



La transition énergétique en Asie du Sud

Table des matières

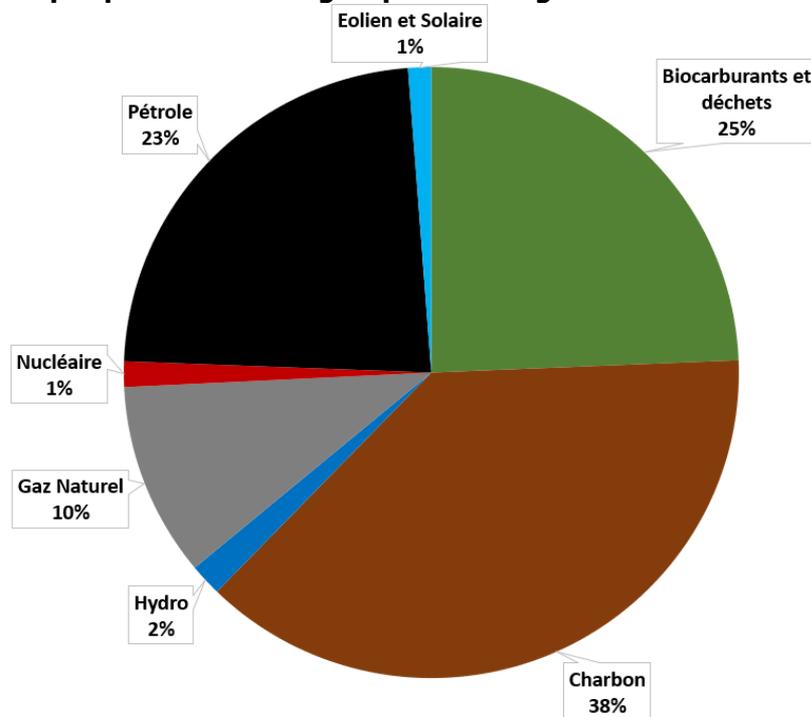
La transition énergétique de la région Asie du Sud, un enjeu structurant pour l'atteinte des objectifs de l'Accord de Paris.....	2
La prépondérance des énergies carbonées dans le mix régional.....	2
La demande énergétique régionale augmente fortement.	4
Les stratégies de transition énergétique des pays d'Asie du Sud reposent fortement sur les nouvelles capacités d'énergies renouvelables mais peu sur la décarbonation des capacités installées.....	5
Des stratégies qui reposent sur le développement des énergies renouvelables, avec un fort déploiement de capacités solaires réussi en Inde.	5
La sortie du charbon est la grande absente des stratégies de décarbonation de pays qui en sont fortement dépendants.	7
Des stratégies qui explorent des solutions techniques innovantes.....	8
De fortes pressions sur le réseau électrique, qui doit fortement se développer et se moderniser.	9
La transition énergétique des pays d'Asie du Sud fait face à de multiples contraintes et freins	11
La transition énergétique est freinée par les contraintes de financement.....	11
Afin d'attirer les investissements sur leur transition énergétique, certains pays développent des premières initiatives en matière de finance climat.	15
La transition énergétique, un enjeu de souveraineté.....	16
Les freins opérationnels au développement des projets	17
<i>Annexe 1 : Mix énergétique des pays de la région d'Asie du Sud en 2020.....</i>	<i>19</i>
<i>Annexe 2 : Mix électrique des pays de la région d'Asie du Sud.....</i>	<i>20</i>
<i>Annexe 3 : Engagements climatiques et CDN des pays d'Asie du Sud.....</i>	<i>21</i>
<i>Annexe 4 : Synthèse des accords bilatéraux d'achat d'électricité transfrontalier et des organisations régionales travaillant à renforcer la coopération énergétique.....</i>	<i>22</i>

La transition énergétique de la région Asie du Sud, un enjeu structurant pour l'atteinte des objectifs de l'Accord de Paris.

La prépondérance des énergies carbonées dans le mix régional

A l'échelle de la région de l'Asie du Sud¹, le mix énergétique est majoritairement carboné (cf. graphique 1). En 2020, le mix énergétique est dominé par le charbon à 38% suivi des biocarburants et déchets et du pétrole (25% et 23% respectivement). Les sources non-fossiles représentent moins de 30 % du mix énergétique, une part néanmoins plus élevée que dans le mix énergétique mondial (moins de 15 % en 2019). Cependant, les mix énergétiques sont très hétérogènes entre pays de la région (cf. annexe 1). Du fait de son poids structurant dans la région, le mix énergétique de l'Inde est proche de celui de la région Asie du Sud, avec une part du charbon qui s'élève à 44 %. Le Bangladesh repose pour sa part majoritairement sur le gaz naturel (59%), tandis que le pétrole est la première source d'énergie au Sri Lanka (43 %). Les biocarburants et déchets occupent une part importante du mix énergétique en Asie du Sud (une part deux fois et demi plus élevée qu'au niveau mondial), en particulier au Népal (69 %) et dans une moindre mesure au Pakistan et au Sri Lanka (35 % et 36 % respectivement).

Graphique 1 : Mix énergétique de la région Asie du Sud en 2020



Source : Agence Internationale de l'Energie

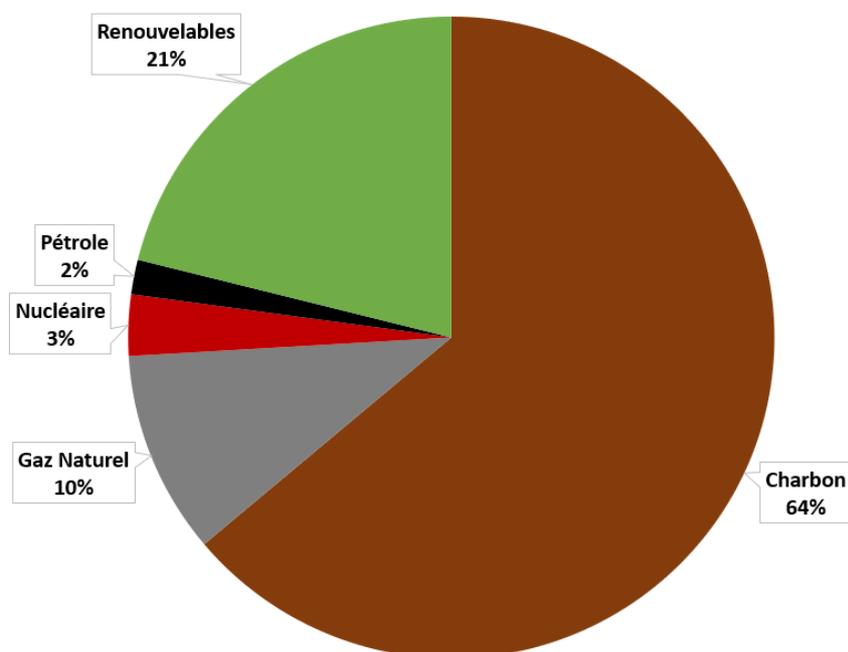
Note : Le mix énergétique est calculé à partir de l'approvisionnement en énergie primaire qui est égal à la production corrigée des variations de stocks auxquels sont ajoutés les importations et soustraits les exportations et la consommation du transport maritime et aérien international.

¹ Nous retenons pour cette étude 5 pays dans la région Asie du Sud : Inde, Pakistan, Bangladesh, Népal, et Sri Lanka.

Pour ce qui concerne le mix électrique régional², le charbon est largement la source la plus importante à hauteur de 64 % en 2020 (20 % pour le mix électrique mondial), loin devant les renouvelables qui représentent 21 %. Au total, les sources bas-carbone (incluant le nucléaire) représentent 24 % du mix électrique, contre plus de 47 % au niveau mondial.

L'analyse par pays révèle une hétérogénéité notable des mix électriques. En Inde, le charbon représente 72 % de la génération électrique et les renouvelables n'y contribuent qu'à hauteur de 21%. Le mix électrique du Bangladesh reste très carboné et repose très largement sur le gaz naturel (84 %) suivi du pétrole à 12%. Le Pakistan, lui aussi dépend d'un mix électrique carboné avec 33% de gaz naturel, 19% de charbon mais la part des renouvelables y est plus significative puisqu'elle représente 29% du mix. Le Sri Lanka a fait le choix de répondre à ses besoins électriques avec trois sources énergétiques uniquement. Contenant 37% de charbon et 28% de pétrole, le mix électrique du pays est aussi carboné que celui de ses voisins, néanmoins la part des renouvelables y atteint 35%. Le pays dont le mix électrique se démarque nettement de ses voisins est le Népal avec une génération électrique issue exclusivement de sources renouvelables où l'hydroélectrique occupe une part prépondérante à 99%.

Graphique 2 : Mix électrique de la région Asie du Sud en 2020



Source : Agence Internationale de l'Energie

Note : Sont considérés comme renouvelables, l'hydro, le solaire, l'éolien et les biocarburants.

² Le mix électrique correspond au volume total d'électricité générée par les centrales électriques et de cogénération exprimé en TWh. C'est-à-dire qu'il y a eu 1130,5 TWh issus des centrales thermiques au charbon, soit 64% du volume total d'électricité produite en 2020 dans la région d'Asie du Sud.

L'Asie du Sud ne représente que 6% de la production mondiale d'électricité en 2020 mais 54% de l'électricité produite dans le monde à partir du charbon et plus de 15 % à partir du pétrole proviennent de la région. De manière générale, 24% de la production mondiale d'électricité à partir d'énergies fossiles provient de la région. Cette spécificité résulte du poids relatif de l'Inde dans l'approvisionnement en énergie primaire, la consommation finale d'énergie et la production d'électricité. En 2020, le pays représente 83% de l'approvisionnement en énergie primaire de l'Asie du Sud et 79% de la production d'électricité. La part de l'Inde s'élève à 95% de la demande régionale de charbon³ et à 85% pour la demande de pétrole, alors que la région est à l'origine de 10% de la demande de charbon et 5% de la demande de pétrole mondiales⁴. À l'échelle mondiale, l'Inde est le troisième pays consommateur d'énergie et le deuxième importateur de combustibles fossiles au monde.

La demande énergétique régionale augmente fortement.

Alors que l'Asie du Sud représente déjà un poids non négligeable dans la demande énergétique mondiale, **la forte hausse attendue au cours des vingt prochaines années devrait renforcer encore le poids de la région dans le paysage énergétique mondial.**

Selon l'AIE, la demande énergétique de l'Inde⁵ devrait augmenter de 35% d'ici 2030 par rapport à 2019 et la demande d'électricité devrait connaître une croissance de 55% d'ici 2030 et près de 150% d'ici 2040.

Les facteurs d'augmentation de la demande sont multiples : pays le plus peuplé du monde dont le taux de croissance démographique annuel reste proche de 1 %, l'Inde connaît une croissance encore plus marquée de la population urbaine, plus énergivore, qui est amenée à passer de 481 millions d'urbains en 2021 à 814 millions en 2050 (environ 1,8 % en taux de croissance annuel). Par ailleurs, la croissance socio-économique participe également à l'augmentation de la demande énergétique tant en raison de l'amélioration du niveau de vie, l'introduction de véhicules électriques, la transition numérique et le développement d'une industrie déjà très consommatrice d'énergie.

C'est dans ce contexte que la décarbonation de la troisième économie la plus émettrice de gaz à effet de serre (GES) et implicitement de la région Asie du Sud, constitue un enjeu capital pour l'atteinte des objectifs de l'accord de Paris. A titre d'exemple, l'accroissement des émissions de CO₂ en Inde d'ici 2040 serait équivalent à la diminution des émissions de l'Europe au cours de la même période.

³ La demande renvoie ici à l'approvisionnement en énergie primaire.

⁴ Les cinq pays de la région Asie du Sud représente près de 9 % du PIB mondial en PPA en 2021 (données Banque mondiale).

⁵ Du fait du poids de l'Inde dans la région, on fait l'hypothèse qu'on peut se restreindre à l'évolution de la demande énergétique de l'Inde pour conclure sur la tendance au niveau régional.

Les stratégies de transition énergétique des pays d'Asie du Sud reposent fortement sur les nouvelles capacités d'énergies renouvelables mais peu sur la décarbonation des capacités installées.

Les pays d'Asie du Sud ont ratifié l'Accord de Paris sur le climat. Ils se sont engagés à réduire leurs émissions de GES dans le but de limiter à 2°C le réchauffement planétaire au cours du siècle présent, tout en poursuivant l'action menée pour atteindre la limite de 1,5°C. Pour y parvenir, chaque pays fixe sa contribution déterminée au niveau national (CDN) qui doit être mise à jour tous les cinq ans. C'est un plan d'action climatique à travers lequel les pays communiquent sur leurs objectifs de réduction d'émissions de GES et de renforcement de leur résilience face aux bouleversements climatiques.

Les pays de la région ont tous déposé leur CDN à la Convention-Cadre des Nations Unies sur le Changement Climatique (CCNUCC). La transition énergétique est au cœur de leur stratégie, tous ayant adopté une approche similaire, donnant la priorité à l'augmentation des capacités renouvelables plutôt qu'à la réduction des capacités carbonées dans le mix électrique (voir tableau en annexe 3). Ils se concentrent donc plus sur une stratégie d'évitement des nouvelles émissions de carbone et s'engagent dans une moindre mesure sur la réduction des émissions des secteurs intensifs en émissions de GES que sont l'industrie, les transports et les bâtiments.

Des stratégies qui reposent sur le développement des énergies renouvelables, avec un fort déploiement de capacités solaires réussi en Inde.

L'Inde est l'un des leaders mondiaux en termes de déploiement de capacités renouvelables, en particulier solaires. La capacité installée en énergies renouvelables (solaire, éolien, petite hydroélectricité et biomasse) est passée de 57 GW en avril 2017 à près de 126 GW en avril 2023 soit +121% en 6 ans, alors que la capacité de production électrique totale a crû de 27 % environ sur la même période. Le pays a su créer un cadre favorable au développement des énergies renouvelables, en particulier dans le photovoltaïque avec un dispositif performant d'enchères négatives et de contrats d'achat à long terme, attirant ainsi sur son marché les plus grands acteurs mondiaux. La pandémie a provoqué un coup d'arrêt assez net des mises en service de nouvelles capacités, avec seulement 5 GW installés en 2020. Le rebond observé en 2021 et 2022 (15 GW par an en moyenne) ne sera pas suffisant pour atteindre l'objectif de 500 GW de capacités non-fossiles installées d'ici 2030, qui supposerait une croissance de plus de 40 GW par an. Par ailleurs, l'instabilité et l'imprévisibilité réglementaires (introduction de droits de douanes sur les composants importés en 2021, modification unilatérale des contrats), les difficultés administratives et les tarifs très bas remettent progressivement en cause la viabilité des projets, dans le contexte de remontée des taux d'intérêt et de réduction de la liquidité.

Le Sri Lanka et le Bangladesh se sont également donnés des objectifs ambitieux dans le photovoltaïque. Dans sa CDN, le Sri Lanka envisage d'ajouter 4GW de capacités d'ici 2030 afin d'augmenter la part des renouvelables dans son mix électrique. Le Pakistan ambitionne d'atteindre 60 % de capacités renouvelables dans son mix électrique d'ici 2030 contre 23 % aujourd'hui. Le Premier ministre Shabaz Sharif a annoncé en septembre 2022 un programme visant à augmenter la génération

électrique reliée au réseau par le développement de petites centrales solaires. L'objectif fixé de cet agenda reste vague toutefois (8000 MW, 10 000 MW ou 20 000 MW).

La topographie de la région offre un potentiel majeur en matière d'hydroélectricité (plus de 200 GW seraient économiquement viables⁶).

Le Népal et le Bhoutan ont placé le développement de la filière au cœur de leur transition énergétique. En 2020, la production électrique du Népal provient exclusivement de cette source (2,2 GW de capacités installées). Pendant la saison des pluies, une partie du surplus d'électricité produite au Népal est vendue à l'Inde tandis que le Népal est en déficit de production d'électricité en hiver et doit en importer depuis l'Inde. Des projets de grande ampleur sont en cours de construction ou de préparation. Leur viabilité économique dépendra de la capacité à sécuriser l'évacuation d'une part importante de cette production excédentaire d'électricité vers l'Inde et le Bangladesh, notamment en parvenant à un accord tarifaire acceptable pour le transport de l'électricité népalaise vers le Bangladesh et l'Inde par le réseau indien.

La construction de barrages à réservoir est une priorité pour le gouvernement népalais, qui souhaite privilégier les sources d'énergies non-intermittentes, afin de mieux pouvoir contrôler l'offre électrique y compris pendant la période sèche. Les pouvoirs publics y voient également le moyen de mieux gérer la ressource en eau, affectée par le dérèglement climatique, qui intensifie et raccourcit les moussons et provoque la fonte des glaciers himalayens. Dès lors, la construction de barrages à réservoirs est un instrument de contrôle des variations du débit des fleuves et de régulation des crues. L'hydroélectricité s'inscrit également dans la stratégie du Népal comme un moyen de réduire sa dépendance aux hydrocarbures importés d'Inde et atteindre la neutralité carbone à horizon 2045.

L'Inde est le 6^{ème} producteur d'hydroélectricité mondial, qui représente 11% de son mix électrique. Elle exploite 210 barrages hydroélectriques de plus de 25MW pour une capacité totale installée de 51,8 GW. Grâce à la topographie montagneuse du nord du pays, la filière hydroélectrique peut tabler sur un potentiel économique viable de 85 GW, potentiel exploité à un peu plus de 60 %. L'hydroélectricité fait partie intégrante de la stratégie de transition énergétique de l'Inde comme une source bas-carbone qui présente l'avantage d'être pilotable, caractéristique particulièrement intéressante au regard du développement massif des capacités renouvelables intermittentes. C'est pourquoi le ministère de l'électricité (MoP) envisage de développer des capacités de production nouvelles. Quelques grands ouvrages hydroélectriques sont envisagés mais la priorité est mise avant tout sur le développement des stations de stockage-pompage (STEPS). Ces capacités pilotables permettent de répondre aux enjeux de stabilité du réseau et aux pics de demande d'électricité.

Selon les dernières projections de la *Central Electricity Authority* (CEA), chargée de formuler les plans de développement du secteur électrique, près de 20 GW de STEPs seraient nécessaires d'ici 2030 (contre un peu moins de 5 GW installés aujourd'hui) pour stabiliser le réseau. Pour accélérer leur développement, le MoP a annoncé la mise en place de mesures d'incitation fiscale, une simplification des procédures d'autorisation environnementale ou encore la mise à disposition de terrains à des

⁶ Estimations pour le Bangladesh, Inde, Népal et Pakistan reprises de l'étude A. Hussain et al., « Hydropower development in the Hindu Kush Himalayan region: Issues, policies and opportunities, *Renewable and Sustainable Energy Review* 107, mars 2019. Source pour les données sur le Bhoutan : [lien](#).

conditions préférentielles. Par ailleurs, l'hydroélectricité pourra être pris en compte dans l'atteinte des cibles de stockage d'électricité.

L'éolien a connu un développement moins rapide dans la région. L'Inde s'était donnée pour objectif de déployer 60 GW de capacités éoliennes d'ici décembre 2022, objectif qui n'a pas été atteint, avec une capacité installée de 42 GW seulement. Cette contre-performance s'explique par la complexité accrue de la mise en œuvre des projets éoliens et l'inadaptation du schéma contractuel identique à celui des projets solaires aux projets éoliens, alors que ces derniers doivent obtenir un avis de non objection du ministère indien de la défense.

Les premiers appels d'offres pour le développement de l'offshore devraient être lancés courant 2023 pour une capacité totale de 5 GW. L'objectif est d'atteindre 37 GW de puissance installée d'ici 2030. Le potentiel de l'éolien offshore au large des 7600 km de côtes indiennes est évalué à 195 GW par la Banque Mondiale, le Tamil Nadu et le Gujarat représentant 36% de ce potentiel.

Enfin trois pays de la région partagent la volonté d'intégrer le nucléaire à leur stratégie de transition énergétique. Avec 22 réacteurs opérationnels, pour une puissance cumulée de 6,8 GW en 2022, l'Inde dispose déjà d'un parc installé qu'elle souhaite augmenter. Le pays envisage de tripler ses capacités installées à horizon 2032. Cet objectif qui figure dans la stratégie de long terme de l'Inde pour atteindre la neutralité carbone à horizon 2070 (publiée en décembre 2022 à l'issue de la COP27) correspond à la somme des capacités existantes et de celles des projets en cours (avec la Russie) ou validés (avec la France). Par ailleurs, le pays s'intéresse fortement au développement d'une filière de SMR (réacteurs modulaires de petite et moyenne puissance).

Le Bangladesh construit sa première centrale nucléaire, deux unités (2x1200 MW) à Roopur, avec la Russie, qui devraient être mises en service en 2025. Le plan stratégique national prévoit quatre unités supplémentaires, de capacité identique.

Les autorités srilankaises étudient la possibilité d'un développement de capacités nucléaires pour parvenir à la neutralité carbone en 2050. Avec l'assistance de l'AIEA, une étude de préfaisabilité a été réalisée, permettant de planifier un programme qui doit être soumis au gouvernement en 2023. L'interconnexion des réseaux électriques avec l'Inde pourrait faciliter l'intégration d'une centrale nucléaire de grande puissance.

La sortie du charbon est la grande absente des stratégies de décarbonation de pays qui en sont fortement dépendants.

Malgré des efforts non-négligeables pour verdir les mix électriques, **le charbon demeure la source énergétique prépondérante dans la région, en particulier en Inde.** Les principaux consommateurs de charbon de la région, le Pakistan et l'Inde, qui sont par ailleurs également producteurs et importateurs, ont refusé de prendre le moindre engagement sur la sortie du charbon à la COP26, en raison du poids de la filière dans leur économie, des intérêts économiques et des enjeux sociaux qui s'y attachent, et de la nécessité de préserver l'avantage comparatif que constitue cette ressource pour maintenir la dynamique de croissance.

La stratégie de décarbonation du Pakistan reste contrainte par un contexte économique et financier très dégradé et des marges de manœuvre budgétaires très limitées. Les autorités

pakistanaïses cherchent avant tout à réduire les importations de matières premières énergétiques qui contribuent au déséquilibre de la balance courante. Certes le Pakistan s'est engagé à établir un moratoire sur les nouveaux projets de centrale utilisant du charbon importé à partir de 2020. Mais en 2023, il a annoncé le quadruplement de la production de charbon domestique pour alimenter les centrales électriques existantes. Aucune sortie définitive du charbon n'est à ce jour envisagée tandis que le pays se concentre sur la gazéification et la liquéfaction du charbon domestique, qui émettent plus de CO₂ que les centrales à charbon classiques.

Les autorités indiennes refusent de s'engager sur la sortie du charbon et jusqu'à présent aucune décision n'a été prise sur la réduction de son emprise. Au contraire, en dépit de la décision gouvernementale de fermer les mines et centrales qui ne sont pas économiquement viables, plusieurs études suggèrent une augmentation des capacités de production d'électricité à partir de charbon pour répondre à la demande domestique croissante. L'AIE estime ainsi que la demande indienne de charbon devrait continuer à croître au rythme moyen de 1,3 % par an, pour atteindre 540 Mtoe en 2040 contre 410 en 2019, avant de décroître progressivement. Dans son nouveau rapport « Optimal generation capacity mix for 2029-30 », la *Central Electricity Authority* (CEA) donne une vision révisée du mix électrique de l'Inde en 2030 et suggère que 16 GW de charbon seraient ajoutés en 2030, en plus des 27 GW déjà en cours de développement.

Tout au plus, un projet de loi sur les directives nationales de la planification énergétique, présenté en mai 2023, évoque-t-il le désengagement de l'Etat de la construction de nouvelles capacités au charbon, ce qui ne devrait pas changer fondamentalement la donne, le secteur étant largement investi par les grands groupes privés proches du pouvoir (Adani, Vedanta, Jindal, etc.).

Le Bangladesh, dont le mix électrique repose en grande partie sur le gaz naturel (84 %), a envoyé un signal clair en annulant dix projets de nouvelles centrales thermiques au charbon. La sortie du charbon se fera progressivement néanmoins, notamment en raison de l'exploitation de trois centrales de 3 GW et de la construction de six autres censées entrer en service en 2024 pour une capacité cumulée de 7 GW.

Des stratégies qui explorent des solutions techniques innovantes.

Quatre pays de la zone s'intéressent à l'hydrogène vert comme un vecteur de décarbonation de leur mix et pour réduire la dépendance aux fossiles dans les secteurs les plus énergivores.

L'Inde a adopté une stratégie de développement d'une filière de l'hydrogène vert, à laquelle sont assignés des objectifs ambitieux pour 2030. Le développement d'une filière sur l'hydrogène vert se trouve au croisement de deux enjeux stratégiques pour le pays, à savoir son indépendance énergétique et son développement industriel, l'hydrogène décarboné présentant un fort potentiel dans le pays compte tenu des faibles coûts de production des énergies renouvelables (photovoltaïque et éolien). Mais l'Inde souhaite également devenir un exportateur majeur d'hydrogène vert, et l'ordre des priorités privilégie la seconde.

Le gouvernement a publié début 2023 les principales mesures adoptées dans la *National Green Hydrogen Mission* qui sera dotée d'un budget de 2,2 Mds EUR. Pour l'essentiel, ces mesures sont d'ordre fiscal et budgétaire, avec un objectif de production de 5 Mt/an d'hydrogène vert d'ici 2030, ce qui

impliquerait une hausse des capacités de production d'énergies renouvelables de 125 GW. L'atteinte de ces objectifs pourrait être difficile, le cadre réglementaire n'autorisant pas aujourd'hui la production et le transport de l'hydrogène à grande échelle. Par ailleurs, l'enjeu de la certification du contenu bas-carbone de l'hydrogène « vert » doit être traité, l'Inde ne disposant aujourd'hui d'aucun référentiel normatif adapté, ce qui pourrait soulever des difficultés à l'exportation vers les économies développées (mécanisme d'ajustement carbone aux frontières européen par exemple).

Le Sri Lanka envisage le développement de l'hydrogène sur le long-terme en raison du fort potentiel de l'éolien et du solaire du pays. Toutefois, la stratégie hydrogène du pays est encore au stade embryonnaire. **Il en est de même pour les Maldives**, où certaines communautés insulaires sont isolées ; la stratégie de décarbonation repose sur l'hybridation des systèmes de production en combinant les unités de production existantes avec de nouvelles capacités d'énergies renouvelables et de stockage. L'hydrogène vert est ainsi envisagé, parmi d'autres, comme un moyen de stockage, même si à ce stade aucun projet n'est défini.

Le Bangladesh souhaite également s'engager dans la production d'hydrogène vert ; une politique dédiée est en cours d'élaboration. Le centre de recherche public Bangladesh Council of Scientific and Industrial Research a d'ores et déjà mis au point une unité de production d'hydrogène à partir d'eau et de biomasse.

La capture, l'utilisation et le stockage du carbone (CCUS) sont également explorés. Tel que défini par l'AIE, les CCUS sont un groupe de technologies qui permettent de capturer le carbone (CO₂) depuis des sites industriels sources d'émissions. Le CO₂ capturé est ensuite acheminé vers des sites de stockages permanents, le plus souvent des formations géologiques stables. Le CO₂ capturé peut être utilisé dans la production de produits chimiques et autres composants carbonés.

En Asie du Sud, seule l'Inde prévoit de soutenir le développement de cette filière. Le think tank gouvernemental NITI Aayog a publié un rapport sur le sujet en 2022 et considère que ces technologies peuvent permettre à l'industrie indienne de se développer de manière bas-carbone tout en utilisant les ressources riches du pays en charbon et en réduisant par la même occasion les importations de combustibles fossiles. Là encore, l'Inde souhaite tenir compte des enjeux de développement industriel et d'autonomie énergétique (« *Atmanirbhar Bharat* », Inde auto-suffisante en hindi). Le think tank recommande ainsi de soutenir le développement de ces technologies via des subventions et des incitations fiscales afin qu'elles puissent devenir compétitives. Actuellement quinze projets (démonstrateurs, études de faisabilité, programmes de recherche) sont en cours de réalisation dans les secteurs de la production d'énergie, la métallurgie, la pétrochimie, la cimenterie.

De fortes pressions sur le réseau électrique, qui doit fortement se développer et se moderniser. Outre le développement de nouvelles capacités de production d'énergies renouvelables, la mise à niveau des infrastructures de transport et de distribution électrique est indispensable pour absorber l'augmentation de la demande mais aussi pour lisser et stabiliser les réseaux qui doivent intégrer une part croissante d'énergie intermittente.

Les réseaux indiens de transport et de distribution vont devoir se développer massivement. La croissance de la consommation d'électricité et le développement de la production intermittente provoquent des tensions fortes sur le réseau, alors que l'Inde connaît encore des délestages fréquents. Pour accompagner cette croissance, le gouvernement a lancé un programme « *Green Energy Corridor* » qui vise à développer le réseau de transport d'électricité entre les états fédérés les plus dotés en ressources renouvelables (Tamil Nadu, Rajasthan, Karnataka, Andhra Pradesh, Maharashtra, Gujarat, Himachal Pradesh et Madhya Pradesh). La première phase du projet, financée à 80 % par le gouvernement fédéral et 20 % par les états fédérés, vise la construction de 9 700 circuit- km de lignes pour transporter 24 GW d'électricité renouvelable. Une deuxième phase approuvée en janvier 2022 pour la construction de 10 750 circuit-km, permettra de transporter 20 GW supplémentaires d'ici 2025-26, pour un investissement total de 1,5 Md EUR.

Au Népal, le renforcement du réseau électrique porte prioritairement sur la construction de lignes nouvelles sur l'axe Est-Ouest du pays. L'extension du réseau électrique a été très rapide et, même si une part importante de la population népalaise a aujourd'hui accès à l'électricité, celle-ci n'est pas forcément de bonne qualité, avec de très nombreuses coupures. Le développement de l'hydroélectricité supposera la construction de lignes de transmission transfrontalières pour écouler l'électricité produite vers l'Inde et le Bangladesh.

Au Pakistan, le retard pris dans la connexion au réseau d'une part importante de la production électrique installée, estimée à 13 000 MW, pèse sur l'efficacité du système électrique et provoque de fréquentes périodes de délestage (cf. infra).

La transition énergétique des pays d'Asie du Sud fait face à de multiples contraintes et freins

La transition énergétique est freinée par les contraintes de financement.

Alors que quatre pays de la région font face à de très fortes tensions sur leurs finances publiques (Bangladesh, Népal, Pakistan et Sri Lanka), **les capacités de la région à attirer des investissements privés dans le secteur de l'énergie restent limitées.**

En Inde, l'AIE et la Banque Mondiale estiment à 800 Mds USD les besoins en investissements cumulés pour atteindre les objectifs de 2030 dans les énergies renouvelables, besoins que les ressources publiques ne parviendront pas à couvrir. Au cours de la décennie, l'Inde est parvenue à attirer les investissements privés dans le secteur des énergies renouvelables, en particulier pour le développement de grandes centrales solaires (cf. supra). Cependant, la situation financière dégradée des distributeurs d'électricité (*discoms*) par lesquels est injectée dans le réseau l'électricité produite par les opérateurs privés, fait peser une menace structurelle sur l'ensemble du système, qui se répercute d'abord sur les producteurs d'électricité qui voient les retards de paiement s'accumuler (en mars 2023, l'arriéré de paiement aux producteurs d'électricité s'élevait à 10 Mds EUR) et les raccordements au réseau retardés par les discoms, avec peu de moyens pour obtenir gain de cause (cf. infra). Cet environnement décourage les investissements nouveaux, notamment ceux provenant d'acteurs privés étrangers.

Au Sri Lanka, les insuffisances du marché des capitaux et des banques, les faiblesses du cadre réglementaire et de l'environnement des affaires et l'incohérence des politiques publiques découragent les financements privés. La situation des entreprises publiques a par ailleurs largement découragé l'investissement privé dans le secteur des énergies renouvelables. La principale entreprise au Sri Lanka dans le domaine de la production, de la transmission et de la distribution d'électricité, *Ceylon Electricity Board*, présente un endettement massif et des arriérés de paiement importants vis-à-vis des producteurs d'électricité indépendants. Depuis le lancement des premiers partenariats publics-privés (PPP) dans les années 1990, certaines entreprises ont développé des unités de production indépendantes sur financement privé, mais elles restent de taille réduite, les unités de taille plus importante étant souvent financées par des bailleurs bi ou multilatéraux. Par exemple, le groupe sri lankais LOLC s'est associé avec la société d'investissement dubaïote Faber Capital et un consortium de trois banques locales (DFCC, Commercial Bank, HNB) pour développer une centrale solaire de 12 MW.

Un obstacle majeur aux investissements privés est la difficulté à identifier et à solvabiliser une demande robuste. Au Népal, la viabilité du développement massif de nouvelles capacités de production hydroélectrique prévu (7 GW d'ici 2032 contre 1,4 GW en 2021) repose sur une demande identifiée et solvabilisée, qu'elle soit interne au Népal ou provenant de pays voisins comme l'Inde ou le Bangladesh. Même si la demande interne a fortement augmenté au cours des dernières années (10% à 15% par an), le levier de croissance principal repose sur la demande des pays voisins, en particulier l'Inde et le Bangladesh.

Les autorités népalaises et les bailleurs internationaux (Banque Mondiale) ont financé des infrastructures de transport permettant d'exporter d'électricité vers l'Inde. Une première ligne de 400

kV entre Muzaffarpur (Inde) et Dhalkebar (Népal), est entrée en service en 2020, une seconde est en construction entre Butwal à Gorakhpur et trois autres sont en projet.

La révision en cours de l'Electricity Act népalais devrait permettre aux producteurs privés de vendre directement l'électricité aux discoms indiennes. Par ailleurs, la forte saisonnalité de la production hydroélectrique au Népal rend indispensables les échanges d'électricité entre le Népal et l'Inde. C'est pour cela que l'Inde et le Népal ont conclu en juin 2023 un accord de long terme pour l'importation de 10 GW au cours de la prochaine décennie.

En Inde et au Pakistan la mauvaise santé financière des sociétés publiques de distribution de l'électricité pénalise l'investissement privé dans la génération d'énergies renouvelables.

Au Pakistan, les principaux défis du secteur concernent désormais l'état du réseau de transmission et de distribution ainsi que son équilibre financier. Le déficit d'investissement dans les réseaux de transmission a conduit à une situation de saturation qui dégrade la fiabilité et la qualité du service électrique dont les conséquences sont multidimensionnelles. Le Pakistan fait face à une dette circulaire provenant de la différence entre le coût de production et le prix de vente de l'électricité. Cette dette entrave la capacité d'investissement car elle grève le budget de l'Etat et constitue un risque substantiel pour le secteur privé. La valeur de cette dette circulaire s'élèverait à 7,4 Mds EUR (2 300 milliards de PKR) soit 3,4 % du PIB pour l'exercice 2022. Cette situation pénalise les capacités d'investissement de la *National Transmission & Dispatch Company (NTDC)* qui ne parvient plus à maintenir le réseau opérationnel dans l'ensemble du pays. C'est pourquoi, une partie significative de la capacité électrique installée (13000 MW) n'est pas raccordée au réseau électrique. Si toutes les fermes éoliennes et solaires installées étaient raccordées au réseau, la contribution des énergies intermittentes représenterait jusqu'à 6,2% du mix énergétique en 2022.

En Inde, la distribution électrique est assurée par les discoms, le plus souvent publiques, parfois privées dotées d'une délégation de service public. Les discoms doivent acquérir l'électricité injectée sur leur réseau par les producteurs privés au moyen d'un tarif fixé dans les contrats de long terme (25 ans). Leurs tarifs de vente d'électricité aux usagers sont en revanche fixés par la puissance publique (les états fédérés) et validés par le régulateur local (SERC). Ces tarifs varient selon les catégories de clients et sont très largement subventionnés pour certains (les agriculteurs et les particuliers). Par ailleurs, les agriculteurs disposent pour certains usages (irrigation) de tarifs au forfait avec un coût marginal nul, ce qui n'incite pas à la modération des consommations : en 2020 près de 20% de l'électricité consommée en Inde l'était par le secteur agricole et principalement par l'irrigation.

Enfin, le prix de l'électricité est utilisé à des fins électorales par les gouvernements locaux et ne reflète que marginalement les réels coûts d'exploitation du réseau, alors même que les pertes sur le réseau électrique atteignent 16,5 % en moyenne en 2021-22⁷. Enfin, la non-facturation, les faibles taux de recouvrement pèsent également sur les recettes des discoms.

Dès lors, entre des charges imposées et des recettes contraintes, les discoms se trouvent dans une situation financière extrêmement dégradée, cinq ans après la mise en œuvre d'un plan d'assainissement de leur santé financière qui s'est traduit par une recapitalisation massive. En 2022, la dette de l'ensemble du secteur de la distribution s'élevait à 70 Mds EUR, malgré un soutien financier de 14 Mds EUR apporté par le gouvernement indien durant la crise du Covid, à l'été 2020.

⁷ Les pertes sur le réseau électrique ont fortement diminué en 2021-22 par rapport à l'année fiscale précédente (20%) mais restent plus de deux fois supérieur à la moyenne mondiale.

Afin de pallier ces contraintes financières, les pays de la région font appel au soutien des bailleurs de fonds pour financer leurs investissements dans les énergies renouvelables.

Le Bangladesh a été nommé en juin 2020 président du Climate Vulnerable Forum (48 pays particulièrement vulnérables au changement climatique) et du groupe des ministres des finances du V20 (Vulnerable 20). A ce titre, le Bangladesh porte la revendication de la création du fonds « *pertes et dommages* » pour ce groupe de pays. Le Bangladesh a pris la tête du groupe de pays (avec le Népal et le Sénégal) qui ont formé en mars 2023 une coalition pour la mise en œuvre de ce fonds. L'insuffisance des infrastructures du Bangladesh dans les trois secteurs clé (énergie, transports, logement) et des ressources financières du pays, conduisent les bailleurs bilatéraux et multilatéraux à jouer un rôle déterminant dans le financement - 44% en 2022 – des dépenses d'investissement du pays. Les trois secteurs concentrent 55% des financements (dont 16 % pour l'énergie) des bailleurs multilatéraux qui ont fortement contribué à généraliser l'accès des ménages à l'électricité (80 % en 2022) et la modernisation des réseaux de transmission et de distribution d'électricité. Les principaux bailleurs contribuant à la transition énergétique du pays sont principalement la Banque mondiale (encours de 18 Mds USD), suivie de la Banque asiatique de Développement (encours de 13 Mds USD).

Dans la situation post-catastrophe des inondations de l'été 2022, le Pakistan s'évertue avant tout à obtenir des « réparations climatiques », de la communauté internationale. Il considère que le pays est très fortement impacté par le changement climatique, alors qu'il ne contribue annuellement qu'à moins d'1% des émissions de gaz à effet de serre au niveau mondial (pour 0,35 % du PIB). Selon l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA), le Pakistan aurait reçu 9,4 Mds USD d'investissements pour accompagner sa transition énergétique entre 2010 et 2020, la Chine étant le premier contributeur avec 4,2 Mds USD dont 3,7 Mds USD pour l'hydroélectricité, le reste pour des projets éoliens.

Depuis 2016, l'U.S. *International Development Finance Corporation (IDFC)* a émis plusieurs garanties vertes au bénéfice de projets éoliens dans la province du Sind, 95 MUSD pour le seul projet Sapphir Wind Power d'une capacité de production de 50 MW. L'*Export-Import Bank of Korea (KEXIM)* a également procédé à une émission obligataire pour le financement de centrales hydroélectriques au fil de l'eau dans le nord du pays (400 MUSD pour le projet Patrind Hydro d'une capacité de 150 MW), tout comme la branche londonienne de l'*Industrial and Commercial Bank of China (ICBC)* pour la construction de fermes solaires et éoliennes en 2018.

L'aide internationale est également essentielle pour le Sri Lanka et les Maldives. Pour atteindre son objectif de réduction des émissions de CO₂ de 14,5% en 2030, le pays devra tabler sur une aide internationale en financement, transferts de technologies et renforcement des capacités pour les deux-tiers de l'objectif. Lors de la COP 27, le Sri Lanka a fortement soutenu la mise en place effective d'un fonds international « *pertes et dommages* » dont il pourrait bénéficier. Il a par ailleurs inclus dans sa CDN des mesures pour améliorer l'appréciation des pertes et dommages dus aux aléas climatiques (passés et futurs). Les Maldives sont alignées sur cette position.

L'Inde se positionne comme le porte-parole des pays moins développés (Sud global) en insistant sur la nécessité d'augmenter les flux financiers et de trouver des instruments financiers innovants permettant de financer la transition énergétique des pays en développement et émergents.

En particulier, l'Inde met l'accent sur les transferts de technologies, jugés essentiels à la réussite de la transition énergétique des pays du sud. Pour autant, l'Inde a fortement bénéficié au cours de la décennie de l'intervention directe des bailleurs multilatéraux dans le financement de ses infrastructures énergétiques. Au cours de la décennie 2012-2022, le pays s'est vu octroyer 7,2 Mds USD en moyenne par an, soit la moitié de l'effort budgétaire consacré par l'Etat fédéral aux infrastructures, hors transferts et rétrocessions aux Etats fédérés et municipalités.

A l'instar des partenariats conclus avec l'Afrique du Sud et l'Indonésie, le G7 a proposé en 2022 à l'Inde de conclure un partenariat pour la transition juste (« *Just Energy Transition Partnership* »). Le JETP proposé comprenait une première phase se concentrant sur le développement des énergies renouvelables, le renforcement du réseau électrique, le stockage d'électricité, l'efficacité énergétique et l'hydrogène vert, et la « transition juste » des mines de charbon, puis une seconde phase élargissant le spectre des secteurs soutenus pour leur décarbonation, notamment l'industrie et les transports. Le JETP devait recevoir l'appui financier des bailleurs de fonds multilatéraux (Banque mondiale notamment) et des pays membres du G7.

L'Inde a refusé d'entrer dans cette logique contractuelle, et ce pour plusieurs raisons : sur le plan politique, elle a peu apprécié d'être traitée par le G7 sur le même pied que des pays en développement tels que le Sénégal ou même l'Afrique du sud ; elle a vu dans le JETP une atteinte à sa souveraineté énergétique, la sortie du charbon étant inscrite en perspective de l'accord ; enfin, elle a déploré que les pays du G7, dans le même temps qu'ils proposaient ce cadre contractuel, mettaient en place des mécanismes perçus comme protectionnistes par l'Inde (Inflation Reduction Act/IRA aux États-Unis, MACF dans l'Union Européenne).

Finalement, alors que les négociations avec le G7 sont au point mort, la Banque Mondiale a présenté à son conseil d'administration fin juin 2023, un programme d'accompagnement (assorti d'un prêt budgétaire de 1,5 Md USD) pour la mise en œuvre des principales orientations définies dans le JETP. L'objectif du programme est d'accélérer le développement des énergies bas-carbone en Inde et se concentre sur trois composantes structurantes : promouvoir le développement de la filière de l'hydrogène vert, soutenir l'accélération du déploiement des énergies renouvelables, et renforcer le cadre de la finance climat à travers un marché carbone pour encourager les investissements dans les énergies renouvelables.

En parallèle de l'aide internationale multilatérale, la Chine intervient massivement en financement de projets dans les pays de la région - à l'exception de l'Inde. Au Bangladesh, 90% des financements chinois portent sur les énergies renouvelables. Au Sri Lanka, la Banque commerciale et Industrielle de Chine finance à hauteur de 85% soit près de 82 M USD, la centrale hydroélectrique au fil de l'eau de Broadlands d'une capacité de 85MW.

Au Pakistan, la présence de la Chine est encore plus marquée. Entre 2015 et 2021, plus de 17 GW ont été mis en service sur financements chinois, soit une augmentation de 60% du parc de production. Ce développement rapide s'explique en partie par l'initiative de la Chine des nouvelles routes de la soie,

initialement estimé à 46 Mds USD d'investissements tous secteurs confondus, qui finance la construction d'environ 13 GW de capacité additionnelle dont deux tiers sont des centrales fossiles.

L'Inde se positionne également au Sri Lanka comme un partenaire bilatéral important.

L'assistance de l'Inde au Sri Lanka s'inscrit dans le cadre de sa politique de « *neighbourhood first* » et sa vision de la « *Security and Growth for All* » (SAGAR). Sur le plan énergétique, cette bienveillance s'est traduite par la signature de plusieurs accords de coopération dans l'énergie, portant notamment sur la création d'une coentreprise entre NTPC Limited (Inde) et le Ceylon Electricity Board (CEB) pour développer une centrale solaire de 100 MW à Sampur, pour mettre en place deux projets d'énergie renouvelable dans le nord du Sri Lanka.

Afin d'attirer les investissements sur leur transition énergétique, certains pays développent des premières initiatives en matière de finance climat.

L'Inde se présente comme l'un des plus grands émetteurs d'obligations vertes des pays émergents, derrière la Chine. Plus de 90 % des produits de ces levées seraient consacrés aux énergies renouvelables, le solde allant aux transports à faible émission de carbone. Ce marché obligataire privé aurait un encours de 25 Mds USD. Pour autant, le marché de la finance climat n'en est qu'à ses prémises, la Banque centrale n'ayant pas encore publié de taxonomie réellement contraignante, mais seulement des lignes directrices incitatives.

Par ailleurs, l'Inde a émis le 1er février 2023, ses deux premières obligations souveraines vertes pour un montant de 1 Md USD. L'objectif affiché de cette émission souveraine est de contribuer à l'atteinte des objectifs climatiques de l'Inde, en fléchant le produit de ces levées vers le financement de projets de transports propres, d'adaptation au dérèglement climatique, à la gestion de l'eau et des déchets, à la lutte contre la pollution, et en faveur de la biodiversité.

L'Inde multiplie les annonces sur la création d'un marché carbone national, qui approfondirait un mécanisme de marché déjà existant sur l'efficacité énergétique. Les contours du dispositif devraient être précisés courant 2023. La crainte des industriels indiens d'être pénalisés par le mécanisme d'ajustement carbone aux frontières européen (MACF) contribue à accélérer ces efforts pour mettre en place un véritable marché carbone.

Depuis l'adoption de l'*Energy Conservation Bill* en décembre 2022, le gouvernement fédéral se prépare à mettre en place un marché d'échange de crédits carbone. L'objectif est de créer un marché carbone national qui renforcerait le mécanisme en vigueur pour l'efficacité énergétique. Les secteurs concernés devront réduire leurs émissions conformément aux engagements climatiques indiens pris au niveau international (CDN). Les entreprises qui dépasseront leurs objectifs de réduction d'émissions recevront des crédits carbone à échanger sur le marché. Le système pourrait être opérationnel d'ici 2026 et couvrir 37 % des émissions du pays. Il sera géré par le *Bureau of Energy Efficiency*, déjà chargé du dispositif sur l'efficacité énergétique, tandis qu'un comité co-présidé par les ministères de l'énergie et de l'environnement supervisera sa mise en place et son fonctionnement. Parallèlement, le gouvernement envisage de mettre en place un système de crédits verts pour récompenser les activités bénéfiques pour l'environnement mises en œuvre par les citoyens comme les entreprises, crédits qui pourront également être échangés sur un marché virtuel mis en place par l'*Indian Council of Forestry Research and Education*.

Au Bangladesh, le cadre législatif sur la finance verte est particulièrement développé, avec les premières directives publiées par la banque centrale dès 2011. Depuis 2016, les banques et institutions financières doivent atteindre la cible de 5% de projets verts financés. Afin d'harmoniser les pratiques, la Bangladesh Bank a mis au point en 2017 un cahier des charges détaillé pour définir le caractère vert d'un projet. Par ailleurs, le pays a été l'un des premiers à créer un fonds pour financer à la fois l'adaptation et l'atténuation du changement climatique. Le *Climate Change Trust Act, 2010* a établi le BCCTF, fonds dédié au financement de projets d'adaptation au changement climatique alimenté par le budget du Bangladesh et rattaché au ministère de l'environnement. A ce jour, près de 400 M EUR ont financé 800 projets portés par l'État ou des ONGs. La plus grande partie de projets concernent des infrastructures.

Le Bangladesh a joué un rôle moteur dans le *Sustainable Banking Network* de la Société Financière Internationale.

Néanmoins, le pays est particulièrement en retard pour la mise en place des obligations vertes, notamment à cause de son marché obligataire peu dynamique (6% du PIB contre 16% en Inde) et la concurrence avec des produits peu risqués et rémunérateurs (tels que les *National Savings Certificates*).

La transition énergétique, un enjeu de souveraineté

Les enjeux de souveraineté énergétique sont au cœur des stratégies de transition énergétique des pays de la région. L'Inde est très fortement dépendante des importations d'hydrocarbures pour répondre à sa demande (85% pour le pétrole et 54% pour le gaz). Une transition énergétique basée sur un fort développement des capacités renouvelables et une électrification massive de certains secteurs permettrait à l'Inde de réduire cette dépendance. Par ailleurs, le charbon qui est central dans le mix électrique de l'Inde et qui le restera pour les décennies à venir est pour le moment à près de 70 % issue de l'industrie minière domestique.

Le solde de la demande est satisfait par les importations, en provenance d'Indonésie (44% des volumes importés en 2019), d'Australie (22%) et d'Afrique du Sud (18%). Ce charbon importé, de meilleure qualité, alimente principalement le secteur industriel, notamment la métallurgie et la cimenterie. La hausse de la demande de charbon sera satisfaite de manière croissante par les importations, qui devraient représenter 240 millions de tonnes en 2050, contre 156 Mt en 2020. A cet égard, en avril 2022, l'Inde a signé un accord de libre-échange avec l'Australie portant essentiellement sur la suppression sans délai des taxes et droits de douane sur l'importation de charbon. Par ailleurs, le pays aurait initié début juin des négociations avec la Russie, l'Indonésie, l'Australie et l'Afrique du Sud pour augmenter ses importations à prix réduit.

Attaché au charbon et avant tout sensible à sa balance des paiements, le Pakistan cherche avant tout à trouver des alternatives à l'importation de matières premières énergétiques qui contribuent au déséquilibre de son compte courant. La situation financière du pays et sa volonté de réduire son déficit commercial conduisent le pays à privilégier des sources énergétiques moins coûteuses pour ses importations. Le gouvernement a ainsi privilégié le fonctionnement de ses centrales charbon plutôt que ses centrales à turbine à gaz reposant sur du GNL importé au cours des dernières années (en 2021/2022 31,4% contre 19,7% en 2020/2021).

Dans la filière renouvelable la question de la souveraineté est plus complexe car elle dépend principalement de la provenance des technologies utilisées. En Inde, la plus grande part des développeurs de projets solaires privilégient les produits importés (chinois, malaisiens et taiwanais) à moindre coût et de meilleure qualité. Les modules importés représentent 85 % des panneaux installés en Inde, parmi lesquels 80 % proviennent de Chine. L'Inde ne dispose d'aucune capacité de production aujourd'hui de wafer de silicium, et est donc très dépendante des importations depuis la Chine qui détient 94 % des capacités mondiales de production. L'Inde a donc lancé une politique ambitieuse pour développer des capacités locales de production, en cohérence avec les politiques *Make In India* et *Aatmanirbhar Bharat*, dans un contexte de tensions croissantes avec la Chine. Cette politique s'appuie d'un côté sur des mesures de protection du marché (barrières tarifaires et non-tarifaires), liste indicative de producteurs qualifiés, et de l'autre côté sur un soutien public à la production locale grâce à un programme d'incitations financières (*Production-Linked Incentive*).

En mars 2023, l'Etat a attribué à onze entreprises indienne des aides pour mettre en place une capacité de production de panneaux photovoltaïques de haute performance de 39,6 GW dans le cadre de la seconde phase de ce PLI. Le budget total s'élève à 1,56 Mds EUR. En cumulant les 8,7 GW de capacité de production qui ont été attribuées en décembre 2022 lors de la première phase, ce PLI totalisera une capacité de production de panneaux solaires de 48,3 GW en 2026. Le soutien budgétaire cumulé de l'Etat associé à ce PLI est de 2,06 Mds EUR.

Le Pakistan est également dépendant des importations de modules photovoltaïques pour ses installations solaires. En raison de cette dépendance et de la situation économique interne, à court terme, les ambitions de décarbonation via l'augmentation de la production d'énergie solaire pourraient être entravées par l'incapacité à importer des panneaux solaires (malgré des importations résiduelles de panneaux solaires passant en contrebande).

Les freins opérationnels au développement des projets

Le dernier obstacle majeur entravant le développement des projets de transition énergétique est d'ordre administratif et opérationnel. Ces freins sont de nature différente selon les pays de la région.

Pour l'archipel des Maldives, les facteurs contribuant à réduire le développement de tels projets sont le manque d'espace, la faible qualité de l'environnement d'affaires, la dispersion, les droits de propriété limités, le manque d'un cadre défini pour les PPP, l'isolement des îles et une économie insulaire limitant les effets d'échelle.

Compte tenu de sa situation foncière, le gouvernement du Bangladesh restreint fortement l'installation de fermes solaires sur les terres agricoles (75 % du pays d'après la Banque Mondiale). De nombreux projets sont aux mieux retardés, aux pires annulés, butant notamment sur l'acquisition des terrains. De plus, l'entité publique chargée des énergies renouvelables, manque d'un mandat clair et de moyens humains et financiers tandis que le gouvernement finance massivement le recours aux énergies fossiles avec des subventions publiques généreuses (gaz, électricité).

En Inde, la capacité à mobiliser davantage de capitaux privés dépendra avant tout du renforcement du cadre réglementaire de l'investissement et de la prise en compte de facteurs transversaux, notamment ceux liés à la conjoncture économique (en particulier le risque de change) et aux risques politiques, les investisseurs soulignant des problèmes croissants de "*sécurité juridique des contrats*". Les entreprises

mettent également en avant la lourdeur et la lenteur des procédures administratives pour l'obtention des permis de construire, la rigidité de la réglementation du travail, les difficultés liées à l'acquisition des emprises foncières et le niveau relativement faible des liquidités disponibles à long terme et à taux fixe.

La prise en considération des enjeux environnementaux et sociaux, en particulier dans l'hydroélectricité constitue un obstacle à la réalisation effective des projets en Inde et au Népal, où l'intervention des bailleurs internationaux, aux standards environnementaux et sociaux élevés, achoppe sur une prise en compte aléatoire des enjeux environnementaux et sociaux, notamment au stade de la consultation des communautés locales.

La transition énergétique de la région Asie du Sud est un enjeu structurant pour l'atteinte des objectifs de l'Accord de Paris, le poids de cette région dans la demande énergétique mondiale étant amenée à augmenter fortement. Le développement massif de capacités renouvelables, notamment en Inde, est un succès avec néanmoins des enjeux en matière d'intégration sur le réseau électrique et de souveraineté industrielle. Par ailleurs, la sortie du charbon, en particulier en Inde, sera primordiale pour atteindre les objectifs de neutralité carbone à long terme.

Au niveau régional, la coopération sur le marché de l'électricité est à ce stade un levier sous-exploité pour répondre aux enjeux de la transition énergétique. La coopération régionale est essentiellement limitée à des lignes de transmission bilatérales et quelques initiatives multilatérales existent (cf. annexe 4). Le développement d'un système d'échange au niveau régional se justifie par un potentiel d'énergies renouvelables inégalement réparti. Cette stratégie de coordination régionale doit reposer à la fois sur le développement d'infrastructures d'interconnexions mais également sur le développement d'un marché régional pour l'échange d'électricité.

La direction générale du Trésor est présente dans plus de 100 pays à travers ses Services économiques.
Pour en savoir plus sur ses missions et ses implantations : www.tresor.economie.gouv.fr/tresor-international



Responsable de la publication : Service économique de New Delhi
2/50-E, Shantipath, Chanakyapuri, New Delhi, Delhi
110021, INDIA

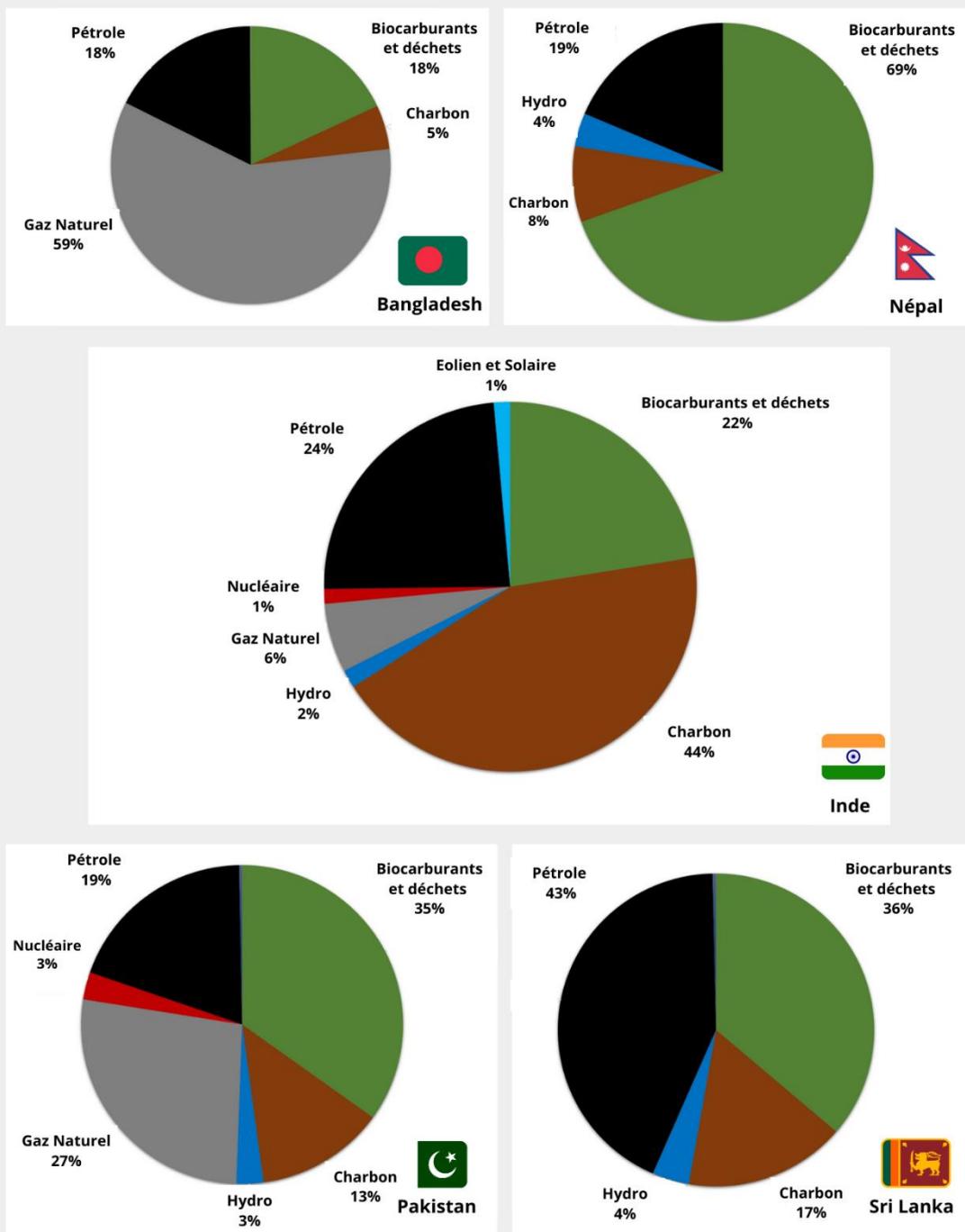
Rédacteurs : Logan PASBEAU, Marie KHATER

Revu par : Benoît GAUTHIER

Pour s'abonner : <https://www.tresor.economie.gouv.fr/Pays/IN/breves-economiques-et-financieres-d-asie-du-sud>

Annexe 1 : Mix énergétique⁸ des pays de la région d'Asie du Sud en 2020

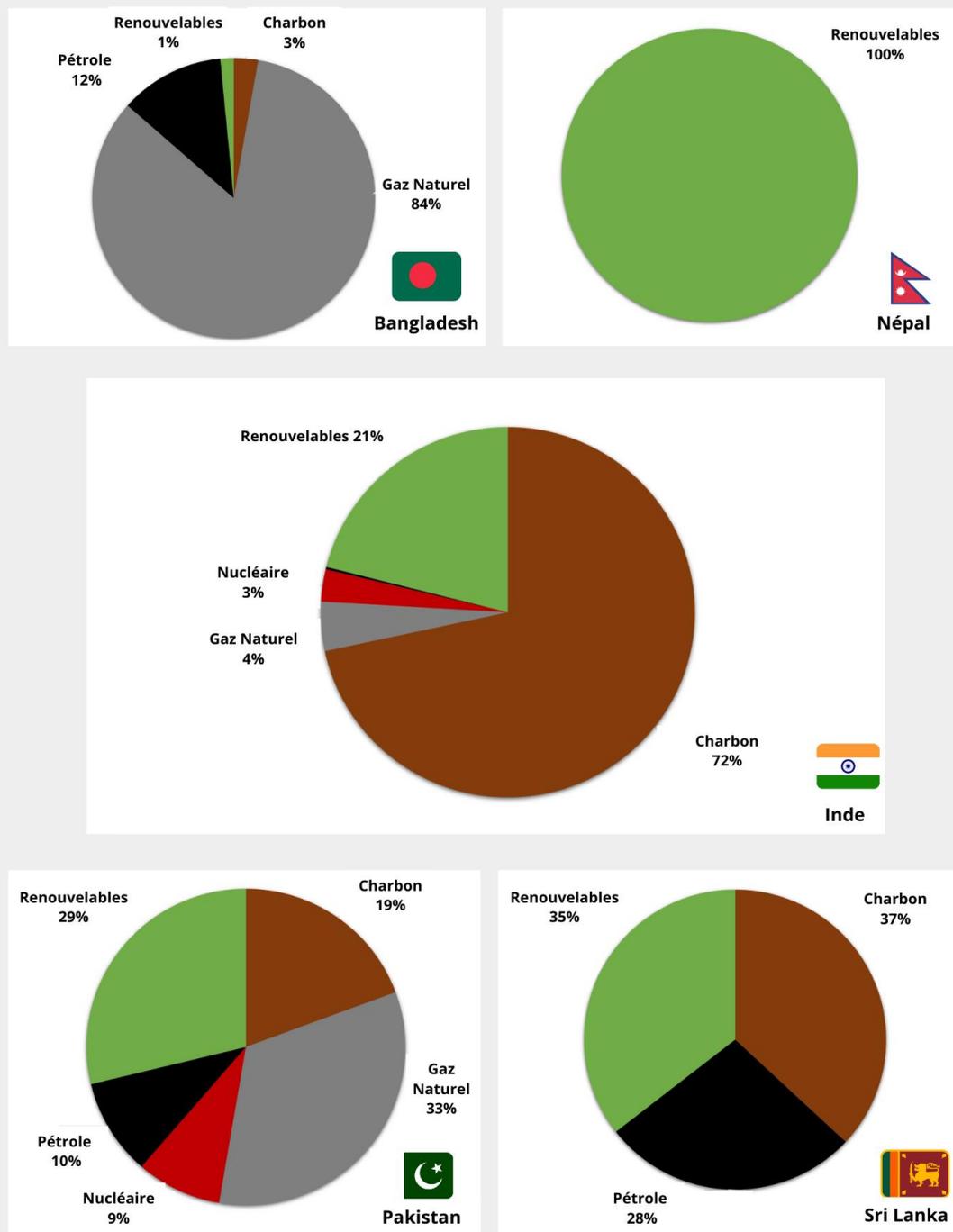
Graphiques du mix énergétique des pays d'Asie du Sud en 2020



Source : Agence Internationale de l'Energie

Annexe 2 : Mix électrique des pays de la région d'Asie du Sud en 2020

Graphiques du mix électrique des pays d'Asie du Sud en 2020



Source : Agence Internationale de l'Energie

Annexe 3 : Engagements climatiques et CDN des pays d'Asie du Sud

	Horizon neutralité carbone	Réduction des émissions de gaz à effet de serre	Energie	Autres engagements climat
 Bangladesh	n.a	Réduction de 6,73 % par rapport au statu quo d'ici à 2030 ; pourrait atteindre 15,12 % avec le soutien international.	4 GW capacités installées d'énergies renouvelables d'ici 2030.	
 Népal	2050		Augmentation des capacités de 1 400 MW à 15000 MW dont 5 000 sont un objectif inconditionnel. 15% d'énergies renouvelables dans la demande totale d'énergie d'ici 2030	Maintenir 45% du couvert forestier d'ici 2030
 Inde	2070	Baisse de l'intensité des émissions du PIB de 45% d'ici à 2030. <i>Réduire d'1 Md tonnes CO2eq sur la période 2021-2030 par rapport aux projections (COP26).</i>	50% de capacités installées de production d'électricité de sources non-fossiles d'ici 2030. <i>500 GW de capacités installées d'énergies non fossiles d'ici 2030 (COP26).</i>	Créer des puits de carbone supplémentaires de 2,5 à 3 Mds tonnes CO2eq (augmentation de la couverture forestière et arborée).
 Pakistan	n.a	Baisse de 500 Millions de tonnes CO2eq d'ici 2030 (réduction de 40 %).	60% de capacités installées d'énergies renouvelables dans le mix électrique en 2030.	
 Sri Lanka	2050	Réduction de 14,5% d'ici 2030 sur la période 2021-2030 (4% inconditionnels et 10,5%).	Non augmentation des capacités de production énergétique par le charbon. 70% de capacités installées d'énergies renouvelables dans le mix électrique d'ici à 2030	Augmenter la couverture forestière de 29% à 32% d'ici 2030.

Sources : Contributions Déterminées au niveau National (CDN) des différents pays

Annexe 4 : Synthèse des accords bilatéraux d'achat d'électricité transfrontalier et des organisations régionales travaillant à renforcer la coopération énergétique.

Accords bilatéraux d'achats d'électricité transfrontaliers



Inde

Népal

700
MW

Capacité de transfert

Les deux pays sont interconnectés en divers endroits par des lignes de 11kV, 33kV, 132kV et 220kV et récemment par la ligne de transmission 400kV D/C Dhalkebar (Népal) - Muzaffarpur (Inde). Ils se sont échangés 1921 GWh d'électricité en 2022.

Cinq autres lignes ont fait l'objet d'un accord comprenant 3 lignes d'une capacité de 400kV D/C et deux lignes de 132kV.



Inde

Bhoutan

2325
MW

Capacité de transfert

Les deux pays sont déjà reliés par diverses lignes de 400kV, 220kV et 132kV, principalement pour l'importation en Inde. Il y a eu 7597 GWh d'échanges mutuels en 2022.

En outre, les lignes de transmission pour les centrales hydroélectriques Punatsangchu-I et Punatsangchu-II (mise en service 2024-25) sont déjà en place pour l'importation en Inde.



Inde

Bangladesh

1160
MW

Capacité de transfert

Une interconnexion de grande capacité de l'Inde vers le Bangladesh existe grâce aux lignes D/C 400kV Baharampur (Inde) - Bheramara (Bangladesh). Une autre interconnexion de 400 kV (exploitée à 132 kV) existe entre Surajmaninagar (Tripura) en Inde et Comilla au Bangladesh. Le Bangladesh a importé 7302 GWh depuis l'Inde.



Inde

Sri Lanka

Les projets de d'interconnexion entre les deux pays sont au stade de discussions.

De multiples organisations régionales pour renforcer la coopération des secteurs de l'énergie



SAARC
SOUTH ASIAN ASSOCIATION
FOR REGIONAL COOPERATION

Association régionale fondée le 2 août 1983 à New Delhi, qui a entamé le processus de coopération régionale énergétique en janvier 2000 avec la création d'un comité technique de l'énergie constitué des groupes d'experts sur (i) le pétrole et le gaz (ii) l'électricité (iii) les énergies renouvelables et (iv) le partage des technologies et des connaissances (y compris l'efficacité énergétique, le charbon, etc.).



SASEC
South Asia Subregional Economic Cooperation

Le programme de coopération économique sous-régionale en Asie du Sud (SASEC) réunit le Bangladesh, le Bhoutan, l'Inde, les Maldives, le Myanmar, le Népal et le Sri Lanka dans un partenariat basé sur des projets qui vise à promouvoir la prospérité régionale et à améliorer la sécurité énergétique en développant l'infrastructure et en promouvant le commerce intrarégional de l'électricité afin de réduire les coûts et la dépendance à l'égard des importations.

En février 2023, 79 projets régionaux d'une valeur de plus de 18,41 Mds USD ont été mis en œuvre dans les secteurs de l'énergie, du développement de corridors économiques, des transports, etc.