

Voyage en Chine

Compte-rendu du voyage d'étude

Etude sur les perspectives stratégiques de l'énergie

Mai 2018



Sommaire

I. SYNTHÈSE.....	3
1) PRINCIPAUX MESSAGES.....	3
2) SYNTHÈSE DÉTAILLÉE	4
II. LISTE DES ACTEURS RENCONTRES	12

I. Synthèse

1) Principaux messages

1. La Chine a pris des mesures vigoureuses pour mettre en œuvre sa transition énergétique et respecter ses engagements internationaux ; elle est dorénavant championne du monde des énergies renouvelables : son parc représente quasiment le double du parc des Etats-Unis en termes de puissance installée. Sa production renouvelable reste néanmoins inférieure à 7% de sa production totale en 2017.
2. La décarbonation de l'économie répond autant à des enjeux climatiques qu'à des enjeux de santé publique : la pollution (SOx, NOx, mais principalement particules fines) ayant atteint des seuils très préoccupants et la population tolérant de moins en moins cette pollution, des mesures d'interdiction du charbon ont été prises en proximité des centres urbains. L'enjeu d'acceptabilité sociale est d'ailleurs sensible sur d'autres sujets énergétiques tels que le développement du nucléaire.
3. La place du charbon a commencé à baisser en proportion dans son mix électrique – il représente encore près de 2/3 de la production - et la Chine ambitionne d'atteindre son pic d'émission carbone avant 2030. Toutefois, si le développement de la production charbon est freinée, aucune interdiction définitive de nouveaux actifs n'a été prononcée ; l'inertie du système devrait conduire au maintien d'une part importante du charbon dans le mix électrique chinois à long terme.
4. La place du charbon reste toutefois l'objet d'un vif débat en raison des enjeux d'indépendance énergétique du pays (seuil de 80%) et des retombées emplois. Le gaz pour ces mêmes raisons d'indépendance énergétique, reste une énergie marginale dans la production d'électricité, même si son potentiel développement est significatif sur les usages chaleur et mobilité. La flexibilité requise par le développement des renouvelables intermittentes est avant tout recherchée dans la modulation du parc charbon et l'hydroélectricité (et non dans des actifs de pointe gaz, du stockage électrochimique – 390 MW en 2017 soit de l'ordre de 1% des capacités de stockage en Chine - ou de la gestion de la demande, même si ces deux derniers pourraient être développés au gré des évolutions des mérites économiques et de la gouvernance du secteur).
5. Le secteur énergétique chinois est avant tout marqué par le caractère planifié et administré de l'économie dans son ensemble, même si une ouverture vers le marché est amorcée depuis le plan de réforme de 2015 (développement de marchés de gros, création d'un marché carbone national, incitation au renouvelable reposant sur des mécanismes marché etc.) ; le calendrier de réformes pourrait être ralenti sous l'effet de l'opposition d'une partie de l'administration et de grandes entreprises publiques, très influentes et réticentes à ces changements.
6. Le secteur électrique souffre de graves problèmes de gouvernance : le dispatching n'est pas réalisé selon des principes de préséance économique, conduisant à des pertes importantes de productible de ses capacités renouvelables (facteur d'utilisation deux fois plus faible qu'aux USA) dans un contexte de surcapacité globale des moyens de production.
7. Le train de réformes lancé en 2015 met également l'accent sur l'ouverture à la concurrence du marché de détail. L'objectif est une ouverture complète à 2020 ; aujourd'hui, seul ¼ de ce marché est ouvert dans des conditions peu transparentes pour les producteurs et commercialisateurs. Les doutes sont manifestes sur l'atteinte de l'objectif notamment en raison du faible bénéfice que les consommateurs pourraient en retirer tant que d'autres réformes de structure, telles que le dispatching économique, ne sont pas mises en œuvre.
8. Le coût de développement du renouvelable en Chine ne semble pas significativement inférieur à la moyenne mondiale malgré, a priori, un avantage coût des facteurs de

production ; cette situation peut traduire une inefficacité des mécanismes d'incitation (FIT) et une subvention déguisée des équipementiers chinois. Cette situation devrait toutefois prendre fin en 2020.

9. Si la Chine devient progressivement un terrain d'innovation technologique de premier plan, l'importance que prendra l'innovation dans le secteur énergétique (innovation technologique, de modèle d'affaires ou de market design) reste incertaine en raison du poids de l'administration et de très grandes entreprises publiques dans le secteur mais également en raison d'un certain pragmatisme économique qui ne conduit à déployer de nouvelles technologies que lorsqu'elles présentent un bénéfice économique avéré (bénéfice environnemental inclus), sans anticipation positive.

2) Synthèse détaillée

Le secteur énergétique chinois est avant tout marqué par le caractère planifié et administré de l'économie dans son ensemble, même si une ouverture vers le marché est amorcée depuis le plan de réformes de 2015

- En pratique, la recherche d'une plus grande efficacité économique via le marché (notamment par la mise en place de **signaux de prix**, comme, par exemple, via le déploiement à venir des principes de dispatching économique) se heurte à la crainte du pouvoir central de perdre le contrôle d'un secteur jugé stratégique pour de multiples raisons : les enjeux d'indépendance énergétique, les impacts environnementaux ou le maintien de leviers de pressions sur quelques très grandes entreprises du secteur ; ainsi, State Grid Corporation of China avec plus de 1 millions d'employés et une présence de ses cadres au comité central du Parti Communiste Chinois est parfois perçue comme un état dans l'état.
- Si la Chine a investi massivement dans le développement de capacités de production électrique renouvelable, leur facteur d'utilisation reste faible en raison d'un **taux d'écrêtage** important. Ainsi, la Chine dispose du premier parc renouvelable au monde ; il représente quasiment le double de la puissance installée des Etats-Unis mais sa production est comparable. Cet écrêtage est dû à une combinaison de facteurs techniques (déséquilibres production/consommation à la maille de certaines provinces du nord et de l'ouest du pays et insuffisance des capacités d'évacuation de cette énergie vers les lieux de consommation de l'est et du sud) mais également, voire principalement, de défauts de gouvernance : ainsi, le facteur d'utilisation des actifs de production est discuté au niveau de chaque province et un quota d'heures est alloué à chaque actif. Si à l'approche de la fin d'année, il apparaît que les quotas pourraient ne pas être utilisées, les TSO chinois (State Grid Corporation of China et China Southern Power Grid) vont appeler préférentiellement ces actifs pour respecter les quotas, même si de l'électricité à coût marginal nul est disponible¹. Pour expliquer ces dysfonctionnements, State Grid évoque également des questions de barrières tarifaires entre les provinces (certaines provinces ayant une politique de défense de ses producteurs locaux au charbon) et une insuffisante coordination dans le développement du réseau et de la production renouvelable. Selon State Grid, les pouvoirs publics pensent pouvoir éliminer ce problème au cours des deux prochaines années.
- Si l'état encourage l'entrée de capitaux privés dans l'économie, le secteur de l'énergie reste essentiellement concentré autour de **grandes sociétés publiques** (SOEs²) : les deux opérateurs de réseaux et 5 GenCo (les « big five » qui totalisent quasiment la moitié de la production nationale) ; la plupart des autres acteurs sont sous contrôle public à l'échelon national (6 en plus des 5 « big five », pour une production cumulée de l'ordre de 10% du total du marché), provincial (entre 10 et 20 producteurs pour 10% de part de marché également) et municipal ou en autoconsommation industrielle (des IPPs pour les 30% restant).
- Là encore, les politiques publiques semblent en butte à de **multiples conflits d'intérêt**. La Chine a adopté au tournant des années 2000 une première série de réformes de son système électrique avec, notamment, des mesures de désintégration verticale et de démantèlement de ce qui était alors une administration ; afin de créer des sociétés indépendantes : ont alors été

¹ Dans un contexte de surcapacité de production (cf infra), l'écrêtage touche toutes les filières de production ; ainsi, 5 tranches nucléaires ont tourné moins de 6000 heures l'an dernier

² State Owned Enterprise

créées 2 grands opérateurs de réseau et des GenCo d'envergure nationale. L'objectif était de gagner en efficacité et d'accompagner la croissance de la demande énergétique du pays. Cette première série de réformes a été poursuivie jusqu'en 2015. Toutefois, les politiques les plus récentes semblent témoigner d'une évolution en encourageant une reconsolidation³ sous le pilotage des pouvoirs publics, afin de bénéficier d'effets d'échelle et de créer des champions globaux, propres à accompagner la politique d'expansion économique internationale formalisée dans la Belt and Road Initiative ; l'initiative a déjà rapporté plus de 8 milliards de dollars de contrats à l'industrie photovoltaïque chinoise ; le secteur nucléaire est également un des exemples de cette ambition de conquête de marchés à l'international pour la variante chinoise de l'EPR (le Hualong) sur des marchés tels que la Pakistan ; cette ambition pourrait se traduire par la fusion des deux grands opérateurs nucléaires chinois. La rentabilité de ces champions reste en deçà des standards internationaux⁴ et l'effet d'échelle paraît discutable puisque Southern Grid, plus petit, est plus rentable que State Grid. A ce titre, les pouvoirs publics chinois semblent partagés sur les moyens à adopter pour concilier consolidation et constitution de champions et volonté de contrôler ces champions trop influents.

- Un **marché national de quotas carbone** a été mis en place en fin d'année 2017 ainsi que des marchés de l'électricité par province (en expérimentation depuis 2013). Cependant, ces instruments restent à date très embryonnaires. Ainsi, après une phase d'expérimentation à l'échelle de quelques provinces, le marché carbone a été déployé au plan national mais sur le seul secteur de la production d'électricité et le prix du CO2 qui ressort des échanges est faible (de l'ordre de 2 à 3 euros la tonne⁵). Par ailleurs, l'essentiel des volumes de production étant racheté par les TSO à un prix négocié censé couvrir les coûts, ce surcoût serait possiblement couvert. L'objectif du gouvernement chinois est avant tout, à ce stade, de déployer les outils appropriés et de s'assurer de leur bon fonctionnement, tout en témoignant du respect des engagements pris lors de la COP 21.
- Le **marché de gros de l'électricité** reste lui aussi limité dans son utilisation. Historiquement, un producteur voyait la totalité de sa production rachetée par le TSO (modèle de l'acheteur unique) à un prix censé couvrir ses coûts. Ces prix étaient discutés simultanément avec les quotas de production, sur la base de « benchmarks » de coûts par filière⁶. Un producteur peut désormais commercialiser directement avec un consommateur industriel dans un accord trilatéral (l'accord implique le TSO, le tarif d'utilisation du réseau étant public ; l'accord porte sur un volume annuel ; le TSO intègre les termes de l'accord dans la facture adressée au client). Il existe également des accords bilatéraux : les producteurs proposent des prix pour les volumes demandés par l'opérateur de réseau ; les mécanismes sont rudimentaires (pas d'enchère, un prix sec pour un volume annuel ; parfois une décomposition en 6 « volumes » horo-saisonniers et un prix par volume). Il existe 8 marchés au plan national, correspondant chacun à un système électrique. Le système est en expérimentation depuis 2013 et il était prévu qu'un seul marché national soit mis en place en 2017. Les contrats signés par les producteurs viennent en principe en sus des volumes des quotas ; cependant, chronologiquement, ces contrats étant signés avant la discussion annuelle des quotas qui a lieu en novembre, ces discussions prennent de facto en compte l'existence de ces contrats. Les prix de ces contrats traduisent en pratique une remise concédée par le producteur sur le tarif d'achat appliqué par le TSO. Ce marché de « transactions directes » représente aujourd'hui de l'ordre d'1/4 de la production totale avec de l'ordre de 35 producteurs actifs⁷. Des réflexions sont néanmoins en cours dans les provinces les plus avancées (Guangdong, Zhejiang) pour la mise en place d'un « pool obligatoire ». A l'inverse, il n'existe pas de marché pour les services systèmes et aucune incitation économique à la flexibilité côté production.

³ Ainsi la fusion à l'été 2017 de China Guodian Corp (l'un des big five) et de Shenhua Group Corp. (le leader chinois de la production de charbon), pour créer China Energy Investment Corp. – CHN, que nous avons rencontré – qui devient le premier électricien mondial en termes de capacité installée avec 225 GW

⁴ De l'ordre de 5% de ROCE contre un standard « privé » plus proche des 10%

⁵ Le volume global de quota a été établi sur la moyenne d'émission des 3 dernières années

⁶ Les producteurs « charbon » souffrent d'ailleurs aujourd'hui de prix d'achat faibles : les benchmarks de prix de l'électricité (dans la fourchette 200 à 400 RMB/MWh) sont censés s'ajuster sur les prix de marché du charbon ; toutefois, le rattrapage de l'augmentation des prix du charbon ces deux dernières années est insuffisant ; la tension sur le nombre d'heures de fonctionnement dans la situation actuelles de surcapacité crée dès lors une tension importante sur les marges des producteurs

⁷ Source NEA

- L'objectif affiché par le plan de réforme de 2015 (document « numéro 9 ») est un **marché aval entièrement ouvert à la concurrence en 2020** : l'emprise des deux opérateurs de réseau (qui cumulent les fonctions de TSO, DSO et commercialisateur) est telle que l'atteinte de cet objectif paraît douteuse aujourd'hui. Près de 10 000 nouveaux entrants sur le marché de la commercialisation d'électricité auraient été créés et nombreuses sont déjà les faillites enregistrées⁸. Cette évolution du modèle ne semble par ailleurs pas déterminante pour améliorer l'efficacité du système, tant qu'un dispatching économique n'est pas mis en place. De façon générale, le rythme de mise en œuvre des réformes du système électrique semble marquer le pas : plusieurs réformes de 2015 pourraient ne pas être mises en œuvre à 2020.
- Le **soutien au développement de l'électricité renouvelable** repose principalement en 2017 sur des tarifs d'achats règlementés⁹ (FIT ; des tarifs par zones et par filières ont été définis sur la base des coûts de développement¹⁰). Les niveaux de ces tarifs sont jugés globalement très incitatifs (cf infra). Le financement de ce mécanisme repose sur une taxe prélevée sur la facture des consommateurs ; celle-ci est relativement modeste puisqu'elle s'élève à 19 RMB/MWh¹¹. Le fonds de développement du renouvelable est toutefois très largement déficitaire : il accuse un retard de paiement aux opérateurs de près de 70 milliard de RMB. Un engagement de type « take-or-pay » est aujourd'hui en discussion pour pallier les problèmes d'écroulement. Il est prévu que le système de FIT soit progressivement abandonné (dès 2018) au profit de mécanismes « marché » tels que des appels d'offres et la mise en place de certificats verts¹². A l'inverse, l'usage de subventions est également abandonné au plan national, pour la production renouvelable comme dans les autres champs de transition énergétique (véhicules électriques par ex.) même si des subventions peuvent subsister à l'échelle provinciale ou municipale.
- Les deux grands opérateurs de réseaux sont mis en concurrence sur les « développements incrémentaux » de réseaux (de l'ordre d'une centaine de projets aujourd'hui en Chine). Toutefois, ceux-ci exercent une influence importante pour limiter ces évolutions ; les rentabilités attendues sont par ailleurs très faibles. Il est également prévu de mettre les opérateurs de réseau en tension via un changement de régulation : les tarifs seraient établis non pas sur la base d'une différence entre prix de détail et coûts de sourcing, mais sur la base d'une enveloppe de coûts autorisés.
- De façon générale, le système électrique chinois souffre d'un **manque chronique de transparence** ; il est l'objet d'affrontements importants entre administrations, pouvoir politique et SOE « poids lourd » sur : le poids du charbon par rapport aux filières décarbonées, l'introduction de mécanisme de marché ou le renforcement de l'administration centralisée du système, le démantèlement en acteurs plus petits – a priori plus réactifs et performants- et l'introduction de capitaux privés ou la consolidation de géants, champions nationaux adressant un marché international.
- De par sa **gouvernance déficiente**, le système énergétique chinois ne peut dès lors constituer un modèle pertinent pour l'Europe dont le modèle repose lui, structurellement, sur une rationalité économique guidée par des signaux de prix ressortant du marché.

La Chine a pris des mesures vigoureuses pour mettre en œuvre sa transition énergétique et respecter ses engagements internationaux ; elle est dorénavant championne du monde des énergies renouvelables, même si sa transition énergétique s'inscrit dans un jeu de contraintes complexes

- **L'engagement climatique et environnemental de la Chine** est indiscutable ; il n'est d'ailleurs pas nouveau. La rhétorique du Parti Communiste Chinois incluait dès 2012 la notion de « civilisation écologique ». Les résultats sont d'ores et déjà visibles : sur les 160 GW d'ajout de capacité en 2017, 50% étaient renouvelables dont 53 GW de solaire. Les objectifs de court

⁸ Les volumes accessibles sur le marché de gros sont très limités, les tarifs pratiqués ne permettent pas une rentabilité sur le marché de détail (le prix payé par les particuliers est subventionné : il est inférieur aux prix pour les clients industriels) et ces nouveaux acteurs ne disposent pas d'actifs de production

⁹ Des subventions aux niveaux province ou infra-provincial peuvent également exister mais les subventions à la maille nationale ont été supprimées en 2013

¹⁰ 4 « classes » pour l'éolien en fonction de la vitesse moyenne du vent et de sa vitesse maximale (ie maximum de la moyenne des vents sur 10 minutes) ; classe 1 : tarif de 400 RMB/kWh – classe 4 : tarif de 600 RMB/kWh

¹¹ Lors du lancement du mécanisme, le prix était de 1 RMB/kWh

¹² La personne morale « obligée » n'est toujours pas définie : ce pourrait être l'opérateur de transport ou chaque GenCo dans le cadre d'un RPS – Renewable Portfolio Standard

terme sont les suivants : la Chine a pour objectif d'atteindre son « pic d'émission CO₂ » avant 2030 ; son objectif est, en 2020, de 15% d'énergie non carbonée dans sa consommation primaire d'énergie (contre 12% en 2015) puis 20% en 2030 et un objectif plus indicatif de 50% en 2050 ; la Chine s'est également fixée pour objectif de réduire ses émissions de CO₂ par unité de PIB de 60 à 65% par rapport à 2005 en 2030.

- Le chemin restant à parcourir est toutefois long : en 2016, la production d'électricité à partir du charbon représentait près des 2/3 de la production totale (près de 4 000 TWh sur un peu plus de 6 000 TWh). Cette situation s'explique par les coûts faibles du charbon et l'existence de gisements importants en Chine (le pays dispose des premières réserves mondiales de charbon).
- **L'indépendance énergétique** est une préoccupation centrale de la politique énergétique chinoise ; le pays souhaite éviter d'être en situation de vulnérabilité vis-à-vis de pressions internationales portant sur son approvisionnement énergétique ; l'objectif qu'il s'est donné est un taux d'indépendance énergétique supérieur à 80%. A ce titre, une partie des velléités expansionnistes en mer de Chine pourrait être expliquée par la nouvelle maîtrise technologique de la Chine en matière d'off-shore profond et l'existence de gisements hydrocarbures au large des côtes de ses voisins frontaliers.
- Dans ses conditions, la première priorité de la Chine est de juguler la croissance de sa consommation (ie de **diminuer l'intensité énergétique** dans son PIB) afin de limiter l'accroissement de son parc charbon. L'objectif est d'atteindre une réduction de 15% de l'intensité énergétique par point de PIB d'ici à 2020. A ce titre, des progrès considérables ont été réalisés, notamment par la fermeture de sites industriels peu performants ; la Chine a également déployé de nouvelles normes de performance énergétique du bâtiment, mais les enjeux restent avant tout dans l'industrie qui consomme près des 3/4 de l'électricité produite (vs. moins de 15% pour le secteur résidentiel).
- Le résultat de ces efforts combinés à une planification mal maîtrisée des moyens de production (en particulier dans un pays qui utilise largement l'investissement public dans de grandes infrastructures comme un moyen de soutien à la croissance économique) est aujourd'hui une situation de **surcapacité de production** en Chine ; celle-ci se décline de façon différente selon les provinces : les provinces peu peuplées et industrialisées du nord et de l'ouest sont très largement déséquilibrées alors que les zones industrielles de l'est et du sud le sont moins. Ceci a conduit les pouvoirs publics à catégoriser les provinces selon le niveau de déséquilibre ; les zones rouges, dans lesquelles un moratoire sur toute nouvelle construction de centrale charbon s'impose ; les zones orange, dans lesquelles un projet peut être accepté sous certaines conditions ; les zones vertes, dans lesquelles de nouveaux investissements sont souhaités.
- La seconde priorité de la Chine est l'amélioration de **l'efficacité de son parc de production charbon** : les petites unités de production, peu efficaces, notamment celles en autoconsommation pour des industriels, ont été fermées ; l'objectif est de fermer¹³ les centrales les moins efficaces ou de les convertir aux meilleurs standards d'efficacité (ultra-low emission) ; ce standard devrait être rendu obligatoire à l'avenir par les pouvoirs publics. Pour des acteurs tels que CHN (l'une des 5 Genco), cette conversion sera effective dans deux ans (les 3/4 de sa flotte sont déjà aux nouveaux standards et en particulier toutes celles des provinces de l'est du pays). La capture et séquestration du carbone ne semblent en revanche pas envisagées à ce stade, principalement pour des raisons économiques (et donc de compétitivité par rapport aux autres solutions de limitation des émissions carbone)
- La troisième priorité est de **développer la production d'électricité de sources non-carbonées** :
 - l'hydraulique est la filière dominante avec près de 20% de la production ; des gisements existaient encore mais les enjeux de stress hydrique, de pollution et d'acceptabilité après les projets pharaoniques tels que le barrage des trois gorges pourraient peser sur son développement futur ; la production étant concentrée dans le sud est et la zone tibétaine, l'évacuation de l'énergie vers les zones de consommation est également un problème (comme l'a montré l'expérience du barrage des trois gorges)

¹³ Un programme incitatif à la fermeture a été déployé : il permet de troquer ses quotas « charbon » contre un nombre de quotas avantageux dans le cadre du développement de renouvelable

- le PV et l'éolien viennent ensuite ; ils représentent en 2017 respectivement 1,8% et 4,8% de la production et devraient atteindre 4,8% et 9,7% en 2030¹⁴. La Chine s'attend à ce que l'éolien soit à parité économique (« grid parity ») en 2020 et le PV en 2023-2025, soit un coût de production équivalent au charbon en 2024 ou 2025 pour l'éolien et entre 2027 et 2030 pour le PV
 - Les problématiques d'écrêtement, liés à des déséquilibres provinciaux, conduisent aujourd'hui les pouvoirs publics chinois à promouvoir l'autoconsommation pour des installations de taille industrielle ; les schémas prévoient des options de vente des excédents sur le réseau ; cette activité est largement investie par des acteurs privés (à l'exemple Engie avec des partenaires locaux). L'autoconsommation se révèle en effet plus efficace que la création de lignes de transport UHT AC ou DC entre les régions de production PV et éolien (nord et ouest du pays) et de consommation (est et sud), lignes extrêmement coûteuses, notamment lorsqu'on les ramène à des taux d'utilisation faible.
 - Le rythme de réduction du charbon est aussi dicté par la capacité d'adaptation des « big five » qui s'impliquent également progressivement dans les filières renouvelables.
- Le programme nucléaire est également extrêmement ambitieux : parc équivalent à celui de la France en 2020 avec la mise en service de 6 à 8 réacteurs par an ; équivalent à celui des USA en 2025 (120 réacteurs) et 50% du parc mondial en 2030 (200 tranches). Ce déploiement se traduirait par un passage de la part du nucléaire dans le mix de production chinois de 3% aujourd'hui à 10% en 2030, dans un contexte de croissance générale de la production. On relève que les présentations officielles opposent production fossile et production non-fossile et que, à ce titre, la filière nucléaire est clairement positionnée aux côtés des renouvelables. La question de la réalisation effective de cette ambition est cependant posée : aucune décision d'investissement n'a été prise depuis 2 ans ; depuis Fukushima, une opposition publique commence à se manifester et le pouvoir y est sensible (comme en témoigne l'abandon récent du site pressenti pour construire une usine de retraitement de combustible usé) ; enfin, la Chine connaît un stress hydrique de plus en plus problématique ; or la réalisation du programme nécessiterait la construction d'unité sur des rivières et non en bord de mer – très urbanisé, ce qui paraît problématique. On note par ailleurs que les prix d'achat du nucléaire 3^{ème} génération sont toujours en cours de négociation entre les opérateurs et les autorités (NRDC) : CNNC¹⁵ a communiqué le chiffre de 450 RMB/MWh lors de son introduction en bourse ; EDF évoque plutôt le chiffre de 570 RMB/MWh, ce qui place, en Chine également, le nucléaire au-dessus des coûts des filières renouvelables en termes de LCOE
- Pour ces raisons d'indépendance énergétique, la Chine témoigne d'une **position ambiguë vis-à-vis du gaz** : si elle reconnaît les mérites de cette énergie à la fois en termes d'émission de CO2 et de flexibilité, elle n'est toutefois pas prête à lui accorder une place prépondérante, notamment dans la production d'électricité. Le développement du gaz de schiste ne semble pas constituer une option, faute, selon CNPC, d'une technologie et d'un tissu industriels suffisants. Le développement du GNL est une réponse partielle aux enjeux de sécurité d'approvisionnement. La Chine ne dispose toutefois pas des infrastructures nécessaires pour un usage plus large du gaz (en particulier stockages souterrains – 3,5% de la consommation - mais également réseaux : il existe 150 stations de liquéfactions en Chine afin d'assurer une alimentation en GNL portée pour un volume de 10 Mt en 2017). Ceci pourrait handicaper l'atteinte des objectifs publics, de l'aveu même de CNPC¹⁶. A contrario, le gaz est très développé dans la mobilité¹⁷, en particulier sous sa forme GNL, même si la ville de Pékin se montre réservée et estime que la bascule vers une suprématie de la technologie électrique devrait arriver rapidement.

¹⁴ Source CHN Energy

¹⁵ China National Nuclear Corporation

¹⁶ 400 bcm en 2020 et 600 bcm en 2030 (objectifs plus réalistes selon CNPC : respectivement 300 et 500 bcm) par rapport à 230 bcm en 2017

¹⁷ Le NGV représente 26 bcm en 2016 (15 bcm pour le CNGV et 11 bcm pour le LNGV) – 5,4 millions de véhicules NGV, à 93,5% CNGV

- Pour ces mêmes raisons, les **besoins de flexibilités du système électrique** liés à l'intégration des renouvelables sont assurés par l'hydroélectricité¹⁸ en premier lieu mais également par la filière charbon auquel a été demandé des niveaux de flexibilité importants (modulation de 100% à 50% au minimum aujourd'hui avec une exigence qui pourrait passer à 20% à l'avenir). Le gaz n'est pas une solution de premier choix également en raison du déficit de stockage de gaz en Chine permettant aux TAC gaz de servir d'instruments de modulation.
- La réduction de la part du charbon ne répond pas seulement à l'enjeu climatique ; en Chine, il est aussi un enjeu de **pollution locale et de santé publique** auquel le pouvoir est tout aussi, sinon plus, sensible : l'environnement est l'un des seuls domaines dans lesquels une opposition publique est tolérée. Pékin a, dans cette perspective, une place particulière, en tant que capitale : les pouvoirs publics ont donc décidé d'actions radicales qui ont permis de réduire les émissions de 20% durant l'hiver 2017-2018. Toutes les centrales charbon (électricité et chaleur) à proximité de la ville ont été fermées. Une grande campagne d'éradication de l'utilisation du chauffage individuel au charbon a été lancée ; en une année, le réseau gaz a été développé jusque dans les zones rurales. Ce développement a d'ailleurs conduit à une crise au cours de l'hiver 2016-2017 puisque l'approvisionnement gaz a été interrompu faute de livraisons planifiées en quantité suffisante. Cette anecdote illustre d'ailleurs les deux facettes de la méthode chinoise : à la fois une redoutable efficacité dans l'exécution des décisions mais également des erreurs dramatiques de planification qui ne manquent pas de se produire et qui sont découvertes trop tard.
- A ce titre, les **transferts d'usages** (véhicule électrique, développement du chauffage électrique-pompes à chaleur...) sont moins dictés par des considérations climatiques (le taux moyen de CO₂ dans l'électricité est de l'ordre de 630 g/kWh¹⁹) que par des considérations d'émissions locales de polluants (SO_x, NO_x et particules).
 - Ainsi, concernant la mobilité, Pékin a à la fois adopté des mesures de restriction d'usage (mise en place d'une loterie pour avoir le droit d'acquérir un véhicule, limitation de la circulation à 4 jours sur 5 jours ouvrés sur la base du dernier chiffre de la plaque d'immatriculation - 2 chiffres sur 10 sont interdits de circulation chaque jour ouvré) et d'incitation au véhicule électrique (probabilité de tirage au sort de la loterie augmentée, pas de restriction de circulation)
- Si la Chine prévoit d'atteindre un pic d'émission carbone d'ici à 2030, se pose toutefois la question de **l'ampleur de la réduction des émissions CO₂ à long terme** et ce en raison de l'inertie du système électrique chinois²⁰ : le moratoire sur la construction de centrales charbon n'étant pas strict, d'autres centrales seront construites. Pour une espérance de vie de 40 ans, la plupart des centrales construites au cours des 10 dernières années et celles qui seront construites dans les années qui viennent seront toujours disponibles en 2050 (l'âge moyen du parc est de 13 ans contre 38 ans aux USA). Une fois l'investissement réalisé, avec une demande faiblement croissante, la concurrence entre production charbon et production renouvelable se fera sur les bases du coût marginal pour le premier ce qui laissera peu de place pour des investissements dans le renouvelable venant substituer les centrales déjà construites²¹. Par ailleurs, on relève que la question de la place du charbon en Chine est très loin d'être consensuelle et fait l'objet d'un vif débat.
- Enfin, en Chine, comme en Californie ou en Europe, la définition d'une politique énergétique répond à des considérations d'ordre plus général. Ainsi, le charbon en Chine est aussi synonyme d'emplois (plusieurs centaines de milliers dans le secteur minier) – réduire la part du charbon conduit à des destructions d'emplois, qui sont problématiques. Le personnel de certaines unités charbon arrêtées continuerait ainsi à être rémunéré pour limiter les problèmes sociaux. De même, le déploiement du PV distribué est associé à des politiques de nature sociale : il permet de constituer un complément de rémunération pour des couches sociales

¹⁸ Les TSO possèdent et opèrent eux-mêmes un certain nombre d'unité de pointe et notamment des STEP. Ces unités de pointe sont la limite de la désintégration verticale des années 2000

¹⁹ Avec un objectif de 550 gCO₂/MWh en 2020 qui ne devrait probablement pas être atteint selon la NDRC CC, avec un taux qui devrait être plus proche de 570 g. La moyenne d'émission pour le parc charbon serait de 870 gCO₂/MWh selon CEC

²⁰ En 2030, le charbon devrait continuer à représenter de l'ordre de 40% de la capacité installée et de l'ordre de 50% de la production d'électricité selon CHN Energy

²¹ L'objectif de réduction de coûts du PV est, en 2020, que le coût de construction soit égal au coût de production charbon (y compris transport)

rurales défavorisées. Enfin, les tarifs de l'électricité pour les particuliers sont plus faibles que ceux pratiqués pour les entreprises (y compris les électro-intensifs)

- Nous avons également relevé que les **prix de la production renouvelable** en Chine étaient comparables à ceux de la France, loin derrière les meilleurs niveaux mondiaux, alors même que la Chine dispose de gisements importants et de facteurs de coûts de production a priori plus bas²². Une des hypothèses formulées serait que les prix constitueraient des subventions déguisées à l'industrie des équipementiers chinois ; ces subventions vont de facto disparaître avec l'atteinte d'une parité charbon et la disparition du FiT.

Si la Chine devient progressivement un terrain d'innovation technologique de premier plan, l'importance que prendra l'innovation dans le secteur énergétique (innovation technologique, de modèle d'affaires ou de market design) reste incertaine

- L'innovation de rupture est tangible dans les rues de Pékin : Pékin est devenu une cash-less city avec une généralisation complète du paiement mobile ; Pékin a été un berceau du développement des concepts de vélos en free-floating. Les champions chinois des nouvelles technologies, les BAT (Baidu, Ali Baba et Tencent) sont présents dans la vie courante de tous.
- Le déploiement de l'innovation dans le secteur énergétique vient pourtant se heurter à la très forte implication bureaucratique de l'administration. Si nos échanges avec l'incubateur Plug'n'Play²³ ou la visite des sociétés BJEV et Goldwind ont tendu à démontrer que l'innovation était bien une réalité en Chine, le panorama dressé par l'administration et les entreprises contrôlées par l'état était assez dépourvu d'innovation de rupture.
 - Il y a peu à apprendre en Chine sur l'innovation de business model dans le secteur de l'énergie : le manque d'ancrage marché, sur des signaux de prix, du secteur énergétique ne permet pas de voir apparaître des business models qui seraient pertinents en Europe
 - Même si de très nombreux démonstrateurs sont évoqués au gré de nos réunions, leurs objectifs, positionnements et résultats semblent incertains.
 - Interrogés sur les smart grids, nos interlocuteurs répondent essentiellement technologies de lignes à très haute tension et à courant continu et interconnecteurs, trigénération (chaleur, froid, électricité) et autoconsommation ; si les « smart meters » semblent très largement répandus (quasiment la totalité du parc), la différenciation tarifaire « time-of-use » ou « peak-pricing » ne semblent pas répandue sur le marché résidentiel²⁴
 - Le concept d'« energy internet » est évoqué par plusieurs de nos interlocuteurs sans que ses contours ne soient très clairement définis
 - De même, les concepts de Demand Response ne semblent que peu déployés, par manque de signal prix permettant de rémunérer la flexibilité²⁵
 - Un domaine qui suscite l'engouement est celui des « smart cities » ; Engie est très investi sur ce sujet ; il existe près de 300 pilot cities en Chine ; toutefois, dans le détail, les villes sont perdues sur ce concept et cherchent un appui pour aller au-delà de l'affichage et de la communication
 - Concernant les microgrids, Engie dénombre 28 pilotes nationaux en 2017, ce qui paraît peu à l'échelle du pays
- Les difficultés d'intégration des renouvelables étant avant tout liées à la gouvernance, la question des solutions technologiques de flexibilité vient dans un second temps. Les sources de flexibilité envisagées sont avant tout l'hydroélectricité, la modulation de la production

²² D'après CHN Energy, le coût de production moyen de l'éolien en Chine en 2017 est de USD 71/MWh (USD 67/MWh au niveau mondial) ; celui du PV est de USD 76 /MWh (USD 86/MWh au niveau mondial)

²³ PnP décrit un écosystème proche de celui de la Californie et nous fait part d'une conviction d'une innovation plus dynamique encore que la référence américaine. Un marché de l'innovation en « surchauffe » avec énormément de capitaux à investir ; les sujets dans l'énergie sont principalement autour de la blockchain, du stockage, de l'efficacité énergétique, des renouvelables, de l'IOT, du véhicule électrique et autonome, de l'expérience client. PnP est toutefois en phase exploratoire sur le secteur de l'énergie

²⁴ Inversement, il existe une différenciation tarifaire significative sur le marché industriel : le prix de l'électricité à la pointe estivale est 4 fois supérieur à celui des heures creuses

²⁵ Même si des accords d'interruptibilité existeraient avec des industriels pour l'équivalent de 3 à 4% de la demande de pointe selon la NDRC ERI

charbon et les interconnexions ; des solutions de flexibilité à base de stockage électrochimiques ne sont pas envisagées²⁶ car jugées non compétitives, même si les coûts unitaires doivent baisser radicalement (pas de programme de subvention du stockage à l'échelle nationale mais il peut en exister dans le cadre de démonstrateurs à l'échelle locale).

- Un domaine dans lequel l'innovation est plus manifeste est l'**électro-mobilité** : près de 800 000 véhicules électriques ont été vendus en 2017 (sur 29 millions de vente, soit 3% de part de marché à comparer à 2% en France avec 40 000 ventes annuelles) dans le cadre de politiques publiques combinant subventions et quotas ; plus de 21 000 stations de recharges ont été déployées, principalement à Pékin (de l'ordre d'1/4 du marché), Shanghai et dans le Guangdong²⁷. A Pékin, seuls les deux-roues électriques sont désormais autorisés. Les objectifs de déploiement du VE sont considérables : 5 millions de VE en circulation en 2020 et à 2030, une puissance cumulée des batteries des véhicules qui pourrait représenter l'équivalent de 50 barrages des trois gorges. L'utilisation de ces batteries en interaction avec le système électrique semble toutefois peu envisagée aujourd'hui en dehors de la charge intelligente.
 - Il n'existe pas de plan formel pour le véhicule autonome : la ville de Pékin précise qu'elle définira un plan en regard des objectifs nationaux lorsqu'ils seront publiés ; elle souligne toutefois que la promotion récente du véhicule autonome par le président de Baidu qui s'est rendu à un meeting officiel à bord d'un prototype, a marqué les esprits et pourrait accélérer les choses
- Concernant le **gaz de synthèse**, la méthanisation pour injection n'est pas une priorité ; il existe néanmoins un niveau de production important de biogaz pour des usages thermiques locaux en zone rurale (de l'ordre de 16 bcm en 2017 qui pourraient atteindre 20 bcm en 2020) mais le coût de l'épuration (et le gisement de biomasse) handicape la filière aux yeux des pouvoirs publics. L'hydrogène est évoqué dans plusieurs réunions mais ne semble être l'objet que de démonstrateurs à ce stade, sans intention réelle d'industrialisation de la filière.
- De façon générale, les changements que connaissent les systèmes énergétiques en Chine sont radicaux et rapides mais sont avant tout dictés par un certain **pragmatisme économique** : il n'y a que peu de place laissée aux spéculations ou anticipations technologiques de moyen terme, dont la rentabilité économique ne serait pas avérée aujourd'hui (stockage électrochimique, CCS). Sont considérées les technologies disponibles aujourd'hui : elles sont alors déployées de façon massive (production PV et éolienne, ligne UHT, ligne DC...) voire excessive en raison d'erreurs de planification (cf. écrêtage de production) ; dans ce cas, l'administration chinoise n'envisagera pas de construire plus de lignes de transport qui ne seraient pas rentables.

²⁶ La Chine dispose de l'ordre de 30 GW de capacité de stockage constitué à 99% de STEP ; on dénombre 390 MW de stockage électrochimique

²⁷ A Shenzhen, 70% des taxis sont électriques

II. Liste des acteurs rencontrés

Catégorie	Entité / personne	Description
Entreprises françaises en Chine	 EDF China  Engie	
Entités nationales (régulateurs et centres de recherche)	 NDRC ERI  NEA  NDRC NCSC  EPPEI	Centre de recherche national dans le secteur de l'énergie Régulateur chinois Centre de recherche et de coopération internationale sur le changement climatique Entreprise de conseil dans le secteur de l'énergie en Chine
Producteur	 CHN Energy	Principale utility chinoise, plus grande <i>utility</i> du monde
Acteurs O&G	 CNPC	3 ^{ème} compagnie pétrolière au monde
Gestionnaires de réseau	 SG ERI	Centre de recherche de SGCC gestionnaire du réseau électrique chinois
Groupement d'entreprises	 CEC	CEC est en charge des statistiques énergétiques en Chine sous la supervision du "bureau of statistics"
Renouvelable	 Goldwin	Fabricant de turbines éoliennes
Mobilité électrique	 BAIC BJEV	Premier constructeur de véhicules électriques en Chine
Acteurs locaux	 Beijing	Entité de la municipalité de Beijing supervisant la politique énergétique
Think-tanks	 CGGT	China going global : <i>think tank</i> destiné à aider les entreprises à l'international
Incubateur de start-up	 PLUG AND PLAY	Incubateur privé de start-ups
Universitaires	Pr. Sufang Zhang	Professeur d'économie spécialisée dans les politiques d'énergies renouvelables