



Ambassade de France au Vietnam
Service économique de Hanoi

Hanoi, 21 juillet 2023
Affaire suivie par : Diane Remy
Revue par : Bureau AFD Vietnam,
Chancellerie de l'Ambassade de France

Perspectives du secteur de l'électricité : le PDP 8, une étape vers la transition verte

Le Vietnam s'est doté le 15 mai d'un Plan national de développement électrique pour 2021-2030, à horizon 2050 (« PDP8 »). Document programmatique clé du secteur, il précise notamment les objectifs de production pour 2030 et 2050 par source d'énergie, les projets de développement du réseau, et conditionne la réalisation de tout projet dans le secteur. Le Vietnam a pris de forts engagements internationaux en matière de décarbonation, que le PDP8, bien qu'ambitieux, ne reflète qu'imparfaitement. Le développement des EnR est en outre confronté à d'importants obstacles : vieillissement du réseau, absence de cadre juridique pour les projets éoliens offshore, absence de cadre tarifaire pour certaines technologies, etc. Alors que les objectifs des PDP successifs n'ont jamais été atteints par le passé, cette huitième édition, ayant notamment laissé certaines pistes sous-explorées, aura vocation à être révisée.

1) Un plan volontariste sur les énergies renouvelables dans un contexte électrique vietnamien contrarié.

Le bouquet électrique vietnamien est largement tributaire des ressources en charbon et en hydroélectricité. La capacité installée en 2022 atteint 77,8 GW. Elle repose encore principalement sur les centrales hydrauliques et à charbon (respectivement 29% et 32,5% des capacités installées), suivies des énergies renouvelables (hors hydraulique) à 26,4% (contre 5,8% en 2016), du gaz à 9,3%, du pétrole 1,9%, des importations à hauteur de 0,7% et d'autres sources telles que la biomasse à 0,2%. Plus de 40% de l'énergie consommée est toutefois encore issue du charbon, et les principales sources d'énergie sont soumises à une certaine instabilité : sécheresse impactant la production hydroélectriqueⁱ, variations des cours du charbon et du gaz, épuisement des gisementsⁱⁱ, etc. Par ailleurs, dans un contexte de forte croissance des besoins en électricité, s'exprime un déséquilibre géographique entre la production d'électricité décarbonée et sa consommation – un manque de capacités installées dans le nord et des limitations de stockage des EnR produites dans le sudⁱⁱⁱ. Le réseau électrique vietnamien apparaît sous-dimensionné et peu adapté à l'afflux d'électricité issue d'énergies intermittentes, menant à un phénomène d'écrêtement, et limitant le développement des EnR^{iv}. Enfin, l'entreprise d'Etat d'électricité EVN, qui a ralenti ses investissements depuis plusieurs années, connaît d'importantes difficultés financières depuis 2022^v, qui obèrent davantage sa capacité d'investissement sur le réseau^{vi}.

Dans ce contexte, le PDP8 précise les objectifs de production pour 2030 et 2050 par source d'énergie (voir annexe 1). Attendu depuis près de trois ans^{vii}, le document prévoit des investissements à hauteur de 134,7 Mds USD au cours de la période 2021-2030 (génération et réseau). Les capacités de génération du pays devraient être multipliées par deux en sept ans pour atteindre 150,5 GW en 2030, puis entre 490,5 et 573,1 GW en 2050. Les **énergies renouvelables** devraient générer entre 30,9 et 39,2% de la production d'électricité en 2030 (ou 47 %, si les engagements JETP sont respectés), puis entre 67,5 et 71,5% d'ici 2050. Seront encouragés les panneaux solaires sur toiture^{viii} ainsi que le développement de l'éolien *onshore* et *offshore*^{ix} - bien qu'il n'existe pour l'instant ni cadre juridique pour l'éolien *offshore* ni de cadre tarifaire pour les projets d'EnR « transitoires »^x. Dans un second temps, il est prévu que ces EnR permettent de produire des vecteurs d'« **énergies nouvelles** » (hydrogène, ammoniac), afin de répondre à la demande intérieure (énergie, transport, industrie) et extérieure^{xi}. Dix projets de centrales à **charbon** sont en cours, mais la proportion du charbon dans les capacités installées est appelée à décliner pour atteindre 20% en 2030, puis 0% en 2050. Si le PDP8 prévoit cinq nouvelles centrales, il y a en réalité peu de chance qu'elles soient construites^{xii}. **L'hydroélectricité**, qui est proche de ses limites de capacités, devrait également

baisser en proportion à 19,5% en 2030 (7,3% en 2050) malgré une liste de 25 projets sur la période^{xiii}. Le PDP8 prévoit en revanche une augmentation de la part du **gaz**, qui atteindrait 25% des capacités installées en 2030, alimentées par une augmentation de la production nationale et surtout des importations de gaz naturel liquéfié (GNL)^{xiv}. L'objectif serait de transformer par la suite les centrales à gaz en centrales à hydrogène/ammoniac (0% de gaz en 2050).

Les projets de stockage et de développement du réseau électrique sont également précisés. Pour le réseau, le PDP8 prévoit un besoin d'investissement à hauteur de 15 Mds USD d'ici 2030 pour la construction et la modernisation de lignes électriques^{xv} et la mise en service de nouveaux postes de transformation. Progressivement les réseaux intelligents doivent être implantés. Après 2030, seront développées des lignes de transport de courant continu à haute tension reliant les régions. La seule ligne transnationale mentionnée relie le Vietnam au Laos^{xvi}. En termes de **stockage**, le PDP8 prévoit le développement prioritaire de Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) avec deux centrales d'une capacité totale de 2 400 MW d'ici 2030^{xvii}. Les batteries seront aussi développées lorsque le prix sera raisonnable (objectif : 300 MW d'ici 2030).

2) Le PDP 8 est un document programmatique imparfait de transition.

Le PDP8 est un document programmatique voué à évoluer. Cette programmation se réalise en plusieurs temps : un plan de mise en œuvre du PDP8 apportera des précisions aux projets listés^{xviii}, qui sera accompagné par des plans de mise en œuvre au niveau provincial. Selon la procédure standard, le PDP8 devra également être revu (potentiellement d'ici 2025). Concernant le plan lui-même, plusieurs experts techniques considèrent certains objectifs comme difficilement réalisables. Sont notamment évoqués l'instabilité du gaz comme source d'énergie, ainsi que des problèmes de technologies pour les énergies renouvelables. Il a par ailleurs été souligné qu'aucun pays industrialisé n'est encore parvenu à générer 70% de son énergie grâce à des EnR^{xix}.

Certains points ne figurent peu ou pas dans ce plan. La question de l'efficacité énergétique n'est traitée que sous l'angle des pertes du réseau d'EVN et le PDP8 n'évoque pas la question sous l'angle des usagers. L'énergie nucléaire n'est pas mentionnée comme source d'énergie, même si l'annexe 1 du PDP8 fait mention d'un centre de Recherche & Développement dans le domaine – mention qui permet de maintenir vivante la possibilité d'une reprise du programme, suspendu depuis 2016^{xx}. Enfin, le PDP8 compte substituer progressivement le gaz brûlé par ses nouvelles centrales thermiques par de l'hydrogène vert d'ici 2050, « lorsque le coût sera abordable ». Cette condition assez floue sera difficile à remplir, le prix de l'hydrogène vert devant demeurer assez élevé au Vietnam.

Le PDP8 n'est pas totalement compatible avec les engagements internationaux du Vietnam. Le pays s'est engagé lors de la COP26 à atteindre un bilan neutre en émissions carbone d'ici 2050 et à se passer du charbon durant la décennie 2040. Ces engagements ont été renforcés suite à la signature en décembre 2022, d'un Partenariat pour une transition énergétique juste (JETP). Pourtant, les objectifs fixés par le PDP8 pour 2030 ne sont pas compatibles avec le JETP : le PDP8 prévoit entre 30,9 et 39,2% de l'électricité provenant d'énergies renouvelables contre 47% prévus par le JETP ; il fixe le pic d'émissions liées à la production d'électricité entre 204 et 254 MtEqCO₂ alors que le JETP le fixe à 170Mt. Des mentions conditionnelles ont toutefois été ajoutées, précisant les objectifs prévus par le JETP, qui pourraient ainsi être atteints « si les partenaires internationaux respectaient bien tous leurs engagements ».

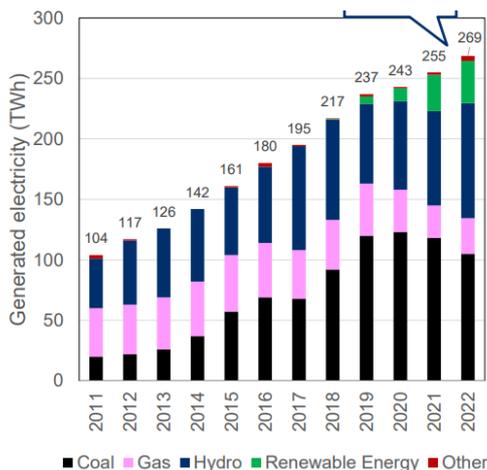
Le caractère imparfait du PDP8 s'explique aussi par son approbation en urgence, après une attente de près de trois ans qui a retardé le lancement de projets majeurs nécessaire à la sécurité énergétique nationale. La transition énergétique dessinée par le plan demandera de lourds investissements, et devra probablement intégrer une augmentation du coût de l'électricité – qui nourrira l'inflation et fera perdre au Vietnam une partie de son attractivité auprès des multinationales. Afin qu'une partie de ces investissements puisse être prise en charge par le secteur privé, le Vietnam devra aussi lever certaines barrières aux investissements sur le réseau et améliorer l'environnement des affaires pour les projets d'énergies renouvelables ainsi que leur raccordement au réseau

Annexes

Annexe 1 : aperçu des prévisions du PDP8 (en capacités installées)

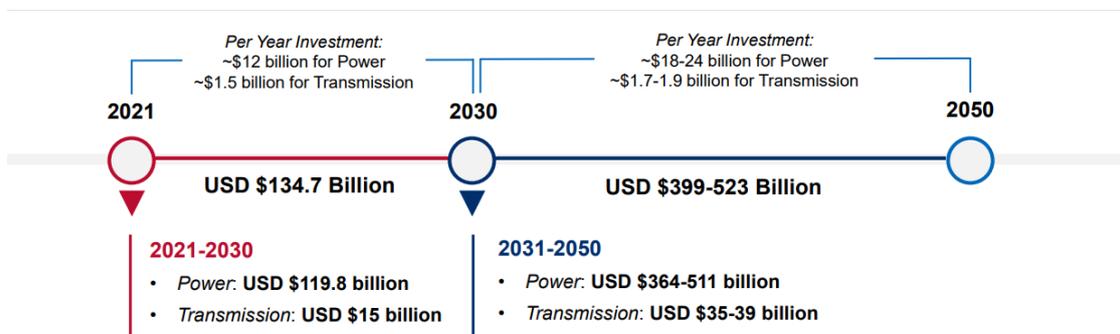
	2022	2030 (selon le PDP8)	2050 (selon le PDP8)
	Capacités : 77,8 GW (Source : EVN)	Capacités : 150,5 GW	Capacités : 490,5 – 573,1 GW (Valeurs médianes des fourchettes prévisionnelles)
Charbon	32,5%	20%	0%
Hydroélectricité	29%	19,5%	6,8%
Renouvelable (hors hydroélectricité)	26,4%	<ul style="list-style-type: none"> • Solaire : 8,5% • Eolien en mer : 4% • Eolien <i>onshore</i>: 14,5% • Biomasse & valorisation des déchets: 1,5% 	<ul style="list-style-type: none"> • Solaire : 33,7% • Eolien en mer : 15,2% • Eolien onshore : 12,8% • Biomasse & valorisation des déchets : 1,1% • Energie thermique utilisant des biomasses et de l'ammoniac : 5,6% • Centrales thermiques au gaz domestique entièrement converties à l'hydrogène : 1,3% • Centrales GNL entièrement converties à l'hydrogène : 3,45%
Energies renouvelables pour la production de nouveaux vecteurs (hydrogène, ammoniac, etc.)	0	<i>Capacités illimités (sous réserves de conditions)</i>	<i>Capacités illimités (sous réserves de conditions)</i>
Gaz	9,3%	<ul style="list-style-type: none"> • Gaz domestique : 9,9 % • GNL : 14,9% 	<ul style="list-style-type: none"> • Gaz domestique et GNL : 1,5% • GNL combiné à de l'hydrogène : 1,3%
Pétrole (fuel)	1,9%	0%	0%
Importations	0,7%	3,3%	2,1%
Autres	0,2%	<ul style="list-style-type: none"> • Stockage (STEP & batteries) : 1,8% • Cogénération : 1,8% • Sources flexibles : 0,2% 	<ul style="list-style-type: none"> • Stockage : 7,1% • Sources flexibles : 7,2% • Autres (centrales de cogénération utilisant la chaleur résiduelle, les gaz de hauts fourneaux et les sous-produits des processus industriels) : 0,85%

Annexe 2 : Graphique sur l'évolution des sources d'énergie dans le mix électrique au Vietnam



Source : USAID

Annexe 3 : Investissements prévus dans le cadre du PDP8 (source : USAID)



Source : USAID

Annexe 4 : Engagements de financement du JETP

Objectif : 15,5 Mds USD

7,75 Mds	7,75 Mds
Investissements multi-donneurs (IPG) EU, France, UK, USA, Japon, Allemagne, Italie, Canada, Danemark et Norvège	Investissement privé (mené par GFANZ) Bank of America, Citi, Deutsche Bank, HSBC, Macquarie, Mizuho Financial Group, MUFG, Prudential Pic; Shinhan Financial Group, SMBC Group, and Standard Chartered

Annexe 5 : Liste des principales décisions et principaux mécanismes devant mener vers la neutralité carbone d'ici 2050

1) **Décision 888 et 876 pour soutenir l'engagement Net 0 à la COP 26** : le MoIT a développé le Climate Change Action Plan dans le but de mettre en œuvre cette décision.

2) **Just Energy Transition Partnership (JETP)**. Déclaration politique signée en décembre 2022, prévoyant : un pic de capacité des centrales en 2030, à charbon à 30,2 GW ; le pic des émissions de gaz à effet de serre du

secteur de la production d'électricité ne dépassant pas à 170 MtEqCO₂ en 2030 (la contribution nationale déterminée révisée en novembre 2022 avait fixé un pic des émissions de GES tous secteurs confondus à 2035 – Décision 896) ; au moins 47% de l'électricité générée par des énergies renouvelables en 2030 ; pic des émissions de gaz à effet de serre – tous secteurs confondus – en 2030.

3) PDP8 (Décision 500) : réduction des émissions (objectif du JETP atteint dans le cas du respect des engagements de la part des partenaires internationaux) ; sa mise en œuvre requière des interventions (principalement du MoIT) pour mettre en place un ensemble de politiques / régulations / cadres.

4) Direct Power Purchase Agreement (DPPA) : mise en place d'un mécanisme d'accord d'achat direct d'électricité (principe inscrit dans le PDP8) pour soutenir les engagements d'achat d'énergie renouvelable.

5) Marché carbone et Système d'échange de quotas d'émission (ETS) national. Dès 2025 devrait se mettre en place une phase pilote, et le marché carbone devrait entrer en opération en 2028. Le MoIT prépare des orientations pour les secteurs gérés par ce ministère.

6) Loi sur l'électricité amendée (1^{er} mars 2022) et la loi sur les énergies renouvelables (attendue mi-2025) : devrait soutenir les investissements du secteur privé dans le domaine de l'électricité (notamment dans le réseau), promouvoir les énergies renouvelables, renforcer les DPPA, renforcer les marchés de l'électricité.

Notes de fin

ⁱ 2023 est une « année El Niño », ce qui s'est traduit en Asie du Sud-Est par une sécheresse menant en juin 2023 à l'arrêt de 11 centrales hydroélectriques ; 9 ont leurs réservoirs à sec, confrontant le nord du pays à des possibles pénuries.

Le pays est fortement exposé aux effets du changement climatique et catastrophes naturelles, et se classerait parmi les premiers pays non insulaires à être impacté, selon les projections de la Banque mondiale, car l'élévation du niveau des mers et les chaleurs extrêmes mettent en péril les zones situées le long de ses 3 260 kilomètres de côtes. L'impact sur l'économie vietnamienne se fait déjà sentir : selon les calculs initiaux de la Banque mondiale, les coûts liés au changement climatique ont réduit le PIB du Vietnam de 3,2 % en 2020. En se projetant jusqu'en 2050, elle prévoit une réduction de 12 à 14,5 % de son PIB.

ⁱⁱ Les différends territoriaux avec la Chine complexifient l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures en Mer de Chine méridionale.

ⁱⁱⁱ Des pénuries d'électricité surviennent dans le nord du Vietnam (en mai et juin 2023, le déficit d'électricité dans le nord est estimé avoir atteint jusqu'à 4 900 MW).

^{iv} L'écrêtement est la diminution délibérée de la production lorsque celle-ci excède la demande et/ou les capacités de transport du réseau. L'écrêtement peut être réduit en développant des capacités de stockage.

^v Contrôlant aujourd'hui 40% de la capacité installée du pays (29 GW) et détenant le monopole du transport et de la distribution, EVN est l'opérateur central du secteur. Il fait état de pertes atteignant plus d'1,3 Md USD, et pouvant atteindre 2,5 Mds en 2023. Ces pertes sont notamment liées à l'augmentation du coût des combustibles : les prix du charbon produit au Vietnam ont augmenté de 34 à 46% et ceux du charbon importé, de 163% (2022). En conséquence, en 2022 la production d'un kilowattheure d'électricité a coûté 2 032,26 VND, soit une augmentation de 9,27% par rapport à 2021. Au début du mois de mai 2023, le ministère de l'Industrie et du Commerce (MoIT) a autorisé EVN à augmenter ses tarifs jusqu'à 3% (EVN demandait une augmentation supérieure à 10%) ; cette hausse est toutefois insuffisante et ne permettrait de réduire le déficit que d'environ 341 M USD. La baisse des prix des combustibles (notamment charbon) devrait freiner ces pertes et il semble peu concevable que l'Etat abandonne EVN.

^{vi} Le ralentissement des investissements de EVN affecte notamment le réseau et le développement des sources d'électricité. La part d'EVN dans la production électrique vietnamienne est néanmoins amenée à diminuer considérablement à horizon 2050 car les investissements dans les EnR et potentiellement dans le réseau seront davantage portés par le secteur privé.

^{vii} Le PDP8 a fait l'objet d'une douzaine de versions. Son adoption avec près de trois ans de retard est notamment dû à la complexité de l'intégration des engagements environnementaux pris par le gouvernement vietnamien.

^{viii} Fin juin 2023, le Ministère de l'Industrie et du Commerce (MoIT) a soumis un rapport au Premier ministre proposant un mécanisme pour encourager l'installation de panneaux solaires sur toiture, à des fins d'autoconsommation. Les mesures incitatives s'appliqueraient aux panneaux installés sur les toits des bâtiments résidentiels, commerciaux et d'entreprise, sans vente d'électricité à d'autres organisations ou à des particuliers. Dans ce cadre, le ministère de l'économie et des finances (MoF) a proposé que les investisseurs de ce secteur soient exemptés de l'obligation d'obtention de licences d'exploitation d'énergie ainsi que de certificats d'enregistrement d'entreprise d'électricité. Ils seraient également prioritaires pour les allocations budgétaires, les exonérations ou réductions d'impôts et l'accès à des prêts à des taux d'intérêt préférentiels (Banque d'Etat du Vietnam). Il n'y aurait par ailleurs pas de limite de capacité installée mais les équipements devraient toutefois être conformes aux réglementations en vigueur.

Cette proposition avance dans le sens d'une mise en œuvre de l'une des mesures du PDP8, qui indique que la moitié des immeubles de bureaux et résidentiels devront employer de l'énergie solaire pour leur autoconsommation d'ici 2030.

^{ix} Concernant l'éolien *offshore*, le développement devrait surtout se produire après 2030 (d'ailleurs l'objectif de 6GW affiché pour cette date semble peu réaliste).

^x En mai 2023, les développeurs de 23 projets solaires et éoliens ont sollicité le Premier ministre et le vice-Premier ministre pour accélérer les négociations sur les prix avec l'*Electric Power Trading Company* (EPTC), filiale du *Vietnam Electricity Group* (EVN) - et la mise en service des projets. En l'absence des documents juridiques nécessaire pour ces négociations, les investisseurs ont proposé au PM de demander au MoIT de publier des lignes directrices. Ils ont également proposé trois options, à savoir : 1) qu'EVN leur paie un montant égal à 90% du prix plafond du cadre de prix de l'électricité jusqu'à ce que les parties concernées parviennent à un accord sur les prix de l'électricité, *sans effet rétroactif* ; 2) qu'EVN paie 50% jusqu'à un accord, *avec effet rétroactif* ; 3) que si le prix de la mobilisation de leur électricité représente 50% du prix plafond, la période provisoire ne soit pas incluse dans la durée du contrat de 20 ans officiellement convenue entre EVN et les investisseurs. Pour rappel, le cadre de prix transitionnel (et le prix plafond) prévu par la [décision 21](#) (janvier 2023) avait été promulgué sur la base des propositions d'EVN, devant servir de base aux parties prenantes pour déterminer le prix de l'électricité des centrales solaires et éoliennes.

^{xi} Actuellement en phase d'études préliminaires.

^{xii} Si le financement ne peut être sécurisé avant juin 2024, ces projets seront annulés. Le respect de cette échéance ambitieuse sera d'autant plus difficile que les bailleurs de fonds traditionnels du Vietnam - le Japon, la Chine et la Corée du Sud - se sont engagés à ne plus financer de nouveaux projets liés au charbon. Un projet de centrale à charbon a été abandonné en 2022 après le retrait du bailleur thaïlandais.

^{xiii} La taille des projets reste modeste, car il n'existe plus de possibilités de développer des grands projets ; il s'agit essentiellement l'extension de centrales existantes et de moyenne puissance (<100MW).

^{xiv} 15 projets de construction de centrales GNL sont notamment listés et 10 centrales à gaz.

^{xv} Le système de transmission nord-sud dispose notamment de deux lignes de 500 kV (très haute tension). Dans le cadre du PDP8, il est prévu de construire une ligne de 500 kV de Ha Tinh vers le nord. La mise en œuvre de ce plan est prévue d'ici à 2030. Le groupe EVN souhaite donner un coup d'accélérateur à ce projet.

Plus en détails, le PDP8 fixe plusieurs objectifs, dont le développement de réseaux de transmission de 500 kV et 220 kV pour garantir un approvisionnement en électricité efficace et fiable. Conformément à ces objectifs, les investissements prévus pour le réseau de transport entre 2021 et 2050 sont les suivants :

- Période 2021-2030 : 49 350 MVA de nouvelles constructions et 38 168 MVA de rénovations de sous-stations de 500 kV ; 12 300 km de nouvelles constructions et 1 324 km de rénovations de lignes de transmission de 500 kV ; 78 525 MVA de nouvelles constructions et 34 997 MVA de rénovations de sous-stations de 220 kV ; 16 285 km de nouvelles constructions et 6 484 km de rénovations de lignes de transmission de 220 kV.

- Période 2031-2050 : Capacité de 40 000-60 000 MW de nouvelles constructions de stations de courant continu à haute tension (CCHT) et 5 200-8 300 km de lignes de transmission CCHT ; 90 900-105 400 MVA de nouvelles constructions et 117 900-120 150 MVA de rénovations de sous-stations de 500 kV ; 9 400-11 152 km de nouvelles constructions et 801 km de rénovations de lignes de transmission à 500 kV ; 124 875-134 125 MVA de nouvelles constructions et rénovations de 105 375-106 750 MVA de sous-stations à 220 kV ; 11 395-11 703 km de nouvelles constructions et 504-654 km de rénovations de lignes de transmission à 220 kV.

^{xvi} En accord avec ses engagements auprès du Laos, le Vietnam devrait importer au moins 3 000 MW d'électricité depuis ce pays d'ici à 2025 et 5 000 MW d'ici à 2030, l'objectif pour 2050 étant d'environ 11 042 MW (PDP8). Les importations d'électricité en provenance du Laos (usines hydroélectriques localisées sur le Nam Kong et le Nam San) ont déjà augmenté en mai 2023, en raison de difficultés d'approvisionnement en charbon et en gaz, de l'importante sécheresse dans le nord du Vietnam et de l'impossibilité d'utiliser les projets de transition d'énergies renouvelables (localisés dans le sud principalement ; le Laos se situe géographiquement plus proche du nord). Les importations d'électricité du Vietnam se situent généralement autour de 1 – 2% du bouquet énergétique, et proviennent principalement du Laos (environ 7 millions de kWh par jour) et de Chine (4 millions de kWh). Selon le PDP8, les importations totales du Vietnam monteraient à 3,3% du bouquet en 2030 (puis à 2% en 2050, mais en proportion ; les importations vont donc continuer d'augmenter).

^{xvii} Le projet de Bac Ai, mené par l'AFD représente 50% de cet objectif.

^{xviii} Le 17 juin 2023, l'Institut de l'énergie (EI) a envoyé la lettre officielle n° 0975/VNL-P8 (OL) au ministère de l'Industrie et du Commerce (MoIT) pour rendre compte de l'élaboration du plan de mise en œuvre du PDP8 en réponse à la lettre n° 3748/BCT-DL du MoIT. Selon les lois applicables, le plan de mise en œuvre du PDP8 doit inclure les objectifs spécifiques du PDP8 avec l'échelle détaillée/les progrès des projets/la capacité de puissance des sources d'électricité requises et la croissance coordonnée du réseau électrique au cours de la période de planification.

^{xix} Cet argument est toutefois à nuancer car l'objectif du Vietnam est à horizon 2050 ; par ailleurs, il est difficile de le comparer aux pays industrialisés, dans le sens où ils doivent remplacer des capacités existantes, alors que le Vietnam doit en créer de nouvelles.

^{xx} Le corps du texte mentionne par ailleurs le développement d'énergies non conventionnelles, ce qui peut y faire référence.