

la production électrique (essentiellement pour la production captive ou pour de petites génératrices autonomes), et l'on n'envisage aucune nouvelle construction de centrale au pétrole. Le gouvernement a récemment publié une politique sur les combustibles liquides interdisant l'utilisation de diésel grande vitesse dans les centrales privées mais autorisant le recours à d'autres types de combustibles, tels que le naphte et le mazout.

Hydroélectricité. Le vaste potentiel hydroélectrique de l'Inde, estimé à 84 000 mW, est concentré dans l'extrême nord du pays, le long de l'Himalaya, ainsi que sur le plateau sud-centre du Dekkan. Bon nombre de sites potentiels se trouvent loin des centres de charge, en terrain difficile. Bien que les autorités centrales souhaitent accroître la part de l'hydroélectricité, cela est rendu difficile par des problèmes de transmission, par des litiges entre les États au sujet des droits relatifs aux eaux, par des préoccupations environnementales et par le coût élevé de construction des barrages.

Le potentiel des centrales hydroélectriques de pompage, qui pourrait jouer un rôle important pour faire face à la demande en période de pointe, est estimé à plus de 90 000 mW.

Nucléaire. La capacité nucléaire installée de l'Inde atteint 2 225 mW. Il y a actuellement neuf centrales nucléaires en activité, et quatre autres sont en construction ou à une étape de planification avancée.

Problèmes structurels et organisationnels

Selon la Banque asiatique de développement, le déficit électrique de l'Inde « sera la contrainte la plus importante au développement économique du pays dans les prochaines années ».

L'industrie énergétique n'a souffert d'aucune pénurie d'investissements en installations de production. De fait, plus de 20 p. 100 des investissements du gouvernement central ont été consacrés à ce secteur, essentiellement pour la production d'électricité, dans les huit plans quinquennaux consécutifs du pays. La capacité de production a augmenté de 9 p. 100 par an depuis 1950, et elle a plus que doublé au cours des 10 dernières années. Pourtant, le réseau est sérieusement déséquilibré et il est truffé d'inefficiences résultant d'un ensemble de facteurs physiques, économiques et politiques.

Sur le plan de la *génération*, l'efficacité thermique, la disponibilité et les facteurs de charge sont faibles par rapport aux normes occidentales. Le facteur de charge moyen pour les centrales des SEB n'est que de 57 p. 100 (et il n'était que de 50 p. 100 il y a 10 ans), contre une moyenne de 85 p. 100 dans les pays de l'OCDE. Le taux d'efficacité des centrales de base au charbon n'est que de 30 p. 100 (28 p. 100 pour les SEB et 35 p. 100 pour la NTPC), contre une moyenne de 37 p. 100 pour les pays de l'OCDE.

L'une des principales causes de faible rendement est le manque de fiabilité des approvisionnements en charbon, à quoi s'ajoute le fait qu'une bonne partie des centrales ont plus de 20 ans, sont équipées d'une technologie dépassée et tombent souvent en panne, ce qui fait peser une menace constante de coupures de courant localisées ou générales. Pourtant, la majeure partie des investissements a généralement été consacrée à la construction de nouvelles unités de production plutôt qu'à la rénovation et à l'amélioration des centrales désuètes.

En matière de *transmission et de distribution*, la situation est encore plus sombre. Les pertes se situent en moyenne à 23 p. 100 (4 p. 100 en transmission et le reste en distribution), et peuvent atteindre jusqu'à 40 p. 100 dans certaines régions. (Les pertes moyennes en T&D pour les pays de