en service. Le réseau de transmission brésilien est actuellement de 107 000 km, avec des lignes comprises entre 230 et 750 kilovolts.

Figure 14 : Le réseau électrique au Brésil en 2013



Source : Agence Internationale de l'Énergie, World Energy Outlook, novembre 2013

À la suite des grandes pannes électriques de ces dernières années déjà évoquées, le gouvernement brésilien est bien conscient de la nécessité de renforcer aussi son réseau de transmission. Car à la différence des grandes pannes de 2001 et 2002, dues surtout à des carences de production, les pannes de ces dernières années sont largement liées aux carences du réseau de transmission, en plus du niveau insuffisant de production en pointe. Le gouvernement a donc lancé en 2013, un ambitieux programme décennal (2013-2022) d'expansion des transports (PET) avec la création de 50 000 km de nouvelles lignes de transmission et autres équipements connexes. Ce programme est estimé à 36 G\$, dont 60 % pour les lignes de transmission et 40 % pour les sous-stations. Mais entre les ambitions affichées et les réalités du système, il y a là encore beaucoup de difficultés à surmonter. Ainsi, début janvier 2015, l'Aneel a annoncé que le gouvernement brésilien envisageait de lancer un appel d'offres sur des projets de transmission d'ici juin 2015. Il s'agit de mettre aux enchères onze lots de nouvelles lignes et de sous-stations pour un investissement total de 3,7 G\$. Mais le principal défi, est d'attirer des investisseurs sur des projets qui n'avaient déjà pas

trouvé preneur en 2014, tout en y ajoutant des projets planifiés pour 2015. Pour tenter de surmonter cette difficulté, les nouveaux lots devraient comprendre des conditions plus souples, s'agissant notamment des dates limites de fins des travaux et de nouvelles règles concernant les prix et les licences. On l'aura compris, les conditions proposées jusqu'ici n'ont guère suscité d'enthousiasme parmi les investisseurs. Cet appel d'offres ne concernera pas la construction d'une seconde ligne de transmission reliant le barrage de Belo Monte (11,2 GW) au réseau national pour laquelle un appel d'offres est prévu pour décembre 2015. La Chine devrait y participer.

Mais nous n'en sommes ici qu'au démarrage du vaste programme PET. Certains analystes considèrent que pour répondre à la hausse de la consommation d'électricité, il faudra ajouter 50 GW de capacité de transmission au réseau national d'ici 2024.

Confronté à ses plus mauvais résultats économiques depuis son accession au pouvoir en 2003, avec une quasi-récession en 2014, le gouvernement du Parti des Travailleurs n'en est qu'au tout début des épreuves à surmonter pour améliorer les performances du secteur électrique. Ce secteur était pourtant déjà en crise lors de son accession au pouvoir en 2003, mais le Parti des Travailleurs n'a manifestement pas anticipé à différents niveaux les conséquences des nouveaux besoins du pays, avec une consommation moyenne d'électricité en hausse de 3,9 % par an depuis des années. Le système actuel, dans sa lourdeur et sa complexité, peut-il faire l'économie d'une réforme en profondeur, il est vrai bien délicate à conduire dans les circonstances actuelles ?

Conclusion

Le Brésil est un grand pays qui dispose indéniablement d'un excellent potentiel énergétique. Il est tout à fait regrettable de constater que l'importance croissante prise par le pouvoir politique dans les questions énergétiques ces dernières années, n'améliore pas les performances du secteur, bien au contraire. Le mélange permanent des genres entre le rôle joué par les partis politiques et les nominations aux principaux postes de la fonction publique, notamment dans le secteur énergétique, ne favorise en rien l'indépendance des futurs décideurs de ces instances. L'existence d'énormes ressources potentielles au Brésil se combine donc avec l'incohérence de nombreuses décisions politiques. L'énergie au Brésil reste l'une des plus chères au monde, avec tout ce que cela implique en termes de compétitivité pour ses industries. Les importants financements publics ne favorisent pas comme ils le devraient le développement du secteur.

S'agissant de la production électrique, les dernières mesures envisagées par l'exécutif pour répondre aux différentes pannes gigantesques de réseaux de ces dernières années laissent perplexe. La restauration du système hérité des régimes militaires de 1964 à 1985 et abandonné depuis, avec le retour d'un système de triple fuseaux horaires pour le pays depuis le 30 octobre 2013, afin de diluer dans le temps les fatidiques heures de pointe de consommation électrique, a certes le mérite de gérer au mieux la pénurie actuelle mais pas de répondre aux besoins futurs. Quant à la gestion politique et artificielle de la problématique des prix dans le secteur électrique, elle se traduira au final par une forte augmentation de la facture pour les consommateurs en 2015 et 2016.

Le secteur pétrolier amorce enfin une hausse progressive de sa production, au moins en 2014 et sans doute aussi en 2015, après plusieurs années de stagnation. Mais l'avenir de son développement reste en l'état largement lié aux capacités d'investissement de Petrobras, le principal acteur du secteur. Or ces dernières demeurent bien aléatoires du fait des conséquences financières pour la compagnie, encore difficiles à évaluer, des différents scandales de corruption en cours d'investigation. La « révolution du pré-sal » n'aura donc pas pu intervenir au Brésil au meilleur moment, d'un point de vue global, en raison des pesanteurs politiques et administratives du pays.

La réforme du système Petrobras, avec notamment la nomination d'un directeur chargé de la gouvernance de l'entreprise

début 2015, atteste de l'ampleur du malaise créé par les divers scandales de corruption dans la gestion courante de la compagnie depuis des années. L'ancienne présidente de Petrobras, Maria Graça Foster, qui avait pris ses fonctions en février 2012 pour précisément redresser la compagnie, doit assumer ce constat d'échec, qui ne lui est pas totalement imputable. La nomination de son successeur, Aldemir Bendine, un financier, ne donne pas d'indications claires sur les orientations futures de la compagnie, qui devra pourtant faire enfin de vrais choix stratégiques. Le nouveau gouvernement brésilien, qui a pris ses fonctions début 2015, pourrait l'y aider, en mettant en place d'importantes réformes mieux adaptées aux moyens réels dont dispose le secteur des hydrocarbures au Brésil. Une réforme des exigences de contenu local, voire de certaines modalités contractuelles, semble inévitable, dans un contexte global encore plus compétitif dans une période de prix du brut en baisse et non stabilisé.

Quant aux conséquences des scandales de corruption en chaîne impliquant les grandes entreprises du pays et principaux partis politiques de la coalition au pouvoir depuis maintenant 12 ans et reconduite pour 4 ans, elles devraient être, à terme, politiquement et économiquement très importantes. Pour la Présidente Dilma Rousseff, en début de second mandat et avec une popularité en chute libre, la tâche s'annonce très délicate, d'autant plus qu'il lui faudra aussi relever de nombreux défis économiques sur fond de récession attendue en 2015. Le secteur pétrolier aurait pu constituer à l'évidence un levier de premier plan pour relancer une croissance économique qui n'a cessé de chuter ces quatre dernières années. Mais le système en place ne le permettra pas sans vraies réformes du secteur à la mesure des enjeux et des problèmes.

L'annonce récente par l'ANP, d'un 13^e *round* en concession au Brésil (269 blocs à terre et en mer) pour le 7 octobre 2015, s'inscrit dans un contexte concurrentiel désormais peu favorable au Brésil. Quant au pré-sal, l'ANP n'envisage pas de proposer de nouvelles enchères avant 2016, voire 2017, ce qui s'explique largement par la situation de Petrobras, mais aussi par les cours actuels du brut.

L'offre de rachat par Shell de British Gas (BG), en avril 2015, pour 70 G\$, qui reste à concrétiser, illustre la diversité des stratégies continentales des Majors. Une part très significative des actifs pétroliers et gaziers opérationnels de BG se situe effectivement dans le pré-sal brésilien.

Quant aux alliances entre certains BRICS, tous plus ou moins contraints à des ajustements en période de crise, la visite du Premier ministre chinois en mai 2015 au Brésil atteste de cette volonté de collaboration renforcée et d'un rôle croissant de la Chine au Brésil. Les chiffres d'investissement annoncés (53 G\$), devront toutefois être confirmés. Enfin, Petrobras a bénéficié depuis le début 2015, de différentes lignes de crédit chinoises pour 10 G\$, faute de pouvoir

emprunter dans de bonnes conditions sur le marché des capitaux, vu sa situation.

Au Brésil, comme dans bien des pays démocratiques, la gestion du secteur énergétique est souvent une affaire politique. On regrettera toutefois qu'au Brésil, elle soit devenue l'affaire de certains partis politiques au pouvoir, au détriment de l'intérêt national. En outre, les affaires de corruption autour de Petrobras, orchestrées par des représentants des partis politiques de la coalition au pouvoir depuis 2003, vont fortement affecter l'économie brésilienne, au moins à moyen terme.

Pour terminer sur une note positive, l'excellent potentiel énergétique brésilien peut être exploité au mieux, y compris dans le respect des normes environnementales. Mais il faudrait sans doute pour cela sortir du dogmatisme contre-productif et alléger les pesanteurs bureaucratiques et contractuelles. L'auteur espère que ces réformes en profondeur indispensables dans une vision de long terme finiront par se matérialiser dans le secteur énergétique.

Table des figures

Figure 1 : Évolution de la production d'énergie primaire au Brésil de 1970 à 2013 en Mtep	9
Figure 2 : Évolution de la dépendance énergétique extérieure du Brésil de 1970 à 2013 en pourcentage par type d'énergie.....	10
Figure 3 : Localisation des principaux bassins d'hydrocarbures au Brésil.....	11
Figure 4 : Production et consommation pétrolière et de produits dérivés au Brésil en milliers de barils par jour de 1980 à 2013	14
Figure 5 : Marché des dérivés pétroliers : le pays importe 15 % de sa consommation de carburant.....	19
Figure 6 : Production et consommation de gaz naturel sec au Brésil de 1980 à 2013 en milliards de pieds cubes (Bcf)	21
Figure 7 : Production d'éthanol au Brésil en milliers de b/j	26
Figure 8 : Évolution de l'éthanol/essence dans le transport routier ..	26
Figure 9 : Évolution des exigences de contenu local en pourcentage de 1999 à 2013	32
Figure 10 : Le cours de l'action ordinaire de Petrobras de 1995 à 2015 sur le Bovespa	34
Figure 11 : Répartition de la capacité installée de production électrique en volume (exprimée en MW)	43
Figure 12 : Évolution des capacités installées d'éolien au Brésil en MW de 2005 à 2014.....	45
Figure 13 : Nouvelles capacités électriques installées entrées en opération entre 2004 et 2014	49
Figure 14 : Le réseau électrique au Brésil en 2013	52

Liste des acronymes et abréviations utilisés

AIE	Agence Internationale de l'Énergie
ANEEL	Agence nationale de l'énergie électrique
ANP	Agence nationale du pétrole, du gaz et des biocarburants
API	American Petroleum Institute
Bcf	milliard de pieds cubes
BEN	Bilan énergétique national, publication annuelle de l'Entreprise de recherche sur l'énergie (EPE)
bep	baril équivalent pétrole
b/j	barils par jour
BNDES	Banque nationale de développement économique et social
BRL	code international du real, la devise brésilienne
CCEE	Chambre de commercialisation de l'énergie électrique
CENPES	Centre de recherche de Petrobras
CNPE	Conseil national de politique énergétique
CPI	Commission d'enquête parlementaire
CPP	Contrat de partage de production
EIA	Energy Information Administration, Département américain de l'énergie
EPE	Entreprise de recherche sur l'énergie
IBAMA	Institut brésilien de l'environnement et des ressources naturelles
IPC	indice des prix à la consommation (inflation)
Gb	milliard de barils
Gbep	milliard de barils équivalent pétrole
GNL	gaz naturel liquéfié
Gm ³	milliard de m ³
G\$	milliard de dollars
GW	gigawatt et GWh gigawatt/heure
Mm ³ /j	million de m ³ /jour
MME	Ministère des mines et de l'énergie

Mtep	Millions de tonnes équivalent pétrole
MW	megawatt
PEMAT	Plan d'extension du réseau de transport du gaz
PMDB	Parti du Mouvement Démocratique Brésilien
PPSA	Pré-Sal Petróleo S.A
PT	Parti des Travailleurs
\$/b	dollar par baril
Tm ³	Trillion de m ³ (mille milliards)
TWh	Térawatts/heure
USD	dollar des Etats-Unis