



ADOPTION DES ÉNERGIES ALTERNATIVES EN INDE :

perspectives pour les
fournisseurs mondiaux

Global
Energy
Outlook
Forum

CÉEW
THE COUNCIL

Karthik Ganesan

Membre et directeur des partenariats stratégiques,
Conseil pour l'énergie, l'environnement et l'eau

Adoption des énergies alternatives en Inde :

perspectives pour les fournisseurs mondiaux

Septembre 2026

Karthik Ganesan

Membre et directeur des partenariats stratégiques, Conseil pour l'énergie, l'environnement et l'eau

Remerciements

L'Accélérateur de transition et l'Institut de l'énergie Trottier tiennent à remercier leur bailleur de fonds, la Fondation familiale Trottier. Sans leur soutien et leurs encouragements, ce travail n'aurait pas pu voir le jour.



Pour citer ce document :

Ganesan, K. (2026). Adoption des énergies alternatives en Inde : perspectives pour les fournisseurs mondiaux, L'Accélérateur de transition et Institut de l'énergie Trottier

Ce document est disponible à l'adresse :

iet.polymtl.ca/en/publications/rapport/global-energy-outlook-forum

accelerateurdetransition.ca/rapports/adoption-des-energies-alternatives-en-inde

Avertissement :

Les opinions exprimées dans cette publication n'engagent que leurs auteur-e-s.

Ce document a été traduit de l'anglais avec l'aide d'une IA avant de faire l'objet d'une révision.

Contact presse :

communications@transitionaccelerator.ca | iet@polymtl.ca

Adresse postale :

– L'Accélérateur de transition, 2600, 144^e Ave SW, Calgary AB T2P 3NP

– Institut de l'énergie Trottier, C.P. 6079, succ. Centre-ville, Montréal QC H3C 3A7

Copyright ©2026 L'Accélérateur de transition et l'Institut de l'énergie Trottier. Tous droits réservés. Aucune partie de cette publication ne peut être reproduite de quelque manière que ce soit sans autorisation écrite, sauf dans le cas de brefs extraits pouvant être cités dans des articles critiques et des revues.

TABLE DES MATIÈRES

Points clés	2
À propos de cette note 3	
Taux de variation observés, 2024–2026	4
Section 1 : Électricité — ajouts de capacité et intégration au réseau	5
Section 2 : Transport — électrification par segment de véhicules et composition du mélange de carburants pour le transport de marchandises	8
Section 3 : Industrie et ménages — coûts des carburants de remplacement	12
Section 4 : Considérations relatives à l'approvisionnement pour les acheteurs indiens	15
Références	19
Liste d'abréviations	23

POINTS CLÉS

- Les secteurs énergétiques évoluent de manière très disparate : le stockage par batterie à l'échelle du réseau et l'électrification des véhicules à trois roues ont connu une croissance plus rapide que ne l'anticipaient la plupart des évaluations de 2023; l'adoption de la cuisson électrique et la transition énergétique dans le transport de marchandises lourdes ont peu évolué; la dépendance à l'égard des importations de pétrole brut et de GPL a augmenté, tandis que la capacité opérationnelle des centrales au gaz a diminué.
- L'Inde a désormais atteint 50 % de sa capacité électrique installée à partir de sources non fossiles, mais la demande en hydrocarbures demeure élevée dans des secteurs comme le transport de marchandises lourdes et le chauffage industriel.
- La climatisation représente une part croissante de la demande. Or, comme, en Inde, les températures nocturnes augmentent plus rapidement que les diurnes, le pic correspondant survient la nuit, lorsque la production solaire est indisponible, ce qui crée un écart entre la capacité installée (dominée par les énergies renouvelables) et l'électricité fournie (dominée par les combustibles fossiles).
- Le charbon demeure une ressource d'équilibrage importante, principalement pour assurer la disponibilité en période de pointe, mais en remplacement d'autres options de stockage plutôt qu'à un taux d'utilisation élevé. Le gaz est à peine utilisé, même comme source complémentaire pendant les périodes de pointe (vagues de chaleur); il est trop coûteux pour être davantage qu'une réserve d'urgence.
- Le stockage par batterie a connu une croissance rapide, mais n'est toujours pas à la hauteur des besoins estimés du réseau. Toutefois, les chiffres ne tiennent pas compte des petites installations, comme les batteries résidentielles jumelées à des panneaux solaires; or, à l'heure actuelle, celles-ci ne peuvent être mises à la disposition du réseau pour répondre aux besoins d'équilibrage.
- L'électrification des transports est la plus avancée dans les segments représentant la plus faible part de la demande en carburant (véhicules à deux et trois roues), et la moins avancée dans le segment qui en représente la plus grande part (voitures et camions).
- Pour le transport de marchandises lourdes, le GNL est envisagé pour remplacer le pétrole, mais son déploiement n'en est encore qu'à ses débuts.
- Compte tenu de l'hétérogénéité de l'industrie sidérurgique, le passage de la production de fer de réduction directe (FRD) à base de charbon à celle de FRD à base de gaz (la meilleure option disponible, même si elle ne constitue pas une solution de décarbonation à long terme) se concentre chez les grands producteurs ayant une exposition directe à l'UE et une capacité financière suffisante.
- En février 2026, une capacité de production d'hydrogène vert d'environ 8 000 tonnes par année avait été mise en service, ce qui est encore loin de l'objectif de 5 millions de tonnes par année d'ici 2030. Les prix laissent entrevoir la possibilité d'un remplacement, en particulier pour la production d'ammoniac.
- L'élargissement de l'accès au GPL a entraîné la mise en place d'un système énergétique domestique dépendant d'un carburant en grande partie importé, acheminé principalement par un seul corridor maritime (le détroit d'Ormuz).

À PROPOS DE CETTE NOTE

Cette note présente les tendances observées au sein du système énergétique indien au cours des vingt-quatre derniers mois. Il ne s'agit pas d'un exercice de scénarios : les projections modélisées sont identifiées comme telles et présentées dans un encadré distinct. L'accent mis sur les données observées reflète la disponibilité des preuves : les perturbations de l'approvisionnement survenues entre février et juillet 2026 ont mis à l'épreuve certaines hypothèses concernant la demande indienne, et les résultats sont documentés dans les déclarations gouvernementales, les données de répartition et les immatriculations de véhicules.

L'observation centrale est que la difficulté à laquelle l'Inde a été confrontée en 2026 tenait moins à la demande qu'à l'acheminement des importations, et que la capacité de substitution variait considérablement d'un secteur à l'autre. Elle est bien établie dans certains segments des ménages et de la mobilité légère, mais largement absente dans le transport de marchandises lourdes et le chauffage industriel. L'évaluation de la pérennité de la demande indienne en pétrole et en gaz importés dépend donc du segment desservi par un volume donné.

La substitution est bien établie dans certains segments des ménages et de la mobilité légère, mais largement absente dans le transport de marchandises lourdes et le chauffage industriel.

Pour les lecteurs qui évaluent les engagements en capital, deux questions se posent : le prix livré auquel la demande indienne de gaz devient commercialement viable dans chaque segment, et les critères de sélection des fournisseurs que les acheteurs indiens ont pris l'habitude de privilégier depuis 2024. La section 4 aborde ces deux points.

Taux de variation observés, 2024–2026

Indicateur	Point de référence antérieur	Dernière observation
Part des énergies non fossiles dans la capacité installée	~36% (2023, selon les données du CEA sur les énergies renouvelables); 45,5% (juillet 2024)	51,5% de 509 GW (novembre 2025)
Capacité installée totale	395 GW (février 2022)	524 GW (février 2026)
Capacité non fossile, en valeur absolue	179 GW d'énergies renouvelables (mai 2023)	266,78 GW d'énergie non fossile (fin 2025)
Systèmes solaires sur les toits raccordés au réseau	27,9 GW (début de 2026)	30,1 GW (mai 2026)
Demande de pointe satisfaite	203 GW (AF2022)	270,8 GW (mai 2026)
Part des énergies fossiles dans la production	~74,6% (AF23)	70,73% (AF26)
Capacité de stockage par batterie en service (à l'échelle du réseau)	0,78 GWh (décembre 2025)	8,5 à 8,7 GWh (juin 2026)
Part de la production d'électricité à partir du gaz	—	~1,5%; 8 GW n'ont rien produit au cours de l'exercice 25
Pénétration des deux-roues électriques	~4% (AF22)	6,54% (AF 26); 10,6% (juin 2026)
Véhicules électriques à trois roues, véhicules de transport de passagers de catégorie L5	—	50,1% (juin 2026)
Pénétration des véhicules électriques à quatre roues	< 1% (2022)	7,7% (juin 2026)
Dépendance vis-à-vis des importations de pétrole brut	85,5% (AF22)	88,7% (AF26)
Importations de pétrole brut, volume	224 MT (AF23)	245 Mt (AF26)
Importations de GNL, volume	35 720 MMSCM (AF25)	34 427 MMSCM (AF26)
Exposition effective aux importations de GPL	—	~95% (chiffre dérivé; voir la section 3)
Camions de GNL en service	négligeable avant 2024	environ 700 à l'échelle nationale
Capacité de production d'hydrogène vert mise en service	nulle au lancement de la mission (janvier 2023)	environ 8 000 tonnes/an (février 2026)
Adoption de la cuisson électrique	~5% des ménages (IRES 2020)	~5% des ménages

Les indicateurs ci-dessus évoluent à des rythmes nettement différents. Le stockage par batterie à l'échelle du réseau et l'électrification des véhicules à trois roues ont connu une croissance plus rapide que ne le préoyaient la plupart des évaluations de 2023. L'adoption de la cuisson électrique et le remplacement des carburants pour le transport de marchandises lourdes ont peu évolué. La dépendance à l'égard des importations de pétrole brut et de gaz de pétrole liquéfié (GPL) a augmenté, tandis que la capacité opérationnelle des centrales au gaz a diminué. Les sections qui suivent traitent ces éléments séparément plutôt que comme une seule et même transition.

Section 1 : Électricité — ajouts de capacité et intégration au réseau

Ajouts de capacité non fossile

L'Inde a atteint 50 % de sa capacité électrique installée à partir de sources non fossiles en juin 2025, soit cinq ans avant l'objectif fixé dans sa contribution déterminée au niveau national. En juin 2025, la capacité installée totale s'élevait à 484 GW, dont 242 GW, soit 50,1 %, provenaient de sources non fossiles comprenant les énergies renouvelables, les grandes centrales hydroélectriques et le nucléaire¹. En novembre 2025, la capacité non fossile avait atteint 262 GW sur un total de 509 GW, soit 51,5 %². La capacité installée totale a dépassé les 524 GW à la fin de février 2026³.

L'Inde a atteint 50 % de sa capacité électrique installée à partir de sources non fossiles en juin 2025, soit cinq ans avant l'objectif fixé.

Cet objectif a été atteint plus tôt que prévu et reflète les ajouts soutenus de capacité solaire et éoliennes au cours des cinq années précédentes.

Capacité installée et part de la production

La capacité installée et l'énergie fournie ont divergé, et cet écart s'explique par la demande persistante en combustibles fossiles. Les énergies renouvelables ont brièvement couvert 51,5 % de la demande nationale le 29 juillet 2025, pour une charge de 203 GW⁴. Cependant, le parc thermique indien a fourni près de 70 % de l'électricité du pays entre avril et juin 2026⁵.

Cette divergence résulte en partie d'une lacune dans la catégorisation de la production. La puissance des installations solaires sur les toits raccordées au réseau a atteint 30,11 GW à la fin de mai 2026, dont 9,56 GW répartis sur 26,21 lakh (2,62 M) d'installations ont été mis en service dans le cadre du programme « PM Surya Ghar Muft Bijli Yojana » à compter de mars 2026, auxquels s'ajoutent 6,43 GW d'énergie solaire hors réseau^{63,64}. Lorsque cette capacité fait l'objet d'un comptage net et est autoconsommée, sa production réduit la demande mesurée au niveau de la distribution plutôt que d'apparaître dans les statistiques de production de la régie centrale. Les services de distribution dans les circuits à forte pénétration, dans certaines régions du Gujarat, du Rajasthan et de Delhi, signalent une hausse de tension à midi et un flux de puissance inverse⁶⁵. Représentant environ 19 % des 162 GW de la capacité solaire indienne, ces installations ne sont pas suffisantes pour expliquer l'écart décrit ci-dessus, mais cela signifie que la croissance de la demande déclarée sous-estime la croissance sous-jacente de la consommation dans une proportion que les statistiques nationales ne sont pas en mesure d'isoler.

Le reste de l'écart reflète le profil de la demande plutôt qu'un quelconque déficit dans l'ajout de capacité renouvelable. La demande d'électricité en Inde a augmenté d'environ 5 % par année depuis 2019, tandis que le photovoltaïque solaire représentait les deux tiers des ajouts de capacité au cours de la même période⁶. La demande est de plus en plus tirée par la climatisation : les climatiseurs individuels représentent déjà près d'un quart de la demande de pointe, soit de 60 à 70 GW⁷. Une analyse de l'Agence internationale de l'énergie révèle que chaque degré Celsius supplémentaire de température extérieure était associé à environ 7 GW de demande de pointe supplémentaire en 2024, un chiffre qui pourrait grimper jusqu'à 12 GW par degré d'ici 2030 en l'absence de nouvelles mesures d'efficacité énergétique⁸.

En Inde, les températures nocturnes augmentent plus rapidement que les températures diurnes⁶. La charge de climatisation s'étend donc du coucher du soleil jusqu'après minuit, au lieu d'atteindre son pic à midi, et coïncide ainsi avec la période où la production solaire est inexistante.

En Inde, les températures nocturnes augmentent plus rapidement que les températures diurnes. La charge de climatisation s'étend donc du coucher du soleil jusqu'après minuit.

Le mois de mai 2026 en est une bonne illustration. Alors que les températures maximales oscillaient entre 40 et 48 °C dans le nord-ouest et le centre de l'Inde, la demande de pointe a battu des records pendant quatre jours consécutifs, du 17 au 21 mai, atteignant un sommet historique de 271 GW⁹. La demande de pointe en 2019 était d'environ 180 GW, ce qui indique une augmentation d'environ 90 GW en sept ans⁶.

Utilisation de la production au gaz

La coïncidence entre un pic en soirée et l'importante capacité inutilisée des centrales au gaz laisse entrevoir une opportunité pour la production d'électricité au gaz. Les données d'utilisation montrent toutefois le contraire.

Trente et une centrales au gaz, d'une capacité combinée de 8 GW, n'ont pas produit une seule unité d'électricité au cours de l'AF25. L'IEEFA estime la valeur de ces actifs immobilisés à environ 8,2 milliards de dollars américains (11,3 milliards de dollars canadiens). En avril 2025, 5,3 GW d'unités au gaz inutilisées ont été définitivement mises hors service¹⁰. Les centrales au gaz contribuent à hauteur d'environ 10 GW pendant les périodes de forte demande, sur une capacité installée maximale d'environ 20 GW, soit quelque 4 % de la capacité installée et environ 1,5 % de la production réelle¹¹.

La mise en service des centrales au gaz pendant la vague de chaleur de mai 2026 a été dictée par des directives administratives. Au début du mois d'avril, le ministère de l'Énergie a ordonné à toutes les centrales au gaz de se tenir prêtes à fonctionner pendant les périodes de forte demande, transformant ainsi la capacité de pointe commercialement inutilisée en réserve d'urgence gérée par le gouvernement. À l'époque, les coûts du combustible, fixés selon la tarification liée au Japan-Korea Marker, avoisinaient les 18 \$ US par million d'unités thermiques britanniques (ce qui équivaut à environ 25 \$ CA/GJ), un niveau auquel les producteurs privés ne peuvent pas opérer sur un marché dominé par le charbon national, moins coûteux¹¹.

L'Inde dispose donc d'une capacité de pointe dont l'exploitation n'est pas rentable aux prix actuels des combustibles. La contrainte découle du prix du gaz livré plutôt que de la capacité disponible. Une analyse de l'Observatory Research Foundation révèle que si le prix du GNL se stabilisait autour de 6 \$ US/mmBtu (environ 8 \$ CA/GJ), la production d'électricité au gaz deviendrait structurellement plus compétitive qu'à n'importe quel moment de la dernière décennie, l'essentiel du potentiel de gain résidant dans la remise en service du parc existant inutilisé plutôt que dans la construction de nouvelles centrales¹².

Le stockage par batterie a connu une croissance rapide à partir d'une base modeste et reste bien en deçà des besoins estimés du réseau.

Stockage par batterie : déploiement et besoins estimés

Le stockage par batterie a connu une croissance rapide à partir d'une base modeste et reste bien en deçà des besoins estimés du réseau.

La capacité opérationnelle de stockage d'énergie par batterie est passée de 0,78 GWh en décembre 2025 à une fourchette comprise entre 8,5 et 8,7 GWh en juin 2026, soit une multiplication par onze en six mois, et une augmentation supplémentaire de 2 à 3 GWh est prévue d'ici la fin de l'année, ce qui porterait la capacité installée à 12 à 15 GWh¹³. L'Inde a ajouté 4,6 GWh au cours du seul premier trimestre de 2026¹⁴. Il convient de noter que 6,9 GWh du parc opérationnel fonctionne en mode commercial, ce qui indique une transition vers des revenus fondés sur le marché plutôt que sur des contrats soutenus par le gouvernement¹³.

Le stockage « derrière le compteur » (commercial, industriel et résidentiel) n'est pas systématiquement pris en compte dans les rapports nationaux.

Les besoins estimés sont toutefois nettement plus importants. L'Autorité centrale de l'électricité estime que 411 GWh de stockage seront nécessaires d'ici 2032, dont 236 GWh de batteries et 175 GWh d'hydroélectricité par pompage¹⁵. Sur les 281 GWh de stockage faisant l'objet d'appels d'offres depuis 2018, 105 sont en cours de réalisation, 110 sont toujours bloqués à l'étape de l'appel d'offres et 53 GWh d'appels d'offres ont été purement et simplement annulés. Par ailleurs, la capacité nationale de fabrication de cellules au lithium-ion s'élève à environ 2 GWh¹³.

Ces chiffres couvrent les projets à l'échelle du réseau et liés aux services publics. Le stockage « derrière le compteur » (commercial, industriel et résidentiel) n'est pas systématiquement pris en compte dans les rapports nationaux, et la révision annoncée du programme PM Surya Ghar comprend un volet de subventions dédié aux batteries résidentielles associées à des panneaux solaires sur les toits⁶⁵. La capacité de stockage derrière le compteur — c'est-à-dire les batteries de secours sur lesquelles des millions de personnes comptent pour faire face à de brèves pannes — est donc probablement sous-estimée dans les chiffres ci-dessus, bien que, d'après les données actuelles, elle soit modeste à l'échelle du réseau. Plus important encore, ce stockage ne peut sans doute pas être mis à la disposition du réseau pour répondre aux besoins d'équilibrage, en raison de la technologie utilisée.

Capacité de production au charbon en construction et prévue

Le charbon continue de servir de ressource d'équilibrage du réseau, et des ajouts sont en cours. Au début de 2026, 39 545 MW de capacité thermique étaient en construction, dont 4 845 MW provenant de projets en difficulté qui ont été relancés; des contrats avaient été attribués pour 22 920 MW supplémentaires; et 24 020 MW de capacité au charbon et au lignite avaient été identifiés à divers stades de planification. Enfin, environ 97 GW de capacité supplémentaire au charbon et au lignite sont prévus, alors que les besoins thermiques sont estimés à environ 307 GW d'ici 2034-2035¹⁶.

Le charbon continue de servir de ressource d'équilibrage du réseau, et des ajouts sont en cours.

Les propres projections du gouvernement concernant le taux d'utilisation des centrales au charbon en 2031-2032 s'élèvent à environ 61%¹⁶. Cela implique qu'une part importante de cette capacité est destinée à assurer la disponibilité en période de pointe plutôt qu'à fonctionner à un taux d'utilisation élevé, remplaçant ainsi par des dépenses en immobilisations les capacités de stockage qui ne sont pas encore en place.

Section 2 : Transport — électrification par segment de véhicules et composition du mélange de carburants pour le transport de marchandises

Parts des segments dans le parc automobile et dans les émissions

Selon les estimations du CEEW, le parc automobile de l'Inde s'élevait à environ 226 millions de véhicules en 2023 et devrait plus que doubler pour atteindre près de 500 millions d'ici 2050, dont environ 70 % véhicules à deux roues⁶⁶. Ces derniers constituent déjà près des trois quarts des véhicules en circulation, et les deux- et trois-roues représentent quelque 80 % du parc⁶⁷.

Les parts de la consommation d'énergie et des émissions suivent une tendance presque inverse. D'après les chiffres de l'AIE pour 2021, les véhicules à deux et à trois roues, qui représentaient donc près de 80 % du parc, comptaient pour environ 20 % de la demande énergétique et des émissions du transport routier, tandis que les camions représentaient quelque 38 % de la consommation de carburant et des émissions, et les voitures environ 25 %⁶⁷. Les camions de poids moyen et lourd représentent entre 2 et 3 % des véhicules en circulation et sont responsables de 40 à 45 % des émissions du transport routier, selon la source et l'année^{68,25}. Le transport routier représente environ 90 % des émissions liées au transport en Inde et a émis environ 370 Mt de CO₂ en 2023, selon les estimations du CEEW^{68,30}.

Cette asymétrie sert de cadre aux sections qui suivent : l'électrification est la plus avancée dans les segments représentant la plus faible part de la demande en carburant, et la moins avancée dans le segment qui en représente la plus grande part.

L'électrification est la plus avancée dans les segments représentant la plus faible part de la demande en carburant, et la moins avancée dans le segment qui en représente la plus grande part.

Véhicules à trois roues : taux de pénétration par sous-segment

Les véhicules à trois roues sont le segment où l'électrification est la plus avancée. En juin 2026, les véhicules électriques représentaient 50,1 % des ventes de tricycles de transport de passagers (L5) et 30,5 % des tricycles de transport de marchandises¹⁷. La catégorie L5 est desservie par des fabricants bien établis, Mahindra Last Mile Mobility, Bajaj Auto et TVS Motor détenant une part combinée d'environ 84 % du marché¹⁸.

Les véhicules à trois roues sont des actifs commerciaux dont les exploitants sont sensibles aux coûts d'exploitation, ce qui suggère que l'adoption, dans ce segment, dépend du coût total de possession plutôt que des incitatifs à l'achat.

Ventes globales et composition du total

Les ventes totales de véhicules électriques en Inde ont atteint 2,45 millions d'unités au cours de l'AF26, en hausse de 25 % par rapport à l'année précédente, avec un record de 280 093 unités en mars 2026 et un taux de pénétration global dépassant les 12 % pour la première fois en juin de la même année^{19,20}.

Ces chiffres globaux doivent toutefois être nuancés. Ils incluent en effet les e-rickshaws et les e-carts — un segment largement non structuré et de faible spécification qui ne reflète pas fidèlement la maturité de l'écosystème. D'après la répartition mensuelle des immatriculations, les rickshaws et charrettes électriques représentent ensemble à peu près 460 000 unités par année, soit environ 19 % du total²¹. En les excluant, le nombre d'unités pour l'AF2025-2026 se rapproche plutôt de 2 millions, ce qui réduit d'autant le taux de pénétration global.

Sur cette base, l'électrification se concentre dans les segments desservis par des produits homologués dont les fabricants se font concurrence sur les coûts d'exploitation, et le taux de pénétration dans le principal de ces segments dépasse 50 %.

Deux-roues : taux de pénétration par rapport aux trajectoires prévues

Le taux de pénétration des deux-roues électriques est passé de 6,09 % au cours de l'AF25 à 6,54 % au cours de l'AF26, sur un total de ventes s'élevant à 21,41 millions d'unités¹⁹. Les chiffres mensuels les plus récents dépassent largement cette moyenne annuelle : 10,6 % en juin 2026, contre 7,3 % un an plus tôt¹⁷. Quelque 1,4 million de deux-roues électriques ont été vendus au cours de l'AF26, soit une croissance de 22 % sur une base déjà importante²².

Ces chiffres peuvent être comparés aux projections antérieures. En 2019, le NITI Aayog et le Rocky Mountain Institute prévoyaient un taux de pénétration des deux-roues électriques de 80 % dans les ventes de véhicules neufs d'ici 2030. Une étude réalisée en 2022 par le NITI Aayog en collaboration avec le BCG a révisé cette estimation à 35 à 40 %²³. Le taux de pénétration observé demeure bien en deçà du chiffre révisé. Cette tendance — une croissance rapide en termes absolus, mais plus lente que les trajectoires annoncées — se répète dans plusieurs des segments examinés dans le présent document.

Transport de marchandises lourdes : composition actuelle des groupes motopropulseurs

À ce jour, le transport de marchandises lourdes ne présente aucune électrification notable. L'Inde compte environ quatre millions de camions diesel, qui transportent près de 70 % du fret national²⁴. Les camions de poids moyen et lourd représentent environ 3 % du parc automobile, mais sont responsables de 45 % des émissions routières, selon les chiffres de l'IEEFA, et respectivement d'environ 2 et 40 %, selon ceux de l'ICCT^{25,68}. L'autonomie et la rentabilité de la recharge ont limité l'utilisation des groupes motopropulseurs électriques à batterie aux cycles d'exploitation sur de courtes distances et en milieu urbain.

L'autonomie et la rentabilité de la recharge ont limité l'utilisation des groupes motopropulseurs électriques à batterie aux cycles d'exploitation sur de courtes distances et en milieu urbain.

Le GNL dans le transport routier de marchandises : déploiement et seuils de prix

Le GNL est la principale solution de rechange envisagée pour ce segment, et son déploiement reste limité. L'Office de réglementation du pétrole et du gaz naturel a recensé environ 700 camions alimentés au GNL en Inde (contre plus de 725 000 en Chine), desservis par une vingtaine de stations de ravitaillement (contre plus de 6 000 en Chine)²⁶. Le premier exploitant national possède plus de 1 000 camions lourds au GNL et prévoit d'atteindre les 10 000 unités²⁴. Le directeur général d'un réseau de ravitaillement décrit l'écosystème comme étant à un « stade embryonnaire »²⁷.

Les intentions politiques déclarées dépassent largement le déploiement actuel. Le ministère du Pétrole et du Gaz naturel a élaboré un projet de politique visant à promouvoir la conversion d'un tiers des camions de longue distance existants au GNL et à exiger qu'un tiers des nouveaux camions l'utilisent²⁸. Le Conseil de réglementation du pétrole et du gaz naturel (PNGRB) prévoit que le parc pourrait atteindre 500 000 véhicules d'ici 2040, le GNL devenant ainsi le carburant privilégié pour le transport longue distance après 2030 — à condition expresse que son prix soit inférieur à environ 9\$ US par mmBtu (12,5\$ CA/GJ) en mode rendu à quai²⁶. Cette condition est essentielle pour toute évaluation de la demande supplémentaire de GNL dans le secteur du transport de marchandises en Inde.

Selon les estimations de l'industrie, le remplacement de 10 % du parc de camions diesel indien par des véhicules au GNL pourrait réduire les sorties annuelles de devises étrangères de près de 3 milliards de dollars américains (ou 4,2 milliards de dollars canadiens)²⁴. Le gouvernement indien serait en train d'évaluer un programme d'incitation d'une valeur de plus d'un milliard de dollars américains (1,4 milliard de dollars canadiens) en faveur de véhicules commerciaux plus propres²⁴.

Dépendance vis-à-vis des importations de pétrole brut

La dépendance de l'Inde à l'égard des importations de pétrole brut a atteint un niveau record de 88,7 % au cours de l'AF26, selon des données provisoires, contre 85,5 % durant l'AF22. Pendant la même période, la production nationale de pétrole brut est passée de 29,7 à 28,0 Mt, en raison du déclin naturel des champs matures²⁹.

En volume, les importations de pétrole brut se sont élevées à 245 Mt au cours de l'exercice 2025-26, contre environ 224 Mt au cours de l'exercice 23. Les importations de GNL ont atteint 34 427 MMSCM (1.31 EJ) au cours de l'exercice 26, en baisse par rapport aux 35 720 MMSCM (1,36 EJ) de l'exercice 25^{69,70}. La baisse des importations de GNL est attribuable au prix et aux perturbations de l'approvisionnement plutôt qu'à une baisse de la demande : pour le seul mois d'avril 2026, la consommation de gaz naturel a chuté de 16,7 % par rapport à l'année précédente et les importations de GNL de 29,6 %, alors que la roupie s'échangeait à 95,24 pour un dollar⁷¹.

Aucune des tendances de substitution décrites dans la présente note ne modifie de manière significative cette situation dans le cadre du cycle d'investissement actuel.

[†] Le facteur de conversion entre les mètres cube et les joules dépend de la provenance du gaz. Pour le gaz naturel russe à 15 °C et à pression atmosphérique, 1 million de mètres cubes correspond en moyenne à 38,2 térajoules d'énergie. C'est ce facteur qui est utilisé ici.

Encadré 1 : projections modélisées

L'analyse du CEEW portant sur le secteur du transport routier en Inde prévoit que la demande d'essence atteindra un sommet de 1,9 EJ en 2032, et celle de diesel un sommet de 6,4 EJ en 2047. La demande énergétique totale du transport routier doublera approximativement, passant de 5,3 EJ en 2023 à 10,7 EJ en 2050, alors que les véhicules électriques représenteront 74 % du parc automobile tout en ne contribuant qu'à environ 1,5 EJ de la demande énergétique, ce qui reflète l'efficacité des groupes motopropulseurs³⁰. À titre de comparaison avec la consommation actuelle, la demande de produits pétroliers au cours de l'AF2025-26 comprenait environ 93 Mt de diesel pour véhicules à grande vitesse et 42 Mt d'essence, soit respectivement 41,1 % et 17,1 % de la demande totale de ces produits⁷². Après conversion aux pouvoirs calorifiques standard et ajustement pour tenir compte de la part du diesel consommée en dehors du transport routier, la demande d'essence du secteur routier est actuellement de l'ordre de 1,7 à 1,8 EJ, contre un sommet prévu de 1,9 EJ, et la demande de diesel d'environ 2,8 à 3,0 EJ, contre un sommet prévu de 6,4 EJ. Sur cette base, la demande d'essence se situe à environ 10 % de son pic modélisé, tandis que celle de diesel en est à moins de la moitié.

D'autres estimations crédibles divergent considérablement. Reliance Industries a publiquement prévu que la demande indienne d'essence atteindrait son sommet d'ici 2035, et celle de diesel d'ici 2041 ou plus tard³¹. L'écart entre ces estimations est important, et toute année de demande maximale devrait être considérée comme une résultante des hypothèses sous-jacentes plutôt que comme un résultat observé.

Section 3 : Industrie et ménages — coûts des carburants de remplacement

Ajustement carbone aux frontières : état d'avancement et coût estimé

Le mécanisme d'ajustement carbone aux frontières de l'Union européenne est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2026, imposant un coût lié au carbone à l'acier et à l'aluminium indiens importés³².

Les estimations publiées concernant ce coût varient considérablement et sont présentées ci-dessous avec leurs sources. La Global Trade Research Initiative suggère que les exportateurs pourraient devoir réduire leurs prix de 15 à 22 % pour l'absorber³². Une étude menée par la Foundation for European Progressive Studies et l'Institut national indien des finances publiques et de la politique évalue ce droit à environ 173,8 € (280,6 \$ CA) par tonne d'acier, ce qui équivaut à environ 16 % de la valeur unitaire à l'exportation³³. Une analyse du BCG suggère pour sa part que les exportateurs d'acier indiens devront faire face à une hausse des coûts de 32 % d'ici 2032, soit la plus forte augmentation parmi tous les pays exportateurs³⁴.

Intensité des émissions du FRD produit à partir de charbon et de gaz

Les données sur l'intensité des émissions indiquent la direction prise par la transition énergétique dans l'industrie. En Inde, la production de fer de réduction directe (FRD) à base de charbon génère de 0,8 à 1,2 tonne de dioxyde de carbone par tonne, contre 0,4 à 0,6 tonne pour les opérations à base de gaz naturel³⁵. Le FRD à base de gaz n'est pas une option de décarbonation à long terme, mais il s'agit de la principale mesure, dans le cadre du cycle d'investissement actuel, qui peut modifier significativement une déclaration au titre du MACF.

La transition reste néanmoins partielle, pour des raisons structurelles. L'Inde compte plus de 1 091 producteurs d'acier brut et plus de 1 200 laminoirs utilisant des technologies très variées, allant du haut fourneau et du convertisseur à oxygène au FRD au charbon, en passant par le four à arc électrique³⁴. Compte tenu de cette hétérogénéité, la transition est surtout effective chez les grands producteurs directement exposés au marché de l'UE et disposant d'une capacité financière suffisante.

Hydrogène vert : capacité mise en service et formation des prix

En février 2026, une capacité de production d'hydrogène vert d'environ 8 000 tonnes par année avait été mise en service, alors que l'objectif de la Mission nationale pour l'hydrogène vert est de 5 millions de tonnes par année d'ici 2030³⁶.

En février 2026, une capacité de production d'hydrogène vert d'environ 8 000 tonnes par année avait été mise en service.

Les prix ont devancé la capacité commandée. Lors des enchères inversées organisées en août et septembre 2025, la Solar Energy Corporation of India a retenu treize projets d'ammoniac vert à des prix compris entre 49,80 ₹ (0,72 \$ CA) et 64,70 ₹ (0,93 \$ CA) le kilogramme, alors que la référence mondiale se situe plutôt autour de 110 ₹ (1,59 \$ CA) le kilogramme, ce qui constitue la première indication crédible qu'un dérivé de l'hydrogène vert peut être concurrentiel sur le plan commercial en Inde³⁷.

Les implications pour la demande d'importation sont similaires à celles du gaz de pétrole liquéfié (GPL), dont il est question ci-dessous : environ 86 % de l'ammoniac consommé en Inde provient des importations, qu'il s'agisse de l'ammoniac lui-même, du gaz naturel utilisé pour le produire ou de l'ammoniac contenu dans des engrais importés³⁷. L'ammoniac vert produit localement remplacerait ces importations, et les prix observés en 2025 suggèrent qu'un tel remplacement est réalisable d'ici la fin de la décennie.

Pour l'acier, l'échéancier est plus long. L'analyse du CEEW indique qu'un mélange d'environ 9 % d'hydrogène vert avec de l'hydrogène gris est concurrentiel par rapport à la fourchette supérieure des coûts des hauts fourneaux aux prix actuels, que des mélanges allant jusqu'à 60 % pourraient atteindre le seuil de rentabilité par rapport aux coûts moyens des hauts fourneaux d'ici 2030, et qu'une utilisation à 100 % d'hydrogène vert atteindra le seuil de rentabilité par rapport à la fourchette inférieure des coûts des hauts fourneaux d'ici 2040³⁸.

GPL : dépendance vis-à-vis des importations et acheminement

La part globale des importations de GPL sous-estime la dépendance de l'Inde. Les importations directes représentent environ 60 % de la consommation : les données du PPAC indiquent une production nationale d'environ 12,8 millions de tonnes métriques pour l'AF25, contre une consommation de 31,3 Mt³⁹. Or, la part produite localement provient principalement de la production des raffineries à partir de pétrole brut, qui est lui-même importé à 88,7 %²⁹. En combinant ces deux éléments, on obtient une dépendance effective à l'importation en amont d'environ 95 %. Une part modeste du GPL national provient du fractionnement du gaz naturel plutôt que du raffinage, ce qui ajuste légèrement ce chiffre à la baisse, sans en changer l'ordre de grandeur.

Les voies d'acheminement sont tout aussi concentrées. Environ 90 % des importations indiennes de GPL transitent par le détroit d'Ormuz⁴⁰. Il convient toutefois de noter que les États-Unis sont devenus une source importante de GPL importé en raison d'accords récents et de la perspective d'une augmentation de ces importations.

L'élargissement de l'accès a donc résulté de la mise en place d'un système énergétique domestique dépendant d'un combustible en grande partie importé, acheminé principalement par un seul corridor maritime.

L'Inde a rapidement étendu l'accès au GPL, avec plus de 33,2 crore (332 M) de raccords actifs, dont plus de 10 crore (100 M) de bénéficiaires dans le cadre du programme Pradhan Mantri Ujjwala Yojana³⁹. L'élargissement de l'accès a donc résulté de la mise en place d'un système énergétique domestique dépendant d'un combustible en grande partie importé, acheminé principalement par un seul corridor maritime.

Approvisionnement et consommation de GPL, mars 2026

En mars 2026, à la suite de la fermeture du détroit d'Ormuz, la consommation de GPL a chuté de 12,8 % par rapport à l'année précédente, pour s'établir à 2,379 Mt³⁹. Le gouvernement a réduit les approvisionnements destinés aux établissements commerciaux et à l'industrie afin de préserver la disponibilité pour les ménages, a prolongé l'intervalle minimal entre les réservations domestiques de 21 à 25 jours et imposé un cycle de 45 jours aux consommateurs ruraux⁴¹. Le 8 mars, il a ordonné aux raffineries et aux complexes pétrochimiques de réorienter les flux de propane, de butane, de propylène et de butène vers le parc de GPL, ce qui a permis d'augmenter la production nationale d'environ un quart⁴⁰.

Ces chiffres suscitent cependant une réserve, car ces mesures administratives comprenaient des interventions visant à empêcher le détournement de bouteilles destinées au marché domestique vers les circuits commerciaux, ce qui suggère que les données de consommation d'avant la crise ont peut-être été surestimées⁴². Une partie de la diminution enregistrée pourrait donc refléter une réduction du détournement plutôt qu'une baisse de la consommation des ménages, et la comparaison d'une année à l'autre doit alors être interprétée en conséquence.

La cuisson électrique : aspects économiques et obstacles à l'adoption

La cuisson électrique est accessible à l'échelle nationale en termes de technologie, d'offre d'appareils et de branchements électriques, mais son adoption reste faible. L'Enquête sur l'énergie résidentielle en Inde menée par le CEEW a révélé que la cuisson électrique était adoptée dans seulement environ 5 % des cuisines indiennes⁴³.

Le coût d'exploitation ne semble pas être la principale contrainte. L'analyse du CEEW conclut que la cuisson électrique est rentable par rapport à une recharge de GPL non subventionné lorsque le tarif de l'électricité est inférieur à environ 6,6 ₹ (0,09 \$ CA) par kWh, et par rapport au GPL subventionné lorsqu'il est inférieur à environ 5 ₹ (0,07 \$ CA) par kWh — à condition de noter que des charges de cuisson importantes risquent de faire passer les ménages à des tranches tarifaires plus élevées⁴⁴. Une analyse de l'IEEFA publiée en octobre 2025 estime que la cuisson électrique est 37 % moins chère que le GPL et 14 % moins chère que le gaz naturel canalisé, tout en soulignant que près de 40 % des ménages indiens dépendent encore des combustibles solides⁴⁵.

Deux autres contraintes pèsent encore davantage. La première concerne les émissions : compte tenu de l'intensité carbone de l'électricité du réseau, la cuisson électrique est actuellement moins avantageuse que le GPL ou le gaz naturel canalisé (GNC) sur le plan des émissions; son attrait repose donc davantage sur la substitution des importations et l'économie des ménages que sur la décarbonation⁴³. La seconde concerne le raccordement électrique : la cuisson par induction nécessite généralement une alimentation de 25 ampères, alors que la plupart des ménages ruraux disposent de raccordements de 5 ou 10 ampères conçus pour l'éclairage et les ventilateurs⁴⁶. La mise à niveau des raccordements à une telle échelle est un projet de grande envergure.

Le prix relatif est à lui seul peu susceptible de réorienter rapidement la demande énergétique des ménages.

Le combustible domestique le plus dépendant des importations dispose donc d'un substitut national moins coûteux, disponible depuis une décennie et utilisé par environ un ménage sur vingt. Cela suggère que le prix relatif est à lui seul peu susceptible de réorienter rapidement la demande énergétique des ménages.

Section 4 : Considérations relatives à l'approvisionnement pour les acheteurs indiens

Le volume à long terme des importations indiennes de pétrole et de gaz dépendra du rythme auquel les substituts décrits ci-dessus s'imposeront. Les modalités d'approvisionnement des importations sont en train d'être redéfinies, et les priorités des acheteurs ont évolué au cours des années 2025 et 2026.

Contexte du marché du gaz

La demande indienne en gaz naturel a atteint environ 71 milliards de mètres cubes au cours de l'AF2024-25, dont près de la moitié a été comblée par les importations de GNL⁴⁷, lesquelles se sont élevées à environ 25 Mt en 2025, tandis que Petronet LNG en prévoit entre 28 et 29 Mt pour 2026⁴⁸. L'Inde vise une part de 15 % de gaz naturel dans son panier énergétique primaire d'ici 2030, mais il n'y a pas eu de mise à jour récente à ce sujet⁴⁷. Le Qatar a historiquement fourni de 40 à 42 % des importations de GNL de l'Inde et l'Australie de 22 à 25 %⁴⁹.

Indexation des prix : positions contractuelles et résultats

Les acheteurs indiens ont signé, fin 2024 et début 2025, une série d'ententes d'approvisionnement en GNL indexées sur l'indice de référence américain Henry Hub, dans le but explicite de se diversifier face à une tarification liée au pétrole et de s'assurer d'un point d'ancrage jugé plus stable⁵⁰.

Les résultats observés en 2025 et 2026 ne sont pas à la hauteur de ces attentes. L'indice Henry Hub s'est raffermi, tandis que les prix indexés sur le brut et les prix au comptant ont baissé. Selon les courbes à terme d'Argus, le prix du GNL livré dans le cadre de contrats indexés sur le Henry Hub destiné aux entreprises indiennes de gaz de ville devait s'établir en moyenne à environ 13,40 \$ US par mmBtu (18,6 \$ CA/GJ) en 2026, le prix d'importation de GAIL indexé sur le Henry Hub approchant 12,80 \$ US (17,7 \$ CA) — contre 8,80 \$ US (12,2 \$ CA) pour le GNL à terme indexé sur le prix du brut, 9,72 \$ US (13,5 \$ CA) pour le gaz national à haute pression et haute température, et 6,55 \$ US (9,0 \$ CA) pour le gaz conventionnel national. Environ 2,95 Mt d'approvisionnements, soit près de 12 % des volumes d'importation de l'Inde, relèvent de cette catégorie exposée, l'effet étant aggravé par le cours de la roupie, qui a atteint un creux historique de 90 roupies pour un dollar⁵⁰.

Les déclarations des acheteurs depuis lors indiquent un changement de préférence. Le directeur général de Petronet LNG a déclaré que l'Inde avait besoin de davantage de contrats indexés sur le prix du pétrole, car l'indice Henry Hub est trop volatil⁴⁸. Des hauts responsables des raffineries d'État ont manifesté une baisse d'intérêt pour le GNL américain à long terme jusqu'à la fin de 2025⁵¹.

Les données disponibles n'indiquent pas de préférence établie pour l'un ou l'autre indice. Les acheteurs indiens ont été exposés aux deux au cours des dix-huit derniers mois et semblent rechercher une diversification de bases d'indexation plutôt qu'un point d'ancrage unique. Les fournisseurs capables d'offrir de telles options, ou des structures hybrides, répondent à un besoin avéré plutôt qu'hypothétique.

Souplesse contractuelle et engagements à long terme

Les acheteurs indiens accordent de l'importance à la capacité de réacheminer des cargaisons et de gérer les fluctuations saisonnières, ce qui plaide en faveur de conditions franco le long du navire plutôt que de structures rigides franco à bord. Mais cette préférence est limitée par leur propre comportement contractuel : les volumes sous contrat à long terme passent de 22 à environ 27 Mt/an d'ici 2026, ce qui réduit automatiquement la part du portefeuille disponible pour acquérir des cargaisons au comptant à bas prix¹².

Les acheteurs recherchent donc de la souplesse tout en concluant des contrats qui limitent leur capacité à l'exercer. Les propositions fondées sur la souplesse devraient être évaluées par rapport à la part non engagée du portefeuille d'un acheteur donné.

Sécurité du transit : les perturbations de 2026

L'exposition aux goulots d'étranglement peut désormais être évaluée à la lumière de l'expérience opérationnelle plutôt que comme un risque prospectif.

Environ 52 % des quelque 5 millions de barils par jour de pétrole brut importés par l'Inde transitent par le détroit d'Ormuz — contre 41 % en 2025, les raffineurs ayant réduit leurs achats auprès de la Russie⁵². Les réserves stratégiques de pétrole de l'Inde représentent environ 9,5 jours d'importations nettes de pétrole; combinées aux stocks de la société pétrolière d'État, la capacité nationale totale s'élève à environ 74 jours d'importations nettes. Il n'existe pas de réserve stratégique comparable pour le gaz naturel⁵².

À la suite de la fermeture du détroit au début de 2026, après les frappes américaines et israéliennes contre l'Iran, la réponse concernant le pétrole brut a été rapide et efficace. Dès le 28 février, une salle de contrôle fonctionnant 24 heures sur 24 a été mise en place au sein du ministère du Pétrole et de la Direction générale de la marine marchande⁴⁰. Le 11 mars, le ministère a déclaré qu'environ 70 % des importations de pétrole brut provenaient d'une quarantaine de pays à l'extérieur du détroit d'Ormuz⁵³. Concernant le gaz naturel, un arrêté de contrôle a été pris le 9 mars en vertu de la Loi sur les produits de première nécessité, allouant le gaz canalisé domestique et le gaz comprimé destiné au transport à 100 % des besoins, aux consommateurs industriels à environ 80 % de la moyenne mobile, aux usines d'engrais à environ 70 %, et réduisant l'approvisionnement des raffineries et des unités pétrochimiques d'environ 35 %⁴⁰.

Le pétrole brut s'est avéré diversifiable moyennant des coûts supplémentaires. Ce n'était pas le cas du gaz et du GPL, compte tenu du nombre plus restreint de sources de remplacement, de l'absence de réserves stratégiques et d'un réseau de transport plus concentré. Lorsque le détroit a de nouveau été fermé en juillet 2026, le gouvernement a déclaré disposer d'un approvisionnement de 60 jours pour le pétrole brut, de 60 jours pour le GNL et de 45 jours pour le GPL⁵⁴.

Seuils de prix livrés par segment

Deux seuils de prix livrés, identifiés ci-dessous, régissent la demande supplémentaire de gaz :

- **9 \$ US/mmBtu (12,5 \$ CA/GJ) pour le gaz livré franco à bord** est approximativement le seuil en dessous duquel le PNGRB considère que le GNL est économiquement avantageux par rapport au diesel pour le transport routier sur de longues distances²⁶.
- **6 \$ US/mmBtu (8 \$ CA/GJ)** est environ le prix auquel le parc indien existant de centrales au gaz, actuellement inutilisé, devient structurellement concurrentiel, le potentiel de croissance étant concentré sur la remise en service de centrales inactives plutôt que sur la construction de nouvelles installations¹².

Il s'agit dans les deux cas de conditions observables plutôt que de prévisions, et elles peuvent être vérifiées par rapport aux prix de livraison en vigueur.

L'offre canadienne à la lumière de ces critères

La position du Canada par rapport à ces critères est mitigée. En matière de prix et de transport, le Canada est désavantagé. L'acheminement par le Pacifique, de la côte ouest du Canada vers les terminaux d'importation indiens, implique des distances de transit nettement plus longues que les itinéraires passant par le Moyen-Orient, ce qui crée un écart de coût structurel. Le plan de travail conjoint du Dialogue énergétique Inde-Canada a pour mission spécifique d'élaborer des solutions commercialement viables à ce défi logistique⁵⁵. Le Canada se classe au cinquième rang mondial pour la production de gaz naturel, mais seulement au quatorzième rang pour les exportations de GNL, conséquence de décennies d'intégration des réseaux de gazoducs avec les États-Unis, vers lesquels sont actuellement dirigés de 97 à 98 % de ses exportations d'énergie⁴⁹.

En matière de disponibilité, les perspectives à court terme sont limitées. Les ventes de la phase 1 de GNL Canada sont déjà sous contrat avec des acheteurs japonais, chinois et coréens; la phase 2 représente le point d'entrée réaliste pour une participation indienne, que ce soit en tant que client ou en tant qu'investisseur⁵⁶. Le Canada s'est fixé pour objectif de produire 50 Mt de GNL par année d'ici 2030 et jusqu'à 100 Mt d'ici 2040⁵⁷. En ce qui concerne le pétrole brut, la production canadienne atteint l'Inde à raison d'environ 150 000 barils par jour, contre environ un million provenant d'Irak, et les ministres canadiens ont fait état d'un intérêt de l'Inde pour le chargement sur la côte ouest, notamment en raison de la durée de transport plus courte⁵⁸.

En matière de sécurité, les approvisionnements canadiens ne transitent pas par le détroit d'Ormuz. D'après les données de 2026, il s'agit là d'un atout que les acheteurs indiens ont pu très concrètement apprécier, et la diversification des approvisionnements en GPL s'est déjà orientée vers l'Amérique du Nord, notamment grâce à un accord avec les États-Unis portant sur 2,2 Mt de GPL par année, signé en novembre 2025⁵⁹.

Contexte institutionnel

L'Inde et le Canada ont annoncé le lancement de négociations en vue d'un accord de partenariat économique global en novembre 2025 et le mandat a été signé le 2 mars 2026. Le deuxième cycle de négociations s'est tenu à New Delhi du 4 au 8 mai 2026⁶⁰, et le troisième à Ottawa du 6 au 10 juillet 2026, les deux parties réaffirmant leur intention de conclure les négociations au cours de l'année⁶¹. Une déclaration conjointe publiée en janvier 2026 à l'occasion de la Semaine de l'énergie en Inde a présenté le Canada comme un fournisseur sûr et fiable, et a placé le GNL, le GPL, le pétrole brut et les produits raffinés au cœur de cette relation renforcée⁶².

La présente note ne se prononce pas sur les modalités en cours de négociation. La prévisibilité réglementaire fait partie des critères pris en compte par les acheteurs indiens, et le cadre institutionnel nécessaire à cet effet est en cours d'élaboration.

Indicateurs à surveiller à l'avenir

Les indicateurs suivants peuvent être observés à une fréquence mensuelle ou annuelle et permettront de détecter des changements avant même que toute projection de la demande puisse être évaluée :

- le taux de pénétration dans les segments des véhicules à trois roues de catégorie L5 et des véhicules commerciaux lourds, distinct des totaux généraux des véhicules électriques;
- la capacité de stockage par batterie mise en service par rapport à celle qui fait l'objet d'appels d'offres, ainsi que le taux d'annulation;
- le nombre de camions au GNL et de stations de ravitaillement, par rapport à la trajectoire prévue par le PNGRB;
- le taux d'utilisation des centrales au gaz par rapport au prix du GNL livré, comme test direct du seuil de 6 \$ US (8,4 \$ CA);
- les ventes d'appareils de cuisson électriques, en particulier les modèles à deux brûleurs, à la suite de la rupture d'approvisionnement en GPL prévue en 2026;
- la part des importations indiennes de pétrole brut et de GNL acheminées autrement que par le détroit d'Ormuz, et la pérennité de la diversification réalisée sous la contrainte en 2026.

RÉFÉRENCES

- 1 India achieves 50% non-fossil power capacity — Mongabay India, reporting Government of India announcement of 14 July 2025: <https://india.mongabay.com/short-article/2025/07/india-achieves-50-non-fossil-power-capacity-five-years-ahead-of-target/>
- 2 Press Information Bureau, renewable energy expansion 2025: <https://www.pib.gov.in/PressReleasePage.aspx?PRID=2209478®=3&lang=1>
- 3 Press Information Bureau, power supply, peak demand and coal availability: <https://www.pib.gov.in/PressReleasePage.aspx?PRID=2246901®=3&lang=2>
- 4 Enerdata, India passes 500 GW installed: <https://www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/india-hits-500-gw-installed-power-over-50-non-fossil-sources.html>
- 5 Ministry of Power statement on coal stocks and thermal generation, July 2026: <https://www.newkerala.com/news/a/india-adequate-coal-stocks-meet-thermal-power-demand-255.htm>
- 6 IEA, *India's electricity demand grows at night: Managing rising cooling demand*, 2026: <https://www.iea.org/commentaries/india-s-electricity-demand-grows-at-night-managing-rising-cooling-demand>
- 7 Carbon Brief analysis of May 2026 air-conditioning study: <https://www.carbonbrief.org/analysis-energy-efficient-air-conditioning-could-save-indian-homes-69bn-rupees-a-year/>
- 8 IEA, *Staying cool without overheating the energy system*: <https://www.iea.org/commentaries/staying-cool-without-overheating-the-energy-system>
- 9 May 2026 peak demand records: <https://finance.yahoo.com/sectors/energy/articles/why-india-Ing-buying-surges-200000107.html>
- 10 IEEFA, *A bridge to nowhere: Economic reality check for LNG as a transition fuel in India*: <https://ieefa.org/resources/bridge-nowhere-economic-reality-check-Ing-transition-fuel-india>
- 11 Gas-fired capacity utilisation and the April 2026 Ministry of Power readiness directive: <https://discoveryalert.com.au/india-Ing-surge-costly-gas-solar-storage-gap-2026/>
- 12 ORF, *A \$6 LNG Window: Mapping India's Long-Term Gas Demand Potential*: <https://www.orfonline.org/research/a-6-Ing-window-mapping-india-s-long-term-gas-demand-potential> — and the companion short-term paper: <https://www.orfonline.org/research/a-6-Ing-window-mapping-india-s-short-term-gas-demand-potential>
- 13 India Energy Storage Alliance, India BESS Market Review H1 2026, as reported: <https://powerpeakdigest.com/india-adds-7-9gwh-bess-capacity-h1-2026/>
- 14 Mercom India Research, Q1 2026 energy storage: <https://www.mercomindia.com/daily-news-wrap-up-india-adds-4-6-gwh-energy-storage-capacity-in-q1-2026>
- 15 IEEFA citing Central Electricity Authority storage requirement: <https://ieefa.org/resources/indias-battery-storage-boom-getting-execution-right>
- 16 Minister of State for Power, Rajya Sabha reply on thermal capacity pipeline and projected PLF: <https://psuwatch.com/newsupdates/395-gw-of-thermal-capacity-under-construction-as-coal-pipeline-expands-shripad-naik>
- 17 EVreporter, ICE versus EV sales by segment, June 2026 (Vahan data): <https://evreporter.com/india-ice-vs-ev-sales-for-top-2w-3w-4w-oems-in-june-2026/>
- 18 JMK Research, Annual India EV Report Card FY2026: <https://jmkresearch.com/annual-india-ev-report-card-fy2026/>
- 19 Autocar Professional, FY2026 EV sales across all segments (Vahan data): <https://www.autocarpro.in/analysis-sales/ev-sales-in-india-surpass-245-million-units-in-fy2026-all-4-segments-register-double-digit-growth-131974>
- 20 India Brand Equity Foundation, EV industry data including June 2026: <https://www.ibef.org/industry/electric-vehicle>

- 21 EVreporter monthly EV sales trend, segment splits: <https://evreporter.com/indias-electric-vehicle-sales-trend-june-2026/>
- 22 Autocar Professional, electric two-wheeler sales FY2026: <https://www.autocarpro.in/analysis-sales/record-14-million-electric-2ws-sold-in-fy2026-command-57-share-of-india-ev-market-131938>
- 23 Business Standard on NITI Aayog projection revisions and FY26 two-wheeler data: https://www.business-standard.com/industry/auto/a-first-two-wheeler-sales-cross-20-million-in-fy26-shows-vahan-data-126032200739_1.html
- 24 LNG trucking fleet expansion and freight context, May 2026: <https://www.prokerala.com/news/articles/a1766704.html>
- 25 IEEFA, *Assessing the viability of LNG trucks for India's clean goals*: <https://ieefa.org/resources/assessing-viability-lng-trucks-indias-clean-goals>
- 26 PNGRB long-term natural gas demand outlook, as reported: <https://www.etvbharat.com/en/!bharat/lng-india-long-haul-fleet-pngrb-truck-fleet-transport-natural-gas-demand-enn25061304626>
- 27 Ultra Gas & Energy on LNG refuelling infrastructure: <https://m.dailyhunt.in/news/india/english/autocarpro-epaper-autocar/inside+ultra+gas+energys+plans+to+scale+lng+refuelling+network+autocar+professional-news+id-n714661460>
- 28 MoPNG draft policy on LNG truck conversion, as reported: <https://in.tradingview.com/ideas/lng>
- 29 Minister of State for Petroleum and Natural Gas, Parliament reply on crude import dependence, July 2026: <https://theprint.in/economy/indias-crude-import-dependence-rises-to-record-88-7-as-domestic-output-continues-to-decline/2998114/>
- 30 CEEW, *How will Fuel Demand Grow for India's Road Transport Sector?*: <https://www.ceew.in/publications/how-will-fuel-demand-grow-with-changing-fuel-mix-in-different-vehicle-segments>
- 31 Reliance Industries on petrol and diesel demand peaks: <https://www.hydrocarbonprocessing.com/news/2025/04/reliance-indias-gasoline-demand-to-peak-by-2035-diesel-by-2041/>
- 32 EU CBAM commencement and GTRI estimate: <https://vajiramandravi.com/current-affairs/eus-cbam-begins-impact-on-indias-steel-and-aluminium-exports/>
- 33 FEPS–NIPFP estimate of CBAM duty on Indian steel, as reported: <https://bilancia-group.com/eus-cbam-what-indian-exporters-must-do-before-the-2026-financial-deadline/>
- 34 BCG analysis and Indian steel sector structure: <https://co2ai.com/insights/cbam-and-indian-steel-the-market-is-already-deciding-winners-and-losers>
- 35 Coal-based versus gas-based DRI emissions intensity: <https://discoveryalert.com.au/cbam-framework-carbon-trade-transformation-2026/>
- 36 National Green Hydrogen Mission commissioned capacity as of February 2026: <https://www.reslink.org/blogs/india-s-green-hydrogen-mission-is-moving-from-paper-to-projects/>
- 37 CEEW, *India Must Scale Green Ammonia After Historic Price Discovery*: <https://www.ceew.in/blogs/india-must-scale-green-ammonia-after-historic-price-discovery>
- 38 CEEW, *Greening Steel: Moving to Clean Steelmaking Using Hydrogen and Renewable Energy* (Yadav, Guhan and Biswas, 2021): <https://www.ceew.in/publications/decarbonising-steel-production-using-hydrogen-and-renewable-energy-in-india>
- 39 PPAC data on LPG production, consumption and connections, via PTI: <https://thefederal.com/category/business/indias-lpg-consumption-drops-13-per-cent-in-march-west-asia-conflict-239741>
- 40 Press Information Bureau, MoPNG briefing on crude routing, LPG imports and the Natural Gas Control Order: <https://www.pib.gov.in/PressReleasePage.aspx?PRID=2238525®=3&lang=1>
- 41 PPAC data and demand management measures: <https://www.wionews.com/photos/why-india-still-imports-60-of-lpg-key-reasons-behind-the-current-supply-crunch-1773397848647>

- 42 Caveat on cylinder diversion and baseline measurement: <https://discoveryalert.com.au/india-lpg-usage-fall-supply-crisis-strait-hormuz-2026/>
- 43 CEEW, *Are Indian Homes Ready for Electric Cooking?* (India Residential Energy Survey): <https://www.ceew.in/publications/are-indian-homes-ready-for-electric-cooking-transition>
- 44 CEEW electric cooking cost thresholds, as reported: <https://www.indiaspend.com/earthcheckindia/how-electric-cooking-can-help-indian-families-transition-to-cleaner-fuels-916525>
- 45 IEEFA on e-cooking economics, October 2025: <https://ieefa.org/articles/indias-clean-cooking-strategy-e-cooking-next-frontier>
- 46 Connection amperage and cookware constraints on induction adoption: <https://fsrglobal.org/indias-next-energy-transition-begins-in-the-kitchen/>
- 47 India gas demand, LNG share and 15% energy mix target: <https://www.tribuneindia.com/news/cagr/value-of-indias-crude-imports-from-russia-surges-significantly-at-a-cagr-of-96-during-fy20-fy25-report>
- 48 Petronet LNG import forecast and managing director on oil-linked contracting: <https://www.worldenergynews.com/news/india-demand-for-lng-set-increase-across-770492>
- 49 Indian LNG supplier shares and Canada's export profile: <https://discoveryalert.com.au/canada-lng-strategy-asian-energy-2026/>
- 50 Argus Media, *Viewpoint: Indian term LNG to make 2026 imports pricier*: <https://www.argusmedia.com/en/news-and-insights/latest-market-news/2769530-viewpoint-indian-term-lng-to-make-2026-imports-pricier>
- 51 Business Standard on Indian refiners' appetite for US LNG: https://www.business-standard.com/amp/economy/news/cheap-oil-linked-lng-supply-to-india-trumps-us-gas-amid-trade-talks-125122100560_1.html
- 52 S&P Global Commodity Insights on Hormuz exposure and strategic reserve cover: <https://www.spglobal.com/energy/en/news-research/latest-news/crude-oil/030526-india-weighs-alternate-crudes-refining-costs-economic-fallout-as-iran-conflict-drag-on>
- 53 MoPNG statement, 11 March 2026, on non-Hormuz crude sourcing: <https://www.newsonair.gov.in/india-secures-70-of-crude-oil-imports-outside-strait-of-hormuz-petroleum-ministry>
- 54 Business Standard on July 2026 disruption and stock cover: https://www.business-standard.com/economy/news/india-better-prepared-to-navigate-supply-challenges-as-hormuz-shuts-again-126071200641_1.html
- 55 India-Canada Energy Dialogue joint work plan and freight economics: <https://discoveryalert.com.au/india-canada-energy-partnership-uranium-lpg-lng-2026/>
- 56 LNG Canada Phase 1 offtake and Phase 2 opportunity: <https://resourceworks.com/the-canada-india-energy-trade-pact-is-a-very-big-deal/>
- 57 Canada's stated LNG production goals: <https://corporateknights.com/energy/trade-between-canada-and-india-set-to-double-as-energy-takes-centre-stage/>
- 58 Canadian crude volumes to India and west coast access: <https://www.theglobeandmail.com/business/article-india-import-canadian-oil-tim-hodgson/>
- 59 S&P Global on Indian product supply assurance and LPG diversification toward North America: <https://www.spglobal.com/energy/en/news-research/latest-news/crude-oil/030326-india-assures-uninterrupted-oil-product-supply-crude-diversification-offers-cushion>
- 60 Press Information Bureau, India-Canada CEPA second round: <https://www.pib.gov.in/PressReleasePage.aspx?PRID=2259188®=3&lang=1>
- 61 Business Standard, India-Canada CEPA third round, Ottawa: https://www.business-standard.com/external-affairs-defence-security/news/india-canada-conclude-third-round-of-trade-talks-eye-deal-by-2026-126071200277_1.html

- 62 S&P Global on India Energy Week 2026 India–Canada joint statement: <https://www.spglobal.com/energy/en/news-research/latest-news/crude-oil/012726-iew-2026-india-looks-to-tap-canada-to-meet-growing-appetite-for-crude-lpg-lng>
- 63 MNRE cumulative rooftop solar capacity to May 2026, as reported: <https://greentechlead.com/solar/india-rooftop-solar-market-surges-in-2026-as-pm-surya-ghar-drives-record-residential-adoption-54219>
- 64 Minister of State for New and Renewable Energy, Lok Sabha reply on PM Surya Ghar installations: <https://www.energetica-india.net/news/pm-surya-ghar-scheme-crosses-26-lakh-rooftop-solar-installations-reaches-9-56-gw-capacity>
- 65 Distribution feeder constraints and reported residential BESS subsidy component: <https://heavendesigns.in/blog/pm-surya-ghar-2-0-battery-storage-shared-rooftop-solar/>
- 66 CEEW, *How will India's Vehicle Ownership Grow? A District-level Outlook to 2050* (Mohan, Elango, Mallya and Jain), press release: <https://www.ceew.in/press-release/how-will-indias-private-and-passenger-vehicle-ownership-grow-by-2050>
- 67 ORF summarising IEA data on segment shares of vehicle stock, energy demand and emissions: <https://www.orfonline.org/expert-speak/greening-india-s-transport-sector>
- 68 ICCT roadmap data on medium- and heavy-duty truck emissions share, via ClimateWorks: <https://www.climateworks.org/blog/why-zero-emission-trucks-are-the-future-of-clean-transportation-in-india/>
- 69 IBEF, oil and gas sector data on FY2025–26 crude and LNG import volumes: <https://www.ibef.org/industry/oil-gas-india>
- 70 US EIA, India country analysis, 2023 crude import volumes and 2023 capacity shares: https://www.eia.gov/international/content/analysis/countries_long/india/
- 71 PPAC monthly data for April 2026, as reported: <https://www.indexbox.io/blog/indias-oil-import-bill-surges-57-billion-in-april-2026-despite-lower-consumption/>
- 72 PPAC estimated state-wise petroleum product consumption, FY2025–26: <https://www.fuelwings.com/blogs/indias-estimated-petroleum-product-consumption-fy-2025-26/>
- 73 Installed capacity at February 2022 and FY2021–22 peak demand, Rajya Sabha reply: <https://www.deccanherald.com/india/no-power-crisis-in-india-says-power-minister-r-k-singh-1091621.html>
- 74 Non-fossil share of electricity generation, FY2022–23: <https://www.trade.gov/country-commercial-guides/india-energy>
- 75 MNRE, non-fossil capacity at end-2025: <https://www.newsonair.gov.in/indias-non-fossil-fuel-capacity-rises-to-266-78-gw-in-2025-union-minister-pralhad-joshi>
- 76 IEA, *Transitioning India's Road Transport Sector*, on 2021–22 EV sales shares by segment: <https://www.iea.org/reports/transitioning-indias-road-transport-sector/executive-summary>
- 77 InfluenceMap on 2023 EV shares by segment: <https://influencemap.org/briefing/Automakers-Engagement-with-Climate-Policy-in-India-26711>

LISTE D'ABRÉVIATIONS

ABRÉVIATION	DÉFINITION
AF	Année fiscale
AIE	Agence Internationale de l'Énergie
BCG	Boston Consulting Group
CEEW	Council on Energy, Environment and Water
EJ	Exajoule
FRD	Fer de réduction directe
GAIL	Gas Authority of India Ltd.
GJ	Gigajoule
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-heure
GNC	Gaz naturel canalisé
GNL	Gaz naturel liquéfié
GPL	Gaz de pétrole liquéfié
ICCT	International Council on Clean Transportation
IEEFA	Institute for Energy Economics and Financial Analysis
kWh	Kilowatt-heure
M	Million
MACF	Mécanisme d'ajustement carbone aux frontières
mmBtu	Million de British thermal unit
MMSCM	Million de mètres cubes métriques standard
Mt	Million de tonnes
MW	Mégawatt
NITI Aayog	National Institution for Transforming India Aayog
PNGRB	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board
PPAC	Petroleum Planning & Analysis Cell

