HAL
open science

Scénarios de décarbonisation du secteur électrique au Vietnam

van Thanh Dang

To cite this version:

van Thanh Dang. Scénarios de décarbonisation du secteur électrique au Vietnam. Economies et finances. Universite Grenoble Alpes, 2016. Français. NNT : . tel-01275303

HAL Id: tel-01275303

https://hal.univ-grenoble-alpes.fr/tel-01275303v1

Submitted on 17 Feb 2016

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

UNIVERSITÉ GRENOBLE ALPES

THÈSE

Pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ GRENOBLE ALPES

Spécialité : **Sciences économiques**

Arrêté ministériel : 7 août 2006

Présentée par

Van Thanh DANG

Thèse dirigée par **Patrick Criqui**
préparée au sein du **Laboratoire PACTE (Politiques publiques, Action politique, Territoire)**
dans **l'École Doctorale de Sciences économiques (ED n° 300)**

Scénarios de décarbonisation du secteur électrique au Vietnam

Thèse soutenue publiquement le **4 février 2016**,
devant le jury composé de :

M. Patrick Criqui
Directeur de Recherche CNRS, Université Grenoble-Alpes (Directeur de thèse)
M. Jacques Fontanel
Professeur des universités, Université Grenoble-Alpes
Jean-Charles Hourcade
Directeur de Recherche CNRS, Directeur d'Etude EHESS (Rapporteur)
Jacques Percebois
Professeur des universités, Université de Montpellier I (Rapporteur)

UNIVERSITÉ GRENOBLE ALPES

THÈSE

Pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ GRENOBLE ALPES

Spécialité : **Sciences économiques**

Arrêté ministériel : 7 août 2006

Présentée par

Van Thanh DANG

Thèse dirigée par **Patrick Criqui**
préparée au sein du **Laboratoire PACTE (Politiques publiques, Action politique, Territoire)**
dans **l'École Doctorale de Sciences économiques (ED n° 300)**

Scénarios de décarbonisation du secteur électrique au Vietnam

Thèse soutenue publiquement le **4 février 2016**,
devant le jury composé de :

M. Patrick Criqui
Directeur de Recherche CNRS, Université Grenoble-Alpes (Directeur de thèse)
M. Jacques Fontanel
Professeur des universités, Université Grenoble-Alpes
Jean-Charles Hourcade
Directeur de Recherche CNRS, Directeur d'Etude EHESS (Rapporteur)
Jacques Percebois
Professeur des universités, Université de Montpellier I (Rapporteur)

Remerciements

Tout d'abord je remercie le Gouvernement Vietnamien pour la bourse de thèse qui m'a permis de réaliser cette recherche doctorale. Merci également au laboratoire de l'Economie du Développement Durable et de l'Energie - EDDEN, de l'Université Pierre Mendès France pour son accueil ; il m'a offert le cadre stimulant, le confort scientifique et le soutien administratif nécessaires au cours des 3 dernières années.

Mes remerciements s'adressent d'abord à Monsieur Patrick Criqui pour avoir dirigé cette thèse dans le laboratoire EDDEN. J'ai énormément bénéficié non seulement de son encadrement rigoureux mais aussi du partage de son expérience et de ses connaissances. Je tiens à lui exprimer toute ma gratitude pour l'orientation de mes travaux sur un sujet si important pour le Vietnam.

J'exprime ma reconnaissance à Monsieur Jacques Percebois, et à Monsieur Jean-Charles Hourcade pour avoir accepté d'être rapporteurs et membres du Jury.

Je formule des remerciements spéciaux à M. Jacques Fontanel, pour son soutien à mon arrivée et ses encouragements pour intégrer la formation doctorale et le laboratoire EDDEN. Je le remercie pour ses avis, ses précieuses critiques pour améliorer le travail, et pour sa participation au jury.

Je remercie aussi plusieurs enseignants et chercheurs pour leur accueil, leur aide et leur contribution pour améliorer ce travail ; M. Armand Chanel, Mme Catherine Figuière, M. Vincent Plauchu, M. Jean-Christophe Simon. MM. Maurice Doublier et Pierre Artiguebieille ont aussi contribué à améliorer la qualité du travail d'écriture.

Un très grand « Merci » à tous les membres et amis à EDDEN. Spécialement, je tiens à exprimer mes sincères remerciements à Céline Rival, Danielle Revel, Danielle Martin-Alenda, Phillipe Menanteau, Wilfried Mourier, Constantin Ilasca, Thierry Badouard , Randa Ezziane, Eric Quétaud, Silvana Mima, Catherine Locatelli, Sylvain Rossiaud, Claire Bergaentzlé et Mehdi Abbas pour leur aide et leurs précieux encouragement au cours des trois dernières années.

Je suis également redevable à des collègues Vietnamiens: M. Tran Van Binh, Mme Nguyen Hoang Lan (Polytechnique de Hanoi), M. Tran Hong Nguyen (Université d'Electricité), M. Nguyen Van Binh, M. Nguyen Hoai Nam (Institut des Sciences d'énergie) pour les informations et données utiles concernant ma recherche.

Je voudrais également remercier les familles de M. Fontanel, M. Doublier, M. Artiguebieille, M. Chanel, M. Simon et Mme Martin-Alenda, l'association AEVG, le Coup de Pouce, pour leur partage de la culture françaises et leur hospitalité pendant mon séjour en France.

Surtout, je suis profondément reconnaissant à mes parents, à ma femme et pour leur encouragement spirituel et leur soutien moral dans la poursuite de mes études de doctorat. Tout leur amour et leur compréhension sont inestimables. Enfin, je tiens à dédier ce travail à ma fille bien-aimée, Dang Ha Quynh Anh, qui a du faire preuve d'une grande patience malgré son jeune âge au cours des quatre dernières années.

Table des matières

CHAPITRE 1 LES DYNAMIQUES EN COURS DU DEVELOPPEMENT SOCIO-ECONOMIQUE ET ENERGETIQUE DU VIETNAM 17

1. LE CONTEXTE NATIONAL 19
   1.1. Un pays de taille moyenne 19
   1.2. Cours d'eau et forêts d'un pays tropical de mousson 20
   1.3. Une transition démographique avec une croissance maîtrisée 22
   1.4. Une économie émergente avec une croissance forte 23
   1.5. La transition des structures économiques 23
   1.6. Une économie orientée vers l'exportation 24
2. LE SYSTEME ENERGETIQUE DU VIETNAM 25
   2.1. Une augmentation de la demande d'énergie très rapide 26
   2.2. L'offre d'énergie 29
   2.3. Perspective du système énergétique vietnamien et sécurité énergétique 30
   2.4. Les émissions de GES du secteur de l'énergie au Vietnam 31
3. LE SYSTEME ELECTRIQUE VIETNAMIEN 33
   3.1. Structure du secteur électrique 33
   3.2. Evolution de développement du secteur électrique 35
4. LES DEFIS A RESOUDRE DANS LE DEVELOPPEMENT DU SECTEUR ELECTRIQUE VIETNAMIEN 47
   4.1. La satisfaction des besoins 47
   4.2. La maitrise des coûts 49
   4.3. La sécurité énergétique 53
   4.4. La maitrise des impacts environnementaux 53
5. CONCLUSION 56

CHAPITRE 2 PRESENTATION DES ANALYSES ECONOMIQUES THEORIQUES ET APPLIQUEES DANS LE DOMAINE DE LA PRODUCTION D'ELECTRICITE 59

1. LES MODELES DE PREVISION DE LA DEMANDE D'ENERGIE 61
   1.1. Les approches de la prévision de la demande d'énergie 61
   1.2. Approches simples 61
   1.3. Les caractéristiques des modèles de demande d'énergie utilisés dans la pratique 64
2. METHODOLOGIE DE LA CONSTRUCTION D'UN MASTER PLAN D'ELECTRICITE 76
   2.1. Le Master plan électrique, comme élément d'un master plan sur l'énergie nationale 78
   2.2. Rôle du master plan d'électricité 80
   2.3. Objectifs du master plan d'électricité 80
   2.4. Procédures du master plan 81
   2.5. Les issues de la construction du master plan d'électricité 81

3. MASTERS PLANS DU DEVELOPPEMENT DU SECTEUR ELECTRIQUE DU VIETNAM 90
3.1. Prévision de la demande 91
3.2. Mise en place de l'analyse 96
4. L'APPROCHE RETENUE DANS NOTRE RECHERCHE 101

CHAPITRE 3 SCENARIOS POUR UN DEVELOPPEMENT DURABLE DU SECTEUR ELECTRIQUE DU VIETNAM 107

1. LES HYPOTHESES FONDAMENTALES DES SCENARIOS 110
1.1. Scénario de référence (REF) 110
1.2. Les scénarios des choix politiques 134
2. LES SCENARIOS DU DEVELOPPEMENT DU SECTEUR ELECTRIQUE 137
2.1. Scénario REF 137
2.2. Scénario NUC 149
2.3. Scénario CCS 155
2.4. Scénario REN 161
2.5. Scénario EQU 166
3. CONCLUSION 171

CHAPITRE 4 EVALUATION DES SCENARIOS DU DEVELOPPEMENT DU SECTEUR ELECTRIQUE DU VIETNAM 175

1. LES IMPACTS SUR LE SECTEUR DE L'ENERGIE NATIONALE 178
1.1. La consommation d'électricité 178
1.2. L'intensité énergétique 181
1.3. La production d'électricité 182
1.4. La diversification du mix énergétique pour la production d'électricité 185
1.5. La dépendance en importations d'énergie 186
1.6. La conservation des combustibles 187
2. LES IMPACTS ECONOMIQUES 190
2.1. Le coût d'investissement 190
2.2. La facture de l'importation de l'énergie fossile 192
2.3. Les coûts de production d'électricité 195
3. LES IMPACTS SOCIAUX 197
3.1. Les coûts des dommages de la santé dus aux particules 197
3.2. Les coûts des dommages de la santé consécutifs aux émissions de SO2 198
3.3. Les coûts des dommages de la santé consécutifs aux émissions de NOx 199
3.4. Les coûts totaux des dommages de la santé consécutifs aux émissions de poussières, SO2 et NOx 200
4. LES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX 200
4.1. 4.4.1. Les émissions de CO2 201
4.2. Les émissions de particules 204
4.3. Les émissions de SO2 204

4.4. Les émissions de NOx *205*
4.5. Les eaux usées *206*
4.6. L'utilisation des terres *207*
5. CONCLUSION 211

Introduction générale

L'actualité récente du régime climatique international montre que la majorité des pays de la planète, aussi différents soient-ils, sont appelés à s'engager sur la voie d'une économie à faibles émissions de gaz à effet de serre (GES) pour atteindre l'objectif limitant à 2°C l'augmentation de la température moyenne de la surface de la Terre (Bernstein et al., 2007). Cet objectif ne peut être atteint que par des décisions politiques courageuses concernant la mise en place d'une transition énergétique. Cette mutation est aussi importante que nécessaire afin de réduire l'intensité carbone dans tous les secteurs de l'économie, avec pour objectif, d'ici quelques décennies des productions d'émissions nettes de carbone proches de zéro. Cette transition mondiale vers une économie sobre en carbone nécessite une coopération internationale à tous les niveaux visant notamment à intensifier les transferts technologiques capables d'apporter les moyens satisfaisants pour atteindre cet objectif ambitieux (SDSN & IDDRI, 2014).

Le Vietnam, pays en développement de taille moyenne, à faible niveau de développement mais en croissance économique rapide, peut-il contribuer à cet effort mondial ? Même si après la COP21 l'accès aux nouvelles technologies et à des financements pour promouvoir une économie verte lui étaient davantage ouverts, la question est de savoir si une telle transition énergétique sera compatible avec la poursuite d'un processus de développement soutenu.

Dans ce contexte, notre travail se focalise sur le domaine de l'énergie, qui est la clé de cette transition, et plus spécialement sur le secteur électrique. En effet le déploiement d'un secteur électrique sur tout le territoire et sa modernisation ont constitué l'un des vecteurs du développement national depuis la fin de la guerre. La progression du taux d'électrification au cours des trente dernières années en témoigne: en zone rurale il est passé de 10% à 96 % entre 1980 et 2010 (World Bank, 2011). Pourtant ce progrès de l'électrification s'accompagne de plusieurs questions fondamentales : Comment apprécier les évolutions futures de la demande, liées à la transformation de mode de vie d'une population plus largement urbanisée ? Quels critères de choix de la configuration du mix électrique permettant de répondre à cette demande d'ici le milieu du siècle ? Quelle augmentation des capacités productives des diverses sources d'électricité ? Quelles conséquences en termes d'investissements, de

prix, d'importation de sources d'énergie mais aussi quels impacts en matière d'environnement et d'émissions de polluants et de gaz à effet de serre ?

Ces questions suscitent de nombreux travaux actuellement au Vietnam. Il s'agit bien sûr des approches globales des services ministériels, des études des agences de coopération internationale. Cependant on peut relever un certain déficit des recherches scientifiques finalisées et nous situons notre travail dans ce courant, avec une préoccupation particulière à deux niveaux. D'une part la recherche ambitionne de mener une analyse rigoureuse sur les conditions actuelles et le futur déploiement du secteur électrique du Vietnam. Sur ce point le travail des universitaires devrait contribuer à éclairer les technocrates et les politiques. D'autre part nous tenterons d'intégrer dans notre réflexion certains éléments tirés du riche débat actuel sur la transition énergétique et sur la décarbonation à long terme. Cette démarche n'est pas encore implantée au Vietnam et nous souhaitons contribuer à initier une analyse pertinente tant pour la communauté universitaire que pour la société dans son ensemble.

Nous apporterons ici des éléments de justification pour notre questionnement. Ces éléments sont principalement basés sur la situation contemporaine du secteur électrique au Vietnam. Pourtant notre approche de cas national rejoint les travaux et diagnostics portés sur des grandes économies comparables, en particulier en Asie du sud-est. En ce sens notre travail veut explorer la possible transition énergétique de pays en développement rapide qui ne peuvent pas encore être qualifiés d'émergents. Nous plaçons donc la question des émissions de CO2 du secteur électrique au centre de notre analyse. Cette problématique de transition nous semble offrir un cadre fécond pour analyser la dynamique du système électrique du Vietnam et ses perspectives d'évolution.

En effet, selon les scénarios officiels, le secteur de l'électricité du Vietnam devrait multiplier par 10 ses émissions de CO2 pendant la période 2012-2050, en raison de la forte croissance de la demande électrique. Par ailleurs, dans la perspective de la lutte contre le changement climatique, avec l'objectif international d'une limitation à moins de 2°C de la température de la surface de la Terre, le Vietnam va devoir veiller à maitriser ses propres émissions de gaz à effet de serre. Or l'électricité produite au Vietnam dépend actuellement à 62% du charbon et à 15% du gaz naturel, ce qui constitue, en soi, un très mauvais scénario au regard des contraintes environnementales internationalement reconnues. Tout se joue donc dans l'évolution du mix électrique national, dont nous allons caractériser quelques éléments structurels.

En termes de ressources, le potentiel économique de l'hydroélectricité ne pourra plus croître à partir de 2020. De ce fait, depuis 2015 le Vietnam fait appel aux centrales électriques à charbon, ce qui augmente les importations de cette ressource énergétique et va à l'encontre de l'objectif de contrôle des émissions de carbone. Certes, le Vietnam possède des ressources minières disponibles pour augmenter sa production nationale de houille, mais au prix d'un effort d'investissement financier potentiel considérable que le monopole d'Etat « Groupe Charbon et Produits Minéraux » n'est pas en mesure d'assumer. En effet, le budget public du Vietnam est très fortement sollicité pour les besoins du développement économique du pays visant en priorité la satisfaction des besoins d'une population nombreuse. Dans les choix publics, cet investissement pour une filière charbon peu compétitive, aussi important soit-il, n'est pas envisagé pour l'instant.

Cependant, le besoin subsiste et impose au Gouvernement une augmentation de ses importations, grâce aux prix très compétitifs dans les pays voisins (Australie, Indonésie) entrainant par ailleurs de nouvelles infrastructures portuaires ou de stockage. Les scénarios officiels prévoient que le Vietnam importera environ 160 millions de tonnes de charbon en 2030. L'importation d'une grande quantité de matières premières pour le seul besoin de la production d'électricité, assujettie aux variations du cours du marché, impose donc un grand défi à l'économie vietnamienne. Elle fragilise par ailleurs sa sécurité énergétique, à travers sa production d'électricité, élément primordial dans le processus actuel d'industrialisation et de modernisation du pays, mais aussi pour couvrir « à minima » la demande, donc les attentes matérielles et culturelles du peuple vietnamien.

Si l'on considère que les coûts de réduction des émissions de CO2 de la production d'électricité correspondent aux couts à engager pour la préservation d'un bien public mondial et en appliquant le modèle ELECSIM (Criqui, 2013)[1] au cas du Vietnam, il ressort que, dès 2025, le coût environnemental généré par les centrales à charbon nationales sera très élevé, le plus élevé de tous les moyens disponibles. Or, la réduction des émissions de CO2 se présente comme la contribution à un bien public global sur l'ensemble de la planète. De ce fait, le coût de la production d'électricité par le charbon doit être analysé non pas seulement d'un point de vue national, mais aussi d'un point de vue mondial.

---

[1] Il s'agit d'un modèle de simulation du secteur électrique développé par P. Criqui, en vue du grand débat sur la transition énergétique de la France.

D'autre part, le Vietnam produit également environ 15% de son électricité à partir du gaz naturel, cette énergie fossile occupant la deuxième place, après le charbon, pour la teneur de ses émissions de GES. Dans le scénario tendanciel officiel, le Vietnam devrait également importer du gaz naturel. Le prix d'approvisionnement serait nettement moins élevé si son transport était réalisé par gazoduc, mais en raison de la faible quantité importée, le Vietnam aura des difficultés pour attirer des financiers internationaux ou nationaux pour investir dans la construction d'un réseau de gazoduc à partir du lieu d'extraction. En conséquence la construction d'un tel réseau pour le budget du Vietnam n'est pas d'actualité, la priorité étant donnée à l'augmentation de la production nationale ou à l'importation de la houille.

Dans ce contexte, la production d'électricité du Vietnam doit relever de multiples défis concernant la sécurité et les impacts sur l'environnement de ses sources d'approvisionnement. En effet, l'électricité devient une énergie indispensable pour permettre le développement socio-économique du Vietnam. D'autre part, en raison du coût élevé de la production d'électricité, le gouvernement vietnamien est confronté à l'incertitude des prix des matières premières, au coût du stockage des combustibles et à l'impact négatif pour l'environnement des centrales thermiques à charbon. Tout cela alors que le Vietnam doit aussi apporter sa contribution à une réponse globale de tous les pays du monde face au changement climatique, et à ses conséquences catastrophiques. Nous analysons cette situation caractérisée par de fortes contraintes dans le chapitre 1. « Les dynamiques en cours du développement socio-économique et énergétique du Vietnam ».

Ayant établi l'inventaire des problèmes à prendre en compte, la question est de savoir quelles sont les décisions à prendre pour résoudre simultanément l'engagement mondial sur la « décarbonisation » du système énergétique, tout en assurant la sécurité énergétique, les bénéfices socio-économiques et la protection de l'environnement national. Par conséquent, sur la base d'hypothèses expérimentales, nous avons étudié plusieurs solutions respectueuses de la transition énergétique, favorables à une réduction en profondeur des émissions de CO2. Pour aboutir à une économie à faible émission de carbone, il est nécessaire de jouer sur trois niveaux :

- la maitrise de la demande par l'amélioration de l'efficacité énergétique
- le changement du mix de production électrique vers la « décarbonisation »

- le remplacement de l'utilisation des vecteurs énergétiques carbonés par des vecteurs décarbonés, dont l'électricité.

Ceci justifie une analyse approfondie, qui n'existe pas pour le Vietnam. Nous la menons dans le chapitre 2. Analyses et études disponibles sur la relation entre le développement économique, consommation d'énergie et contraintes environnementales, notamment celles de la « décarbonisation »

Cependant, le changement de l'utilisation des combustibles fossiles pour la consommation d'électricité implique des solutions alternatives souvent couteuses, difficiles à engager technologiquement ou présentant des inconvénients en termes de développement économique. Bien évidemment, le Vietnam ne peut s'engager dans cette voie que lorsqu'il aura réuni les financements et les technologies pour l'entreprendre.

De ce fait il est utile d'explorer diverses options, à travers des scénarios construits méthodiquement. C'est l'objet du chapitre 3. Construction de plusieurs scenarios pour la mise en place d'un secteur électricité pour le Vietnam répondant à la fois aux contraintes économiques et à l'impératif international de la « décarbonisation ».

Nous avons construit des scénarios qui tiennent compte d'une réduction de l'intensité carbone du secteur électrique du Vietnam. Nous prenons en compte le seuil du critère de référence de 50 à 80 g/kWh proposé par les deux pays asiatiques (Indonésie et Inde) dans le rapport de 2014 du DDPP - « Deep decarbonisation pathways project » - (SDSN & IDDRI, 2014), grâce à un renforcement de la politique de maîtrise de la demande électrique et à la stratégie des changements potentiels du mix de production électrique.

Après avoir analysé la situation actuelle de l'efficacité énergétique dans le secteur électrique et les actions politiques prises en vue d'une amélioration de celle-ci, un scénario d'identification de la quantité de l'électricité économisée par la maîtrise de la demande sera proposée. Cette étude fait l'hypothèse d'un budget maximum que le gouvernement du Vietnam est susceptible de consacrer aux mesures destinées à améliorer l'efficacité énergétique dans la consommation d'électricité, en tenant compte des conditions propres à une économie en développement de niveau encore faible. Les mix de production électrique que l'étude propose sont susceptibles de déterminer les conditions de réalisation des défis que secteur électrique du Vietnam doit relever, et qui concernent la pression croissante de la demande, la sécurité de l'approvisionnement des combustibles avec des choix alternatifs, les coûts totaux d'une production électrique élevée et

les problèmes spécifiques relatifs à l'environnement national et mondial. La caractérisation est donc complétée par une évaluation dans le chapitre 4. Evaluation des scénarios pour le développement du secteur électrique du Vietnam au regard de l'objectif de « décarbonisation ».

Notre travail se décline donc en 4 chapitres :

Chapitre 1. Les dynamiques en cours du développement socio-économique et énergétique du Vietnam

Chapitre 2. Analyses et études disponibles sur la relation entre le développement économique, consommation d'énergie et contraintes environnementales, notamment celles de la « décarbonisation »

Chapitre 3. Construction de plusieurs scenarios pour la mise en place d'un secteur électricité pour le Vietnam répondant à la fois aux contraintes économiques et à l'impératif international de la « décarbonisation »

Chapitre 4. Evaluation des scénarios pour le développement du secteur électrique du Vietnam au regard de l'objectif de « décarbonisation ».

Chapitre 1
Les dynamiques en cours du développement socio-économique et énergétique du Vietnam

La relation entre la consommation d'énergie et son influence sur l'environnement et le climat pose des problèmes spécifiques que la communauté internationale cherche à résoudre au regard des impératifs économiques et écologiques. Le Vietnam a connu des transformations socio-économiques vigoureuses depuis 25 ans qui renouvellent le contexte énergétique national, (1.1). Il a connu une augmentation importante de la demande énergétique domestique (1.2.), ce qui l'a conduit à faire évoluer l'ensemble de son système électrique (1.3.).

1. LE CONTEXTE NATIONAL

Le Vietnam est un pays de taille moyenne, qui dispose de cours d'eau et de forêts abondantes, avec un climat tropical de mousson et qui est caractérisé par des zones rurales étendues et cinq pôles urbains. Il a subi l'expérience d'une économie en transition, simultanément avec celle d'une transition démographique dans le cadre d'une croissance de la population maîtrisée. Aujourd'hui, le Vietnam est une économie émergente avec une croissance économique forte, orientée vers l'exportation.

1.1. Un pays de taille moyenne

Le Vietnam est situé dans le centre de la région de l'Asie du Sud-Est. Il occupe la partie orientale et méridionale de la péninsule indochinoise, avec la mer de l'Est (dite aussi mer de Chine du Sud sur les cartes françaises) le long de toute ses côtes. Le pays, qui a la forme de la lettre "S" (figure 1.1), partage ses frontières avec plusieurs pays, au nord avec la Chine et à l'ouest avec le Laos et le Cambodge sur une longue frontière de 4 500 kilomètres. Les rives est et sud sont entourées par la mer de l'Est et l'océan Pacifique. Le pays a une distance nord-sud de 1 650 kilomètres du nord au sud, de coordonnées 102º10'-109º30' de longitude orientale et de 8º30'-23º22' de latitude boréale (MNRE, 2003). Sa largeur, qui va de la côte orientale à la frontière occidentale, est de 50 kilomètres au niveau du centre du pays, mais elle atteint environ 600 kilomètres dans le nord. Le Vietnam a une superficie terrestre de 330 990 km^2, avec une densité de 268 habitants/km2 (en 2012). Il dispose d'un littoral de près de 2 317 kilomètres avec la mer de l'Est et l'océan Pacifique (au total 3260 km, en incluant les îles). Les eaux territoriales maritimes donnant sur la mer orientale ont une superficie dépassant un million de km2 (MNRE, 2014).

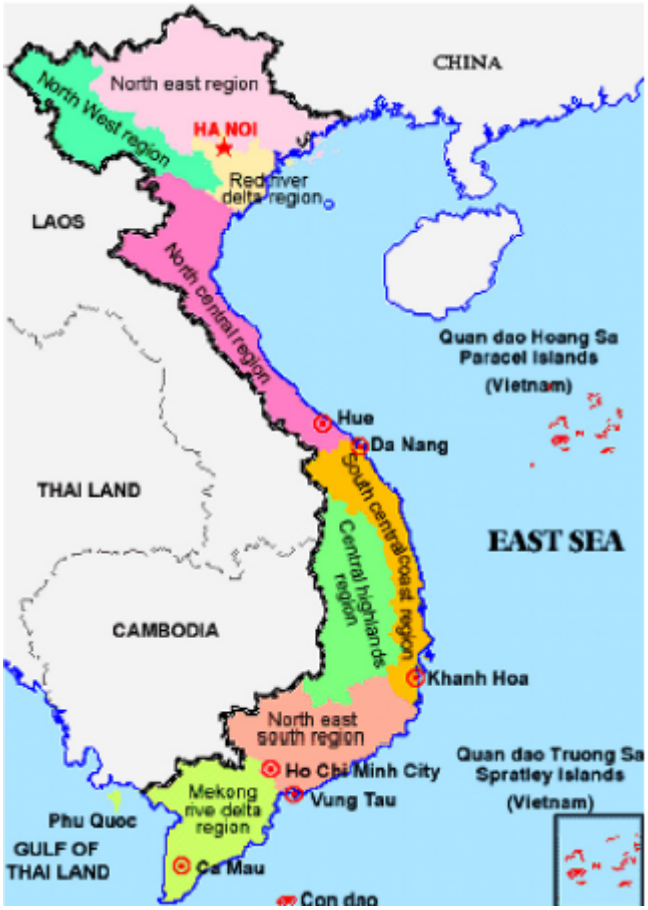


Figure 1. Carte du Vietnam[2]

1.2. Cours d'eau et forêts d'un pays tropical de mousson

Le Vietnam est divisé en huit régions topographiques avec des deltas bas et plats au Sud et au Nord, de hauts plateaux au centre et les montagnes au Nord et au Nord-ouest.[3] Les trois quarts du Vietnam se composent de collines et de montagnes (recouvertes à 75 % par des forêts), d'une altitude variant de 100 à 1 000 mètres. Le reste est constitué de plaines fertiles, fortement cultivées et densément peuplées. Les superficies des terrains forestiers et agricoles représentent respectivement 44%[4] et 17% de la superficie du pays.

Le Viêtnam peut être divisé en deux grandes régions climatiques du Nord et du Sud. Au-dessus du Col des Nuages, le Nord se caractérise par un climat tropical de mousson avec quatre saisons distinctes. Il est influencé par la mousson du Nord-est venant du continent asiatique et par la mousson du Sud-Ouest passant

[2] Source : (Toan, Bao, & Dieu, 2011)

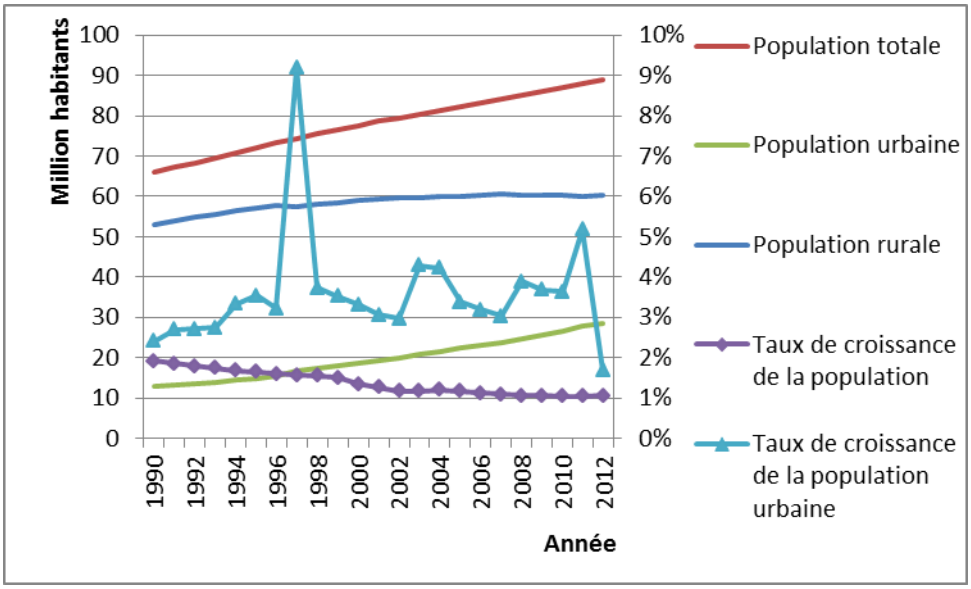
[3] Vietnam initial national communication

par la Thaïlande, le Laos et la mer de l'Est. Au-dessous du Col des Nuages, le Sud, moins concerné par la mousson, bénéficie d'un climat tropical assez agréable avec une distinction nette entre la saison sèche et la saison des pluies. La température reste élevée toute l'année. En plus, la formation particulière du relief fait naître des microclimats au Viêtnam. Le climat tempéré existe à Sa Pa dans la province de Lao Cai et à Da Lat dans celle de Lam Dong, alors que les provinces de Lai Chau et de Son subissent un climat continental.

En raison des conditions de pluviométrie, le Viêtnam est couvert par un grand nombre de fleuves, de rivières et de ruisseaux. La plupart des cours d'eau coulent du Nord-Ouest au Sud-Est, à l'exception des rivières de Ky Cung et de Bang Giang. Les deux plus grands fleuves sont le Mékong et le fleuve Rouge qui, tous les deux, se terminent par deux deltas vastes et fertiles. Le système des fleuves et des rivières vietnamien charrie 310 milliards de m^3 d'eau. La densité moyenne de ces cours d'eau est de 0,6 km par km^2. Le régime d'eau des fleuves est variable dans le temps, il dépend de la saison des pluies ou de saison sèche. Pendant la saison de pluies, les cours d'eau déversent 70% à 80% du volume d'eau de toute l'année et provoquent ainsi des inondations. (MONRE, 2010)

1.2.1. Zones rurales étendues et cinq pôles urbains

En 2012, le Vietnam avait une densité de 268 habitants par kilomètres carrés, soit la cinquième place mondiale. C'est encore un pays agricole avec 68 % de la population vivant dans les zones rurales. Cependant, la croissance de l'urbanisation est importante, de l'ordre de 3,65% par an en moyenne pendant toute la période 1990-2012. La population urbaine se concentre dans les cinq villes les plus peuplées du pays, les cinq pôles principaux: Ho Chi Minh Ville (Sud) de 7,16 millions d'habitants, Ha Noi (Nord) de 6,45 millions, Haiphong (Nord) de 1,84 millions, Can Tho (Sud) de 1,19 millions et Da Nang (centre) de 800.000 habitants. Le Graphique 1.1 met en évidence la croissance de la population du Vietnam et celles de sa population urbaine et de sa population rurale.



Graphique 1.1. Evolution de la population du Vietnam[5]

1.3. Une transition démographique avec une croissance maîtrisée

La population vietnamienne est d'environ 88 millions d'habitants, elle se situe à la troisième place au niveau régional de l'Asie du Sud-Est et à la quatorzième place à l'échelle mondiale. Le Vietnam connaît un taux de croissance annuel moyen encore élevé de l'ordre de 1,37% pour la période 1990-2012. Mais ce taux a tendance à décroître avec le temps : 1,65% entre 1990-2000 et 1.12% pour 2001-2012. L'indice de fécondité est 1,99 enfants par femme en 2011 (contre plus de 5 enfants par femme il y a 35 ans). La politique de maîtrise à deux enfants maximum par famille est toujours en vigueur depuis la fin des années 1960 au Nord et depuis 1975 au Sud du pays (Giang, 2010).

La démographie du Vietnam est caractéristique de la transition démographique. La structure de la population par âge change de manière très significative. La proportion d'enfants de 0 à 14 ans est passée de 43,58% (23,4 millions de personnes) en 1979 à 24,55% (21 millions de personnes) en 2009. En comparaison, sur la même période, la proportion de la population des 15-64 ans est passée de 52,77% à 69,12%, soit de 28,35 millions à 59,34 millions de personnes. La population âgée (65 ans et plus) avait une croissance de 4,7% en 1979 et de 6,5% en 2009 ; en chiffres absolus, elle est passée de 2,52 à 5,51 millions de personnes. Le Vietnam est aujourd'hui dans la période d'or de la population pour le développement de son économie, car elle ne supporte qu'un

[5] Source : (WB, 2013) ; Institut de statistique national du Vietnam

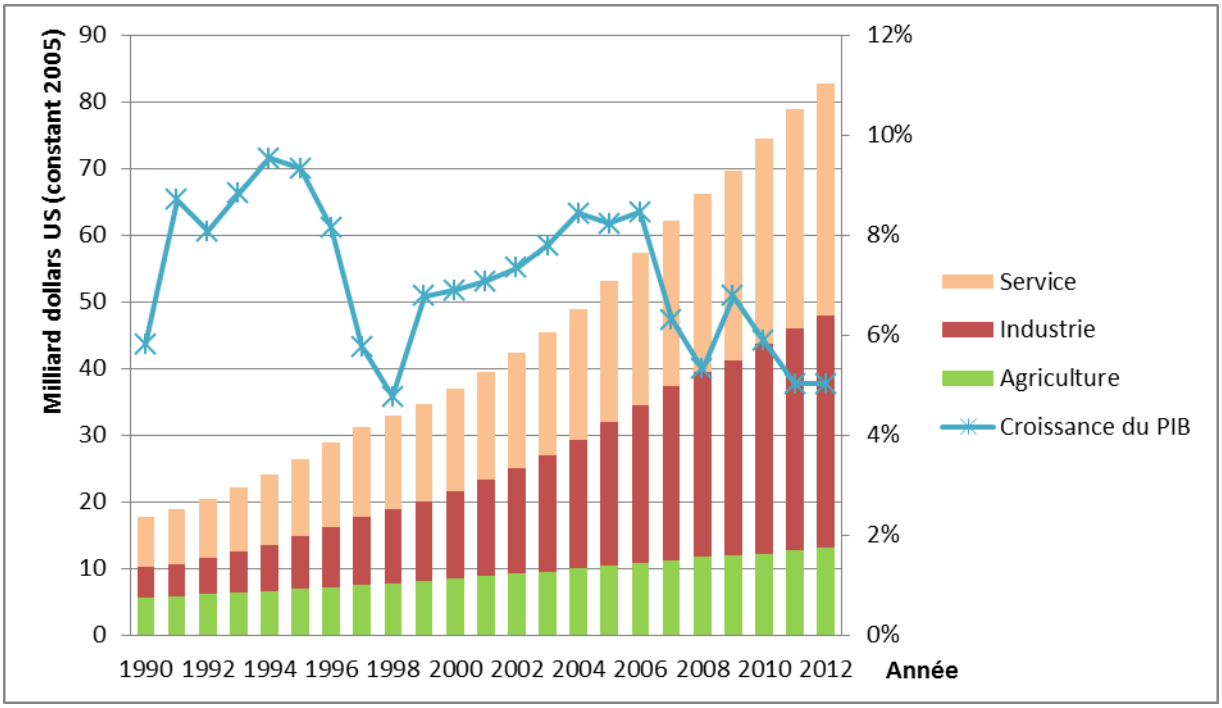
pourcentage assez faible « d'inactifs ». Il en résulte que son économie dispose de ressources humaines abondantes, de forts taux d'épargne et d'un taux d'investissement élevé. Ce stade ne se produit qu'une seule fois dans le cours du développement et pendant une période de temps limitée. Il est prévu que la population active vietnamienne augmente encore en 2017, et au moins pour une période d'encore 25 ans. Le Vietnam bénéficiera alors d'une opportunité économique intéressante, si elle est accompagnée par des structures politiques et socio-économiques appropriées. Les processus de transformation structurelle de la population ont contribué pour 30% de la croissance des pays d'Asie de l'Est dans le passé et de 10 à 14% à la croissance des économies actuelle dans les pays d'Asie du Sud-Est (Giang, 2010).

1.4. Une économie émergente avec une croissance forte

De 1990 à 1995, l'économie du Vietnam est entrée dans une phase de développement rapide dans le cadre de la mise en place de l'économie de marché. Elle a d'ailleurs obtenu des taux de croissance élevés, de l'ordre de 8,20% sur toute la période de transition ou de rénovation (Doi Moi) économique. Après un pic de croissance de 9,54% en 1995, la période 1996-1999 a connu une baisse notable du taux de croissance moyen à 6,22%, en raison de l'impact négatif de la crise financière en Asie. Durant la période suivante de 2000 à 2008, la croissance a connu de nouvelles hausses, de l'ordre de 7,56%, mais elles sont restées inférieures à celles obtenues entre 1990 et 1995. Depuis 2009, en raison de l'impact de la crise économique mondiale, l'économie vietnamienne a connu à nouveau un ralentissement de la croissance (5,67% pour la période 2009-2012). Le PIB du Vietnam a été multiplié par un coefficient de 4,65 sur la période 1990-2012, en passant de 17,81 à 82,77 milliards d'USD constants (2005) avec une croissance annuelle moyenne de l'ordre de 7,23%. (Voir le graphique 1.2)

1.5. La transition des structures économiques

La structure de l'économie vietnamienne a connu un changement significatif de 1990 à 2012. Le Graphique 1.2 met en évidence l'importance de cette croissance et des changements progressifs et rapides des structures économiques du Vietnam.



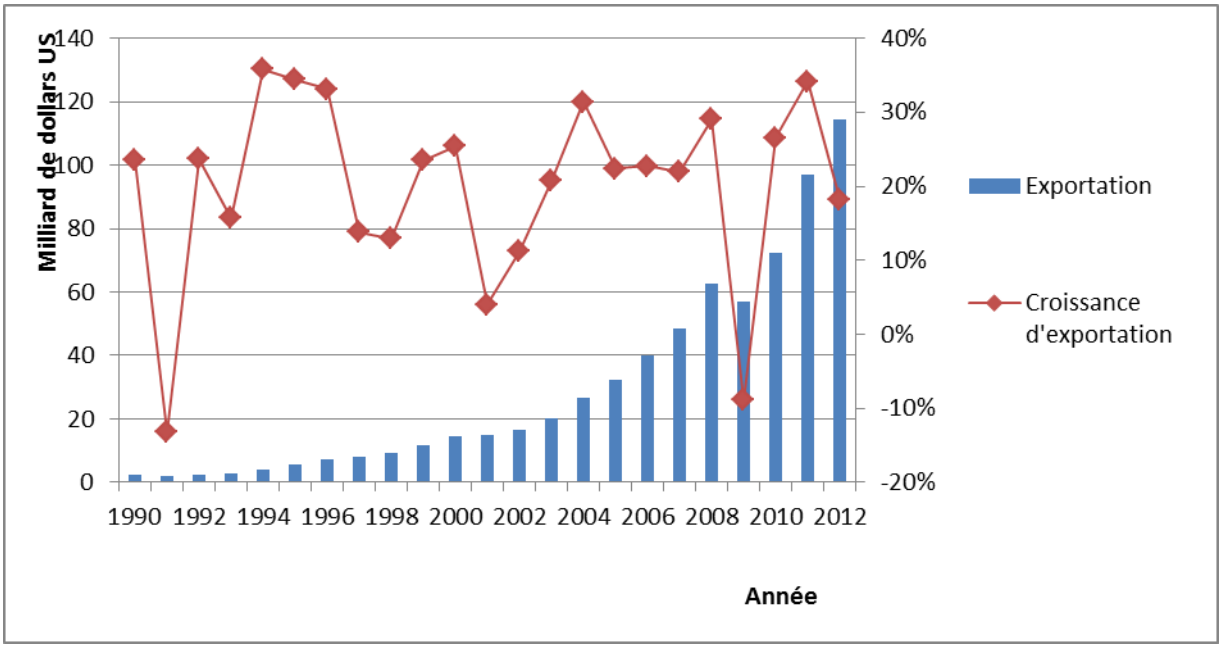
Graphique 1.2. PIB par secteur et croissance annuelle du PIB[6]

La part du secteur agricole a diminué de 31,8 % à 15, 8 % du PIB. La part de l'industrie a augmenté de 25,2 % à 42,1 %. Le secteur de services est resté presque inchangé en passant de 43 % en 1990 et 42,2 % en 2012. Le PIB du secteur agricole a augmenté de 20,3 % entre 1990 et 2012, mais les deux secteurs « industrie » et « services » ont été les deux moteurs principaux de la croissance économique du Vietnam. Sur la même période, le PIB du secteur industriel a connu une croissance proche de 800 % contre 456 % pour le secteur des services.

1.6. Une économie orientée vers l'exportation

La politique de rénovation (Doi Moi) du pays lancée en 1986 a bénéficié des efforts considérables réalisés en matière d'exportation, avec la mise en œuvre d'une politique d'économie ouverte visant à l'intégration de l'économie nationale dans l'économie internationale (1988). Le Vietnam a connu une croissance rapide des exportations, avec une croissance moyenne de 22 % par an depuis 1985.

[6] Source : (Energy Alliance, 2012) ; Institut de statistique national du Vietnam



Graphique 1.3. Exportations du Vietnam[7]

Cette politique a constitué un moteur essentiel de la croissance économique rapide, elle a favorisé la création d'emplois et combattu la pauvreté, tout en donnant les ressources nécessaires au gouvernement pour faire face à ses objectifs économiques, politiques et sociaux. La valeur totale des exportations a augmenté de 2,4 milliards de dollars US en 1990 à 5,45 milliards de dollars US en 1995. Elle a atteint 14,48 milliards de dollars US en 2000. Ce chiffre est passé de 32,44 milliards de dollars en 2005, puis à 114,60 milliards US en 2012. La part du chiffre d'affaires à l'exportation dans le PIB du pays a également augmenté rapidement, passant de 30,8% en 1990 à 46,5% en 2000. Cette part a atteint 61,3% en 2005 et 84,24 % en 2012.

2. LE SYSTEME ENERGETIQUE DU VIETNAM

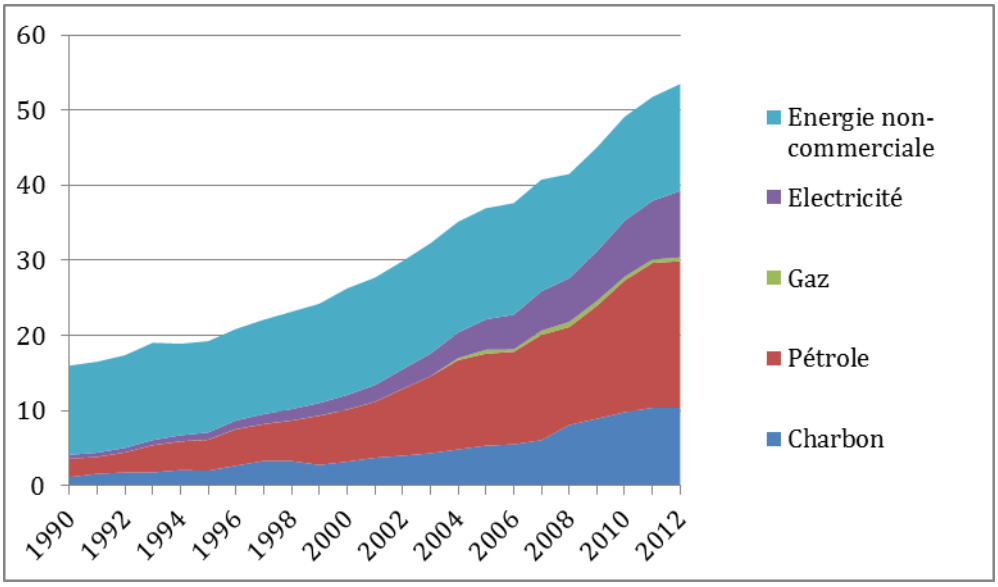
Dans le processus d'industrialisation et de développement du pays, le secteur de l'énergie nationale est confronté à de nombreux problèmes, notamment la croissance rapide de la demande d'énergie, une situation tendue pour l'offre, la question de la sécurité d'approvisionnement du système énergétique et enfin la nécessaire protection de l'environnement et la prise en compte du changement climatique.

[7] Source : Institut de statistique national du Vietnam

2.1. Une augmentation de la demande d'énergie très rapide

Après presque trois décennies de réforme de l'économie du Vietnam, la question énergétique devient essentielle au développement socio-économique et à l'industrialisation du pays. Pour répondre aux besoins énergétiques d'une économie à forte croissance continue, l'offre d'énergie du Vietnam doit augmenter simultanément, pour ne pas constituer un « goulot d'étranglement ».

La demande d'énergie finale a augmenté de 5,6 % par an en moyenne de 1990 à 2012, passant de 16 Mtep en 1990 à 53,5 Mtep en 2012 (voir le Graphique 1.4). La demande finale par habitant a plus que doublé, de 0,24 Tep en 1990 à 0,60 Tep en 2012, elle représente près de la moitié de la moyenne mondiale (1,316 tep en 2012).

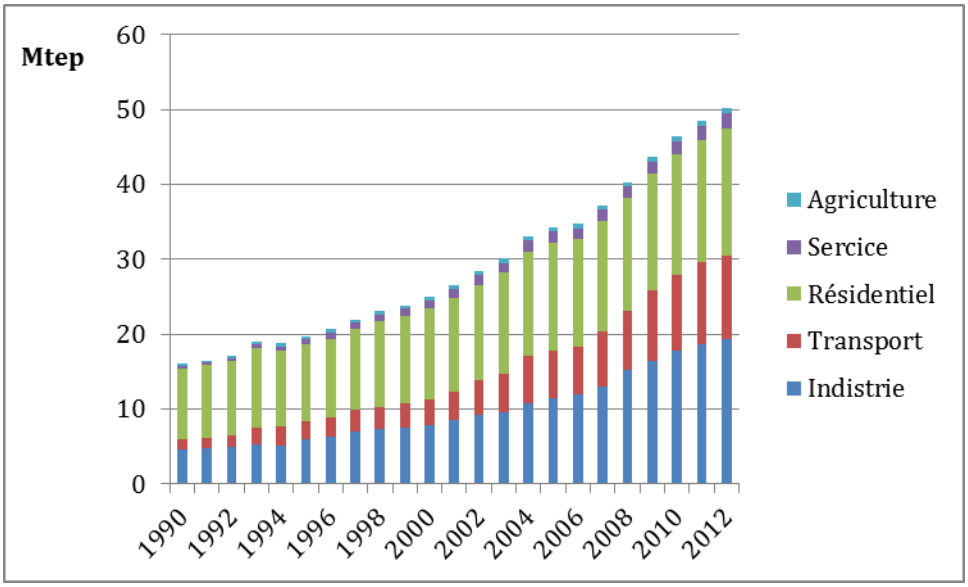


Graphique 1.4. Consommation d'énergie finale par sources de 1990-2012 (Mtep)[8]

La part de la demande d'énergie non commerciale (biomasse) représentait 74,1% du total en 1990. En 2012, les produits pétroliers ont représenté la part la plus importante (36,5 %) de cette demande finale (contre 15,3 % en 1990) et celle de la biomasse a progressivement diminué pour atteindre 26,6% du total. Aujourd'hui, les énergies fossiles représentent la principale source d'énergie finale au Vietnam (19,5% pour le charbon et 36,5% pour le pétrole). La part du gaz dans la consommation finale est restée stable à environ 1% sur toute la période considérée, le gaz étant peu utilisé comme source d'énergie finale (0,9%,

[8] Source : (Institute of Energy, 2011) ; Enerdata

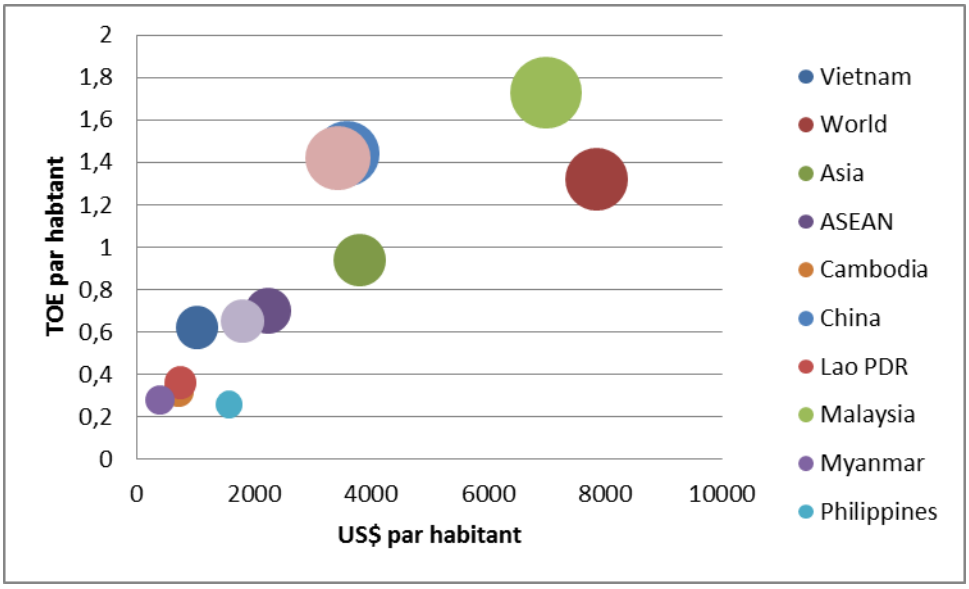
soit 0,5 Mtep en 2012). La demande finale d'électricité était très faible en 1990, égale à 6,2 TWh, équivalent à 0,5 Mtep (3,3 % de la demande finale). Elle a été multipliée par plus de seize fois entre 1990 et 2012, pour atteindre 103,5 TWh, soit 8,9 Mtep et occuper 16,6% de la demande d'énergie finale en 2012. (Voir le graphique 1.5).



Graphique 1.5. Consommation de l'énergie finale par secteur de 1990-2012[9]

Malgré tout la demande d'énergie augmente rapidement au niveau du volume global et ramenée à la consommation par habitant. Cependant, le Vietnam a une demande d'énergie faible, toujours inférieure à la demande moyenne d'énergie par habitant des pays en Asie du Sud-est et beaucoup plus faible que la demande moyenne par habitant de l'Asie et du monde.

[9] Source : (Institute of Energy, 2011) ; Enerdata



Graphique 1.6. Consommation d'énergie finale par habitant, 2013[10]

Quelques indicateurs énergétiques importants sont présentés dans le tableau 1.1 ci-dessous.

Indicateurs	Unit	1990	2000	2013
Consommation d'énergie par habitant	toe/hab	0,27	0,37	0,75
Consommation d'électricité par habitant	kWh/cap	93,7	288,58	1322,78
Intensité énergétique	koe/$05	0,9	0,7	0,73
Part de l'énergie renouvelable dans l'électricité	%	61,85	54,78	42,71
Part de l'énergie renouvelable dans l'énergie primaire	%	72,43	53,83	30,13
CO2 par habitant	tCO2/cap	0,25	0,55	1,62
Intensité de CO2 intensity	kCO2/US$05	0,84	1,04	1,58

Tableau 1.1. Quelques indicateurs énergétiques du Vietnam[11]

[10] Source : Enerdata

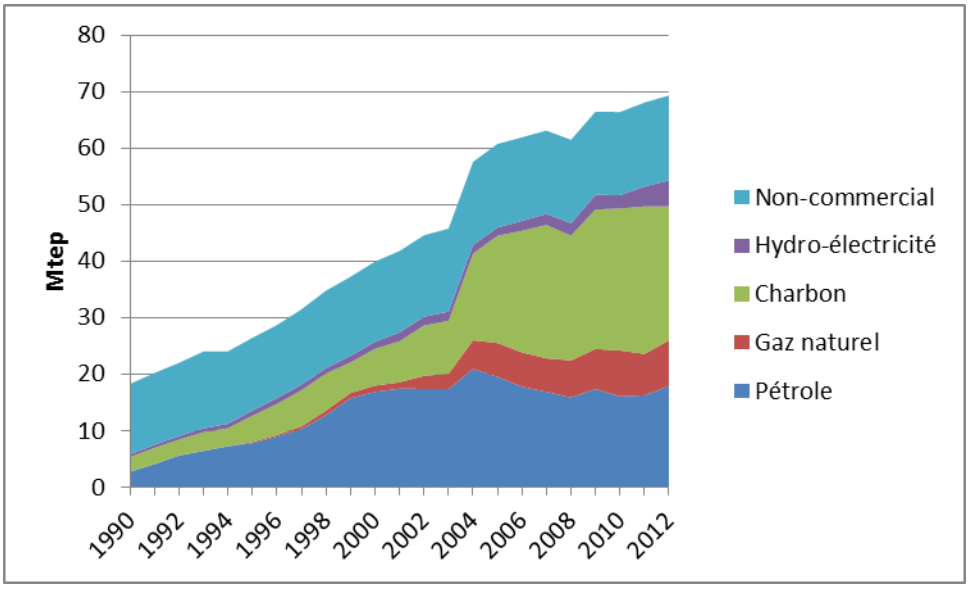
[11] Source : Enerdata

2.2. L'offre d'énergie

L'offre énergétique a été développée pour toutes les étapes d'exploration, exploitation, production, pour la transmission et la distribution d'énergie. Elle contribue de manière significative au développement socio-économique et à l'industrialisation nationale. L'offre d'énergie du Vietnam a augmenté à un taux moyen de 6,3% par an sur la période 1990-2012.

- L'énergie non-commerciale a connu une croissance stable en volume, mais elle constitue une source importante dans les zones rurales, lesquelles représentent près de 70% de la population nationale. Cependant, en raison de l'augmentation de la demande des ressources énergétiques marchandes, sa part diminue avec le temps, elle est passée de 68,2% en 1990 et 21,7% en 2012.
- Avec l'avantage de la disponibilité de ressources nationales facilement exploitables, la production de charbon a augmenté rapidement de 2,6 Mtep en 1990 jusqu'à 23,7 Mtep en 2012. Il s'agit d'une source d'énergie pratique et peu coûteuse.
- L'énergie hydroélectrique a toujours été utilisée prioritairement dans les plans de développement du Vietnam. Elle a une croissance continue régulière au cours de la période allant de 1990 à 2012 avec un taux de croissance moyen de 11 %, ce qui représente 6,6 % des sources d'énergie primaire du pays par rapport à 2,5 % en 1990.
- La consommation de gaz naturel a une croissance moyenne de 29 % et représente 11,7 % du total en 2012. Cependant, au cours de ces dernières années, le volume de la production du gaz naturel est resté stable et il n'y a pas eu de croissance significative de 2005 à 2012.

Avec le charbon, le pétrole et le gaz sont les sources d'énergie primaire fondamentales du Viet Nam. Compte tenu du prix élevé sur le marché international au cours de la période d'étude, l'exportation du pétrole brut a généré des revenus importants pour le Vietnam (25-30% pour la période 2006-2010 et près de 20% pour les dernières. L'offre du pétrole du Vietnam a eu une forte croissance en passant de 2,8 Mtep en 1990 à 17,9 Mtep en 2012. Le pétrole brut ne représentait que 15 % de l'approvisionnement en énergie primaire du Vietnam en 1990, contre 26 % en 2012.

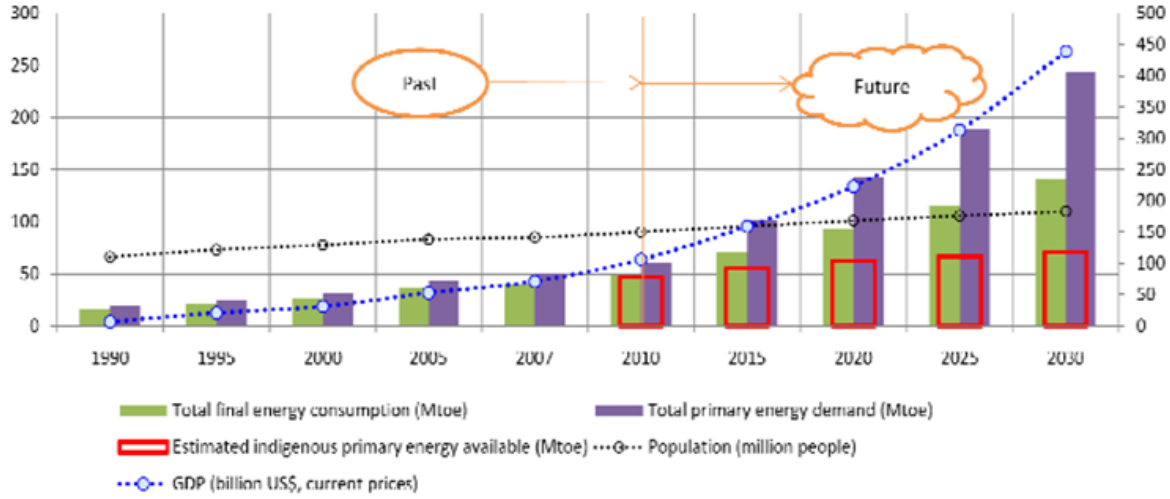


Graphique 1.7. Offre d'énergie primaire par source de 1990-2012[12]

2.3. Perspective du système énergétique vietnamien et sécurité énergétique

Avant 2015, la capacité à produire les sources d'énergie primaire domestiques du Vietnam était plus élevée que la demande du pays. De 1990 à 2010, le Vietnam A été un exportateur net d'énergie. Depuis cette date, la balance entre l'exportation et l'importation penche de plus en plus vers cette dernière. D'exportateur net d'énergie, le Vietnam est devenu importateur net, ce qui ne manquera pas de créer des difficultés dans l'approvisionnement en énergie en raison des fluctuations des prix de l'énergie sur le marché international. En 2050, selon les scénarios tendanciels, le Vietnam sera contraint à importer plus de 50% de sa demande d'énergie primaire. Le fait d'importer un tel pourcentage de son approvisionnement affectera de manière significative la sécurité énergétique du Vietnam. C'est dans ce contexte prévisionnel que la question de la transition énergétique demande des réponses de plus en plus urgentes.

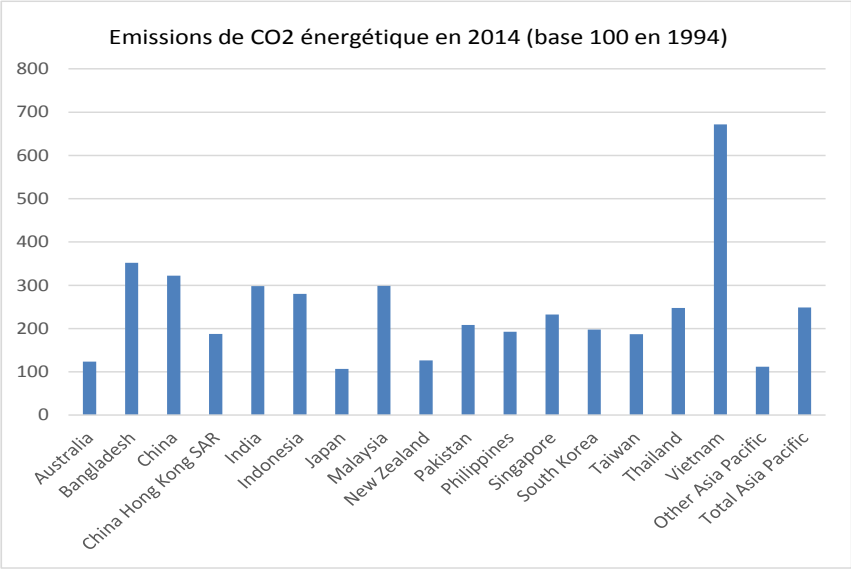
[12] Source : (Institute of Energy, 2011) ; Enerdata



Graphique 1.8. Balance de la demande et de l'offre d'énergie à l'avenir[13]

2.4. Les émissions de GES du secteur de l'énergie au Vietnam

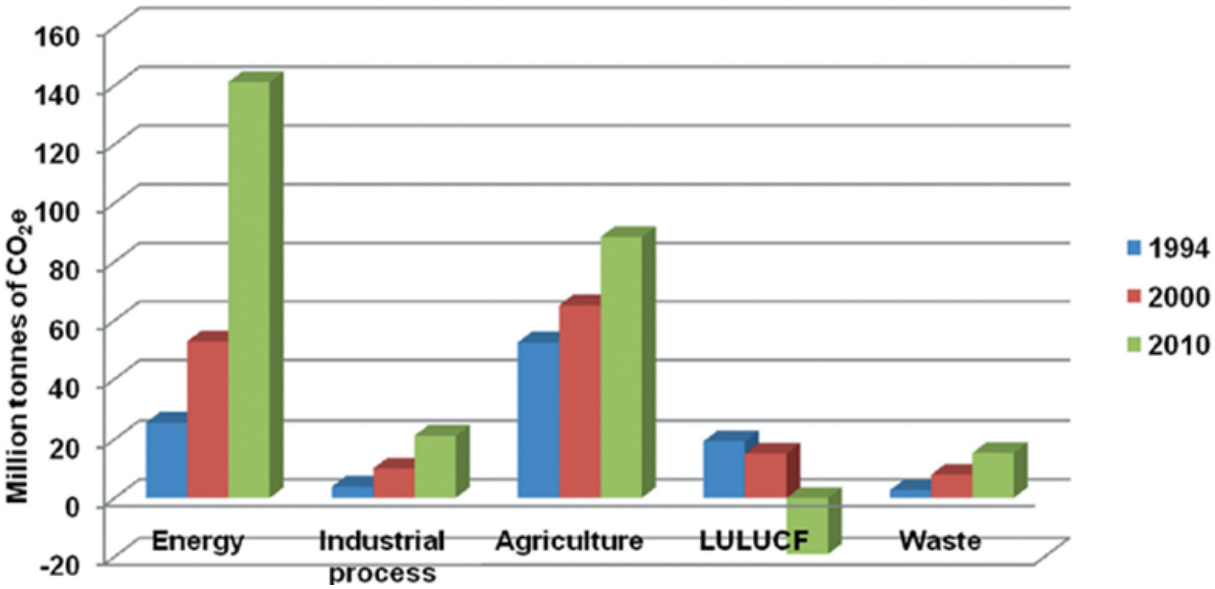
Pour répondre à la croissance économique rapide des trois dernières décennies, le Vietnam a consommé des combustibles fossiles en plus grande quantité. Le Vietnam a connu l'une des croissances les plus rapides des émissions de GES parmi les pays en développement. Cette question est considérée comme un des plus grands défis auxquelles sont confrontées les sociétés modernes. Les émissions de GES sont plus ou moins importantes selon les pays (Graphique 1.9.)



Graphique 1.9. Augmentation des émissions de CO2 dans quelques pays entre 1994 et 2014[14]

[13] Source : (Nguyen, 2011)

Les émissions de GES du secteur de l'énergie du Vietnam ont été multipliées par un facteur proche de 7, d'un peu plus de 20 millions de tonnes à près de 140 millions de tonnes de CO2 sur la période allant de 1994 jusqu'en 2010. (Voir graphique 1.10).

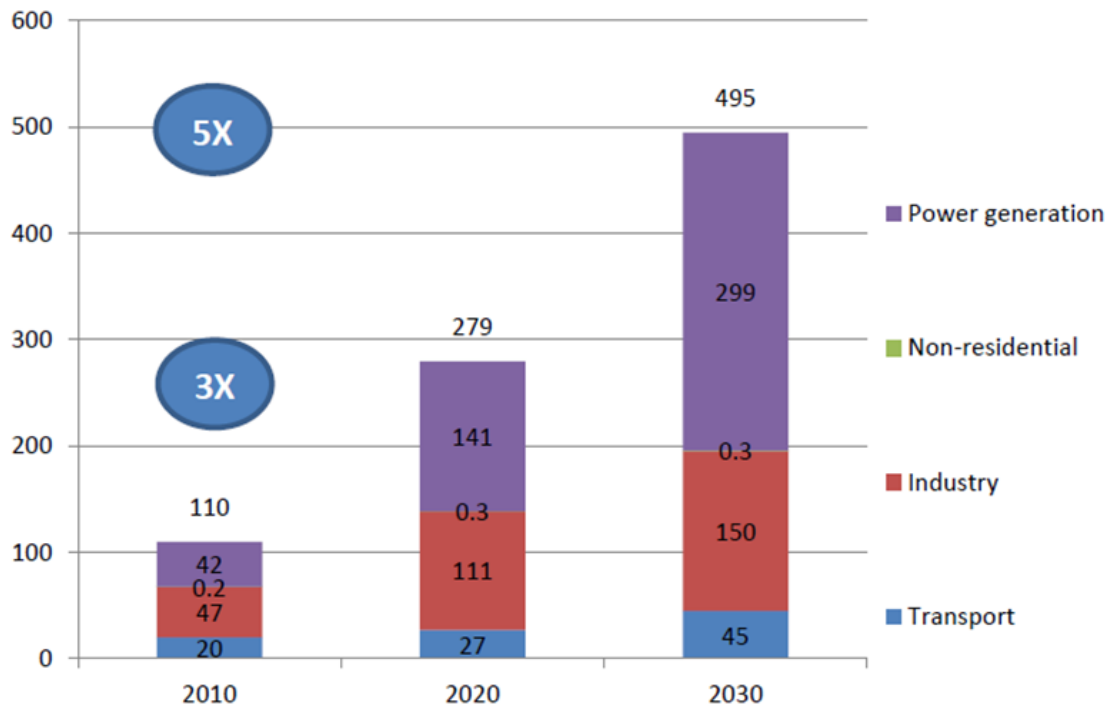


Graphique 1.10. Evolution des émissions de GES du Vietnam[15]

Selon la prévision de la Banque mondiale (World Bank Group, 2014), de 2010 à 2030, les émissions de CO2 du secteur énergétique du Vietnam seront multipliées par un multiplicateur proche de 5, de 110 millions de tonnes à 495 millions de tonnes.

[14] Source : Base de données de BP

[15] Source : (MNRE, 2014)



Graphique 1.11. Emissions de CO2 (Mt) de la combustion de l'énergie fossile[16]

On remarque que ces prévisions à long terme de la Banque Mondiale sont comparables au analyses de l'UNDP (UNDP, 2012a). (Voir le scénario BAU dans le graphique 1.26).

3. LE SYSTEME ELECTRIQUE VIETNAMIEN

Il est intéressant de présenter la structure, les évolutions passées et les perspectives du secteur électrique vietnamien.

3.1. Structure du secteur électrique

La structure et l'organisation du secteur électrique du Vietnam sont établies politiquement par le gouvernement vietnamien. Le gouvernement vietnamien exerce en effet la fonction de la gestion de la propriété des biens de l'Etat dans les entreprises publiques du secteur et il promulgue des politiques de législation pour administrer le fonctionnement du système électrique, organiser la planification du développement du secteur de l'électricité et approuver des décisions sur les prix de l'électricité.

Le ministère de l'industrie et des échanges assume les fonctions de gouvernance de l'Etat. A ce titre, il met en place l'organisation de la préparation

[16] Source : (World Bank Group, 2014)

des « master plans » du développement : il évalue ces master plans, définit les normes économiques et techniques nécessaires, prépare la tarification des tarifs d'électricité qu'il doit soumettre au Premier ministre ; il promulgue les règlements relatifs à l'organisation du marché de concurrence de l'électricité et inspecte la mise en œuvre de la loi et des politiques dans l'ensemble du secteur électrique.

EVN (Vietnam electricity) est une compagnie d'électricité appartenant à l'Etat, elle est organisée verticalement pour l'ensemble de la production, la transmission et la distribution d'électricité. EVN a compétence pour gérer l'ensemble du système national de transmission et de distribution de l'électricité. Elle est en situation de quasi-monopole pour la distribution et la vente au détail de la production du système électrique national. En 2011, EVN possédait 66% de la capacité installée d'électricité (soit 58,3% de la production totale d'électricité du pays), elle réalisait 100% des transmissions et 95% de la distribution d'électricité du Vietnam.

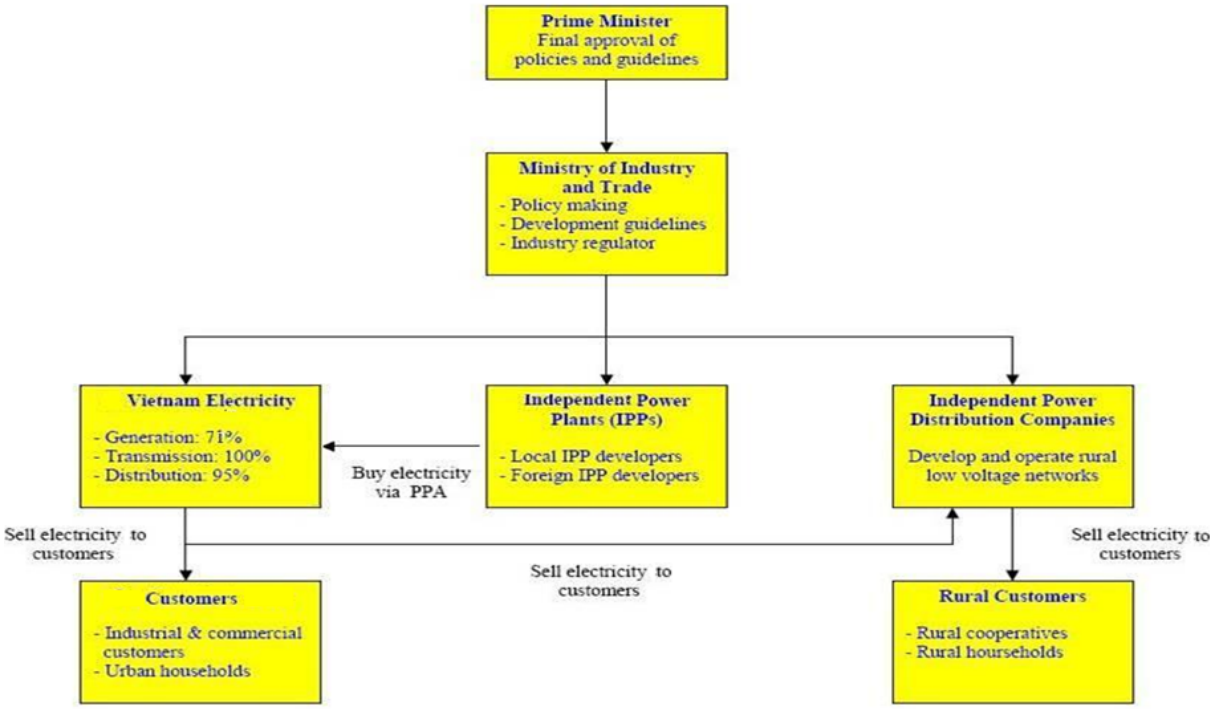


Figure 2. Institutions gouvernementales dans le secteur électrique[17]

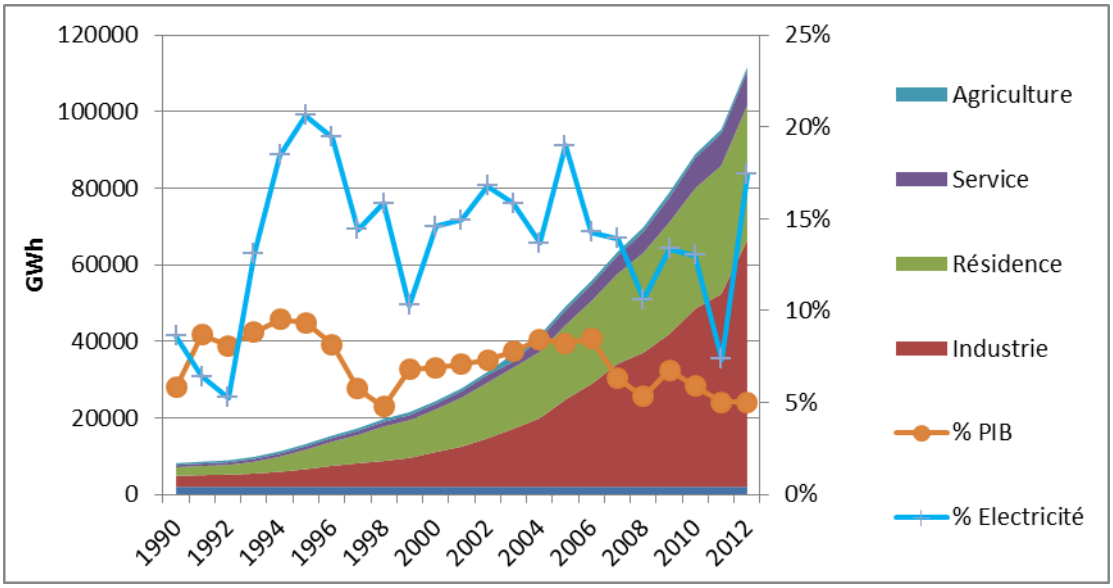
[17] Source : EVN

3.2. Evolution de développement du secteur électrique

La gestion de cette évolution suppose une bonne connaissance de la consommation d'électricité au Vietnam, de son offre, de ses effets sur la balance commerciale, de l'efficacité thermique des centrales à charbon ou du gaz naturel, des pertes dues au transport et à la distribution d'électricité, enfin des tarifications dans le contexte de l'électrification du pays.

3.2.1. Evolution de la consommation d'électricité

De 1990 à 2012, le taux de croissance de la consommation d'électricité a été beaucoup plus rapide que le taux de croissance de l'économie. Le taux moyen de croissance de la consommation d'électricité était de 14 % par an, alors que la croissance économique était seulement de 7,2 %, mais celui du secteur industriel de 14,4 % par an, lequel consommait près de 53 % de la consommation électrique en 2012. La consommation d'électricité du secteur résidentiel occupe la deuxième place avec 36,7 % du total en 2012, mais elle a tendance à diminuer en raison de la vitesse rapide de l'industrialisation. Les secteurs des services et de l'agriculture ne représentaient que 9,38% de la consommation d'électricité du Vietnam en 2012.

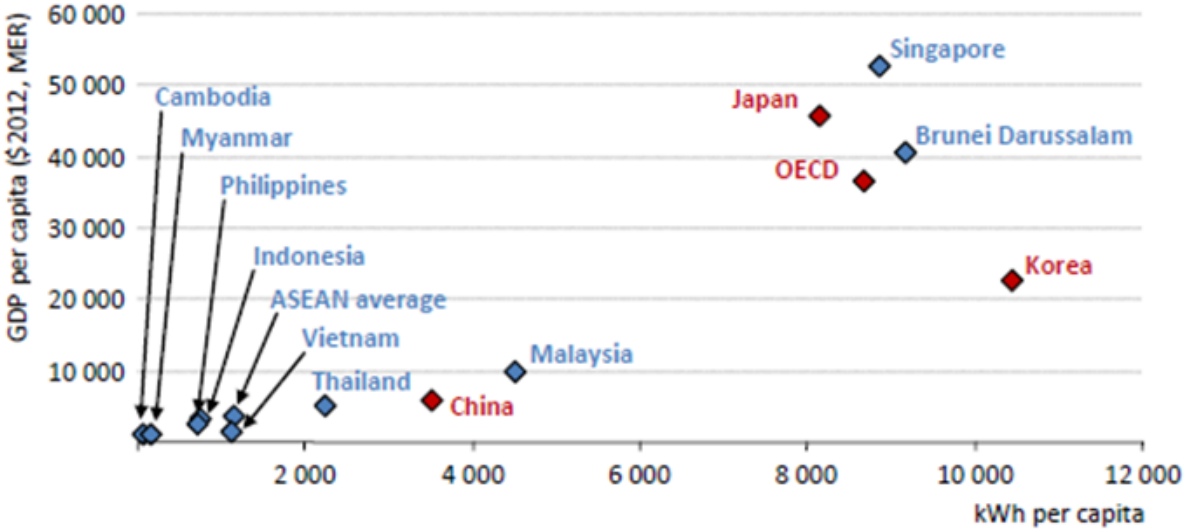


Graphique 1.12. Consommation électrique et croissance économique[18]

Avec la croissance très rapide (12,43% par an), la consommation d'électricité du Vietnam a atteint 1234 kWh par habitant par an en 2012 par

[18] Source : Enerdata, (Institute of Energy, 2011)

rapport à la consommation de 93,7 kWh par habitant par an en 1990. En 2012, le Vietnam a presque atteint la consommation d'électricité de 1440 kWh par habitant par an, soit la moyenne des pays de la région de l'Asie du Sud-est en 2012 (Graphique 1.13).



Notes: MER = market exchange rate. Lao PDR is not included as the data are not available.

Graphique 1.13. Demande électrique et revenu par habitant des pays asiatiques[19]

Cependant, le taux de croissance de la consommation d'électricité du Vietnam est beaucoup plus élevé que la croissance économique. Cela entraîne, en conséquence, une intensité électrique en hausse, équivalente à 1,28 kWh/USD en 2012 (Tableau 1.2.).

3.2.2. Evolution de l'offre d'électricité du Vietnam

La production d'électricité du Vietnam était 95 TWh en 2010, soit une augmentation de 6,5 fois par rapport à la production de 1995, avec une croissance moyenne de 9,8 % par an pour la période 1995-2010 et un record de croissance de 17,1 % en 2002 (Tableau 1.2.).

Pour assurer la croissance d'une production d'électricité aussi élevée, le Vietnam a mobilisé le maximum de ressources, en faisant appel en particulier à diverses sources de capitaux à l'intérieur du pays et à l'étranger pour assurer l'investissement continu nécessaire à la satisfaction de la demande. La proportion de l'électricité produite par EVN est passée de 100% avant 1997 à environ 60% en 2010.

[19] Source : IEA, 2013

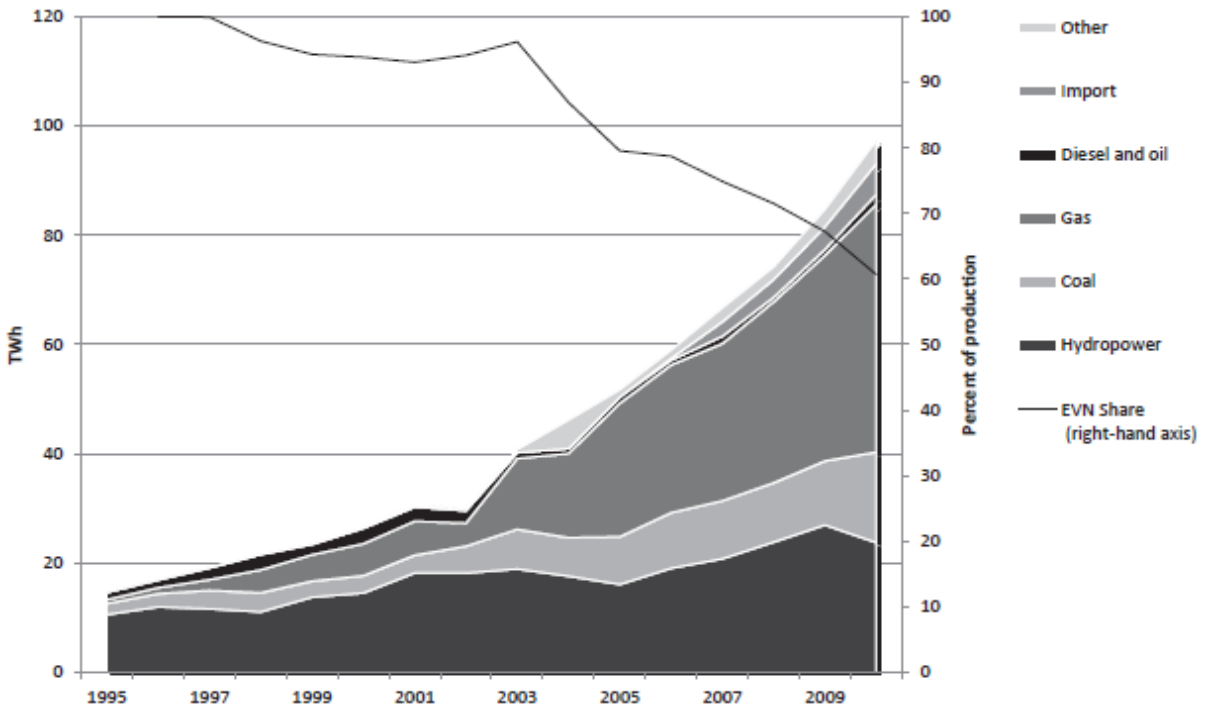
	Unit	1990	1995	2000	2005	2010	2013
Consommation d'électricité de l'industrie	TWh	2,87	4,61	9,09	22,81	46,52	69,74
Part	%	46,01	41,2	40,57	48,42	53,51	58,77
Consommation d'électricité du secteur résidentiel	TWh	2,30	5,11	11,14	19,46	31,50	38,13
Part	%	37,25	45,59	49,73	41,32	36,23	32,13
Consommation d'électricité du service	TWh	0,59	0,90	1,51	3,85	7,97	9,65
Part	%	9,49	8,03	6,72	8,18	9,17	8,13
Consommation d'électricité de l'agriculture	TWh	0,45	0,58	0,67	0,99	0,94	1,14
Part	%	7,26	5,18	2,98	2,09	1,09	0,96
Part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale	%	3,31	4,82	7,69	11,47	15,34	18,31
Consommation par habitant	kWh/cap	93,7	155,54	288,58	571,76	999,91	1322,78
Pert de transport et distribution	%	26,28	22,11	14,03	11,73	9,94	9,91
Intensité électrique	kWh/US$2005	0,31	0,38	0,54	0,82	1,11	1,28

Tableau 1.2. Quelques indicateurs de la consommation électrique[20]

Comme la demande d'électricité croît très rapidement, la part des centrales thermiques à combustibles fossiles augmente dans la production. L'hydroélectricité représentait 72% de la production totale d'électricité au Vietnam avec 10,6 TWh en 1995, mais elle ne représentait plus que 24% de la production totale d'électricité en 2010, bien que le taux de croissance moyen de cette source d'énergie ait atteint 4,9% par an. La production d'électricité par le gaz naturel est passée de 5 % de la production totale d'électricité (746 GWh) en

[20] Source : Enerdata

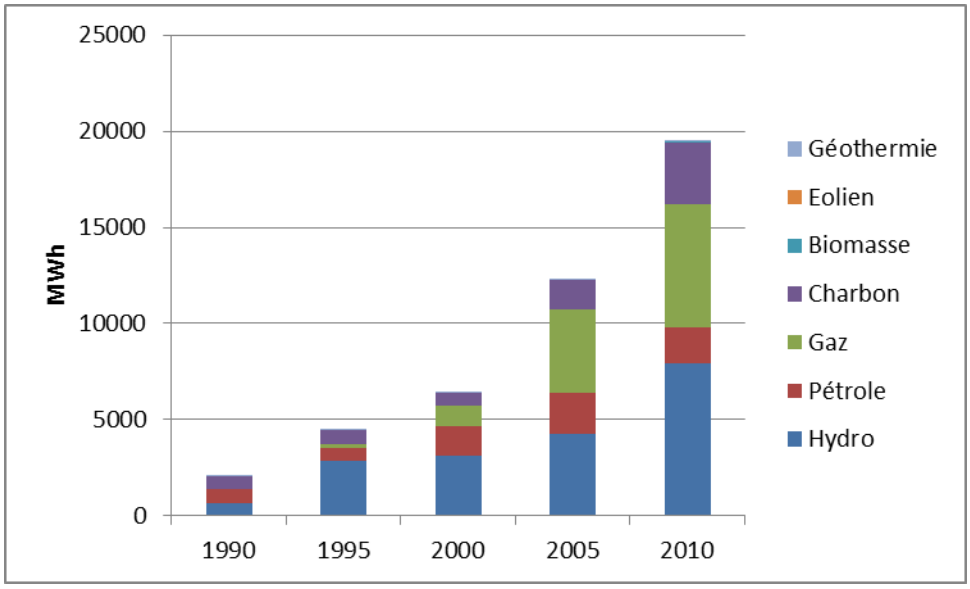
1995 à 47% (sur un total de 45TWh) en 2010, alors que la production totale d'électricité par le charbon augmentait de 2 TWh (13 % du total) à 16,5 TWh (17 %) de 1990 à 2010. Les autres sources d'électricité représentent un tout petit pourcentage de la production d'électricité au Vietnam pendant toute la période.



Graphique 1.14. Structure de la production d'électricité de 1995-2010[21]

La capacité totale installée des centrales était d'environ 20.000 MW en 2010, en hausse de 420% par rapport à 2000 et de près de 1100% par rapport à 1990. L'hydroélectricité représente près de 49 % du total de la capacité installée du Vietnam, contre 18% pour le charbon, 27,7 % pour le gaz et 0,45% pour les sources d'énergie renouvelables.

[21] Source : (UNDP, 2012a)



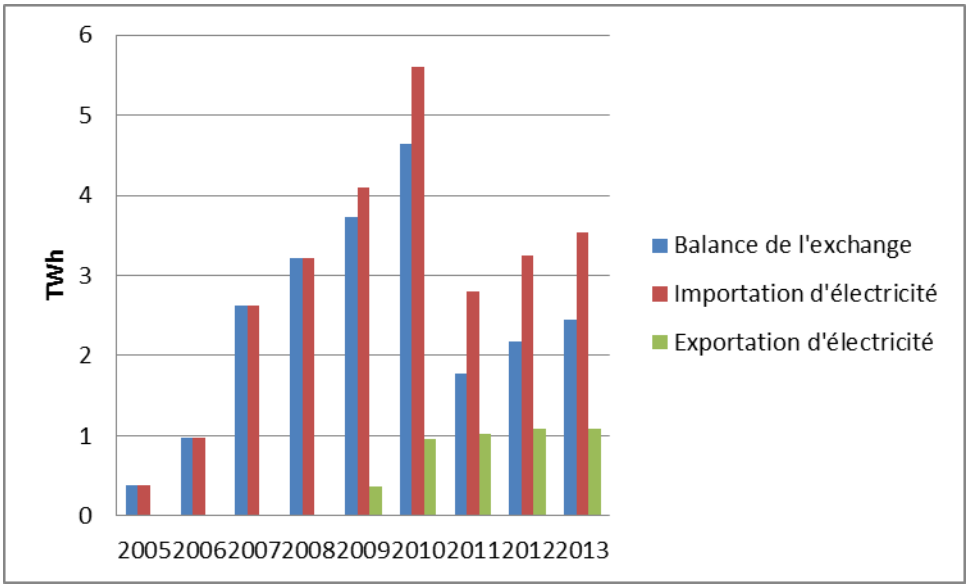
Graphique 1.15. Capacité installée dans le secteur électrique du Vietnam[22]

3.2.3. Bilan des échanges d'électricité

Depuis 2005, le Vietnam a importé de l'électricité de Chine pour satisfaire la demande croissante d'électricité en raison de la pénurie de la production domestique. En outre, l'offre électrique nationale reste irrégulière parce que, traditionnellement, l'hydroélectricité occupait une grande part de la capacité totale du système. De plus, le besoin de nouvelles capacités installées a augmenté si rapidement qu'EVN rencontre beaucoup de difficultés à trouver des financements pour construire de nouvelles centrales électriques. En raison des faibles prix de l'électricité du Vietnam, le bénéfice d'EVN ne suffit pas pour le développement et l'expansion de nouvelles capacités installées. Le financement du budget de l'Etat destiné à EVN rencontre également des limites parce que le Vietnam est dans un processus d'investissement de développement d'autres infrastructures de l'économie, en particulier l'expansion du réseau des routes. Depuis près de trois décennies, l'attractivité de l'investissement dans la production d'électricité n'est sans doute pas suffisante pour attirer les capitaux du secteur privé ou de l'étranger. Les prix de l'électricité du Vietnam sont parmi les plus bas en Asie du Sud-Est. Cependant, les ventes au Cambodge ont progressé, car elles sont plus profitables que sur le marché domestique. Il s'agit donc d'une situation contradictoire. Si les exportations continuent à s'accroître légèrement, les importations ont un taux de croissance bien plus élevé,

[22] Source : Enerdata, (Institute of Energy, 2011) ; (Energy Alliance, 2012)

conduisant d'ores et déjà à une situation déficitaire du secteur de l'électricité dans la balance commerciale du Vietnam.



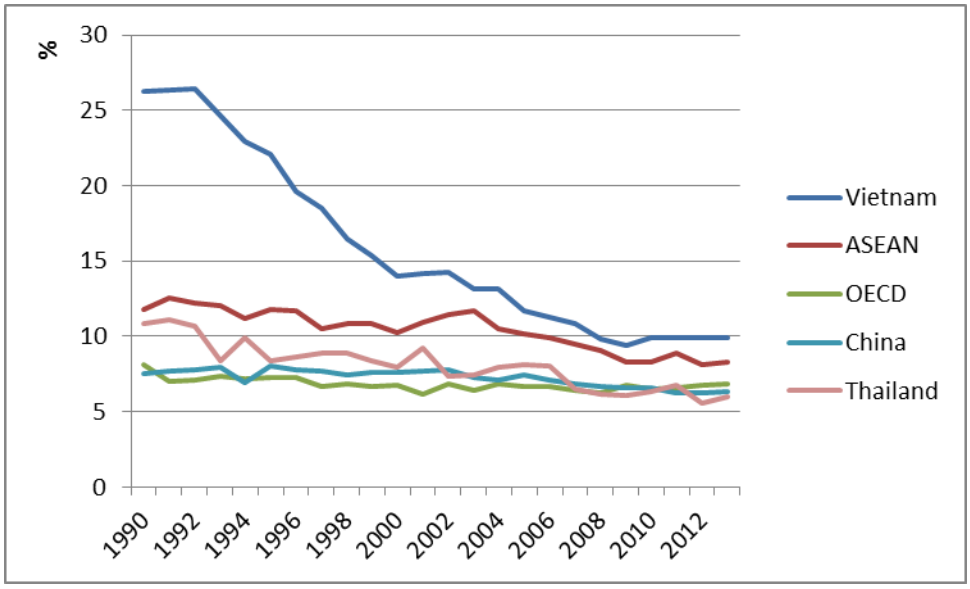
Graphique 1.16. Bilan des échanges d'électricité[23]

3.2.4. Pertes de transport et de distribution d'électricité

En 2010, le système de transmission de l'électricité du Vietnam comprend plusieurs niveaux de tension :

- 500 kV avec une longueur totale de 3.438 kilomètres du nord au sud, avec un échange de puissance entre le Nord, le Centre et le Sud ;
- 220 kV sur une longueur totale de 8.497 kilomètres ;
- 110 kV sur une longueur totale de 13.449 kilomètres ;
- 6 kV-35 kV sur une longueur de 134.298 kilomètres et
- moins de 6 kV sur une longueur de 248.424 kilomètres.

[23] Source: Enerdata, (Wu, Shi, & Kimura, 2012), (Business Monitor International, 2011)



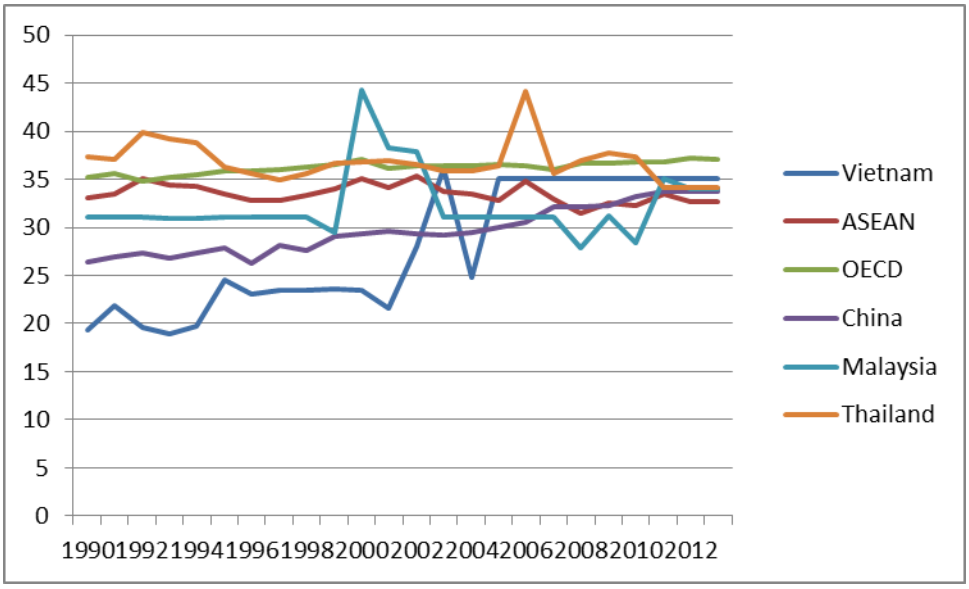
Graphique 1.17. Pertes de transport et de distribution d'électricité[24]

Pendant près de trois décennies, les pertes de transmission et de distribution de l'électricité au Vietnam ont été progressivement réduites de 21% en 1990 à environ 10% depuis ces dernières années. Ce niveau de perte d'électricité est bien plus élevé que celui des pays développés dans le monde et même que la moyenne des pays de la région de l'Asie du Sud. Le Vietnam s'est donc fixé un objectif de réduction des pertes de transmission et de distribution d'énergie à 7,5% en 2025 (Nguyen, 2011).

3.2.5. Efficacité thermique des centrales à charbon

En 2010, les centrales à charbon représentaient encore un faible pourcentage (11 %) de la capacité électrique totale installée au Vietnam, avec une production de l'ordre de 17,6% de la production d'électricité du pays. En 2013, l'efficacité thermique moyenne des centrales de charbon au Vietnam était de 35 % inférieure à la performance moyenne des pays développés (37 %), mais elle était plus élevée que la moyenne des pays de l'ASEAN (32,66 %) et que celles des pays voisins comme la Chine (33,8%), la Malaisie (33,9%) et la Thaïlande (34,2%), cela notamment parce que la plupart des centrales ont été construite récemment pour répondre à la demande croissante d'électricité de l'économie nationale que ne pouvait plus satisfaire l'hydroélectricité.

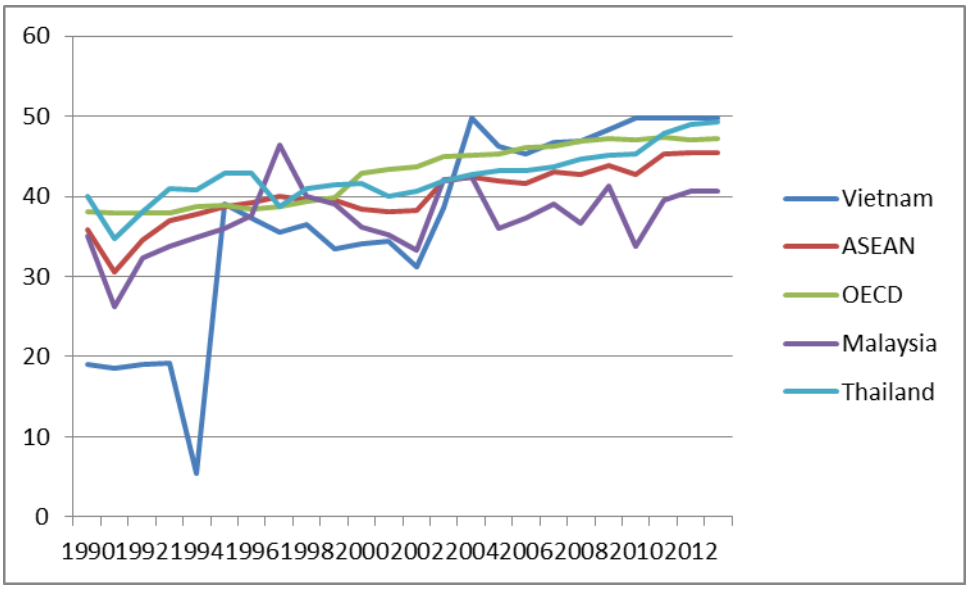
[24] Source : Enerdata, (Nguyen, 2011)



Graphique 1.18. Efficacité thermique des centrales à charbon (%)[25]

3.2.6. Efficacité thermique des centrales à gaz naturel

Les centrales à gaz naturel représentent la plus grande proportion (40,9%) de la capacité totale installée du Vietnam, elles produisent 45,6% de la production d'électricité du pays en 2010.



Graphique 1.19. Efficacité thermique des centrales à gaz naturel (%)[26]

En 2013, le rendement thermique moyen d'une centrale à gaz au Vietnam atteignait 49,7%, un rendement plus élevé que celui de la Thaïlande (49,3%), que

[25] Source : Enerdata, (Nguyen, 2011)

[26] Source : Enerdata, (Nguyen, 2011)

la Malaisie (40,6%), que le niveau moyen de l'ASEAN (45,5%) et même que le niveau moyen (47,1%) des pays développés, toujours en raison des nouvelles installations plus efficaces et modernes. Le Vietnam a mis en service la première centrale électrique au gaz naturel en 1995 et la plupart des centrales au gaz ont été construites il y a seulement moins de 10 ans.

3.2.7. Tarif de l'électricité

Le prix de l'électricité du Vietnam est fixé en fonction du volume consommé par chaque utilisateur. (Voir le tableau 1.3)

Block (kWh)		2008	2009		2010		2011	
		VND/kWh	VND/kWh	% of average	VND/kWh	% of average	VND/kWh	% of average
Lifeline Tariff for Registered and Low-consuming Residential Consumers								
1	50	550	600	63.3%	600	56.7%	993	80.0%
IBT for other Residential Consumers								
1	100	550	865	91.2%	1,004	94.9%	1242	100.0%
101	150	1110	1,135	119.7%	1,214	114.7%	1304	105.0%
151	200	1470	1,495	157.6%	1,594	150.7%	1651	132.9%
201	300	1600	1,620	170.8%	1,722	162.8%	1788	144.0%
301	400	1720	1,740	183.4%	1,844	174.3%	1912	153.9%
401		1780	1,790	188.7%	1,890	178.6%	1962	158.0%

Tableau 1.3. Structure de tarifs électriques du Vietnam de 2009-2011[27]

Le prix de l'électricité du Vietnam est aussi spécifié pour chaque domaine d'activité et pour chaque type de consommateur (Voir tableau 1.4)

[27] Source : (Energy Alliance, 2012)

	1999	2004	2006	2009	2010	2011	2012
Total number of electricity prices	49	61	44	50 wholesale prices 40 retail prices	49 wholesale prices 40 retail prices	56 wholesale prices 43 retail prices	56 wholesale prices 43 retail prices
Average electricity retail price by sector (Sum of all retail prices in the sector/number of prices in the sector)							
Industry (VND/kWh)	894	901.2	994.1	1061.2	1117.2	1242.4	1388
Water Production & Other priority industries (VND/kWh)	870.8	846.2	**n/a**	**n/a**	**n/a**	**n/a**	**n/a**
Agriculture (VND/kWh)	639.1	611.6	676.6	722.5	763.3	979.5	1101.5
Commerce & Service (VND/kWh)	1477.6	1435	1695	1841.6	1936.4	1981.2	2203
Residential (VND/kWh)	944.8	1212.7	1371.6	1320.7	1409.7	1550.2	1700.4
Public lighting, public utilities &State offices (VND/kWh)	846.3	860	964.1	1057.5	1123.1	1225	1370.6
Foreigner (VND/kWh)	1466.6	**n/a**	**n/a**	**n/a**	**n/a**	**n/a**	**n/a**

Tableau 1.4. Prix moyens de détail de l'électricité de 1999-2012 en monnaie nationale[28]

Le Tableau 1.5 exprime en dollars les tarifs d'électricité dans les pays d'Asie du Sud-Est, selon les secteurs économiques de consommation.

Country	Residential	Commercial	Industrial
Brunei	3.82-19.11	3.82-15.29	3.82
Cambodia	8.54-15.85	11.71-15.85	11.71-14.63
Indonesia	4.60-14.74	5.93-12.19	5.38-10.14
Lao PDR	3.34-9.59	8.80-10.36	6.23-7.34
Malaysia	7.26-11.46	9.67-11.10	7.83-10.88
Myanmar	3.09	6.17	6.17
Philippines	6.65-10.52	--	--
Singapore	19.76	10.95-18.05	10.95-18.05
Thailand	5.98-9.90	5.55-5.75	8.67-9.43
Vietnam	2.91-9.17	4.38-15.49	2.30-8.32

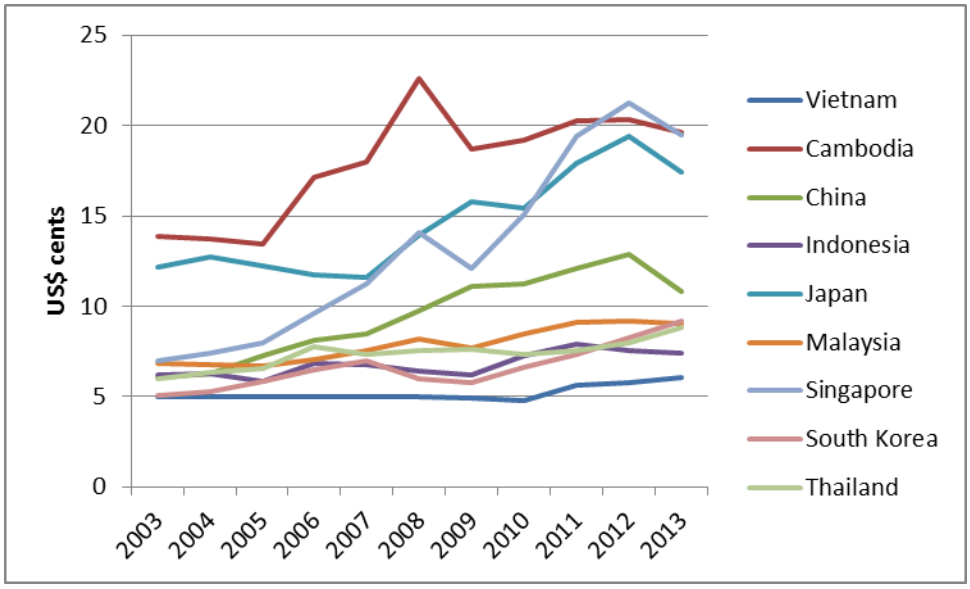
Tableau 1.5. Tarif de l'électricité dans les pays de l'Asie du Sud-Est[29]

A partir des trois tableaux ci-dessus, il est possible de constater que les prix de l'électricité au Vietnam ont augmenté continuellement au cours de ces dernières années. Cependant, exprimé en dollars, le prix de l'électricité au

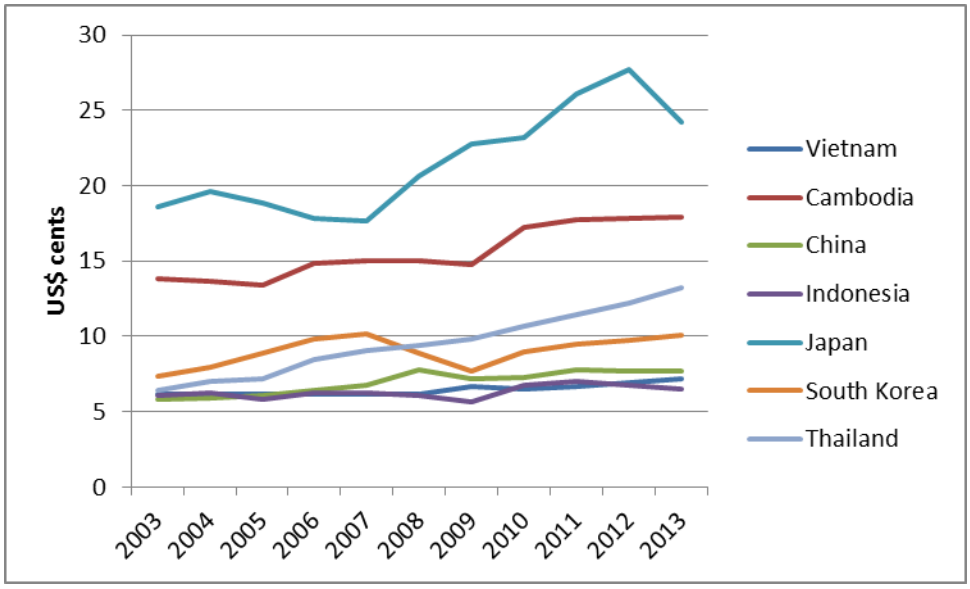
[28] Source : (Energy Alliance, 2012)

[29] Source : (Wu, Shi, & Kimura, 2012, p. 150)

Vietnam est relativement stable au cours des années (voir le graphique 1.20 et le graphique 1.21). Durant les 10 dernières années, le prix de l'électricité du Vietnam s'est maintenu à environ 5 cents US le kwh, le tarif le plus bas en Asie du Sud-Est.



Graphique 1.20. Prix de l'électricité pour le secteur industriel (2003-2013)[30]



Graphique 1.21. Le prix de l'électricité pour le secteur résidentiel (2003-2013)[31]

Le Vietnam a adopté des politiques visant à subventionner les combustibles pour la production d'électricité, ce qui explique la faiblesse des tarifs pratiqués au

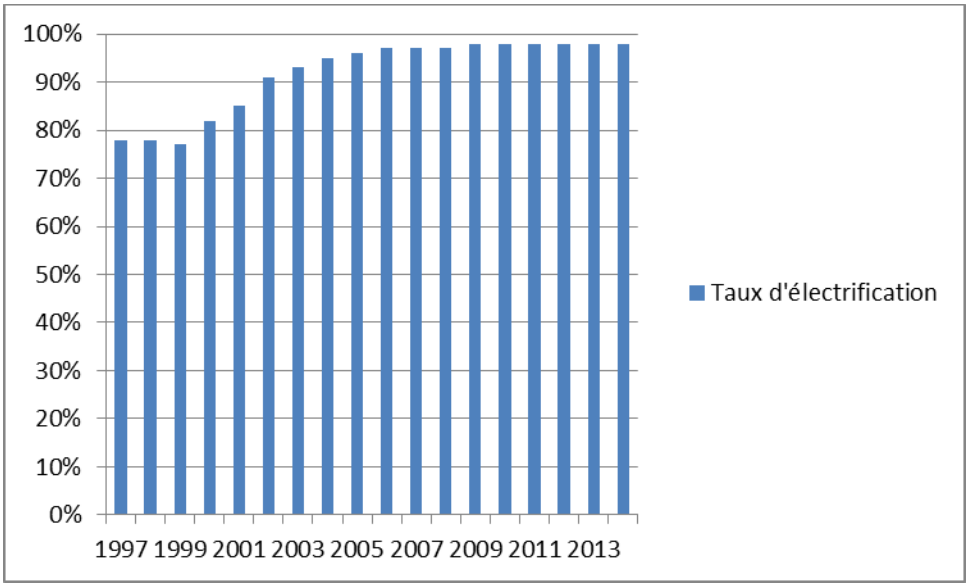
[30] Source : Enerdata; (MOIT, 2013)

[31] Source : Enerdata; (MOIT, 2013)

consommateur et décidés par le gouvernement. Ainsi, les prix réglementés du charbon et du gaz naturel sont nettement plus bas que ceux de ces mêmes combustibles sur le marché international, la taxe sur les ressources d'eau pour la production hydroélectrique est fixée à un niveau relativement faible. Dans ces conditions, les coûts de production de l'électricité sont très bas et les compagnies de la production électrique peuvent vendre à leur clientèle à des prix très faibles au regard de ceux pratiqués dans les pays voisins. Cette politique est sans doute une des causes de la croissance (la plus élevée de la région et au monde) de la demande d'électricité au Vietnam (plus de 14% par an depuis plus de deux décennies).

3.2.8. Electrification au Vietnam

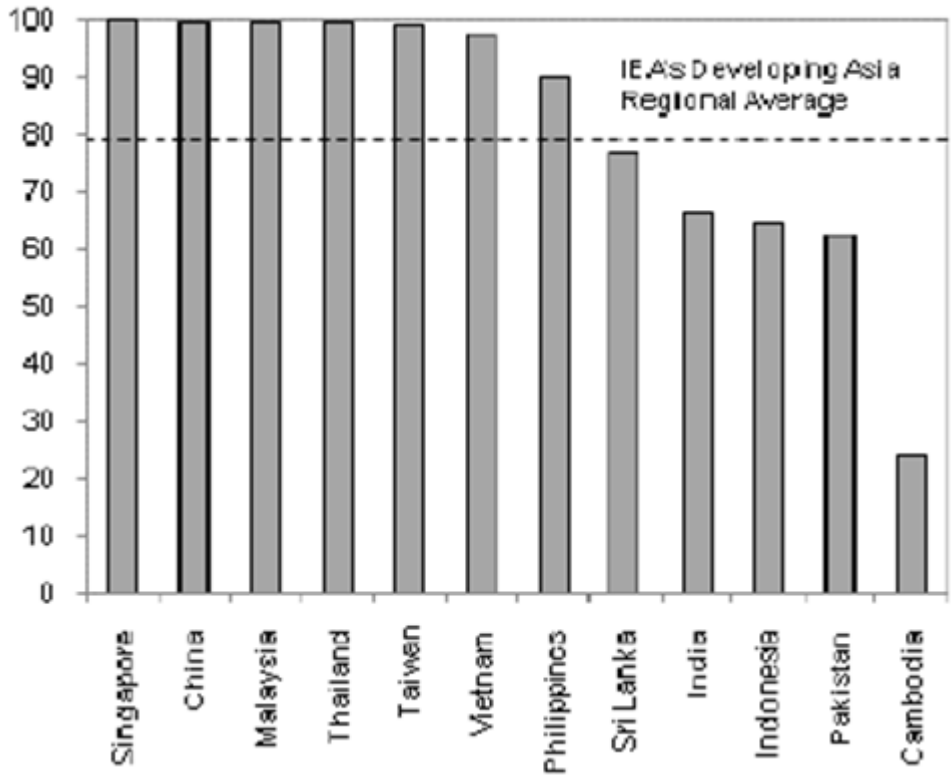
Le Vietnam a beaucoup progressé dans l'expansion du réseau électrique du pays, en particulier en faveur du réseau électrique rural en vue d'améliorer la proportion des ménages ayant accès au réseau national.



Graphique 1.22. Taux de l'électrification du Vietnam de 1997-2013[32]

La proportion des ménages ayant accès à l'électricité est passée de 78% en 1997 à 98% depuis 2009 (graphique 1.12), proportion bien plus élevée que la moyenne des pays en développement d'Asie, soit 80% en 2009 (graphique 1.23).

[32] Source : Enerdata, (Nguyen, 2011), (Institute of Energy, 2011)



Graphique 1.23. Electrification dans les pays asiatiques en 2009 (%)[33]

4. LES DEFIS A RESOUDRE DANS LE DEVELOPPEMENT DU SECTEUR ELECTRIQUE VIETNAMIEN

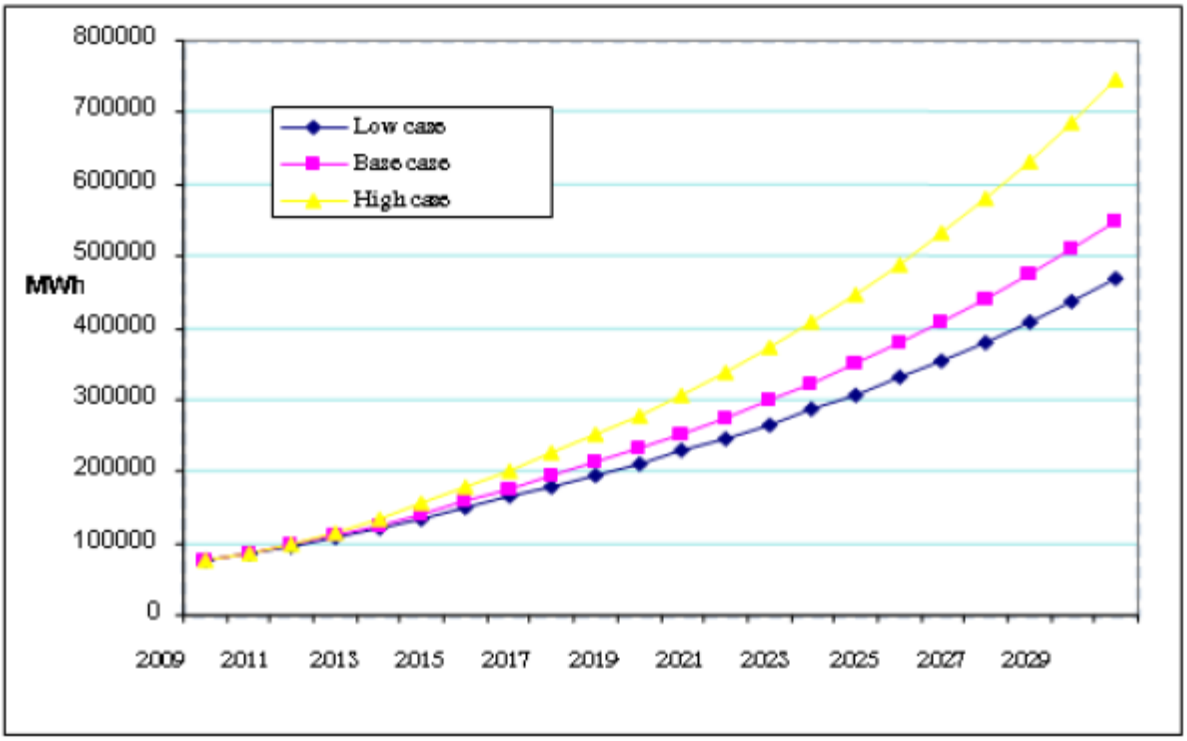
Compte tenu des tendances présentées ci-dessus, il convient à la fois de satisfaire les besoins économiques des producteurs et des consommateurs, de maîtriser les coûts, d'assurer la sécurité des approvisionnements et de maîtriser les impacts environnementaux.

4.1. La satisfaction des besoins

Le Gouvernement vietnamien administre le développement du secteur électrique par la mise en place de « master plans » dédiés au développement du secteur électrique. Selon le 7ème master plan de développement du secteur de l'électricité, le plus récent, le PIB de l'économie vietnamienne devrait augmenter de 7,64% par an dans le scénario de référence pour la demande électrique pour la période 2010-2030. Pour répondre aux besoins en électricité nécessaire au développement de l'économie, il a été prévu que la demande du Vietnam

[33] Source : (Business Moniter International, 2011)

passerait de 86,76 TWh en 2010 à 695 TWh en 2030 dans le cadre du scénario de référence.



MWh = megawatt hour.

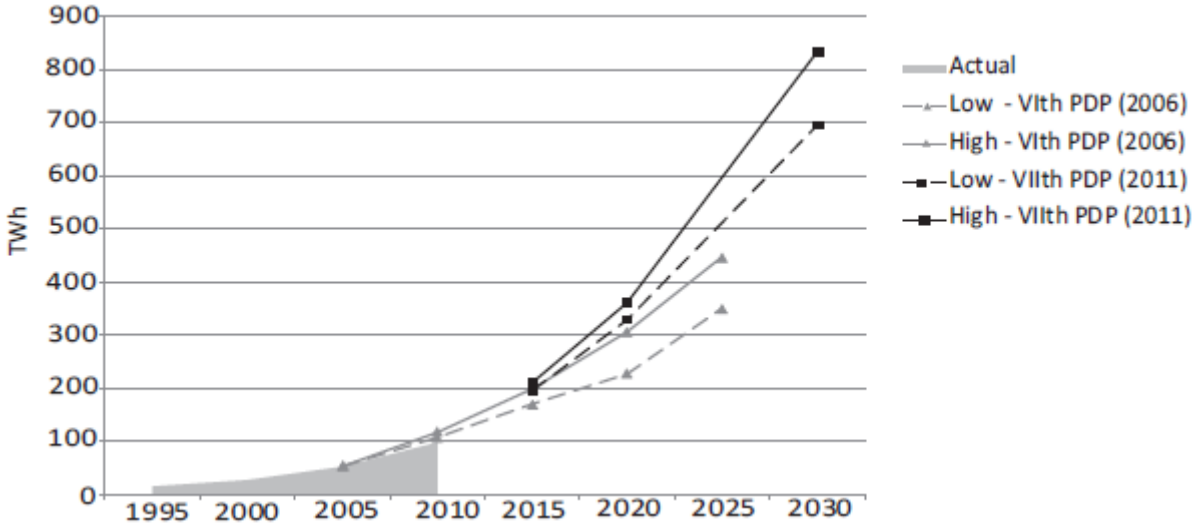
Graphique 1.24. Prévision de la demande électrique du Masterplan VII[34]

Le calcul de la capacité installée pour chaque type de centrale, en vue de répondre à la demande prévue dans le scénario de référence pour la période 2010-2030, met en évidence le fait que le Vietnam a besoin d'accroître sa capacité de production d'électricité de 20 GW en 2010 à 75 GW en 2020 et à 146,8 GW d'ici 2030. Ce besoin d'expansion de la capacité installée du système électrique vietnamien devrait être satisfait par des capacités installées respectivement de 17,3 GW pour l'hydroélectricité, 75,7 GW pour le charbon, 17,3 MW pour le gaz naturel, 13,8 GW pour l'énergie renouvelable et 9,46 GW pour l'énergie nucléaire.

Les projections de la demande d'électricité et de la capacité installée pour la période 2010-2030 du master plan VII peuvent être estimées comme trop élevées, parce que ce master plan a probablement surestimé la prévision moyenne de la croissance économique du Vietnam (7,64% par an) dans le scénario de référence, ce qui explique que la tendance de la consommation d'électricité du Vietnam prévue par le masterplan VII (2011) soit plus forte encore que celle prévue dans le masterplan VI (2006).

---

[34] Source : (Soussan & Nguyen, 2012)



Graphique 1.25. Les prévisions de la demande électrique dans les Masterplans VI et VII[35]

Ces prévisions de la demande d'électricité du 7ème master plan à l'horizon 2030 sont fondées sur des méthodes purement économétriques. Ces méthodes maintiennent la tendance de l'évolution de la consommation d'électricité sur la base des taux de croissance économiques élevés du passé, lesquels ont été rendus possibles pendant deux décennies parce que l'économie était en phase de construction de ses infrastructures et de transition économique, avec la mise en place d'unités de production industrielles très consommatrices de l'électricité. Avec la croissance du revenu, l'économie vietnamienne a déjà été restructurée et la croissance économique attendue pourra difficilement être maintenue à plus de 7% par an. Il faut ainsi revoir les prévisions de la demande d'électricité au Vietnam. Notre prévision de la demande électrique pour le Vietnam jusqu'en 2050 sera présentée dans le chapitre 3 de cette thèse.

4.2. La maitrise des coûts

Comme décrit ci-dessus, selon le programme d'investissement pour la période de 2011-2030 du Master Plan VII, le besoin d'extension de la capacité installée du système électrique augmente d'environ 20.000 MW en 2010 à 146.800 MW en 2030. Le Vietnam devrait alors faire face à un énorme défi concernant les coûts d'investissement pour le développement de ses sources d'électricité. Selon les calculs du Master Plan VII, l'investissement total pour le développement des centrales électriques dans le cadre du scénario de référence pour la période 2011-2030 devrait être de 90,3 milliards de dollars américains

[35] Source : (UNDP, 2012b)

(Mds $). Ainsi, le Vietnam a besoin d'investir 4,5 Mds par an en moyenne pour le développement des capacités installées en centrales électriques. Le master plan VII calcule également l'investissement total nécessaire au développement du réseau de transport d'électricité pour la période 2011-2030, soit 45,9 Mds $. En moyenne, chaque année, le Vietnam a besoin d'investir 2,3 Mds $ pour le développement du réseau électrique. Ainsi, durant la période de 2011-2030, le Vietnam devrait investir environ 6,8 Mds $ par an pour le développement de ses ressources et de son réseau électrique. Il s'agit alors d'un défi financier majeur pour le Vietnam dans le contexte d'une économie nationale frappée par la réduction de son taux de croissance économique. Dans le contexte de la crise économique mondiale, l'économie du Vietnam a subi une réduction de sa croissance. Le taux de croissance du Vietnam a baissé, à moins de 6% pour la période 2009-2013 par rapport au taux de croissance moyen de 7% par an pour la période 2000-2008. Le ralentissement de la croissance économique, ajouté à la baisse du prix du pétrole brut à l'exportation sur les marchés internationaux de ces dernières années, a diminué les ressources financières de l'économie du Vietnam. Le revenu par habitant est faible, mais le moteur de la croissance économique de la demande intérieure n'est pas garanti pour entretenir une dynamique de croissance de plus de 7% par an, comme cela a été le cas au cours des trois dernières décennies. De plus les Etats-Unis et l'Union européenne éprouvent des difficultés consécutives à la crise économique de 2008, ce qui freine le potentiel d'exportation du Vietnam dans ces deux régions, exportations qui constituent une part importante du moteur de la croissance. La diminution du taux de croissance a entraîné la diminution des recettes budgétaires attendues.

En outre, le budget du Vietnam doit prioritairement investir dans les projets de développement des infrastructures nécessaires, notamment dans les infrastructures de transport, de santé et d'éducation, des dépenses essentielles pour assurer un développement socialement équilibré. L'autre difficulté majeure pour le budget de l'Etat réside dans l'importance des dépenses permanentes engagées au profit d'une bureaucratie lourde, qui constitue un fardeau pour l'économie nationale. Dans ces conditions, les finances du Vietnam ne sont pas suffisantes pour financer le système national d'électricité. En 2010, EVN (Electricty du Vietnam), une seule entreprise d'État produisait 60% de la production totale d'électricité. Le gouvernement du Vietnam avait bien perçu les difficultés de financement des projets de constructions des nouvelles centrales électriques, de sorte que ces dernières années, le Vietnam a lancé des réformes du secteur de l'électricité. Le monopole de l'Etat est maintenu dans les seuls domaines de la transmission et de la distribution d'électricité. Depuis 2007,

concernant la production d'électricité, le Vietnam a permis au secteur privé et aux entreprises étrangères d'investir et de participer au développement des capacités installées. La proportion de l'électricité produite à partir des entreprises non-étatiques a continuellement augmenté en passant de 0% en 2007 à 40% en 2013. Cependant, le Vietnam a maintenu une politique de prix peu élevé de l'électricité, ce qui n'a pas encouragé l'investissement privé et étranger dans la production d'électricité.

Avec les difficultés budgétaires et les difficultés à attirer des capitaux d'investissement du secteur privé et à l'étranger, le gouvernement du Vietnam doit se porter garant pour les prêts d'Aide Publique au Développement (en anglais – ODA), et par l'émission d'obligations d'État. Mais le Vietnam ne peut plus jouir des prêts d'APD à taux d'intérêt préférentiels puisqu'il n'appartient plus à la catégorie des pays à faible revenu. De ce fait, le Vietnam a orienté son développement électrique vers le charbon afin de répondre à la demande croissante d'électricité, ce qui a encore réduit sa capacité de prêts APD. Ainsi, l'administration du président américain Barack Obama a dû annuler un accord d'emprunt d'environ un milliard de dollars destiné à un projet de développement d'électricité de charbon au Vietnam, en raison de la pression de l'opinion publique américaine concernant les émissions de CO2, jugées néfastes dans la lutte contre le changement climatique mondial.

Les prêts provenant de la vente d'obligations d'État offrent des taux d'intérêt plus élevés, ce qui crée des charges financières supplémentaires pour les projets de développement des capacités installées et des réseaux électriques. Dans ces conditions, le coût du financement de l'électricité augmente, mais le gouvernement veut maintenir le prix d'électricité stable, au faible niveau retenu depuis 10 ans. En outre, l'émission d'obligations du gouvernement dépend en grande partie de la demande des obligations nationales sur les marchés financiers internationaux. La situation macroéconomique étant moins favorable aujourd'hui, avec les signes de ralentissement de la croissance, l'augmentation de la dette publique la porte quasiment au seuil maximum autorisé par l'Assemblée nationale. La mauvaise dette publique du secteur bancaire est aussi trop élevée au regard du niveau requis, selon les normes internationales, pour une bonne gestion des risques du système bancaire. Cela diminue la confiance des investisseurs concernant les obligations gouvernementales vietnamiennes. Par conséquent, le Vietnam pourrait avoir à faire face à plus de difficultés pour mobiliser des capitaux pour le secteur électrique en émettant des obligations du

gouvernement vietnamien. Cela affectera la mise en œuvre des projets annoncés dans le processus de planification.

Les défis du développement de l'industrie de l'électricité du Vietnam, portent non seulement sur l'expansion de la demande d'investissement pour le développement des capacités installées et des réseaux électriques, ils concernent aussi l'importation du charbon nécessaire pour produire 60 % de l'électricité nécessaire en 2030. Selon les calculs du Master Plan d'électricité VII, le volume des importations de charbon prévu est en effet d'environ 120 millions de tonnes en 2030. Pour répondre à l'importance de ces importations de charbon, il sera nécessaire de développer des infrastructures spécifiques dans les ports et les entrepôts, ce qui ne pourra pas se faire sans de nouvelles dépenses d'investissement.

L'importation de quantités de charbon prévues rendrait la sécurité des approvisionnements de combustible pour la production d'électricité très incertaine en fonction de l'offre et de la demande d'énergie sur le marché international. Les perturbations de l'approvisionnement en combustible pourraient conduire à des perturbations dans la fourniture d'électricité, un service essentiel à l'économie du pays. L'interruption de l'approvisionnement en électricité serait alors susceptible de causer d'énormes pertes économiques dues aux processus de production et d'activités interrompus. En outre, les prix du charbon d'importation fluctuent avec le prix du marché international, ce qui est un obstacle à la réglementation des prix de l'électricité et un coût supplémentaire important pour l'économie nationale.

En outre, en 2012, le prix du charbon sur le marché international était trois fois plus élevé que le prix de la production nationale. L'importation de charbon pour la production d'électricité conduit donc à l'augmentation des coûts de production de l'électricité et le gouvernement pourrait être contraint d'augmenter les prix d'électricité. L'augmentation du prix de l'électricité aura une incidence sur la capacité à attirer les investissements dans l'économie, en particulier l'IDE, l'investissement direct à l'étranger. Depuis plus de deux décennies, les flux des IDE au Vietnam ont été motivés par deux avantages offerts, les faibles salaires et le coût très faible de l'électricité à la consommation. Par exemple, les IDE se sont développés dans les secteurs du textile, de la chaussure, l'assemblage de composants électroniques et celui des téléphones mobiles en particulier. Par conséquent, si les coûts de production de l'électricité augmentent, l'intérêt des investisseurs étrangers peut alors diminuer, ce qui ne manquera pas d'influencer négativement le développement industriel du Vietnam, ce qui

affectera la structure et la croissance de l'économie, ainsi que les recettes du budget de l'Etat, et donc la capacité de financement des investissements nécessaires au développement du secteur de l'électricité.

4.3. La sécurité énergétique

Les projets d'investissement ne peuvent pas toujours être engagés en raison des difficultés financières. Dans ces conditions, le niveau de sécurité d'approvisionnement en électricité du Vietnam est alors réduit, ce qui ne manque pas d'accroître les risques de coupures, avec tous les effets négatifs que celles-ci génèrent sur l'ensemble de l'économie nationale. Si le rapport entre l'offre et la demande d'électricité a connu moins de décalage de 2000 à 2010, réduisant ainsi les coupures intermittentes de la force électrique, depuis l'été 2010, le Vietnam subit localement des situations de manque d'électricité. Dans ces situations, il est nécessaire d'arrêter de fournir de l'électricité pendant plusieurs heures dans certaines provinces en raison de la demande croissante du secteur résidentiel durant les journées chaudes et ensoleillées.

En outre, la sécurité de l'approvisionnement d'électricité est affectée par l'augmentation rapide de la demande, alors que le développement des centrales hydroélectriques est limité par le potentiel naturel de cette source d'énergie. Le Vietnam ne pourra plus accroître l'exploitation de cette source d'électricité moins chère après 2020, lorsque la capacité installée totale des centrales représentera 20.000 MW. Le Vietnam connaîtra aussi d'importantes difficultés à développer les centrales de production à gaz naturel après 2020 du fait d'une offre nationale limitée de ce combustible. L'importation de gaz naturel est limitée si n'est pas entreprise la construction de gazoducs, dont les coûts investissements sont considérables. Les importations de GNL (gaz naturel liquéfié) sont encore limitées par leur prix élevé. Cependant, la solution de l'importation du charbon pour produire de l'électricité constitue aussi un énorme défi. Selon les calculs de planification de l'électricité VII, le Vietnam devrait importer environ 120 Mt de charbon en 2030. L'importation de ces grandes quantités de charbon pour la production d'énergie constitue un pari risqué concernant notamment la sécurité de l'approvisionnement d'électricité.

4.4. La maitrise des impacts environnementaux

Selon le scénario de référence du Master Plan de l'électricité VII, le Vietnam produira 71% de son électricité à partir des sources de combustibles fossiles en 2013. En particulier, le Vietnam produira près de 60 % de l'électricité à partir du

charbon. Ces combustibles polluent l'environnement local causant de graves répercussions sur la santé des personnes vivant près des centrales thermiques. Le scénario de référence du Master Plan d'électricité VII a mis en évidence que ce choix conduisait à une multiplication par un facteur 8 des émissions de poussière dans le scénario de référence de 4.800 tonnes en 2011 à 34.460 tonnes en 2030. L'étude a également estimé que le coût de l'émission de poussières passerait de 99 millions de dollars américains en 2011 à 639 millions de dollars américains en 2030. En ce qui concerne la santé, ces effets négatifs portent sur les coûts des soins, les traitements médicaux, les pertes économiques dues aux interruptions de tout ou partie des activités professionnelles pendant les soins de santé et la baisse de la durée de vie.

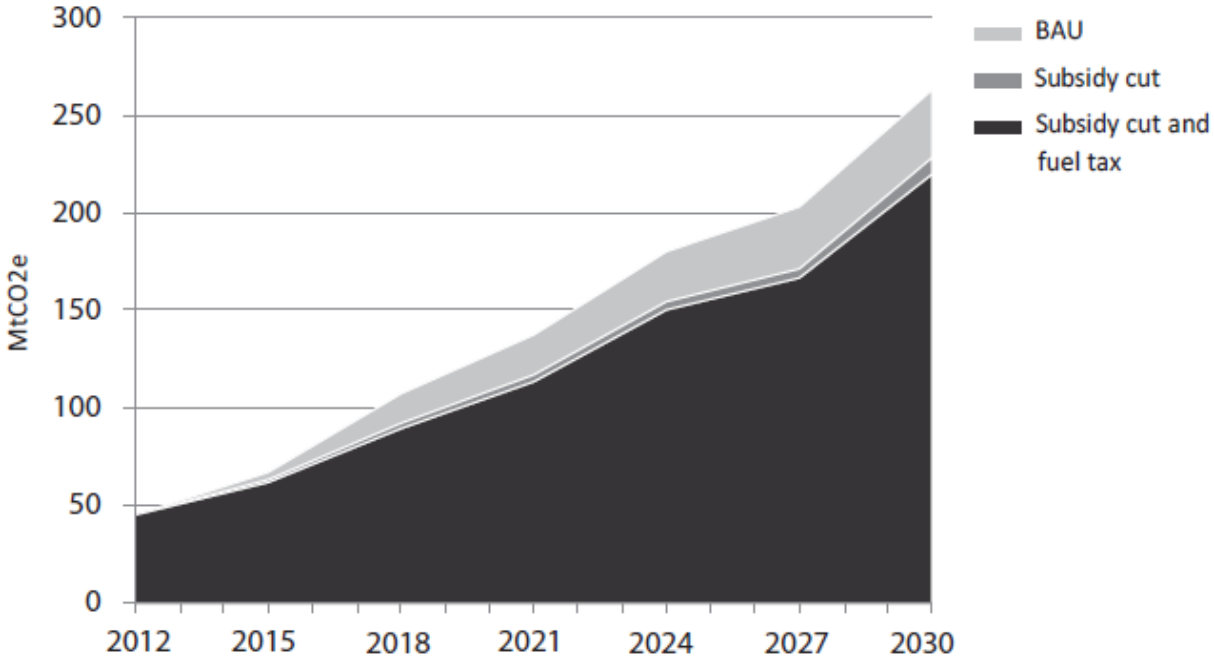
De plus, concernant les émissions de poussières, le Master Plan VII indique aussi que les centrales ont des effets négatifs sur les ressources naturelles en eau et les habitats et écosystèmes aquatiques. L'impact est principalement causé par l'eau de refroidissement rejetée par les centrales électriques thermiques dans les rivières de la région. Selon les estimations de cette étude, la quantité d'eaux usées pour refroidir les centrales serait de 38.580 m3 par heure en 2030.

En outre, le master plan VII a également soulevé la question des effets provoqués par les cendres émises par les centrales électriques au charbon. Elles vont concerner une grande superficie de terres, avec les risques potentiels de pollution de l'eau, de l'air et des sols. De plus, les émissions des centrales de charbon provoquent des problèmes environnementaux en termes de qualité de l'air, pour toute la région d'Asie du Sud-Est. Dans plusieurs régions au Vietnam on peut trouver des phénomènes d'acidification de l'eau et des sols. Cet impact affecte négativement les écosystèmes aquatiques d'eau douce.

Le développement de la production hydroélectrique provoque également des changements dans les écosystèmes, sur les ressources forestières, la diversité biologique dans les zones entourant le réservoir et dans le réservoir. Cette source d'énergie modifie les ressources en eau et il transforme les débits d'eau dans le bassin du fleuve, ce qui ne manque pas d'altérer les écosystèmes du fleuve, en amont et en aval.

En 2012, les émissions de CO2 dans la production d'électricité étaient de 42 MtCO2 et représentaient près de 30% du total des émissions de CO2 du secteur énergétique vietnamien en 2012. Cependant, selon les prévisions de l'UNDP (UNDP, 2012a), les émissions relatives à la production d'électricité augmenteront de 10% par an pendant la période 2010-2030 et représenteront environ 50% des émissions de CO2 du secteur énergétique national en 2030. Ces

résultats mettent en évidence les conséquences environnementales de l'utilisation accrue du charbon (avec une croissance quasiment deux fois plus rapide que celle de la croissance économique de la période) pour satisfaire la demande d'électricité.



Graphique 1.26. Prévision des émissions de CO2 du Vietnam[36]

Les études du Programme des Nations-Unies pour le Développement (UNDP, 2012), indiquent que les émissions de CO2 du secteur électrique au Vietnam augmenteront d'environ 45 millions de tonnes en 2011 à plus de 260 millions de tonnes en 2030, en hausse de près de 6 fois. Les pertes économiques des émissions de CO2 des centrales d'électricité thermiques seraient estimées dans la même étude de 1,2 milliard de dollars américains en 2010 à 9 milliards de dollars américains en 2030.

Enfin, le Vietnam a également préconisé le développement de l'énergie nucléaire et il mettra en service la première centrale en 2020. L'électricité nucléaire représentera environ 10% de la production total du Vietnam en 2030. L'énergie nucléaire est une source intéressante et fiable quant à la fourniture de l'électricité. Mais si les accidents nucléaires sont relativement rares, ils ont un impact environnemental et médiatique considérable, notamment ceux de Three Mile Island (Etats-Unis), de Windscale (Angleterre), de Tchernobyl (Ukraine), et plus récemment de Fukushima (Japon). Ils ont potentiellement des effets

[36] Source : (UNDP, 2012a)

catastrophiques pour l'environnement de l'air, de l'eau et du sol provoqués par les substances radioactives et les explosions éventuelles. Les victimes humaines sont alors nombreuses, à court ou à long terme.

Depuis 2015, dans un contexte de pénurie d'énergie du pays et d'efforts engagés pour une réduction internationale des émissions de GES, la transition énergétique est une question urgente qui se pose au Vietnam en général et au secteur électrique en particulier.

5. CONCLUSION

Le Vietnam a connu une forte croissance économique au cours de ces trois dernières décennies. Son développement rapide est caractérisé par des transformations industrielles et urbaines qui se sont traduites par une demande soutenue de consommation d'énergie. Ainsi, la production d'électricité a augmenté de 14,1% par an de 1990 à 2010. La croissance démographique et la détermination du gouvernement à maintenir des taux élevés de croissance économique au cours des prochaines décennies se traduiront inévitablement par une demande accrue d'énergie et de l'électricité en particulier. Le master plan national d'électricité envisage une expansion considérable de la capacité nationale d'électricité. En 2030, la capacité nationale d'électricité devrait être multipliée par sept (de 20.000 MW en 2010 à 146 800 MW en 2030). Cette augmentation rapide de la demande d'électricité sera accompagnée d'effets environnementaux pervers, notamment des émissions excessives de CO2 et une pollution dommageable pour la santé des citoyens. Le choix des investissements et des technologies relatif aux questions énergétiques doit prendre en compte ces externalités négatives.

Il est nécessaire de concilier à la fois un essor économique énergivore, les contraintes physiques et politiques du climat et le respect de l'environnement. Compte tenu de la disponibilité modeste des ressources nationales de base en matière d'énergie, de la médiocrité des infrastructures disponibles dans un pays en développement affaibli par la guerre et la vulnérabilité et la précarité des sources mondiales d'approvisionnement énergétique, le développement durable du secteur électrique constitue un défi économique et politique immédiat d'une importance considérable. Le développement durable du système électrique vietnamien passe aussi par sa décarbonisation. Cependant, la politique énergétique et climatique relative au secteur de l'électricité au Vietnam est caractérisée par un manque de cohésion des décisions politiques, des structures et des responsabilités institutionnelles associées, et par l'insuffisante prise en

compte des questions relatives au réchauffement climatique. Dans ce contexte, la politique actuelle n'est pas encore en mesure de réconcilier simultanément des objectifs très divers: les nécessités d'un développement économique énergivore, la maîtrise des coûts de production d'électricité, la sécurité énergétique et le respect des valeurs environnementales. Le gouvernement vietnamien prend progressivement la mesure des enjeux. Pour améliorer le cadre de la prise de décision, il est pertinent de mener une recherche approfondie sur les conséquences économiques, humaines et environnementales des choix politiques pour le développement durable du secteur de l'électricité. Dans ce contexte, la méthode des scenarios permet d'accompagner et de justifier les choix politiques, en fonction des critères et objectifs définis et soutenus par l'Etat.

Chapitre 2
Présentation des analyses économiques théoriques et appliquées dans le domaine de la production d'électricité

Depuis le début des années 1970s, l'énergie est un sujet de grand intérêt pour les économistes et les analystes de systèmes. La complexité des interactions entre l'énergie et les activités économiques et la substitution des combustibles entre eux ont donné lieu au développement de différents types d'approches concernant la modélisation de la demande d'énergie, laquelle constitue un agrégat important de la formulation des politiques énergétiques en général et des masters plans du développement du secteur électrique en particulier (2.1). La prévision de la demande d'électricité dans le temps et selon ses rythmes détermine la qualité de la prévision de la capacité installée, la nature du réseau de transport électrique et l'évaluation de l'impact socio-économique et environnemental du master plan électrique. Ces quatre principales variables sont nécessaires à la réalisation d'un master plan d'électricité (2.2.). Le dernier master plan d'électricité du Vietnam sera décrit dans la troisième partie de ce chapitre (2.3.).

1. LES MODELES DE PREVISION DE LA DEMANDE D'ENERGIE

L'objectif de cette partie est de présenter les techniques et modèles de prévision de la demande d'énergie (2.1.1.), ainsi que les modèles de demande d'énergie utilisés dans la formulation des politiques énergétique (2.1.2.). Ensuite, les modèles de prévision de la demande utilisés au Vietnam seront présentés (2.1.3.).

1.1. Les approches de la prévision de la demande d'énergie

Dans la littérature académique, il existe un grand nombre d'approches destinées à prévoir la demande d'énergie. Certains modèles sont relativement simples, faciles à appliquer, tandis que d'autres utilisent des méthodes plus sophistiquées. Bhattacharyya & Timilsina (2009) ont proposé une classification des approches de prévision de la demande en fonction de leur complexité.

1.2. Approches simples

Les approches simples utilisent des systèmes d'indicateurs, lesquels offrent une compréhension rapide de la question. En pratique, elles sont utilisées dans de nombreux cas, mais elles sont relativement moins fréquemment appliquées dans les articles plus académiques. Le taux de croissance de l'économie, les élasticités – notamment l'élasticité au revenu – la consommation spécifique de chaque l'unité et l'intensité énergétique sont les quatre indicateurs les plus couramment utilisés. Avec ces techniques, l'analyse des tendances observées dans le passé pour leur

projection dans l'avenir est souvent utilisée. Toutes ces études portent sur un seul indicateur et la prévision est alors obtenue par des analyses empiriques concernant les changements supposés de l'indicateur au cours de la période de prévision (Bhattacharyya, 2011).

1.2.1. Approches sophistiquées

Les approches sophistiquées de la prévision de la demande d'énergie sont fondées sur des méthodologies plus avancées (Bhattacharyya & Timilsina, 2009). Il existe plusieurs typologies de ces techniques. Une première classification analyse les modèles en fonction de leur caractère « top-down », « bottom-up » et « approche hybride » (Hansen, Percebois 2010). Une autre classification porte sur la méthodologie de modélisation. Les modèles économétriques sont caractérisés soit par leurs fondements théoriques bien spécifiés, soit par la construction de modèles d'ingénierie économique, soit encore par les modèles hybrides selon l'application plus ou moins précise des caractéristiques des deux types de modélisation de base. D'autres typologies existent aussi dans la littérature et il est alors fait état de systèmes formalisés de dynamique des systèmes, d'approches en termes de scénarios ou des modèles de décomposition, de processus ou de réseaux de neurones artificiels (Bhattacharyya & Timilsina, 2009). Il est intéressant de présenter succinctement les principales techniques faisant appel à l'économétrie, aux approches de l'utilisation finale, aux modèles Input-Output, à la construction des scenarios et aux réseaux neuronaux artificiels.

a. Approche économétrique

L'approche économétrique se propose, sur les bases de données quantitatives historiques, de mettre en évidence la nature et l'importance des relations potentielles entre la demande d'énergie et les variables économiques significatives. Si la qualité statistique est établie, les relations, intégrées ou non dans un modèle plus ou moins élaboré, peuvent ensuite être utilisées pour la prévision de la demande d'énergie (Suganthi & Samuel, 2012). La complexité des analyses économétriques varie selon les besoins de l'utilisateur, d'une seule équation de la demande à la construction de systèmes formalisés complexes faisant appel à des équations simultanées ou récursives. Ce type d'analyse est fréquemment utilisé pour l'estimation de la demande totale d'énergie, mais aussi pour étudier l'évolution de la demande d'énergie des différens secteurs de l'économie, comme l'industrie, les transports, ou le secteur résidentiel (Bhattacharyya & Timilsina, 2009).

b. Approche d'utilisation finale (end-use approach)

L'approche par l'utilisation finale, dite aussi de type « bottom-up », est souvent utilisée pour la prévision de la demande d'énergie (Bhattacharyya, 2011). La principale caractéristique d'un modèle de prévision de la demande d'énergie conventionnelle « bottom-up » est son degré relativement élevé de détail technologique utilisé pour évaluer la demande future d'énergie (Herbst, Toro, Reitze, & Jochem, 2012).

L'idée de base de cette approche de l'utilisation finale de la demande d'énergie est de désagréger la demande en modules et en secteurs homogènes et de lier la demande de chaque module avec les indicateurs techniques et économiques. L'élément de base de l'analyse permettant d'estimer la demande d'énergie se concentre sur l'utilisation finale, laquelle met l'accent sur le rôle de la technologie, l'évolution des prix, le comportement des consommateurs et l'évolution de l'environnement économique dans la prévision. Les modèles d'utilisation finale contiennent généralement une représentation détaillée de la consommation d'énergie selon son utilisation finale. Quelques variables clés, économiques mais aussi politiques, sont alors mises en relation. Les données et les informations passées sont utilisées pour établir un scénario de base ou de référence. Il s'agit alors de présenter les prévisions de la demande à différents stades temporels et de déterminer les voies potentielles permettant de satisfaire les objectifs fixés (Bhattacharyya, 2011).

c. Modèles « Input-output » (Input-Output models)

L'approche "Input-Output", inspirée du tableau économique de François Quesnay et des analyses de Walras, a été proposée par Wassily Leontiev (Herbst et al., 2012). Elle fournit un cadre cohérent d'analyse ; elle permet de capturer la contribution des activités en mettant en évidence les liens interindustriels dans l'économie. Ainsi, la méthode « Input-Output » est capable de mesurer la demande directe d'énergie ainsi que la demande d'énergie indirecte grâce à l'observation et au calcul des échanges interindustriels (Bhattacharyya, 2011). Les modèles "Input-Output" font aussi partie des modèles « top-down », parmi lesquels il est possible de distinguer les modèles macroéconomiques et les modèles d'équilibre général calculable (Hansen & Percebois, 2010).

Avec cette approche désagrégée, les détails se rapportent principalement aux activités industrielles et agricoles, tandis que d'autres acteurs ou agents sont normalement représentés par une entité unique représentative. Ce modèle ne s'applique pas à la dimension régionale, ni à la division entre les zones rurales et

urbaines. De même, la diversité technologique est difficile à mettre en évidence pour l'étude d'un secteur d'activité donné. En outre, comme ces tableaux sont basés sur des informations de la comptabilité nationale, ils excluent les activités informelles et les opérations non monétaires (Bhattacharyya & Timilsina, 2009).

d. Approche par les scénarios

L'approche par les scénarios se propose d'informer la gouvernance stratégique sur les conséquences probables des actions entreprises (Bhattacharyya, 2011). Cependant, l'élaboration d'un scénario n'est pas un exercice de prévision de la demande d'énergie. Elle est une façon de formuler et de présenter les prévisions de la demande. « Un scénario énergétique donne une représentation possible du futur et décrit une histoire du devenir du système énergétique, de l'économie, voire de la société dans son ensemble, sur une géographie donnée, qui peut être régionale, nationale ou internationale. Cela recouvre, selon les cas, l'évolution des styles de vie et des aspirations sociétales, les perspectives de croissance économique, les progrès technologiques, la disponibilité des ressources, la nature et le fonctionnement des institutions. » (Bellevrat, Rudinger, Colombier, & Guérin, 2013).

e. Approche hybride

L'approche hybride est fondée sur la combinaison de deux ou plusieurs approches différentes de prévision de la demande d'énergie en fonction des objectifs généraux fixés (Bhattacharyya, 2011). Elle permet de réduire les limites relatives à chacune des approches précitées (Karjalainen, Käkönen, Luukkanen, & Vehmas, 2014). L'ambition des modèles hybrides consiste à combiner une représentation détaillée des technologies et des usages de l'énergie avec une représentation du comportement des utilisateurs et des interactions entre le secteur énergétique et les autres secteurs de l'économie. Cependant, il faut remarquer que les "approches d'ingénieur" ne coïncident pas toujours avec celles des économistes (Hansen & Percebois, 2010).

1.3. Les caractéristiques des modèles de demande d'énergie utilisés dans la pratique

Les modèles de la demande d'énergie utilisent et combinent des données provenant de différentes sources pour décrire le sous-système de demande d'énergie. Ils peuvent être des outils utiles à la planification de l'énergie, notamment pour la mise en place des plans d'investissement, de la législation et de la réglementation. Les modèles peuvent également être utilisés pour préparer

des décisions politiques efficaces, au regard des hypothèses étroitement encadrées. Certains modèles ont du mal à prendre en compte le rôle des limites écologiques ou les relations de pouvoir (Karjalainen, Käkönen, Luukkanen, & Vehmas, 2014).

Les modèles de la demande d'énergie ont été utilisés comme des outils pour améliorer les systèmes et infrastructures énergétiques dans les pays industrialisés. L'émergence de modèles énergétiques macroéconomiques dans les années 1950 a constitué une réponse à la nécessité du développement l'économie industrielle. Des modèles technico-économiques détaillés ont ensuite été développés dans les années 1970 comme une réponse à la crise du pétrole (Herbst et al., 2012). Depuis le milieu des années 1970, les modèles de l'énergie ont été construits en vue d'étudier la planification de l'énergie et la prévision de la demande et de l'offre d'énergie (Wei, Wu, Fan, & Liu, 2005).

Les modèles de demande d'énergie permettent de répondre à trois types d'objectifs différents : prévoir la demande d'énergie globale ; explorer la nature de la demande (sur la base de scénarios); repartir du futur extrapolé pour revenir vers la situation présente ("backcasting") (Van Beeck, 1999).

Hansen et al. (2010) ont distingué trois types de modèles énergétiques : les modèles « Top-down » (modèles économétriques, les modèles d'équilibre général calculable), les modèles « Bottom-up » (modèles de simulation ou modèles d'optimisation) et les modèles « hybrides ». L'étude de Karjalainen (Karjalainen et al., 2014) se base sur les études de (Unger, 2010) et de Herbst et al. (2012). Elle classifie les modèles de demande d'énergie par catégories telles que les modèles d'énergie « bottom-up », d'équilibre partiel, d'optimisation, de simulation, d'énergie « top-down », d'« input-output », économétriques, d'équilibre général calculable et de dynamique des systèmes.

1.3.1. Modèles « Bottom-up »

Les modèles Bottom-up se proposent de prendre en compte des descriptions détaillées des technologies nécessaires à la consommation et à la production d'énergie. Ces modèles sont utilisés pour prévoir la demande et l'approvisionnement d'énergie et analyser les impacts de l'environnement économique sur les tendances de la consommation et de la production d'énergie (Wei et al., 2005).

a. Les modèles d'équilibre partiel

- **Modèle POLES**

Le modèle POLES (Prospective Outlook on Long-term Energy Systems) est un modèle de simulation global désagrégé récursif pour l'analyse des scénarios énergétique mondiaux. Il a été initialement développé par Patrick Criqui et l'équipe de l'Institut d'économie et de politique de l'énergie (IEPE) de Grenoble, en France. Il analyse la demande et l'offre des systèmes d'énergie et il a été utilisé pour l'analyse à long terme de la politique énergétique du gouvernement français. C'est un modèle utilisé aussi par la Commission Européenne et le Conseil Mondial de l'Energie. Il a été pleinement opérationnel dès 1997 (WEC, 2007). Il simule les marchés internationaux de l'énergie sur la base de l'évolution des prix de l'énergie et des évolutions économiques et technologiques. Il est conçu comme une structure hiérarchique de sous-modèles régionaux et nationaux interconnectés. Il définit sept régions du monde, onze sous-régions, trente-deux pays, et quarante technologies d'énergie, y compris les secteurs de l'énergie finale.

Ce modèle comporte quatre modules principaux, nommément la demande finale d'énergie, les technologies nouvelles et renouvelables d'énergie, le système de transformation d'énergie conventionnelle et l'offre de combustibles fossiles. En conséquence, le modèle représente l'ensemble du système énergétique. La demande d'énergie est analysée en appliquant une approche désagrégée des consommations finales. La demande est décomposée en groupes homogènes pour permettre un traitement séparé des activités intensives en énergie et des utilisations non intensives. La demande mondiale est déterminée en fonction de la demande des pays et des régions, les gros consommateurs étant considérés séparément (EC, 2006).

- **Modèle WEM**

Le modèle WEM de l'Agence Internationale de l'Energie (World Energy Model) est un modèle qui calcule des prévisions régionales sectorielles à moyen et à long terme de la demande et de la production d'énergie, au niveau mondial et régional. Le modèle est constitué de plusieurs modules pour la demande finale d'énergie de l'industrie, des transports, du secteur résidentiel et des services, des modules concernant respectivement le raffinage, la production d'électricité et l'offre des trois combustibles fossiles (gaz, pétrole, charbon). Il introduit également un module qui calcule les facteurs de contenu de CO2 pour le charbon, le pétrole et le gaz pour différents secteurs et régions. Il donne des prévisions de la demande et des estimations des investissements nécessaires pour satisfaire les différents types de demande. Le dernier module de demande d'énergie analyse l'utilisation finale désagrégée de l'énergie pour l'industrie, des transports, du

secteur résidentiel, des activités commerciales et des productions agricoles. L'industrie et le transport sont ventilés pour prendre en compte les caractéristiques spécifiques de la demande. L'activité économique, les prix de l'énergie et d'autres variables sont considérés comme les principales variables explicatives de la demande d'énergie (IEA, 2012).

- **Modèle PRIMES**

Le modèle PRIMES de l'Université Technique d'Athènes, développé pour la Commission européenne, a pour objet la construction de scénarios énergétiques détaillés pour l'Europe. Il prend en compte les politiques d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables, leurs impacts sur les marchés correspondants, en simulant un équilibre de marché pour la demande et l'offre, y compris par la formation endogène des prix de l'énergie, ainsi que les impacts sur le système européen d'échange des quotas d'émission. Il se compose de onze sous-modèles (modules de la demande et de l'offre). Ce modèle peut simuler l'équilibre du marché pour la demande et l'offre d'énergie d'ici à 2030, au sein de chacun des États membres de l'Union Européenne (Karjalainen et al., 2014). Il s'agit d'un modèle à usage général. Il est conçu pour la prévision, la construction de scénarios et l'analyse d'impact des politiques. Il couvre un horizon à moyen ou à long terme. Il est modulaire et il permet des analyses globales, mais aussi des utilisations partielles pour soutenir des études spécifiques de l'énergie. Le modèle peut prendre en charge l'analyse des politiques énergétiques standard, la sécurité d'approvisionnement, la stratégie, les coûts, les questions environnementales, la politique de prix, la fiscalité, les normes technologiques, les nouvelles technologies et les sources d'énergie renouvelables, l'efficacité énergétique, les carburants alternatifs, les échanges d'énergie, la production décentralisée, la libéralisation des marchés de l'électricité, la politique générale concernant la production d'électricité, la distribution de gaz et les raffineries (Capros & Mantzos, 2004).

b. Modèles d'optimisation

- **Modèle EFOM**

Le modèle EFOM (The Energy Flow Optimization Model) est un modèle permettant l'optimisation de l'offre d'énergie sur la base d'une simulation ou d'une optimisation de la demande. Il s'agit de déterminer les investissements dans les énergies primaires pour répondre à une demande d'énergie donnée. Ce modèle a été utilisé en Europe depuis les années 1980. Il a été initialement développé à l'Institut Economique et Juridique de l'Energie à Grenoble, France en

1970. Il se présente comme un outil d'optimisation multi-période du système énergétique, basé sur la programmation linéaire qui minimise les coûts totaux pour satisfaire la demande exogène déterminée d'un pays. Le modèle peut être utilisé pour analyser un secteur spécifique (mode d'analyse sectorielle unique) ou dans le cadre d'une planification globale du système d'énergie (mode multi-secteur). Il utilise la représentation du réseau des activités sous la forme d'un système d'énergie de référence. C'est un modèle technologiquement riche qui intègre à la fois l'offre et les technologies d'utilisation finale. Son approche d'optimisation permet l'identification des coûts marginaux associés à des contraintes environnementales (Bhattacharyya & Timilsina, 2009).

L'offre d'énergie est analysée comme un système prenant en compte la demande de produits à forte intensité énergétique, les services énergétiques, l'énergie utile, laquelle dépend de la transformation d'énergie, des moyens de transport, des technologies de réduction des émissions et des produits énergétiques primaires. Sur la base de certaines contraintes, une solution de coût minimum est recherchée pour l'ensemble du système, en tenant compte notamment des contraintes environnementales. Tous les sous-systèmes sont reliés par plusieurs variables. Les scénarios sont définis pour une période de vingt à quarante ans par les prévisions de la demande, des prix de l'énergie, des contraintes d'infrastructure, de la réglementation des émissions, des plans de développement des capacités... Pour chaque scénario, le problème de programmation linéaire est mis en place en vue de donner une solution optimale pour la séquence d'investissement dans les technologies de la transformation et de la consommation finale d'énergie, au regard des mesures de réduction des émissions (Grohnheit, 1991).

- **Modèle MARKAL**

Le modèle MARKAL constitue en fait une famille de modèles de type Bottom-up dynamiques, fondés sur une programmation linéaire des systèmes de technologie de l'énergie. Le modèle MARKAL détermine l'offre et la demande d'énergie pour des besoins donnés. Il fournit aux décideurs politiques et aux planificateurs du secteur public et du privé de nombreux détails sur l'importance économique des technologies de production et de consommation d'énergie. En plus, il peut fournir une compréhension des interactions entre les variables macroéconomiques et la consommation d'énergie. En conséquence, ce modèle a contribué à la planification nationale et locale de l'énergie et à l'élaboration de stratégies d'atténuation des émissions carbone. La famille des modèles MARKAL est unique, elle fournit de nombreuses applications impliquant une grande variété

de paramètres. Elle a le soutien d 'une vaste communauté internationale de recherche, avec une mise en œuvre dans plus de 40 pays et 80 institutions, y compris dans les pays développés, les pays en transition et les pays en développement (Seebregts, Goldstein, & Smekens, 2002).

Comme la plupart des modèles, les vecteurs énergétiques sont mis en relation avec le processus de transformation et de consommation d'énergie. Ce réseau intègre tous les vecteurs énergétiques impliqués, de l'extraction du pétrole ou du gaz à la transformation (centrales électriques ou raffineries, par exemple) et au transport (gazoducs ou réseaux électriques) jusqu'à la consommation d'énergie (chaudières, voitures ou climatisation de l'espace résidentiel). La demande d'énergie peut être désagrégée par secteur (résidentiel, industrie, transport et service) et selon les fonctions spécifiques au sein d'un secteur comme la climatisation résidentielle, le chauffage ou l'éclairage (Zonooz, Nopiah, Yusof, & Sopian, 2009)

- **TIMES**

Le modèle TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System) est un modèle économique destiné à l'analyse des systèmes d'énergie locale, nationale ou multirégionale. Ce modèle est une combinaison des modèles MARKAL et EFOM ; les caractéristiques des deux modèles sont intégrées pour produire un puissant outil d'analyse, en utilisant la technique d'optimisation. Il détermine les offres énergétiques au coût global minimum, en produisant simultanément des informations sur les investissements d'équipement et d'exploitation nécessaires, sur l'approvisionnement en énergie primaire, et sur les décisions industrielles à engager dans chaque région. Il fournit une base technologique pour estimer la dynamique de l'énergie sur un horizon temporel à long terme et sur plusieurs périodes. Il est généralement appliqué à l'analyse de l'ensemble du secteur énergétique, mais il peut également étudier les sous-secteurs tels que le secteur électrique ou celui du chauffage. Des estimations de consommation finale d'énergie sont fournies par l'utilisateur pour chaque région. En outre, l'utilisateur obtient des estimations du stock existant d'équipements énergétiques dans tous les secteurs, les caractéristiques des technologies disponibles à l'avenir, ainsi que les sources actuelles et futures d'approvisionnement en énergie primaire. Le choix des investissements nécessaires est fondé sur l'analyse des caractéristiques des technologies alternatives de production, sur l'économie de l'approvisionnement en énergie, et sur des critères environnementaux (Loulou & Labriet, 2008).

- **Modèle MESSAGE**

Le modèle MESSAGE (Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact) est un modèle techno-économique du système d'énergie. Le modèle identifie les réponses socio-économiques et technologiques relatives aux problèmes de l'énergie, et il agrège le monde en onze régions (Karjalainen et al., 2014). Il s'agit d'un modèle de programmation linéaire dynamique qui calcule les structures d'offre d'énergie disponibles les moins onéreuses (minimisation du coût), sous les contraintes relatives à la disponibilité des ressources, au menu des technologies disponibles et à la demande d'énergie utilisable (Nakicenovic & Swart, 2000). Il comprend une définition des catégories des formes d'énergie considérées, telles que l'énergie primaire, l'énergie finale, l'énergie utile, les matières premières, et les technologies associées effectivement, comme les technologies relatives aux différents vecteurs énergétiques comme l'électricité, l'essence, l'éthanol, le charbon, le chauffage urbain, et plus généralement aux services énergétiques. Ce modèle est conçu pour formuler et évaluer des stratégies d'offre des énergies alternatives au regard des contraintes définies par l'utilisateur concernant le choix des nouveaux investissements, les taux de pénétration du marché pour les nouvelles technologies et les niveaux d'émission. Le principe de ce modèle est l'optimisation d'une fonction objectif, laquelle peut être axée sur le moindre coût ou le plus faible impact sur l'environnement, eu égard aux contraintes disponibles (IAEA, 2009).

- **Modèle DIME**

Le modèle DIME (Dispatch and Investment Model for Electricity markets in Europe) est conçu comme un modèle d'optimisation linéaire pour les prévisions de la production d'électricité à moyen et à long terme sur le marché européen, de treize pays d'Europe centrale et de l'Ouest, y compris la Suisse. Il couvre onze technologies de production d'électricité, selon les générations et il fait l'hypothèse d'un marché concurrentiel dans le secteur. Il se propose de mettre en évidence la situation optimale au regard d'une minimisation des coûts. Il simule ainsi la distribution d'électricité ainsi que les résultats probables des décisions d'investissement concernant l'offre d'électricité. (Karjalainen et al., 2014)

Il a été utilisé dans plusieurs projets de recherche et de consultation, notamment récemment par EWI (Institute of Energy Economics, University of Cologne, Germany) (Richter, 2011) dans le cadre d'une analyse de la politique énergétique du gouvernement allemand (Schlesinger et al, 2010;. Nagl et al., 2011), d'une étude sur l'intégration des sources d'énergie renouvelables pour

l'Agence allemande de l'énergie (DENA) (German Energy Agency, 2010; Paulus et Borggrefe, 2010), d'un rapport technique sur le potentiel futur de la mobilité électrique pour l'Association allemande de l'énergie et de l'eau Industries (BDEW) (Richter et Lindenberger, 2010; Richter, 2010) ainsi que d'un rapport technique sur le déploiement des RES et de son impact sur le marché de l'énergie conventionnelle (Fursch et al., 2010).

c. *Modèles de simulation*

- **Modèle LEAP**

Le modèle LEAP (Long range Energy Alternatives Planning System) est développé par l'Institut de l'environnement de Stockholm (the Stockholm Environment Institute). C'est un outil de modélisation de l'énergie et l'environnement produisant des scénarios, qui est largement utilisé pour l'analyse de la politique énergétique et l'évaluation des mesures d'atténuation du changement climatique. Les résultats expriment les calculs complets de la façon dont l'énergie est consommée, transformée et produite dans une région ou une économie donnée, avec une série d'hypothèses alternatives sur la population, le développement économique, la technologie ou les prix. Avec ses structures de données flexibles, il permet des analyses approfondies de la spécification technologique et du détail de l'utilisation finale de l'énergie. LEAP peut être utilisé à la fois par l'approche « Top-down » et par l'approche « Bottom-up ». (Karjalainen et al., 2014). Son utilisateur peut aller au-delà du simple calcul de simulations fondées sur des structures de données sophistiquées. Il est caractérisé par sa flexibilité et sa facilité d'utilisation, deux qualités qui permettent aux décideurs de passer d'idées politiques définies a priori à l'analyse des politiques, sans avoir à recourir à des modèles plus complexes. Il sert plusieurs objectifs, c'est à la fois une base de données, un système complet de gestion des informations de l'énergie, un instrument de prévision, un appareil capable de fournir des projections de la demande et de l'offre de l'énergie sur un horizon de planification à long terme. C'est aussi un instrument d'analyse des politiques, un simulateur et un évaluateur des effets physiques, économiques et environnementaux des programmes alternatifs d'énergie, des investissements et des actions. Il permet de prévoir la situation de l'offre et la demande d'énergie, de proposer les tendances futures, d'identifier les problèmes potentiels et d'évaluer les impacts probables des politiques énergétiques. Il examine et étudie une grande variété de projets, de programmes, de technologies et d'autres initiatives de l'énergie. Il peut également aider à atteindre des stratégies, qui répondent le

mieux des problèmes environnementaux et énergétiques d'aujourd'hui et de demain (Caire & Pieri, 2006).

- **Modèle REEPS**

Le modèle REEPS (The Residential End-Use Energy Planning System), développé par l'Electric Power Research Institute (EPRI), est un modèle de prévision qui permet aux utilisateurs de construire des modèles personnalisés concernant les utilisations finales des différentes sources d'énergie dans le secteur résidentiel (appareils de chauffage, de ventilation et de climatisation, par exemple). Le modèle peut être configuré pour chaque utilisation finale avec sa propre structure, ses données et ses relations fonctionnelles. Le modèle REEPS incorpore les caractéristiques de base des dépenses énergétiques résidentielles dans le cadre d'une modélisation générique dans laquelle l'utilisateur a un contrôle étendu sur les algorithmes et la structure du modèle. REEPS permet une plus grande flexibilité que les modèles de prévision traditionnels, qui sont difficiles à mettre en œuvre pour des formulations particulières de la consommation d'énergie du secteur résidentiel. Il utilise une approche basée sur l'état de la prévision fondée sur les choix de l'offreur, lesquels engagent les décisions d'achat des consommateurs (Koomey, 2010).

- **Modèle MEDEE**

MEDEE est un modèle de la demande d'énergie de prévision à long terme. Il a été développé depuis 1973 par l'Institut économique et juridique de l'énergie de l'Université de Grenoble. Il permet de prévoir la demande future d'énergie. Il utilise des algorithmes mathématiques et des données technico-économiques. Il ventile la demande totale d'énergie en catégories homogènes pertinentes, comme les facteurs sociaux, économiques et technologiques qui déterminent l'évolution de la consommation d'énergie à long terme. Il relie tous les facteurs dans une structure hiérarchique et il construit un scénario d'énergie associée. MEDEE comprend les secteurs résidentiels, tertiaire, les transports et les secteurs industriels. Il calcule des prévisions de la demande d'énergie future en fonction de la population et de la croissance économique. Le modèle reflète le comportement général de la population au regard de la consommation d'énergie. Il examine également les politiques énergétiques appliquées par les gouvernements nationaux (Pilavachi, Dalamaga, di Valdalbero, & Guilmot, 2008).

Dans MEDEE 2, la demande d'énergie est considérée comme une demande induite par des déterminants socio-économiques, notamment la satisfaction des besoins sociaux (par exemple, la mobilité des personnes et de la température

dans les bâtiments). Ces déterminants conduisent à une demande d'énergie utile dont l'intensité dépend des technologies utilisées pour satisfaire ces besoins sociaux et/ou assumer les activités économiques. La demande pour les produits de l'énergie ou de l'énergie finale (le charbon, l'électricité ou le gaz, par exemple) peut être calculée à partir du niveau de la demande d'énergie utile, laquelle dépendra de l'efficacité des équipements (fours, moteurs ou chaudières) utilisés pour convertir l'énergie finale en énergie utile. Le modèle MEDEE traite de l'évaluation de la demande d'énergie utile et finale. (Lapillonne, 1980)

1.3.2. Modèles Top-down

a. Modèles Input-Output

La méthode de modélisation entrée-sortie a longtemps été utilisée pour l'analyse économique. Elle fournit un cadre cohérent d'analyse et peut capturer la contribution des activités connexes à travers des liens entre les branches d'une économie. Ainsi, la méthode d'entrée-sortie est capable de capturer la demande directe d'énergie ainsi que la demande d'énergie indirecte par le biais des transactions interindustrielles. Cette méthode fournit un outil d'analyse intéressant pour faire apparaitre les interactions écoonmiques (Bhattacharyya & Timilsina, 2009). Le modèle EEA (Environmental-Economic Accounting for Germany) constitue un bon exemple car l'analyse « Input-output » y est utilisée dans l'analyse du sous-système énergétique. EEA a facilité la mise en œuvre de la stratégie nationale allemande pour le développement durable et le choix des indicateurs nationaux de développement durable (Karjalainen et al., 2014).

b. Modèle économétriques

- **Modèle E3ME**

Energie-Environnement-Economie Modèle pour l'Europe (E3ME) est un modèle économétrique, développé par Cambridge Econometrics (Angleterre). Il utilise des séries chronologiques pour construire un modèle dynamique de l'Europe occidentale, couvrant 27 régions européennes, soit les pays de l'UE25, la Norvège et la Suisse. E3ME présente une désagrégation sectorielle détaillée en 42 secteurs industriels, 28 catégories de dépenses de consommation, 12 carburants et 19 groupes d'utilisateurs de carburant. Le sous-module des émissions calcule les niveaux de 14 polluants de l'air en fonction de la consommation spécifique de combustibles et des utilisateurs de ces carburants. Les émissions dans l'atmosphère de CO2, SO2, NOx, CO, CH4, PM10, COV, de quatre autres émissions de gaz à effet de serre (N2O, HFC, PFC, SF6), de la pollution nucléaire, du plomb et

des CFC sont prises en compte. E3ME est destiné à répondre à un besoin exprimé par les chercheurs et les décideurs politiques pour analyser les implications à long terme des liens entre les politiques énergétiques, environnementales et économiques, en particulier celles concernant la R&D, la fiscalité et la réglementation environnementale. Le modèle est également capable de mettre en évidence les effets économiques à court terme et à moyen terme de ces politiques, parfois même leurs effets à plus long terme concernant notamment l'offre du marché du travail. E3ME combine les caractéristiques d'un modèle sectoriel annuel, il utilise les techniques économétriques formelles, les méthodes des modèles d'équilibre général calculable qui fournissent une analyse du mouvement des résultats des indicateurs clés à long terme en réponse aux changements de politique. Il peut être utilisé pour les simulations dynamiques des choix politiques et pour la prévision et projection sur le moyen ou le long terme. En tant que tel, il est un outil précieux pour l'analyse de la politique économique en Europe (Pollitt, Chewpreecha, & Summerton, 2007).

- **Modèle NEMESIS**

NEMESIS est un modèle économétrique macro-sectoriel visant à développer des outils pour la prise de décision dans les domaines de l'énergie, de l'environnement et les politiques économiques. C'est un modèle comparable au modèle E3ME, dont le développement est coordonné par Centrale Recherche SA à l'École Centrale Paris. NEMESIS couvre individuellement les États membres de l'UE-15 ainsi que la Norvège, et il prend comme variable exogène le reste du monde, divisé en 10 zones géographiques (comme les pays d'Europe occidentale, l'Europe de l'Est et l'ancienne URSS). Enfin, le modèle couvre 30 secteurs et 27 postes de consommation. Le module NEMESIS énergie-environnement (NEEM) a été spécialement construit, et sera dans le futur connecté au modèle macro-sectoriel. Le module applique une description détaillée de la demande énergétique et de l'approvisionnement de l'UE 15, avec un soin particulier accordé au secteur de l'électricité. Les différents polluants sont divisés en SO2, NOx et effet de serre (CO2, CH4, N2O, CF6, HFC et PFC). Le module reçoit les indicateurs de l'activité économique de NEMESIS. Le sous-modèle transforme ces indicateurs dans l'indice énergétique. En outre, ce module permet l'étude de tous les types de politiques environnementales de l'UE, comme les taxes, les permis d'émission ou les quotas (Fougeyrollas, Le Mouël, Zagamé, Bossier & Thiery, 2002).

c. *Modèles d'équilibre général calculable*

- **Modèle GEM-E3**

Le modèle GEM-E3 (General Equilibrium Model for studying Energy-Economy-Environment interactions) a été développé comme un projet de collaboration multinationale, financé par la Commission Européenne. GEM-E3 vise à mettre en évidence les interactions entre l'économie, le système énergétique et l'environnement. Le modèle calcule simultanément l'équilibre du marché concurrentiel et détermine l'équilibre optimal pour l'offre et la demande d'énergie, au regard de la réduction des émissions. GEM-E3 est un modèle représentant simultanément et individuellement, vingt-deux pays de l'UE à l'exception du Luxembourg, Chypre, Malte, la Bulgarie et la Roumanie pour GEM-E3 dans sa version Europe, soit, dans la version GEM-WORLD, plusieurs régions du monde (les Pays de l'UE15, dix nouveaux États membres de l'UE, l'ex-Union soviétique et d'autres pays européens). Le modèle distingue 18 branches productives. Le lien principal concerne l'utilisation énergétique des combustibles et des biens durables. L'utilisation non-énergétique (comme les raffineries et autres conversions) est traitée séparément. Trois mécanismes de réduction des émissions sont spécifiés explicitement dans le modèle, à savoir la réduction des émissions en raison d'une baisse de la production et de la consommation, la substitution entre les combustibles et entre les intrants énergétiques et non-énergétiques, et enfin la réduction par des technologies end-of-pipe. Les coûts des exigences de la politique de l'environnement sont ajoutés aux prix des intrants et à ceux de la consommation. Par conséquent, le coût de la contrainte politique supplémentaire se reflète alors dans les évolutions de prix et des volumes. Ce modèle comporte un module pour l'environnement. Son objectif est de représenter l'effet des différentes politiques sur l'économie européenne et sur l'état de l'environnement. Il se concentre sur le réchauffement climatique par les émissions de CO2, les problèmes liés au dépôt d'émissions acidifiantes et de la qualité de l'air ambiant lié aux émissions acidifiantes et aux concentrations d'ozone troposphérique. Les émissions liées à l'énergie pour le CO2, SO2, NOx, COV et les particules et l'ozone sont prises en compte. Dans une étape ultérieure les gaz à effet de serre non-CO2, les émissions de CH4, N2O, PFC, HFC, SF6 ont été introduites dans le modèle (Capros et al., 1996).

d. *Modèles de dynamiques du système*

TIMER est un modèle dynamique de système, qui simule le système énergétique mondial (découpé en 17 régions) à un niveau intermédiaire

d'agrégation. Il ne cherche pas une optimisation des résultats des scénarios sur toute la période. Il simule les décisions d'investissement basées sur une combinaison d'un processus de bottom-up des informations techniques et les mécanismes spécifiques du comportement d'investissement concernant la substitution des combustibles et des technologies d'énergie. Le modèle se compose d'un sous-modèle de demande d'énergie et d'un sous-modèle relatif aux émissions de GES liées à l'énergie. Les principaux objectifs de TIMER sont d'abord, dans le cadre d'une modélisation intégrée, d'analyser la dynamique à long terme de conservation de l'énergie et la transition des combustibles non fossiles, et ensuite d'explorer les tendances à long terme concernant les émissions de GES liées à l'énergie. Les différents sous-modèles mettent en évidence les processus de substitution des carburants et des technologies en fonction des prix et la prise en compte de l'épuisement des ressources en fonction de leur utilisation à partir de courbes de coûts d'approvisionnement à long terme (De Vries, Van Vuuren, Den Elzen & Janssen, 2002).

TIMER étudie la demande utile de l'énergie sous deux formes, d'abord en étudiant les choix entre « électricité » ou « non électricité » dans tous les secteurs, puis en mettant en évidence les changements de la structure économique en fonction des évolutions intersectorielles imputables aux prix de l'énergie. Il s'agit alors d'économiser l'énergie, d'améliorer sa productivité, d'explorer les conditions d'exploitation des combustibles fossiles dans la dynamique de leur épuisement, de définir l'importance réelle des substituts issus de la biomasse, de souligner l'importance des prix relatifs et de leurs évolutions enfin de faire des choix de politiques concernant la production d'électricité par les centrales thermiques, nucléaires, éoliennes ou solaires. Le résultat fournit une image assez détaillée de la façon dont l'intensité énergétique, les coûts des carburants et les technologies concurrentes d'approvisionnement non fossiles se développent au fil du temps, dans les différentes régions (De Vries et al., 2002).

2. METHODOLOGIE DE LA CONSTRUCTION D'UN MASTER PLAN D'ELECTRICITE

La méthodologie de la construction d'un master plan concernant le développement du système électrique n'a pas reçu beaucoup d'attention au plan des travaux académiques. Nous n'avons pas trouvé de document complet pour aider à la construction d'un master plan électrique. Les questions de la théorie de la construction d'un master plan électrique sont dispersées dans divers documents et divers articles scientifiques (Sullivan, 1977) (Covarrubias, 1979), (Marsh, 1980), (IAEA, 1984), (Montfort & Lederer, 1986), (Stoll & Garver, 1989),

(Wang & McDonald, 1994), (Bebic, 2008), (Söder & Amelin, 2010), (Seifi & Sepasian, 2011). Un master plan électrique se propose traditionnellement de traiter les cinq questions principales suivantes :

1. une prévision de la demande d'électricité,
2. les options de technologies de production d'électricité,
3. la planification de la production d'électricité ;
4. la planification du transport d'électricité
5. la planification de la distribution d'électricité (Covarrubias, 1979), (IAEA, 1984).

C'est pourquoi, le master plan électrique doit être considéré comme une partie du master plan de l'énergie et de la planification du développement de l'économie (IAEA, 1984). La planification du système électrique est liée à la planification du système énergétique principalement par la prévision de la demande, qui devrait être établie pour l'activité économique prévue, la croissance anticipée de la population et d'autres facteurs amenant au fil du temps des changements dans la demande d'électricité. La problématique environnementale doit être prise en compte au moment de la préparation de master plan électrique (Markandya, 1990). Dans le contexte de la lutte contre le changement climatique global depuis les vingt dernières années, sont considérés comme des contraintes dans la préparation du master plan d'électricité :

- la question des émissions de CO2 (Park & Baldick, 2015 ; Abeygunawardana, Bovo, Gholami, & Berizzi, 2013 ; Careri et al., 2011 ; Chen, Kang, Xia, & Zhong, 2010 ; Sirikum, Techanitisawad, & Kachitvichyanukul, 2007 ; Srivastava et al., 2000))
- le développement des énergies renouvelables (Gitizadeh, Kaji, & Aghaei, 2013 ; Farghal, Aziz, & Roehdy, 1988)
- enfin, la gestion des ressources énergétiques entrant dans le processus de transformation d'énergie en énergie électrique (Hobbs, 1995 ; Sanghvi, Shavel, & Spann, 1982)).

De plus, il faut aussi tenir compte de la réglementation d'Etat sur le marché de l'électricité, de la restructuration et de la transition nécessaires du secteur électrique (Murphy & Smeers, 2005 ; Nanduri & Das, 2008). Les questions majeures dans les constructions d'un master plan du système électrique seront examinées dans cette partie aux points suivants.

2.1. Le Master plan électrique, comme élément d'un master plan sur l'énergie nationale

Le master plan du système électrique national est une partie d'un problème plus général, celui de master plan du système de l'énergie et de la planification du développement économique. Il ne peut pas être mis en place de manière efficace, sans prendre en compte les interactions entre le système énergétique et le reste de l'économie. Ce principe de base est souvent négligé parce que la planification du système électrique est une procédure arrivant à maturité alors-même que la planification intégrée du système énergétique a pris du retard dans son développement (IAEA, 1984). L'objectif principal du master plan électrique est de déterminer une stratégie de coût minimum, en vue de l'expansion à long terme des systèmes de production, de transport et de distribution appropriés au développement économique national. Il permet ainsi d'établir des prévisions de charge au sein d'un ensemble de contraintes techniques, économiques et politiques plus larges (Covarrubias, 1979).

La construction de la planification du système électrique dépend du processus de construction du master plan du développement du secteur énergétique. Les méthodes, les étapes et les outils d'analyse utilisés par les planificateurs du système électrique sont globalement les mêmes que celles utilisées par les planificateurs du système énergétiques. La seule différence se trouve au niveau des détails, notamment pour la prise en compte des caractéristiques techniques du secteur électrique et des réseaux. La nécessité d'une intégration approfondie des efforts de planification du système électrique en un exercice de planification globale de l'énergie nationale doit être soulignée (IAEA, 1984).

La planification du système électrique doit être reliée à la planification globale de l'énergie, principalement par la prévision de la demande globale qui dépend de l'activité économique attendue, de la croissance de la population, et d'autres forces motrices qui se modifient dans le temps. Le lien entre les deux activités de planification doit permettre d'éviter la duplication des efforts, de renforcer la cohérence des hypothèses relatives aux variables indépendantes importantes, et d'améliorer la compréhension des hypothèses relatives à la mise en œuvre des prévisions. Cela ne veut pas dire que les planificateurs du système électrique doivent accepter, sans vérifier les hypothèses faites proposées par ailleurs. Les analyses de sensibilité des paramètres importants fournissent souvent des informations utiles aux études de planification du système électrique (IAEA, 1985).

Le lien entre la planification du système électrique et la planification globale du secteur énergétique est susceptible d'inclure une analyse financière, mais aussi une information sur l'utilisation des ressources. Si les contraintes financières existent déjà, elles rendent plus évidentes la disponibilité limitée de capitaux pour la construction de nouveaux projets, l'importance de la coordination avec l'activité globale d'énergie mais aussi avec la planification d'autres activités, cela en vue d'optimiser les ressources financières au regard des objectifs nationaux (IAEA, 1985).

De plus, la mobilisation des ressources en énergie nécessaires à la satisfaction de certaines demandes finales sectorielles supposent, pour leur satisfaction éventuelle, la coordination des activités de planification pour en mesurer l'intérêt en termes de coûts d'opportunité à moyen ou à long terme. Cela vaut également pour la gestion appropriée de l'eau en cas de besoins simultanés pour la navigation, l'irrigation et la production d'énergie hydroélectrique. C'est pourquoi, les études concernant l'expansion du système électrique pour tout un pays doivent reconnaître que cette activité n'est pas totalement indépendante des autres activités sujettes à la planification. Les liens avec la planification globale de l'énergie peuvent être moins étroits pour des demandes réduites et très localisées, mais il est nécessaire de mettre en place des prévisions de charge faisant usage des projections économiques nationales ou régionales (IAEA, 1984).

En ce qui concerne l'utilisation de la relation globale entre l'activité économique et la demande projetée d'énergie totale et d'électricité, il est intéressant de souligner que les corrélations statistiques sont très différentes pour les deux catégories d'énergie (AIEA, 1985). Souvent, la planification du système électrique est effectuée séparément des autres efforts de planification, le seul point de contact étant une prévision de demande qui peut être fondée sur la croissance économique. Dans le même temps, les études de planification globale négligent souvent le travail accompli par le planificateur du système électrique, elles ne prennent pas suffisamment en considération les efforts déjà déployés dans ce secteur. Il est extrêmement important d'éviter ce manque d'interactions. D'un point de vue analytique, il n'y a pas de raison pour laquelle la planification détaillée du système électrique et la planification globale du système énergétique ne peuvent pas être menées de manière cohérente et conjointe. Les exigences organisationnelles pour les mettre en œuvre sont souvent les seuls vrais obstacles (IAEA, 1984).

2.2. Rôle du master plan d'électricité

Le système électrique est un élément clé du système énergétique national. Il doit être partie prenante du master plan d'énergie. Il est intéressant d'utiliser les méthodes et les outils de construction du master plan de l'énergie pour élaborer le master plan électrique. La seule différence se trouve au niveau des détails. La nécessité d'une intégration approfondie des efforts de planification du système électrique en un exercice de planification globale de l'énergie doit être soulignée. Dans le même temps, les études de planification globale du système énergétique négligent souvent le travail accompli par le planificateur du système électrique et ainsi empêchent de développer des analyses sur la demande en électricité, car il y a peu de considération pour les efforts déjà déployés. Il est particulièrement important d'éviter ce manque d'interaction. D'un point de vue analytique, il n'y a pas de raisons pour lesquelles le master plan du système électrique et le master plan du système énergétique ne pourraient pas être menées avec succès de manière cohérente et conjointe (IAEA, 1984).

2.3. Objectifs du master plan d'électricité

L'objectif principal d'une entreprise publique d'électricité est de répondre de façon cohérente à la demande d'électricité à un coût minimum. Bien sûr, l'entreprise doit produire conformément aux contraintes existantes, telles que les limites venant de la disponibilité des ressources en énergie primaire, des contraintes financières et les exigences des politiques gouvernementales. Ainsi, «coût minimal» signifie généralement un coût minimum pour une entreprise, soumise à un ensemble de contraintes naturelles, techniques, environnementales et politiques. La planification du coût minimum et de la coordination des investissements dans le système de production et de transport de l'électricité dans son ensemble est une étape clé vers une performance globale satisfaisante de son système d'approvisionnement. Dans le cadre du processus de construction d'un master plan électrique, il est nécessaire de répondre à quatre questions fondamentales:

1. Quelles sont les capacités des centrales électriques et des lignes électriques à installer pour assurer un bon niveau de fiabilité?
2. Comment choisir la meilleure combinaison pour le mix de production, en tenant compte des différentes technologies proposées aujourd'hui ou à l'étude?
3. Quelles sont les implantations prioritaires des nouveaux équipements et de la construction de lignes électriques?

4. Quel est le bon moment pour les intégrer dans le système ?

Les modélisateurs doivent alors faire de nombreux compromis entre la représentation précise et les considérations pratiques. La plupart des modèles d'optimisation à long terme de la planification de l'expansion du système électrique tentent d'apporter des réponses raisonnables à au moins trois de ces questions (la question 3 étant souvent une exception) (IAEA, 1985).

2.4. Procédures du master plan

Une approche étape par étape est la procédure la plus pratique pour la construction du master plan. Elle suppose deux phases, l'une d'optimisation économique, l'autre d'analyse détaillée.

Dans la première phase, le planificateur se concentre sur la recherche du plan d'expansion produisant le système électrique le plus économique. Il réfléchit au programme concernant les nouvelles capacités nécessaires à l'économie et au développement du réseau de transport d'électricité. Ce système formalisé permet d'obtenir une valeur optimale selon les critères économique choisis pour la comparaison des plans alternatifs, tout en assurant un niveau satisfaisant de fiabilité et de continuité de l'approvisionnement du système au regard des contraintes quantifiables explicitement prises en compte dans les calculs afférents.

Dans la deuxième phase, une fois que la solution économique optimale pour l'expansion du système a été trouvée, le planificateur doit analyser les résultats et déterminer si le plan d'expansion optimum économique est également un programme réalisable du point de vue des caractéristiques du système, de la situation économique et financière de la région ou du pays concerné. De cette analyse, le planificateur vérifie plus en détail toutes les contraintes potentielles qui ne sont pas explicitement pris en compte dans la phase précédente. Dans certains cas extrêmes, il peut être également nécessaire de répéter la première phase afin de calculer de nouvelles solutions optimales au regard de nouvelles contraintes quantitatives jugées plus réalistes, jusqu'à ce que la solution ainsi trouvée satisfasse également tous les contrôles des étapes de la deuxième phase (IAEA, 1985).

2.5. Les issues de la construction du master plan d'électricité

Le master plan d'électricité est un processus par lequel la décision est étudiée méthodiquement et informée en vue de satisfaire de manière appropriée

la demande d'électricité pour un avenir prévisible (IAEA, 1985). Les études du master plan du système électrique sont constituées d'études portant sur les 10 prochaines années ou plus. Les éléments constitutifs sont la prévision de la demande (2.2.4.1), les options technologiques (2.2.4.2), la planification de la production (2.2.4.3) et la fiabilité de l'ensemble des propositions (2.2.4.4).

2.5.1. Prévision de la demande

La première étape cruciale pour toute étude du master plan électrique est de prévoir la demande pour la période à étudier, car toutes les étapes ultérieures seront fondées sur cet agrégat. La « prévision de la charge » est un objectif opérationnel. Toutefois, il est entendu qu'une prévision de charge à court terme, utilisée pour les études de fonctionnement immédiat du système, est significativement différente de celle à long terme qui est calculée dans le cadre du master plan. A court terme, la charge à rendre disponible à l'échéance d'une semaine, doit être calculée heure par heure. Dans une prévision de charge à long terme, il s'agit de prévoir les conditions de pointe de charge des années à venir. De toute évidence, les facteurs déterminants sont différents car il faut tenir compte de l'augmentation de la population, du PIB et des facteurs similaires ayant des effets dominants (Seifi & Sepasian, 2011). La charge totale du système est généralement bien connue et une richesse de données historiques est disponible. À court terme, la charge peut être prévue avec une grande précision, et ceci est effectué quotidiennement afin de déterminer l'engagement des unités de production. La prévision de la charge dans le but de planification de la production, cependant, nécessite un horizon de temps sensiblement plus long, parce que les projets d'expansion du système nécessitent de longs délais, souvent entre 2 et 20 ans (Bebic, 2008).

La charge de pointe est extrêmement sensible aux conditions météorologiques ; c'est pourquoi les données historiques et les prévisions doivent être analysées régulièrement pour normaliser leur rapport à la météo. Dès que cette prévision de base est faite, elle doit être ajustée en fonction de la sensibilité aux intempéries et à la charge de pointe ; ces deux éléments sont alors prévus, avec le degré de confiance souhaité (Stoll 1989). La prévision de la charge de pointe est importante car elle influe directement sur la capacité de la production requise tous les jours de l'année ; il doit y avoir une capacité de production suffisante pour nourrir la charge de pointe (Bebic, 2008).

Si une grande partie de l'effort doit être consacré à l'analyse des possibilités d'expansions alternatives, la prévision de la demande devrait également faire l'objet d'une grande attention. Il existe deux types distincts concernant

l'incertitude de la demande de prévision. D'abord, le caractère aléatoire de la charge, en fonction, par exemple, des conditions météorologiques, ne peut pas être ignorée. D'autre part, la qualité de l'estimation de la demande future dépend des évolutions pas toujours maîtrisables dans le temps de très nombreuses variables. L'estimation de la demande future peut s'avérer, in fine, trop élevée ou trop basse. Sous-estimer la demande future peut créer de graves difficultés parce que les dates de service pour les nouvelles installations peuvent rarement être avancées de manière appréciable. Le résultat peut être un système de production de faible fiabilité devenant incapable de fournir une partie de la demande, ce qui réduit alors le potentiel de développement économique d'un pays. Une surestimation de la demande est également indésirable parce que l'équipement de production excédentaire impose des coûts supplémentaires au regard d'un système de production mal adapté. Les dates de mise en service pour les nouvelles installations en cours de construction peuvent être retardées si la croissance de la charge a été surestimée, mais ces retards entrainent des coûts élevés (Phupha et al., 2012).

2.5.2. Options technologiques

De multiples technologies sont actuellement disponibles. Elles sont candidates pour participer à l'expansion des systèmes de production d'électricité. Chacune dispose d'un ensemble unique de caractéristiques qu'il faut savoir analyser pour en mesurer l'intérêt non seulement pour l'immédiat, mais aussi pour l'avenir du système électrique lui-même. En plus des technologies existantes, des études à long terme du développement de la production doivent s'assurer que les technologies les plus performantes seront disponibles en temps utiles et, si oui, quels seront leurs coûts et leurs caractéristiques. Les technologies de production d'électricité peuvent être classées soit en grandes options existantes, soit en options futures potentielles. Plusieurs types et tailles de centrales nucléaires, de centrales thermiques et hydroélectriques sont actuellement disponibles sous forme de différentes versions. Certaines présentent de grandes avancées technologiques, comme les réacteurs surgénérateurs, la combustion à lit fluidisé de charbon, les turbines à combustion plus efficaces et à cycle combiné basée sur la gazéification du charbon, couplées avec diverses combinaisons de turbines à vapeur, les piles à combustible, des turbines à combustion et générateurs magnétohydrodynamiques (Phupha et al., 2012).

En plus des versions avancées des technologies existantes, le système de planification doit examiner les options potentielles futures. Certaines de ces

technologies sont actuellement utilisées dans des situations particulières, telles que la production géothermique. Plusieurs types d'éoliennes sont actuellement testés dans le monde entier, et des efforts importants sont consacrés à la réduction du coût de la production photovoltaïque. Toutefois, ces options ne peuvent pas à court terme être considérées comme des candidats sérieux pour servir une part importante de la nouvelle demande dans un proche avenir. À plus long terme, le jugement doit être fait en étudiant la probabilité du succès technique et commercial de ces options, susceptibles d'en réduire substantiellement le coût. L'évaluation du potentiel hydroélectrique présente une complication supplémentaire. Dans les systèmes de production hydraulique complexes, les simulations et l'analyse des possibilités hydroélectriques détaillées sont nécessaires. Une des raisons évidente montre que le fonctionnement d'une unité de production hydroélectrique peut affecter la puissance et l'énergie disponible d'une autre ; les unités hydrauliques ne peuvent pas être considérées comme des sources de production complètement indépendantes. Une autre difficulté est de connaitre la variation des quantités d'eau disponible d'année en année (AIEA, 1984). Et sur ce point, les météorologues n'offrent pas encore de prévisions totalement fiables.

2.5.3. Planification de la production

Traditionnellement, la planification du système de transport et distribution est liée à la planification de l'expansion de la production. Cela est dû tout d'abord au fait que les investissements dans les lignes de transmission constituent une part relativement faible de l'investissement dans la construction de centrales et que les investissements dans la distribution de l'énergie électrique aux clients, bien que non négligeable, est dans une large mesure indépendante de la production et du système de transmission. Cependant les questions à prendre en considération dans la planification de l'électricité doivent être élargies à la fois à la transmission et à la distribution d'électricité, du fait de l'augmentation de la puissance des réseaux.

Six principales étapes semblent nécessaires à la planification du système d'alimentation. Elles concernent :

- l'évaluation future des ressources disponibles de l'énergie pour la production d'électricité et les tendances prévisibles des développements techniques et économiques du secteur ;
- l'évaluation des caractéristiques économiques et techniques du système des unités de production qui sont considérées comme les unités potentielles pour l'expansion du système. Ces caractéristiques

comprennent le coût d'investissement, le coût du carburant, les coûts d'exploitation et d'entretien, l'efficacité des techniques, les délais de construction, etc. ;

- le choix des caractéristiques techniques et économiques des plans disponibles pour l'expansion ;
- la détermination des paramètres économiques et techniques qui affectent les décisions, telles que le taux d'actualisation, le niveau ou la fiabilité nécessaire du système de production, etc.
- La mise en place d'une procédure pour déterminer la stratégie d'expansion optimale en fonction des contraintes ;
- l'évaluation qualitative des résultats pour estimer la viabilité de la solution proposée.

Pour fonctionner, la détermination de la plupart de ces données doit tenir compte de l'environnement économique et technique actuel et futur au sein duquel le secteur électrique doit opérer. Ainsi, les ressources disponibles et les prix du carburant sont liés à la politique énergétique du pays. Les politiques de développement économique, existantes et prévisibles, doivent être prises en compte dans les prévisions de la demande. Les taux d'intérêt et leur indexation dépendent de critères économiques. Enfin, la fiabilité acceptable du système doit être projetée dans l'avenir (Covarrubias, 1979).

2.5.4. Fiabilité

Dans la planification de la production d'électricité, les objectifs retenus se doivent de répondre de manière appropriée à la demande d'énergie électrique nécessaire au développement économique du pays pour un coût minimum, en tenant compte des contraintes de ressources en énergie primaire, de la politique énergétique, environnementale et climatique du pays. Une réponse adéquate à la demande peut être apportée de différentes manières en raison des conséquences importantes pour l'effort de planification de la production. Précisément, une contrainte technique peut être utilisée comme le niveau minimum acceptable pour les performances du système, au regard de contraintes économiques souhaitées ou subies ; elle est introduite dans le but d'inclure directement des observations de fiabilité dans le système de production pour la détermination du coût minimum.

Le planificateur de la production, pour concevoir le futur système de production, doit tenir compte de certains problèmes tels que:

- Les pannes aléatoires des équipements de production (des arrêts forcés);
- Les variations de la demande à ajuster par le système de production (y compris les variations aléatoires);
- Les variations des conditions d'hydraulicité qui affectent la capacité hydroélectrique et de l'énergie disponible pour le système de production;
- La maintenance planifiée de l'équipement de production et de ravitaillement des unités nucléaires;
- Les changements dans de nouvelles capacités anticipées prévue à venir en ligne, par exemple, les retards ou les annulations en raison de contraintes financières ou autres (Phupha, Lantharthong, & Rugthaicharoencheep, 2012).

Il est donc nécessaire d'examiner de manière explicite ce niveau d'adéquation technique pour entreprendre la planification du système. La construction d'une capacité de production excédentaire augmente le coût moyen de la production, car les coûts de cette capacité excédentaire vont se reporter sur la clientèle. D'autre part, une situation de capacité insuffisante se traduit par un goulot d'étranglement qui agit sur les coûts et réduit le potentiel de la production nationale. Ainsi, au moins théoriquement, le choix d'un niveau optimal de fiabilité pour le système de production dépend d'un grand nombre de caractéristiques du système, mais sa réalisation adéquate améliore les performances de l'ensemble du système économique d'un pays.

De toute évidence, la comparaison des plans d'expansion alternatifs comprenant des variables caractéristiques de la fiabilité du système de production exige une certaine méthode de comptabilisation de la différence de qualité de service attendue. Historiquement, ces différences ont souvent été ignorées dans les systèmes thermiques, aussi longtemps que le système de production rencontrait une marge de réserve minimale représentant un pourcentage de la capacité de production du système au-delà de la charge de pointe annuelle. C'est pour cela que le plan d'expansion au coût le plus faible, satisfaisant tous les ans la valeur minimale de réserve, a été jugé comme optimal. C'est pour cela que le gouvernement du Vietnam a retenu le plan d'expansion de la production énergétique le moins coûteux, sous les contraintes relatives aux valeurs annuelles de réserve minimales. La décision implique un choix entre d'une part un risque de coûts élevés à court terme pour disposer d'un système fiable à long terme et d'autre part la mise en place d'un système à plus faible coût qui, en termes de coûts d'opportunité, offre un potentiel de croissance accru à

court terme à l'économie nationale. Cette dernière stratégie semble la mieux adaptée compte tenu d'une situation économique et sociale produisant des conditions matérielles insuffisantes aux citoyens et d'un futur aléatoire dépendant de contraintes géopolitiques et d'un potentiel de technologies nouvelles difficilement prévisibles à l'intérieur même d'une seule décennie. Aucun crédit n'a été donné pour une plus grande fiabilité, celle-ci étant considérée comme une contrainte technique prédéfinie dans la planification de la production, évitant ainsi la nécessité de définir l'effet économique d'autres niveaux de fiabilité. Vraisemblablement, la méthode utilisée pour spécifier le niveau minimum de fiabilité acceptable ne permettait pas de servir la demande potentielle, car elle était jugée comme une variable exogène produisant des effets jugés satisfaisants.

Une autre méthode de traitement de ce problème difficile est de considérer simultanément les coûts de capacité de production supplémentaire et les coûts de l'énergie non fournie, dans un contexte de demande croissante. Certaines méthodes actuelles pour la planification de l'expansion comprennent une valeur de l'énergie n'entrant pas dans la fonction de coût à minimiser sur tout l'horizon de la planification. Ainsi, plutôt que d'être utilisé comme une contrainte technique, le niveau de fiabilité optimale peut être déterminé en même temps que le plan d'expansion optimale. La difficulté réside l'évaluation de la valeur de l'énergie non fournie. Du point de vue du consommateur, le coût de la demande non desservie est probablement différent de ce qu'elle est du point de vue du producteur, et du point de vue de l'opinion nationale. Ces perceptions différentes conduisent souvent à retarder le calcul du coût réel.

Quelle que soit la méthode de traitement de la fiabilité du système de production, une approche en termes de comparaison de l'expansion à long terme des plans cohérents du point de vue de la fiabilité est nécessaire. Cela parce que les différents types d'unités de production ont des caractéristiques très différentes qui peuvent affecter de manière significative la production et la fiabilité du système. La méthode choisie pour représenter la fiabilité peut avoir un impact majeur sur la valeur apparente obtenue par le plan d'expansion optimal (AIEA, 1984).

2.5.5. Planification du transport

La terminologie « planification d'expansion de la transmission » est utilisée pour mettre l'accent sur le fait que la transmission énergétique doit être prise en compte. En fait, elle dépend de la planification de l'expansion des postes de distribution et celle de l'élargissement du réseau.

Dans la planification d'extension des sous-stations, une fois que la charge est prévue et que les exigences de production sont connues, l'étape suivante consiste à déterminer les exigences de postes. Elle concerne les postes existants et l'installation de nouvelles unités. La planification de l'expansion d'une station est une tâche difficile, car de nombreux facteurs sont concernés, comme les contraintes dues aux réseaux supérieurs, à l'alimentation des stations ou aux nécessités des réseaux inférieurs auxquels il convient de fournir les charges. Dans la dite planification d'extension des sous-stations, le problème est de déterminer les capacités requises pour leur extension, ainsi que les emplacements et la taille des nouveaux postes, les temps de disponibilité requis, de sorte que les charges pourront être fournies de manière appropriée, selon une répartition géographique adéquate.

Pour la planification des stations, la procédure normale consiste d'abord à déterminer les exigences de distribution des postes fixes et mobiles supérieurs, afin de pouvoir déterminer les exigences de transmission de ces postes. Cette approche, bien précise et pratique pour les plannings à court et moyen terme, peut s'avérer peu pratique pour les études à long terme pour les postes de transport. En effet, le responsable de la transmission peut souhaiter déterminer les allocations et les tailles possibles des postes nouveaux ou existants sans prendre en compte plus en détails les grilles de sous-transmission et de distribution vers le bas.

Une façon de surmonter ce problème est de proposer un algorithme à partir duquel les charges sont réparties géographiquement, directement affectées aux postes de transport. La planification d'extension du réseau est un processus dans lequel les spécifications du réseau avec les lignes de transmission, les câbles (etc.) sont déterminées. En effet, le réseau est un support de transmission de la puissance, de manière efficace et fiable, à partir des ressources de production jusqu'aux centres de charge. Comme conséquences de ces résultats, le problème de la planification de l'expansion du réseau et la planification de l'expansion de la production sont supposés connus.

Le processus de planification de l'expansion du réseau essaie de trouver les voies optimales entre les objectifs de production déterminés dans la phase de planification du développement de la production, et les prévisions de charge des centres fondées sur des livraisons effectuées dans des conditions normales, sans intégration de degrés de libertés susceptibles de modifier la sur ou la sous capacité. Cette solution minimise le coût apparent, notamment pour les responsables des installations électriques. En fait, la planification de l'extension

du réseau est un processus d'optimisation dans lequel est spécifié la prestation, laquelle comprend l'envoi, la réception, la catégorie de nouveaux éléments de transmission comme la tension, le nombre et le type de conducteurs, ainsi que leurs heures requises de disponibilité (Seifi & Sepasian, 2011).

2.5.6. Les contraintes

Mathématiquement, le problème du développement des parcs de production électrique est formulé comme un problème de programmation linéaire complexe, difficile à résoudre et qui présente certaines particularités, comme :

- La solution est non-convexe, ce qui permet plusieurs solutions existantes.
- La nature des processus d'expansion conduit à des phénomènes d'explosion combinatoire associés à des alternatives de production, entraînant une augmentation du temps de calcul et une complexité croissante.

Pour des problèmes de nature « discrète », les méthodes d'optimisation sont largement diffusées, en vue d'améliorer la qualité du résultat obtenu. Par conséquent, un nouvel algorithme a été développé, basé sur une technique d'optimisation, afin d'établir une stratégie optimale de développement de la production (Y. M. Park, Park, & Won, 1998). La solution du problème de l'expansion est déterminée par un calendrier de développement de nouvelles installations et par le développement du réseau au cours d'une certaine période de temps. Il s'agit de déterminer les choix optimaux satisfaisant la demande d'électricité projetée, tout en conservant une certaine marge de réserve afin de prendre en charge certaines contraintes imprévisibles. En d'autres termes, le programme d'expansion comprend:

- Les augmentations, d'année en année, de la capacité nécessaire pour satisfaire la demande d'électricité projetée avec un niveau de fiabilité satisfaisant, compte tenu des caractéristiques des unités de production dans le système existant.
- Le renforcement rapide du système de transmission, afin que le réseau proposé soit capable de respecter les exigences des conditions prévisibles de débit de puissance, en tenant compte des flux de charge, de la nature de la centrale implantée, des circuits et appareillages, et des limites de stabilité transitoire.

De manière réaliste, la stratégie proposée doit conduire à des prestations optimales, mais un regard particulier doit être accordé à tous les aspects du

processus présentant une contrainte (technique, main-d'œuvre, financement, environnement, etc.) dans la mise en œuvre du programme. Il est évident que pour établir la définition des avantages et des contraintes, une large gamme de variables influentes doit être prise en compte (AIEA, 1984).

D'autre part, la définition des contraintes est peut-être plus complexe, car elle suppose la résolution de questions importantes, telles que les marges de réserve adéquates ou le niveau de fiabilité, la qualité de service requise en termes de continuité d'approvisionnement, de fréquence et de tension, la disponibilité des ressources (main-d'œuvre, carburant, financement), les considérations techniques, les besoins en infrastructures, l'environnement ou les politiques du pays en matière de nouvelles unités de production d'électricité (AIEA, 1984).

3. MASTERS PLANS DU DEVELOPPEMENT DU SECTEUR ELECTRIQUE DU VIETNAM

Pour la construction du plan directeur pour le développement national de l'électricité du Vietnam, l'Institut de l'énergie, sous l'égide du Ministère de l'industrie et du commerce, a toujours été désigné pour engager les consultations nécessaires auprès des organismes pertinents et pour cartographier les projets de plan. Ensuite, le projet final est soumis au comité d'évaluation formé par le Ministère de l'industrie. Basé sur l'avis du comité, l'Institut révise le plan, qui est ensuite envoyé par le Ministère aux ministères concernés. Le plan finalement révisé est soumis au gouvernement pour approbation. La période pour le plan directeur national est de 10 ans ; elle prend aussi en compte les 10 années suivantes. Elle est révisée tous les 5 ans. Si la situation l'exige, les prévisions seront recalculées.

Les masters plans d'électricité du Vietnam appliquent toujours la même méthode de construction, la même structure et le même contenu. Dans ce contexte, l'étude du 7ème master plan d'électricité du Vietnam, le dernier en date, met en évidence l'importance du travail chaque fois renouvelé. Il a été mis en place avec soin pour résoudre l'ensemble des problèmes, en tenant compte de tous les éléments et en appliquant une méthodologie scientifique appropriée. Il est divisé en 15 chapitres, couvrant les domaines suivants :

1. L'évaluation de la situation du système national d'électricité ;
2. L'analyse de la réalisation du master plan précédent ;
3. Un aperçu de la situation socio-économique et du système énergétique du Vietnam ;
4. Une prévision de la demande d'électricité ;

5. Les critères technico-économiques des projets de développement des sources de production d'électricité et des réseaux d'électricité ;
6. L'évaluation des sources d'énergie primaire, avec prise en compte des potentiels d'exploitation et d'importation des énergies ;
7. La programmation du développement des sources de l'électricité pour l'extension du secteur électrique ;
8. Le programme de développement des réseaux de transport de l'électricité ;
9. Les interconnexions entre le réseau électrique du Vietnam et les réseaux d'électricité des pays voisins ;
10. Le développement de l'électricité dans les zones rurales ;
11. La gestion de charge et les informations sur le système électrique du Vietnam.
12. L'évaluation des impacts des programmes sur l'environnement ;
13. Le programme d'investissement nécessaire au développement de la puissance électrique :
14. L'analyse financière des programmes de développement de l'électricité ;
15. La structure institutionnelle pour l'organisation du secteur électrique du Vietnam.

Cette présentation souligne les ingrédients principaux d'un master plan électrique traditionnel, fondé sur les prévisions de la demande et les prospectives d'extension de la production d'électricité au Vietnam (Institute of Energy, 2011).

3.1. Prévision de la demande

La prévision de la demande d'électricité est une partie essentielle du master plan concernant le développement du secteur électrique. Les résultats de la prévision font grandement référence au programme de développement des sources d'électricité, à l'essor du réseau d'électricité et aux investissements nécessaires. Le processus de planification du développement du secteur électrique commence avec la prévision de la demande ou de la charge d'électricité. La demande d'électricité engage un processus d'actions menées par les services publics pour augmenter la production, la transmission ou la capacité de distribution. En raison du long délai nécessaire pour construire de nouvelles installations, les décisions sont souvent prises 2 à 10 ans à l'avance.

Dans le Master plan VII, la nouvelle prévision de la demande d'électricité du Vietnam, région par région, couvre la période allant de 2011 à 2030.

3.1.1. Méthodologie

Le résultat d'une prévision de la demande d'électricité comprend généralement une prévision des ventes annuelles d'énergie (GWh) et une prévision de la demande de pointe annuelle (MW). Tous les masters plans se doivent d'abord de prévoir les besoins d'électricité annuels. Les prévisions en énergie sont ensuite utilisées pour déterminer la prévision annuelle de la demande de pointe. La méthode d'analyse de régression économétrique multi-variables a été appliquée pour les masters plans électrique du Vietnam en général et dans le Master plan VII en particulier. Cette méthode exploite les chiffres concernant les besoins potentiels en électricité, la population et le produit intérieur brut (PIB) annuels pour déterminer les élasticités de la consommation. La méthodologie et la base du développement de la prévision de la demande s'appuient sur l'élasticité des besoins des clients, puis en supposant que les besoins de ceux-ci ne changent pas au fil du temps, une prévision pour l'énergie commercialisée pourra être faite. L'analyse de régression multiple est utilisée pour prévoir l'énergie nécessaire au développement du pays sur la base de trois scénarios plus ou moins optimistes : haut, référence et faible. La variable dépendante est la prévision de l'énergie pour le Vietnam. Les variables indépendantes sont choisies prendre en compte la population et au produit intérieur brut (PIB).

Pour les prévisions de la demande d'électricité à moyen et long terme, la méthodologie d'analyse de régression multiple est utilisée dans de nombreux pays asiatiques, comme la Malaisie, les Philippines, l'Indonésie, le Japon... L'étude de Master plan VII du Vietnam a utilisé le modèle Simple-E, développé par l'Institut d'Economie du Japon. Elle permet d'appliquer les méthodes d'analyse et de prévision du modèle économétrique, sur la base des données recueillies. Elle analyse les séries de données de 10 à 20 ans pour définir la fonction de régression reliant la consommation d'électricité et le développement socio-économique. Avec l'outil Simple-E, la simulation d'analyse de régression et la prévision sont automatisées dans la mesure du possible. Il a été conçu pour appliquer différentes méthodes d'estimation telles que les moindres carrés, l'analyse auto-régressive et la méthode d'estimation non linéaire. Le système d'équations contient les équations de régression et de définition. Le processus de simulation de prévision de demande d'électricité se fait en trois étapes, la vérification du modèle d'abord, l'analyse et le traitement du modèle, ensuite, et enfin la simulation de la prévision.

3.1.2. Les hypothèses

Les hypothèses concernent l'évolution de la population et de la croissance économique, selon les scenarios et les prévisions de la demande électrique du Vietnam.

a. Population

Les données démographiques actuelles et prévisibles du Vietnam ont été obtenues auprès du Département général des Statistiques. Le Tableau 2.1 donne les estimations de la population du Vietnam jusqu'en 2030.

Année	2010	2015	2020	2030
Population (milliers de personnes)	86.900	91.377	96.000	102.421

Tableau 2.1. La population du Vietnam pour la période 2010-2030

b. Scénario de la croissance économique

L'Institut de la Stratégie du Ministère de la Planification et de l'Investissement a utilisé trois scénarios, en fonction du contexte économique national et de perspectives mondiales qui se modifient dès 2020, pour étudier les prévisions de croissance économique du Vietnam sur la période 2010-2030. Le potentiel de la croissance économique du Vietnam est évalué en fonction des opportunités et des défis de l'économie nationale et des facteurs qui exercent une influence sur la croissance économique, comme le capital, la technologie, les modèles de développement économique ou les expériences de développement socio-économique des autres pays (Tableau 2.2).

Secteur	2011-2015	2016-2020	2021-2030
Taux de croissance du PIB	8,0	8,4	8,6
Agriculture	3,0	2,2	2,2
Industrie et construction	9,0	9,3	9,1
Service	8,7	9,3	9,2

Tableau 2.2. Scénario de croissance économique haute (%)

Secteur	2011-2015	2016-2020	2021-2030
Taux de croissance du PIB	7,5	8,0	7,8
Agriculture	3,0	2,2	2,2
Industrie construction	8,4	8,6	8,1
Service	8,2	9,0	8,6

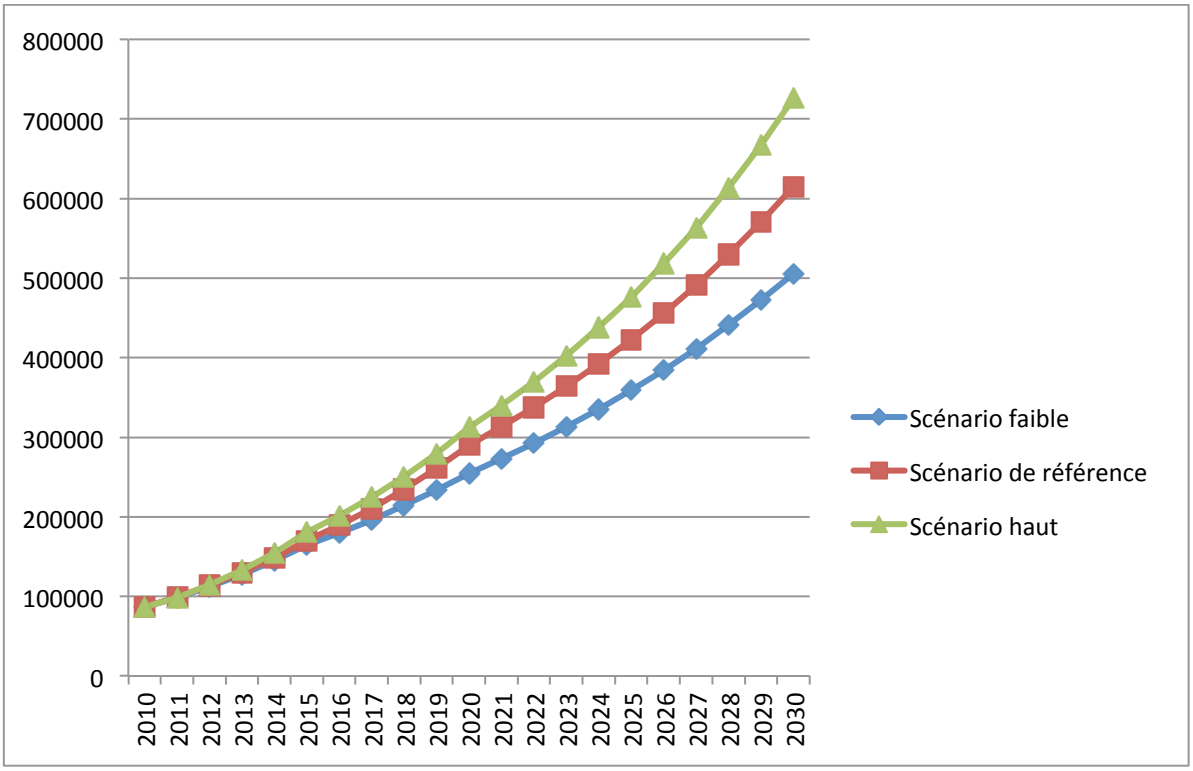
Tableau 2.3. Scénario de la croissance économique de référence (%)

Secteur	2011-2015	2016-2020	2021-2030
Taux de croissance du PIB	7,0	7,0	7,2
Agriculture	2,7	2,0	2,0
Industrie et construction	7,5	7,5	7,4
Service	8,0	8,0	8,0

Tableau 2.4. Scénario de la croissance économique faible (%)

c. Les résultats prévisionnels de la demande d'électricité du Vietnam.

Les scénarios de la demande d'électricité sont décrits dans le graphique au-dessous.



Graphique 2.1. Les scénarios de demande d'électricité pour la période de 2010-2030 (GWh)

Le tableau met en évidence l'évolution de la demande prévue pour le pays. Les résultats sont indiqués par tranche de cinq années. L'énergie totale devrait atteindre un chiffre de 615 GWh en 2020, dans le scenario de référence.

Années	**Scénario haut**	**Scénario de référence**		**Scénario faible**
	Demande (GWh)	Demande	Pmax (MW)	Demande
2010	86.756	86.756	16.048	86.756
2015	184.284	169.821	30.803	164.855
2020	315.511	289.882	52.040	254.815
2025	494.126	430.867	77.084	359.065
2030	737.928	615.205	110.215	505.965

Tableau 2.5. Résumé de la prévision de la demande d'électricité (2010-2030)

Pour le scénario de forte croissance du PIB, la demande d'électricité en énergie devrait atteindre 738 GWh en 2030. Dans le cas du scénario de faible

croissance, la demande d'électricité devrait atteindre 505.965 GWh en 2030. Dans le cas du scénario de croissance de référence, il est prévu que la charge de pointe atteigne une valeur de 110.215 MW en 2030. La demande d'électricité totale devrait elle aussi être en augmentation et atteindre 615.205 GWh en 2030.

Les résultats de la prévision de la demande seront utilisés pour élaborer des plans de production qui répondront aux indices de fiabilité standard.

3.2. Mise en place de l'analyse

Il convient ensuite de choisir une méthodologie, pour définir les orientations concernant le développement des sources d'électricité, de fournir les informations utiles pour le calcul du programme de développement des sources d'électricité et d'engager la planification idoine.

3.2.1. Méthodologie

Dans le Master plan VII concernant l'électricité, des programmes de développement des ressources pour la période 2011-2030 ont été mis en œuvre. Il s'agit d'assurer le développement de sources de production équilibrées, au moindre coût, dans chaque région. Ce calcul doit tenir compte des coûts et des effets de la connexion des lignes de transmission pour assurer une fourniture d'énergie sûre et fiable dans chaque région et pour tout le pays. Le programme STRATEGIST (WASP-PDPAT II) est le principal outil utilisé, c'est un outil de soutien et de contrôle à la recherche de solutions optimales.

WASP est un modèle d'optimisation de système de production d'électrique qui utilise une estimation probabiliste des coûts de production du système, de la fiabilité et de la technique de programmation linéaire pour déterminer la politique de répartition optimale satisfaisant les contraintes exogènes sur les émissions environnementales, la disponibilité de carburant et la production d'électricité. Il utilise la méthode d'optimisation dynamique pour comparer les coûts des politiques d'expansion du système de remplacement. WASP exige que les caractéristiques techniques, économiques et environnementales de toutes les centrales existantes dans un système de production d'énergie soient définies. Ces caractéristiques comprennent les paramètres de capacités, les niveaux d'exploitation minimales et maximales, les taux de la chaleur, des exigences de maintenance, taux d'indisponibilité, les coûts de carburant et d'exploitation, les taux d'émission, etc. Pour une demande future annuelle donnée d'électricité, WASP explore toutes les séquences possibles des ajouts de capacité qui correspondront à cette demande. Il tient compte de contraintes et obstacles

comme un certain niveau de fiabilité du système, la disponibilité de certains combustibles, l'accumulation de diverses technologies, ou les émissions dans l'environnement.

STRATEGIST (développé par New Energy Associates aux USA) a la même approche que WASP, à savoir résoudre le problème de l'optimum de planification dynamique, dont la fonction cible est de réduire les coûts avec des barrières donnés. L'avantage de STRATEGIST est la capacité à imiter le système électrique, intégrant de nombreux des sous-systèmes connectés, pour calculer les effets d'échange d'électricité lorsque on cherche à utiliser efficacement les sources, en partageant les capacités réservées ainsi que les pertes de transmission à partir de sous-systèmes de raccordement.

Le programme de STRATEGIST comprend trois modules importants:

- L'ajustement des prévisions de charge (LFA – the Load Forecast Adjustment) décrit notamment les prévisions de charge en fonction des types et des groupes de clients. Par ailleurs, il est associé à d'autres modules (GAF, FIR, CER) en vue de calculer l'élasticité-prix du besoin de puissance au regard de la gestion de la demande et du programme de stimulation. L'ajustement des prévisions de charge intervient dans la recherche de la solution optimale.
- Le système GAF (Generation And Fuel) prend en compte les objectifs financiers, techniques et économiques, les caractéristiques de fonctionnement de tous les générateurs hydroélectriques et thermiques dans le système électrique (en intégrant les sous-systèmes de connexion, les combustibles utilisés, leurs prix, les conditions hydrographiques des projets hydroélectriques), ou les connexions technico-économiques propres au système électrique. Le système GAF calcule l'offre optimale au regard des contraintes fixées. Le module PROVIEW (PRV) est une programmation dynamique. Il propose une solution optimale de développement des sources à long terme, sur la base du principe optimal Belman qui prend en compte l'efficacité des liens entre les sous-systèmes. Les résultats du module PROVIEW servent d'intrants dans le programme PROMOD IV.
- STRATEGIST peut traiter simultanément quinze sous-systèmes. Il a été utilisé par plus de cinquante sociétés d'énergie dans le monde. Le complexe PDPAT II-WASP III combine PDPAT II et III WASP selon les principes suivants:

Étape 1: il s'agit d'utiliser WASP III pour résoudre le problème optimal des sources du système d'alimentation pendant la période retenue pour la planification. WASP III présente un résultat contigu du problème optimal des sources, il permet de minimiser les coûts et d'élargir les sources.

Étape 2: il convient d'utiliser PDPAT II pour étudier le système électrique dans ses divers sous-systèmes de raccordement sous l'angle de ses coûts annuels, au regard des changements d'emplacement des sources ou de la capacité d'échange entre les sous-systèmes. Il s'agit de trouver la meilleure solution selon plusieurs hypothèses de sources combinées.

Le Wien Automatic System Planning package (WASP III), système de programmation dynamique, ne prend pas en considération le lien entre les zones et les régions, ce qui constitue une faiblesse incontestable dans le cadre de ce programme.

L'outil d'assistance de la planification du développement d'électricité (PDPAT II - The Power Development Planning Assistant Tool) a été développé par Tepco Corporation, Japon, est un programme de calcul qui considère l'ensemble du système, y compris de nombreux sous-systèmes de connexion (10 au maximum). Selon cet outil, seul le sous-système de réception porte le coût de la transmission, sans poser de coûts sur d'autres sous-systèmes. Il émule également la distribution optimale de la capacité parmi les unités de production, qui peut être présenté dans les graphiques quotidiens, mensuels ou annuels. Selon l'outil d'aide à la planification du développement de l'électricité, la capacité de production des usines hydroélectriques peut être calculée de manière à faire un graphique de distribution de sorte à avoir un fonctionnement optimal de centrales thermiques dans le système.

PDPAT II peut calculer la consommation optimale des centrales thermiques et nucléaires, ainsi que la capacité optimale des centrales thermiques. Cependant, le calcul de l'optimum chaque année ne conduit pas nécessairement à une situation optimale si la variable de temps est portée à dix ans, et à fortiori sur 40 ans.

Par conséquent, la combinaison de PDPAT II et III WASP aide à surmonter les points faibles de chaque modèle.

3.2.2. L'orientation du développement des sources d'électricité

Les principaux objectifs stratégiques du Master plan VII sont les suivants :

- Développer une capacité équilibrée des sources d'électricité sur les régions du Nord, du Centre et du Sud; pour assurer la fiabilité de système d'alimentation dans chaque région afin de réduire les pertes de transmission, partager les réserves de capacité et exploiter efficacement les centrales hydroélectriques en toutes saisons.
- Développer raisonnablement les centres de gestion de l'électricité dans les régions du pays pour assurer une alimentation fiable sur place et réduire les pertes techniques sur le réseau national d'électricité ainsi que d'assurer l'économie des projets, contribuer au développement socio-économique de chaque région et du pays en général.
- Développer de nouvelles sources d'alimentation en parallèle avec un investissement suffisant, et une amélioration technologique des centrales en exploitation; respect des normes environnementales, en utilisant les technologies haute performance pour de nouvelles centrales.
- Diversifier les formes d'investissement pour développer les sources d'énergie afin d'accroître la concurrence, et améliorer l'efficacité économique.

3.2.3. Informations utilisées pour le calcul du programme de développement des capacités de production

En plus les éléments liés aux projets hydrauliques et thermiques, il faut tenir compte de plusieurs aléas :

- Les heures de panne attendues (soit 24 heures par an en moyenne, avec un taux de fiabilité de 99,7% dans le Nord, le Centre et le Sud, ce qui équivaut à des taux proches de ceux obtenus dans les pays en développement la région, comme la Thaïlande, la Malaisie, l'Indonésie.
- L'exploitation des centrales est prévue en tenant compte des heures de panne potentielles.
- Le taux de fréquence hydrographique est fixé à 90% pour calculer la capacité de disposer de réserves pour faire face à la sécheresse, avec un taux minimal de niveau d'eau moyen de 50 % sur la base de l'expérience.
- La perte économique d'un manque à gagner d'un kWh est de l'ordre de 0.5usd / kWh ; cette estimation est calculée sur la base de la valeur économique des biens et services qui n'ont pas pu être produits du fait d'une panne d'électricité..
- La probabilité de défaillance des centrales thermiques à gaz est de l'ordre de 4 à 6%, celle des centrales thermiques au charbon est de 7 à 10% tandis que celle des centrales hydroélectriques est de 2%.

- Les centrales thermiques au charbon doivent avoir une capacité de 2x500MW ou 2x600MW après 2010, et de 2x1.000MW en 2018-2020.
- Les centrales thermiques à gaz doivent avoir une capacité de 3x110MW, 3x240MW ou 3x250MW.
- Les taux de change utilisés dans le calcul est celui de 2005 (15.800 VND/USD)

Le taux d'amortissement linéaire ou taux d'actualisation est de 10%.

3.2.4. La planification pour le développement des sources d'électricité

Le Master Plan électrique VII met en évidence un développement équilibré des sources d'électricité dans chaque région du pays (Nord, Centrale et du Sud au Vietnam). Il doit s'assurer que la capacité de réserve des sources d'électricité est bien partagée, de manière efficace, en faveur de chaque région du pays. Les capacités électriques installées dans ce Master plan sont seulement calibrées pour le scénario de référence de la demande d'électricité.

La capacité totale des centrales est estimée à 44.125 MW en 2015, dans la configuration suivante : 33,2 % pour l'hydroélectricité présente, 30,6 % pour l'alimentation au gaz de 30,6%, 28,2 % pour la production par le charbon, 4,9 % pour les importations et 4 % pour les autres sources. Elle répond à la charge demandée de 30.803 MW avec le taux de réserve de 29,1% pour la saison des pluies et de 30,3% pour la saison de la sécheresse, avec un taux de réserve de 50,6% pour le Nord et de 23,2% pour le Sud pendant la saison des pluies.

La capacité de production d'électricité cumulée de tous les installations électriques au Vietnam passera à 67 GW en 2020, l'hydroélectricité en représentera 23,1%, le charbon 48,0%, et le gaz naturel 16,5%, les énergies renouvelables 5,6%, les centrales nucléaires 1,3% et l'électricité d'importation 3,1%, ce qui permettra de répondre à une demande estimée de 52,040 MW, avec un taux de réserve de 28,7% pour les saisons de pluies et 25,1% pour les saisons sèches.

Pour 2025, la capacité totale de toutes les centrales au Vietnam devrait atteindre 97 GW, dont l'hydroélectricité en représentera 21,1%, le gaz naturel 17,8%, le charbon 46,3%, la puissance nucléaire 6,2%, les importations 3,6% et les énergies renouvelables 5,0%, ce qui permettra de répondre à la demande de charge de 70 GW, avec un tau x de réserve de 23,5% pour les saisons de pluie et 22,7% pour les saisons sèches.

En 2030, la capacité totale de gestion de l'alimentation est estimée à 137.000 MW, dont l'hydroélectricité représentera 11,8%, le charbon 51,6%, le gaz naturel

11,8%, les énergies renouvelables 9,4%, l'énergie nucléaire 6,6% et les importations 4,9%, ce qui répondra à la demande de charge de 110 GW, avec un taux de réserve de 24,3% pour les saisons de pluie et 22% pour les saisons sèches.

Sur la base des prévisions de charge, la planification d'expansion du système d'électricité sélectionne les sources de base, comme indiqué dans le tableau 2.6.

Sources	**2015**		**2020**		**2025**		**2030**	
Unité	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
Capacité installée	44.125	100%	66.979	100%	96.814	100%	137.000	100%
Hydroélectricité	14649,5	33,2%	15472,15	23,1%	20427,75	21,1%	16166	11,8%
Electricité au gaz naturel	13502,25	30,6%	11051,535	16,5%	17232,89	17,8%	16166	11,8%
Electricité au charbon	12443,25	28,2%	32149,92	48,0%	44824,88	46,3%	70692	51,6%
Importation d'électricité	2162,125	4,9%	3750,824	5,6%	3485,30	3,6%	6713	4,9%
Electricité renouvelable	1765	4,0%	870,727	1,3%	4840,7	5,0%	12878	9,4%
Electricité nucléaire			2076,349	3,1%	300,12	6,2%	9042	6,6%

Tableau 2.6. Capacité installée pour la période 2015-2030

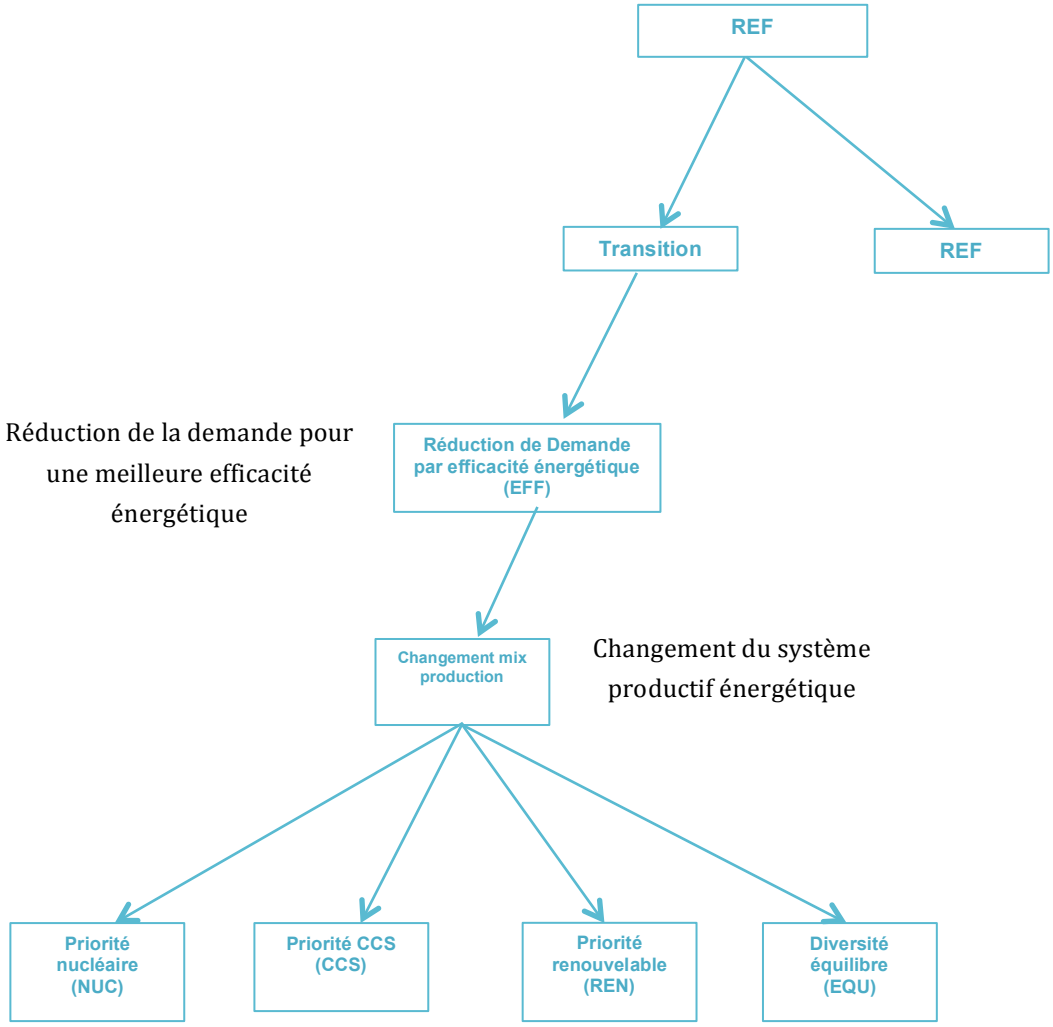
4. L'APPROCHE RETENUE DANS NOTRE RECHERCHE

L'étude est basée sur une approche de scénarios destinés à construire les voies potentielles de développement durable du secteur de l'électricité du Vietnam pour répondre à trois défis clés du secteur électrique vietnamien. Il s'agit d'abord de favoriser la croissance rapide de la demande d'électricité, de l'ordre de 7,2% pour la période 2010-2030 (voir la section 1.4.1) et faut en conséquence assurer les investissements pour le développement des capacités installées.

Ensuite, alors que le coût de la production d'électricité augmente de plus en plus rapidement parce que le Vietnam est de plus en plus dépendant des combustibles fossiles importés, ces coûts influencent la compétitivité d'une économie fortement engagée dans un processus d'industrialisation et de transition vers l'économie de marché. La croissance rapide de la demande de

l'électricité contraint le Vietnam à faire face au second défi. La maitrise des coûts de production de l'électricité est essentielle pour le Master plan 7, lequel ne considère que les contraintes économiques. C'est pourquoi le secteur électrique du Vietnam était orienté vers le développement de l'électricité ex-charbon pour satisfaire une demande d'électricité en augmentation rapide. De ce fait, le Vietnam dépend de plus en plus des combustibles fossiles pour produire de l'électricité dans les années à venir.

Le troisième défi est environnemental, lié à la nécessaire « décarbonisation ». L'augmentation rapide des émissions de CO2 provoque un dangereux changement climatique et la pollution de l'environnement local. Les scénarios de développement de l'énergie du Vietnam se doivent de prendre en compte les émissions de CO2 dans le secteur de l'électricité. La maitrise du côté de la demande est privilégiée pour améliorer l'efficacité énergétique de l'économie vietnamienne et le changement du mix de la production d'électricité au détriment des combustibles fossiles et en faveur des sources de combustibles non fossiles (Williams et al., 2012). Les scénarios de développement du secteur électrique du Vietnam sont présentés dans le graphique 2.2.



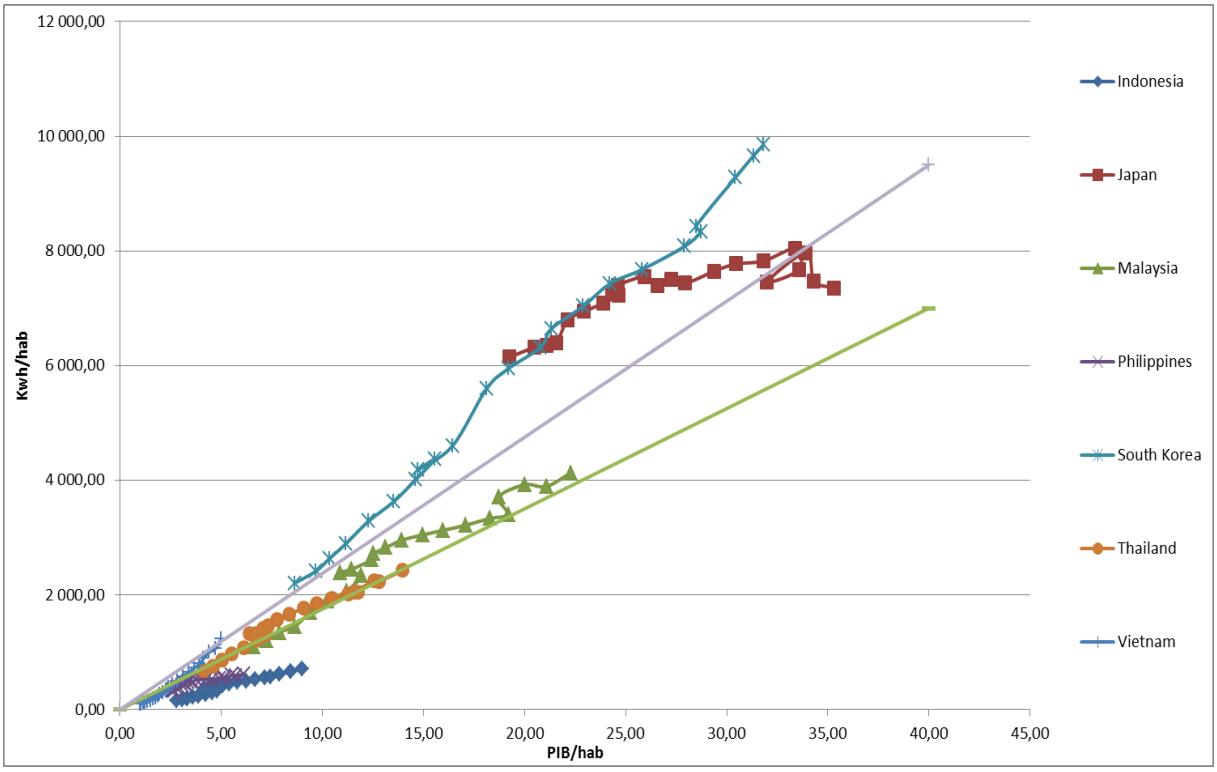
Graphique 2.2. Démarche de construction des scénarios[37]

Nous avons utilisé une des techniques simples de prévision de la demande d'électricité basée sur la tendance de la demande d'électricité par habitant par rapport au revenu par habitant. Elle a été utilisée dans plusieurs études récentes dans deux grands pays en développement, l'Inde (Gouvernement de l'Inde, 2006) et la Chine (Berrah, 2007). Il s'agit d'utiliser la même démarche scientifique pour prévoir la demande d'électricité au Vietnam pour la période 2012-2050. Cette approche est simple mais robuste comme l'ont confirmé Brown (1984), Westoby & Pearce (1984), Armstrong (2001) ou Craig, Gadgil, & Koomey (2002) ; elle est particulièrement adaptée aux pays en développement où les sources de données ne sont pas disponibles ou incomplètes (Bhattacharyya et Timilsina, 2010).

Cette méthode de prévision est aussi appelée la méthode de prévision basée sur la tendance de l'intensité électrique en fonction du PIB. Par cette méthode, il

[37] Source : Auteur

s'agit d'analyser les voies de développement du système national d'électricité du Vietnam au regard des objectifs assignés par les contraintes économiques et le « volontarisme » politique.



Graphique 2.3. Les tendances de l'intensité électrique du PIB au Vietnam et dans d'autres pays d'Asie[38]

La demande d'électricité dans les scénarios d'efficacité énergétique sera élaborée sur la base des tendances observées pour l'intensité de l'électricité dans quelques pays d'Asie ayant des caractéristiques en commun avec le Vietnam : un modèle de développement économique tel que le développement économique orienté ouvert, prenant les exportations comme moteur de la croissance économique ; un gouvernement jouant un rôle clé dans la régulation et le développement du secteur de l'énergie. Ce scénario sera représentée par une équation de détermination de la demande d'électricité par habitant du Vietnam avec l'hypothèse que le Vietnam prendra les mesures et les politiques de l'efficacité énergétique permettant d'atteindre un niveau faible de l'intensité d'électricité du PIB des pays observés, dans ce cas la Thaïlande et la Malaisie.

Le niveau de la demande d'électricité dans le scénario de l'efficacité énergétique est le niveau de la demande d'électricité correspondant à des

[38] Source : l'auteur, d'après les données de la base de données d'Enerdata, (Institute of Energy, 2011)

scénarios de réduction des émissions de CO2 dans la production d'électricité, avec un niveau d'intensité des émissions de CO2 par kWh correspondant à l'approche de réductions des émissions de CO2 présentées dans l'étude du projet de recherche DDPP (SDSN & IDDRI, 2014). Dans cette étude, basée sur l'état des ressources naturelles, des sciences et de la technologie, de l'acceptation du public et de la volonté politique, les pays proposent les différentes façons pour intégrer dans la politique énergétique et climatique les objectifs de réduction de l'intensité de CO2 des chaque secteur correspondant à des scénarios globaux d'émission correspondant aux résultats du GIEC.

Sur la base des niveaux des émissions du secteur électrique proposés par les pays asiatiques dans l'étude DDPP mentionnée ci-dessus, nous utilisons l'approche « backcasting » (Karjalainen, Kakonen, Luukkanen, & Vehmas, 2014) pour déterminer le mix de production de l'électricité pour le Vietnam en 2050. Puis nous avons modélisé le système électrique du Vietnam en utilisant l'outil ELECSIM (Criqui, 2013). ELECsim est un outil de modélisation du système électrique pour évaluer l'impact des objectifs de la politique climatique sur les coûts de production d'électricité tels les coûts d'investissement, les coûts de production, les coûts des émissions de CO2, les coûts du réseau électrique pour chaque année des scénarios étudiés. Il est un outil développé pour les études dans le cadre du Débat national sur la transition énergétique en France. Il a été utilisé pour l'étude (Arditi, 2012); (Alazard-Toux et al., 2014). Appliquer ELECsim pour la modélisation des scénarios du développement du secteur électrique au Vietnam avec les de données de (Institut de l'énergie, 2011), d'Enerdata, TECHPOL, AIE et de BP dans cette étude, nous avons fait contribuer au développement de l'outil ELECsim en ajoutant un module de prévision de la demande d'électricité comme décrit ci-dessus et un module pour l'évaluation quantitative de certains impacts en termes d'énergie, d'économie, de société et d'environnement.

Les résultats de la modélisation du secteur de l'énergie du Vietnam est présenté dans les indicateurs: la prévision de la demande d'électricité, la production d'électricité, le programme d'investissement pour le développement des capacités installées du secteur de l'électricité du Vietnam, les indicateurs des coûts tels que les coûts d'investissement, les coûts de production, les coûts environnementaux, le coût total de production d'électricité et le coût de production par kWh et quelques impacts de l'énergie, économique, social et environnemental. Ces indicateurs seront présentés dans les prochains chapitres de cette étude.

Chapitre 3
Scénarios pour un développement durable du secteur électrique du Vietnam

Ce chapitre décrit en détail les hypothèses et les résultats des scénarios originaux construits pour notre recherche : le scénario de référence, le scenario de l'efficacité énergétique et les scenarios de décarbonisation par changement du mix de production d'électricité en 2050. Construits pour réfléchir au développement durable du secteur électrique dans le cadre d'une économie sobre en carbone, les scenarios doivent aussi satisfaire à trois exigences clés pour la production d'électricité, à savoir : satisfaire l'augmentation continue de la demande d'électricité jusqu'en 2050 ; assurer un coût de la production d'électricité compatible avec la compétitivité de l'économie nationale ; enfin respecter les objectfs internationaux concernant les émissions de gaz à effet de serres du secteur de l'électricité pour les pays en développement (SDSN & IDDRI, DDPP 2014), dans le contexte d'une limitation du changement climatique à 2°C par rapport à la situation préindustrielle.

Les scénarios stratégiques (EFF pour Efficacité énergétique, REN pour Renouvelables, NUC pour Nucléaire, CCS pour Capture et séquestration du Carbone, EQU pour Equilibre) sont conçus pour fournir plus d'informations synthétisées pour améliorer l'analyse du secteur de l'électricité ; ils mettent en évidence les choix pertinents pour la mise en place d'un secteur électrique adapté, dans le cadre d'une économie sobre en carbone. Ils analysent les différents choix disponibles, capables de respecter les contraintes environnementales fixées par les accords internationaux. Dans ce domaine, les résultats attendus doivent être conformes aux orientations environnementales fixées par la communauté internationale aux pays en développement, en vue de limiter un changement climatique aux conséquences difficilement maîtrisables. Tous les scénarios de « décarbonisation » dans le processus de production d'électricité ont été développés en vue de satisfaire l'objectif d'une économie sobre en carbone, soit une réduction d'environ 90% des émissions de CO2 liées à la production d'électricité au Vietnam en 2050.

Les scénarios sont modélisés pour mettre en évidence le processus du développement du secteur électrique à l'horizon 2050, compte-tenu des contraintes internationales reconnues. Les principales orientations stratégiques doivent donner une forme de priorité à l'organisation d'un système d'électricité de bas carbone, en insistant sur les alternatives au type de production actuel, notamment par l'amélioration de l'efficacité énergétique, l'essor des énergies renouvelables, la récupération et le stockage des émissions de CO2 ou le recours à l'énergie nucléaire. Les moyens de « décarbonisation » du secteur électrique sont décrits en détail par Williams et al., (2012). Les scénarios reflètent les

conséquences des choix technologiques et stratégiques sur le processus de « décarbonisation » ; ils testent la pertinence des combinaisons de technologies existantes ou prévues nécessaires à la dynamique de la demande d'électricité, dans le respect des objectifs nationaux et internationaux annoncés. En fait plusieurs moyens peuvent satisfaire les objectifs de « décarbonisation », mais ils ont des avantages différents et rencontrent des contraintes économiques, politiques et sociales qu'il convient d'analyser afin d'organiser la décision la plus satisfaisante au regard de l'ensemble des objectifs gouvernementaux du Vietnam.

1. LES HYPOTHESES FONDAMENTALES DES SCENARIOS

Il s'agit de présenter successivement le scenario de référence, le scenario des choix politiques possibles et enfin le scenario NUC.

1.1. Scénario de référence (REF)

L'approche par les modèles d'optimisation est parfois jugée inappropriée pour définir les différents choix de politiques et technologiques dans le processus de construction des politiques « énergie-climat » (Government of India, 2006). L'outil de modélisation du secteur électrique ELECSIM (Criqui, 2013) constitue une approche de modélisation simplifiée, propice à l'analyse du système électrique qui suppose la réalisation de plusieurs objectifs, parfois contradictoires, concernant la politique énergie-climat.

Le scénario de référence analyse les conséquences du maintien en l'état des politiques engagées aujourd'hui sur le système d'électricité et les effets économiques et environnementaux qui en résultent. Il tient compte des tendances actuelles de la population et du développement économique et il prend en compte d'une part les effets de la volatilité des prix de l'énergie sur le marché intérieur et, d'autre part, des hypothèses sur les prix à l'importation de l'énergie. Ce scénario donne une image de l'évolution du système électrique du Vietnam jusqu'en 2050, sur la base de la poursuite des politiques actuelles, compte-tenu de la structure changeante de l'économie vietnamienne. Les décisions économiques sont dépendantes du fonctionnement du marché, des progrès technologiques et des décisions politiques dans le cadre des institutions nationales. Les statistiques sont fournies par le Bureau des Statistiques Générales du Vietnam, l'Institut d'Energie, l'Institut des Sciences d'Energie du Vietnam ; les bases de données Techpol et Enerdata fournissent aussi des hypothèses de départ concernant les grandes évolutions économiques et environnementales, sur la base d'étapes quinquennales jusqu'en 2050.

Le scénario de référence donne une prévision sur l'impact de la demande et de la production du système électrique du Vietnam sur le développement économique, en l'absence de nouvelles politiques adoptées après 2012, année de référence des calculs engagés. L'objectif d'évolution de l'énergie renouvelable 2050 sera une tendance prolongée de l'objectif 2030 du master plan 7 (Service du gouvernement vietnamien, 2011b). Le scénario de référence prend en compte les objectifs de réduction chiffrés des émissions de GES dans la politique énergétique et climatique du Vietnam en 2012. Par conséquent, le scénario de référence reflète à la fois les développements obtenus sur cette base, mais aussi les résultats en l'absence de nouvelles politiques adaptées à de nouvelles situations.

La sensibilité de la croissance économique et l'évolution des prix à l'importation de l'énergie ne sont pas analysées dans cette étude. Celle-ci se borne à évaluer l'efficacité et l'impact purement socio-économique et environnemental de la politique choisie, sur la base d'objectifs ambitieux concernant l'amélioration de l'efficacité énergétique et de la « décarbonisation » dans la production d'électricité, au regard de l'utilisation alternative de différentes technologies de production électrique.

Le scénario de référence sert aussi de base de référence pour comparer les effets des efforts supplémentaires contenus dans les autres scénarios pour atteindre les objectifs environnementaux désirés. Les hypothèses ont été choisies pour mettre en évidence les perspectives de développement de l'économie du Vietnam au regard des contraintes socio-économiques et environnementales des options politiques liées à gestion de la demande d'électricité et aux contraintes d'émission de GES. La comparaison des différents scénarios avec le scénario de référence conduit également à de nouvelles interrogations sur les politiques complémentaires à choisir en vue d'atteindre les objectifs fixés. Les comparaisons des hypothèses politiques du scénario de référence avec les hypothèses politiques des autres scénarios fournissent des informations intéressantes en vue de proposer des politiques objectives concernant le fonctionnement du couple « énergie-climat » dans le cadre d'une réflexion collective sur la réalisation d'un développement énergétique durable. Elles vérifient si les politiques actuelles sont compatibles avec les objectifs nationaux à l'horizon 2030, étape importante pour constater le potentiel de réalisation des objectifs fixés par le gouvernement à l'horizon 2050.

Ce scénario de référence permet de déterminer et de mesurer l'ampleur de la tâche à accomplir et les contraintes subies par l'application d'une politique « Business as usual ». Par exemple, concernant les émissions de CO2, le scénario

de référence montre l'importance de l'écart qui existe pour atteindre l'intensité carbone des émissions de CO2 du secteur électrique souhaité (SDSN & IDDRI, 2014). Les résultats du scénario de référence doivent être considérés comme une base d'évaluation des nouvelles politiques technologiques et environnementales. Une compréhension claire des questions à long terme posées par le scénario de référence est nécessaire à l'établissement des priorités en termes de politique de développement économique et de choix technologiques pour l'organisation d'un système national d'électricité respectueux de l'environnement.

Les variables exogènes du scénario de référence concernent la taille de la population et la liaison étroite entre la croissance économique du Vietnam et la demande d'électricité. Les ressources en pétrole, gaz naturel ou charbon, la capacité de leur exploitation et de la conversion d'énergie au Vietnam sont considérées comme les principales variables concernant la fourniture de combustibles nécessaires à la production d'électricité à partir de combustibles fossiles. En outre, le coût et l'efficacité des technologies de production d'électricité déterminent les solutions réalisables dans le cadre d'un développement durable du secteur électrique du Vietnam. Ces tendances devraient correspondre aux changements dans les structures existantes, comme illustré ci-dessous en un développement global du système de l'énergie et de l'économie.

1.1.1. Contexte de la politique énergie-climat

Le Vietnam a pris un engagement audacieux en faveur du développement durable et en réponse aux défis posés par le changement climatique. Alors que le pays doit faire face à des menaces économiques et politiques sérieuses, les mesures d'adaptation sont devenues une priorité. Le Vietnam souhaite contribuer également à l'effort mondial de lutte contre le changement climatique en pratiquant une politique d'atténuation des causes du changement climatique, notamment dans le domaine de la production d'électricité. Il participe activement aux réunions internationales sur le climat et, au niveau national, il a engagé des actions intéressantes, notamment dans le cadre du « programme cible national » pour répondre au changement climatique (Service du gouvernement vietnamien, 2007b), la Stratégie nationale sur le changement climatique (Service du gouvernement vietnamien, 2011a), la Stratégie pour une croissance verte (Service du Gouvernement, 2012b), le Programme national de REDD + (Service du Gouvernement, 2012a) ou la NAMA (Ulla Blatt & Tran Thuc Bendtsen, 2012).

Au cours de ces dernières années, la perception du défi du changement climatique par les principaux décideurs et les dirigeants du Vietnam a changé

(UNDP, 2011). La première politique environnementale au Vietnam a été mise en place au début du processus Doi Moi en 1986, suivie par la loi sur la protection de l'environnement adoptée en 1993 qui a été révisée en 2004. Inspiré par le Sommet de la Terre sur le Développement Durable à Rio de Janeiro en 1992, une décennie plus tard, en 2001, le Gouvernement vietnamien a lancé l'Orientation stratégique pour le développement durable, puis l'Agenda Vietnam 21 en 2004 (C. Q. Nguyen, 2012). En 1994, le Vietnam a ratifié la CCNUCC (Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques) ; le Protocole de Kyoto a été ratifié en 2002. En tant que pays dit « non-Annexe-B », le Vietnam n'a pas d'objectifs de réduction contraignants. Il a présenté sa «Communication Nationale Initiale» au Secrétariat de la CCNUCC en 2003, sa «Deuxième Communication» en 2010 et sa «mise à jour» en 2014. Le gouvernement a présenté des options potentielles d'atténuation dans les deux communications et dans le rapport de « mise à jour ». Le pays a été clair sur sa position : la responsabilité principale concerne les pays développés, lesquels devraient financer des projets d'atténuation, notamment en utilisant le MDP, le Mécanisme de Développement Propre (Zimmer, Jakob, & Steckel, 2015). Cependant, le gouvernement vietnamien a progressivement renforcé le cadre juridique de sa politique de l'énergie et du changement climatique, il insiste sur la réduction des risques de catastrophe et la nécessité d'une production plus propre et plus respectueuse du climat.

Le Programme d'Objectif National destiné à répondre au changement climatique (Service du gouvernement vietnamien, 2007b) vise à déterminer les impacts sectoriels et régionaux qui serviront de base à l'élaboration des plans d'action réalisables pour répondre efficacement aux changements climatiques à court et à long terme. Les plans d'action viseront à contribuer au développement durable en saisissant les opportunités pour progresser vers une économie sobre en carbone et en se joignant aux efforts de la communauté internationale pour atténuer le changement climatique et la protection du système climatique. Le Programme d'Objectif National a obtenu 50% du financement total à partir du budget de l'Etat et les 50% restants par l'appui de bailleurs de fonds. Ce programme traite principalement de l'évaluation des impacts des changements climatiques régionaux et sectoriels, ainsi que de la sensibilisation et de l'élaboration des plans d'action à court terme pour répondre au changement climatique. En outre, il prend en compte la question du changement climatique dans le cadre de la Stratégie Nationale du Développement Socio-économique. Même si ce programme national contient également un volet à long terme qui identifie la nécessité d'évoluer vers une économie à faible intensité de carbone, l'allocation de fonds dans ce Programme National reflète clairement l'accent mis

sur une politique d'adaptation, en attribuant seulement 2% de l'ensemble des ressources aux activités d'atténuation (Fortier, 2010) . En outre, le gouvernement a rappelé l'application du principe de « responsabilités communes mais différenciées », telles que définies dans la CCNUCC et il souligne que les mesures d'atténuation devront être financées sur des ressources extérieures par les pays industrialisés ou des fonds internationaux.

La loi sur la protection de l'environnement (Service du gouvernement, 2010b) lancée en 2010, est entrée en vigueur en imposant une taxe sur plusieurs substances nuisibles à l'environnement, tels que les pesticides et les sacs plastiques ; plus important encore, la nouvelle loi agit sur un large éventail d'actions, concernant notamment les combustibles fossiles comme le charbon, l'essence et l'huile. La taxe de protection de l'environnement est entrée en vigueur en 2012 et elle est également prélevée sur d'autres objets ; à la base, elle peut être considérée comme une taxe énergétique globale, car elle couvre un large éventail de vecteurs d'énergie fossile. Avec son entrée en vigueur, les taux d'imposition ont été choisis pour être à la limite inférieure de la plage définie par la loi, ce qui ne permet que partiellement de faire face aux couts environnementaux préexistants. En outre, les taux d'imposition n'ont pas été fixés selon la teneur en carbone des objets imposables, ce qui aurait pu conduire à un changement indésirable à court terme pour la croissance économique, mais a conduit à court terme à l'usage de combustibles à plus forte intensité en carbone, comme le charbon (Willenbockel, 2011).

Simultanément, en 2010, la loi sur l'économie nationale et la recherche d'utilisation efficace de l'énergie ont fait appel à des efforts spécifiques pour réformer le secteur de l'énergie. Un an plus tard, le Master Plan national pour le développement de l'électricité a été annoncé. Il prévoit d'établir progressivement un marché concurrentiel de l'électricité sur la base d'un système de tarification élargi (Institute of Energy, 2011).

La Stratégie nationale sur les changements climatiques approuvée en 2011 (Service du gouvernement vietnamien, 2011a) vise à créer un cadre juridique pour la mise en œuvre de politiques d'adaptation et d'atténuation relatives au changement climatique. La stratégie prévoit que vers 2100, le Vietnam deviendra un pays avancé, prospère, développé, avec une économie à faible intensité de carbone, répondant avec succès aux changements climatiques et jouant un rôle important dans la région et dans le monde. Il s'agit alors de renforcer la capacité d'adaptation des systèmes humains et naturels aux changements climatiques, de développer une économie à faibles émissions de carbone pour protéger et

améliorer la qualité de vie, assurer la sécurité nationale et le développement durable dans le contexte mondial de changements climatiques. En contraste avec le programme cible national qui propose une politique climatique principalement en termes de mesures d'adaptation, la réponse au changement climatique doit être associée avec un développement durable à faible intensité en carbone. Ainsi, l'adaptation et l'atténuation du changement climatique sont mentionnées avec une importance égale, même si, comme cela est également indiqué dans cette stratégie, l'adaptation devrait être une priorité immédiate.

La sensibilisation du public au changement climatique reste encore limitée et unilatérale, trop peu d'attention a été accordée aux effets néfastes du changement climatique, aux évolutions des modes de vie et de production, aux comportements de consommation vers le bas carbone et à la croissance verte. Cette stratégie décrit – entre autres – les potentiels de réduction des émissions, en soulignant l'intérêt des énergies renouvelables, de l'amélioration de l'efficacité énergétique, de l'agriculture et de la gestion des déchets solides. La stratégie nationale de développement de l'énergie (2007) se donne un objectif de 5% d'utilisation des énergies renouvelables pour l'énergie primaire commerciale totale dès 2020 et de 11% pour 2050. Elle prévoit aussi la mise en place d'un système de tarification approprié pour l'année 2015. Bien entendu, tout en insistant sur l'entière responsabilité des pays industrialisés, le Vietnam prévoit de nouvelles mesures à prendre. Bien qu'annonçant explicitement relativement peu de mesures d'atténuation, le discours politique national en faveur d'un engagement exprime néanmoins sa volonté de prendre sa part de responsabilité dans le changement climatique causé par son propre développement.

La stratégie nationale de croissance verte du Vietnam a été approuvée en 2012 (Service du Gouvernement, 2012b). Elle fournit des objectifs volontaires de réduction des émissions du Vietnam et elle aide à transformer les modèles de développement actuels vers le développement durable. Le Vietnam perçoit la croissance verte comme une orientation stratégique et une partie intégrante du développement durable (Service du gouvernement, 2004a). Cette stratégie combine plusieurs orientations simultanément, comme la politique énergétique, la politique économique et la politique climatique en une politique globale. Son objectif global est de créer une économie sobre en carbone, ainsi que la réduction des émissions de GES. L'économie vietnamienne veut se restructurer en faveur d'une croissance verte.

Contrairement à la stratégie nationale concernant les changements climatiques, ce plan fournit des objectifs de réduction d'émissions. Alors que la

cible dans le programme national avait conditionné toute action d'atténuation au soutien financier de l'étranger, cette stratégie s'engage inconditionnellement à réduire son intensité d'émissions de GES par unité de PIB de 8 à 10% jusqu'en 2020 par rapport aux niveaux de 2010. En outre, les émissions de GES des activités d'énergie devraient diminuer de 10% en dessous de l'évolution normale en 2020 (20%, si le pays bénéficie d'un soutien supplémentaire) et de 20% en 2030 (30% avec un soutien international).

Cette stratégie prévoit une feuille de route pour éliminer progressivement les subventions en faveur des combustibles fossiles. Dans un premier temps, EVN, la compagnie d'électricité appartenant à l'État, a reçu la permission du gouvernement pour ajuster les prix de l'électricité par étapes trimestrielles, avec un maximum de 20% par an. Bien que le contenu en carbone du carburant ne joue pas jusqu'à présent un rôle majeur dans la taxe environnementale, une négociation sur les émissions certifiées de gaz à effet de serre est prévue en vue de fixer la taxe sur le carbone. Sur la base des règles fondées sur le marché, la déclaration du Premier ministre a souligné son intérêt pour la mise en œuvre d'un régime d'échange de droits d'émissions dès l'année 2020 (Cheeseman, 2012).

En matière de politique énergétique, le Vietnam a adopté en 1999, à l'horizon 2020, une stratégie nationale de production propre dans l'industrie. D'ici 2015, 25% des installations de production industrielle devraient appliquer des processus de production plus propres et une économie de 5 à 8% de la consommation d'énergie est alors attendue. En 2020, 50% des installations de production industrielle devraient respecter des normes de propreté établies et économiser 8 à 13% de la consommation d'énergie. Il n'y a pas un seul document juridique exclusivement dédié au développement de la politique de l'énergie renouvelable du Vietnam, mais c'est une composante importante de plusieurs stratégies industrielles et politiques. Rappelons que la Stratégie de développement national de l'énergie (Service du gouvernement vietnamien, 2007a) fixe à 5 % en 2020 et à 11 % en 2050, les objectifs concernant la part des énergies nouvelles et renouvelables dans l'énergie primaire commercialisée du Vietnam.

Le « Master plan » du développement du secteur électrique du Vietnam (Service du gouvernement vietnamien, 2011b) ajoute des cibles explicites pour la production d'électricité en envisageant une augmentation de la part des sources d'énergie renouvelables, hors hydraulique dans la production totale d'électricité de 4,5% en 2020 et 6% en 2030. Ce plan directeur a annoncé une restructuration

progressive de ce secteur vers un marché concurrentiel de l'électricité, avec des plans d'actionnarisation des entreprises d'État et avec des prix de l'électricité convergeant vers les coûts marginaux à long terme. Cette politique est d'une grande importance pour le développement des énergies renouvelables, lesquelles sont désormais en concurrence avec les énergies conventionnelles subventionnées. Le Vietnam non seulement aspire à l'exploitation des sources d'énergie renouvelables, mais aussi à l'introduction de nouvelles technologies énergétiques. Le plan directeur VII déclare que la première centrale nucléaire au Vietnam est censée entrer en service en 2020, elle sera capable de couvrir environ 10 % de la production d'électricité en 2030.

Le Vietnam a commencé la mise en œuvre d'un programme national d'efficacité énergétique (Service du gouvernement, 2006) en deux phases, 2006-2010 et 2011-2015. Le programme vise à économiser l'énergie en réduisant la consommation de 5 à 8% d'ici 2015. En 2010, le Vietnam a adopté une loi sur l'efficacité énergétique et la conservation (Service du gouvernement, 2010a). Il a créé des incitations économiques pour stimuler l'investissement dans les énergies renouvelables en accordant des prêts préférentiels et des exonérations fiscales pour les projets d'investissement « vert ». Le gouvernement a fixé le tarif de rachat de l'électricité produite des énergies renouvelables par les opérateurs privés à 6,8 cents par kWh. Cependant, dans sa volonté de soutenir l'énergie éolienne, il a porté le prix de rachat de l'électricité produite par cette force à 7,8 cents par kWh. (Service du gouvernement, 2011).

1.1.2. Dynamique démographique et économique

Il existe plusieurs prévisions de croissance économique à long terme pour le Vietnam (John Hawksworth & Tiwari, 2011 ; Ward, 2012 ; ANZ Bank, 2014 ; Hawksworth & Cookson, 2006). Les études officielles concernant le secteur de l'énergie ont utilisé les hypothèses de croissance économique retenues par les études de l'Institute of Energy de 2005 (jusqu'en 2025, « The study on national energy master plan in Vietnam »), puis celle de 2011 (jusqu'en 2030, « Le master plan du développement du secteur électrique du Vietnam ». Certaines études projettent les variables économiques jusqu'aux années 2040 (N. T. Nguyen, 2011) ou 2050 (Do, 2011), mais les estimations de croissance économique annuelle apparaissent comme étant très optimistes au regard des perspectives réelles de l'économie du Vietnam.

Ces résultats semblent incompatibles avec l'analyse empirique de la convergence des résultats économiques observée dans certaines études (European Commission, 2006). Pour éviter ce biais, il a fallu observer les données

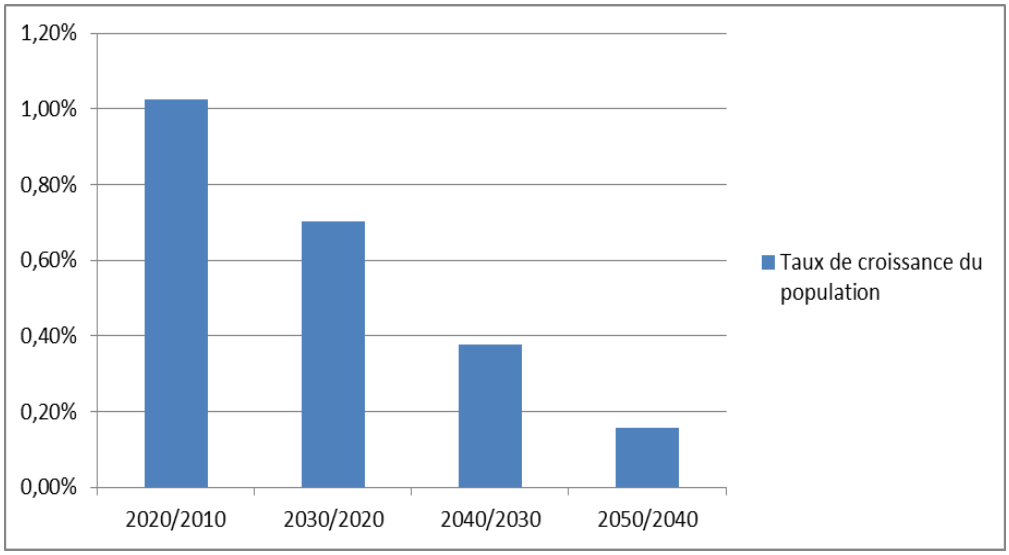
passées du Vietnam et de certains pays de la région d'Asie de l'Est et de l'Asie du Sud-Est pour estimer le taux de la croissance économique probable et le revenu par habitant du Vietnam. Cette approche est basée sur la théorie de la convergence économique (Aghion & Howitt, 2009). La projection de la croissance économique à l'horizon 2050 pour notre projection a été fondée sur une hypothèse de croissance de la population et sur une hypothèse d'une diminution de la croissance du revenu par habitant lorsque le revenu augmente.

Pour la croissance démographique, quelques recherches ont été publiées concernant la prévision de la population du Vietnam jusqu'en 2050 (V. T. Nguyen, 2013 ; UNFPA, 2011). Dans cette étude, nous avons retenu la prévision démographique issue de l'étude « Population projections for Vietnam 2009-2049 » (UNFPA, 2011) en vue de quantifier la population nationale (Tableau 3.3.). A partir de 2040, et encore plus de 2050, le Vietnam aura de faibles taux positifs de croissance annuelle par habitant.

	2010	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Population (millions)	86,78	96,10	103,06	107,01	108,72
PIB (Billions PPA $2010)	381,84	753,82	1328,98	2090,39	2962,44
PIB par habitant (1000 PPA $2010)	4,40	7,84	12,89	19,53	27,25

Tableau 3.1. Croissance démographique et économique[39]

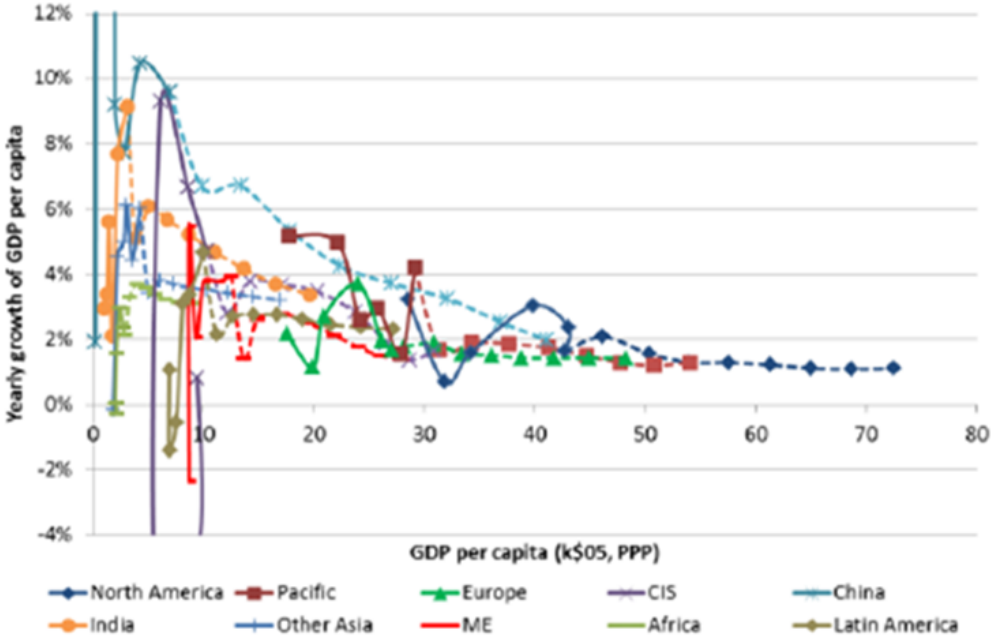
[39] Source : l'auteur, d'après les données de la base de données d'Enerdata, (UNFPA, 2011)



Graphique 3.1. Croissance de la population (%/an)[40]

Pour les hypothèses de croissance du PIB par habitant, on supposera qu'il est plus faible dans les économies à revenu élevé que dans les pays à faible revenu lorsque ceux-ci ont pris la route de développement (European Commission, 2006). On observe normalement une certaine convergence économique entre les économies matures et les économies émergentes. Le graphiques 3.2 met en évidence ce processus de convergence et de ralentissement de la croissance dans l'étude GECO du JRC-IPTS de la Commission européenne (Labat et al., 2015).

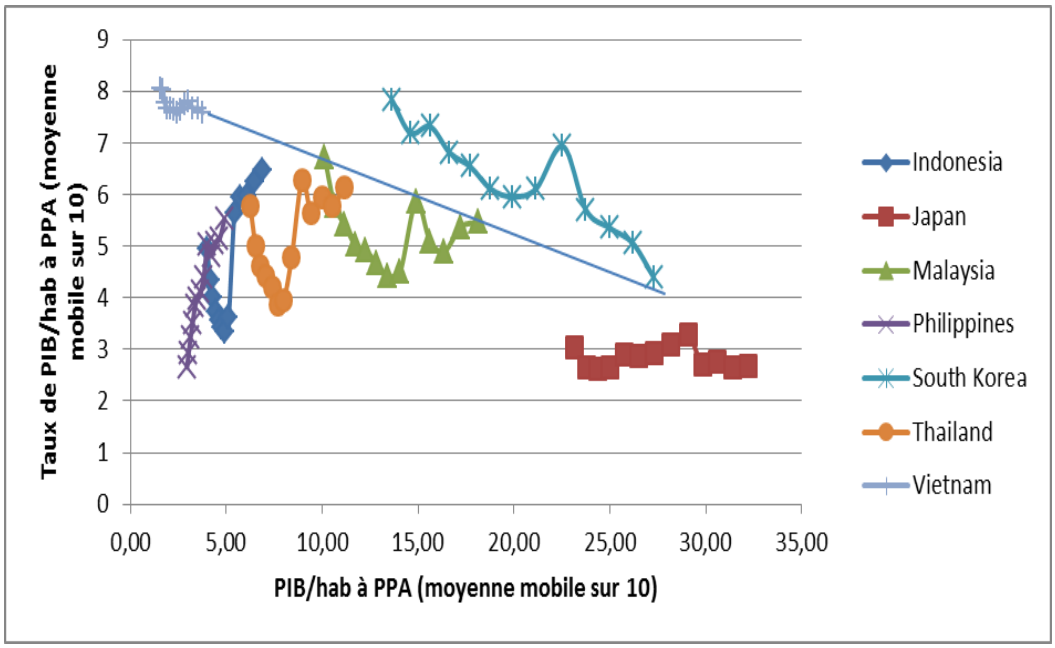
[40] Source : (UNFPA, 2011)



Note: GDP is expressed in $2005 PPP, points are given every 5 years, plain lines: 1980-2010, dashed lines: 2010-2050

Graphique 3.2. Tendance de convergence des régions du monde (1980-2050)[41]

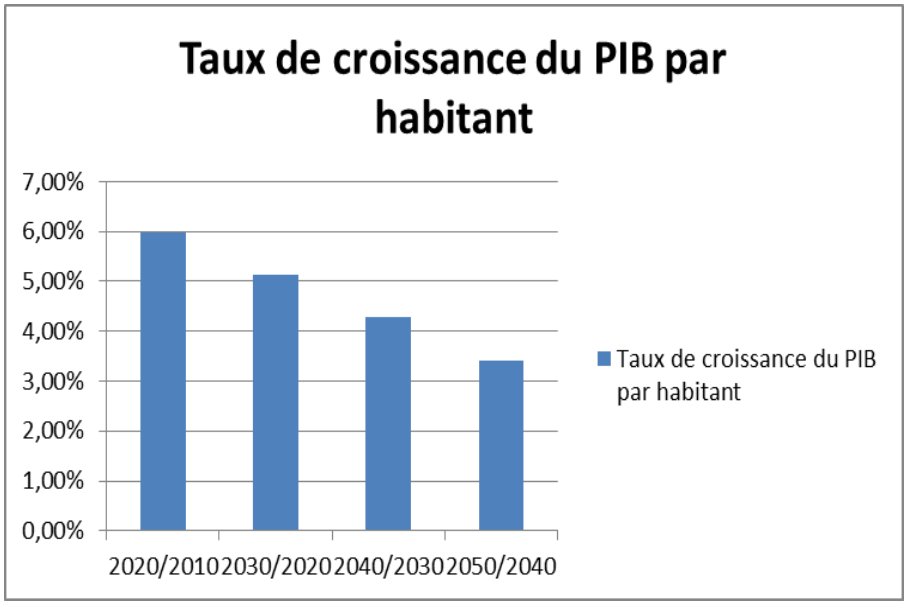
Le graphique 3.3 illustre le même phénomène pour les pays d'Asie sur la période 1990-2012.



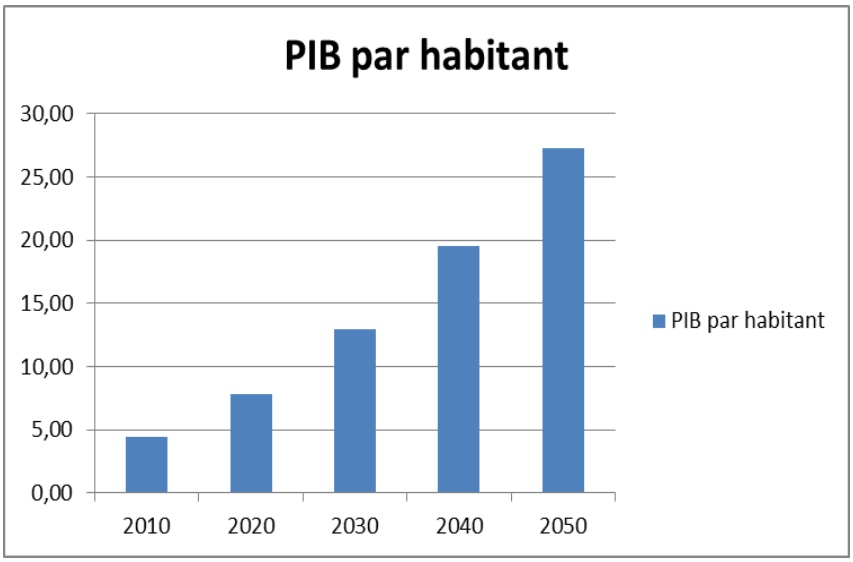
Graphique 3.3. Tendance de convergence des pays asiatiques (1990-2012)[42]

[41] Source : (Labat et al., 2015)

La croissance du PIB par habitant suppose une mobilisation de la main-d'œuvre et de la productivité globale. Le taux de croissance moyen du PIB par habitant du Vietnam s'érode lentement sur toute la période. En 2050, le revenu moyen par habitant est estimé à 27.000$, plus de 6 fois plus qu'en 2010 (Graphiques 3.4. et 3.5.).



Graphique 3.4. Croissance du PIB par habitant (%/an)[43]



Graphique 3.5. PIB par habitant (1000 PPA $2010)[44]

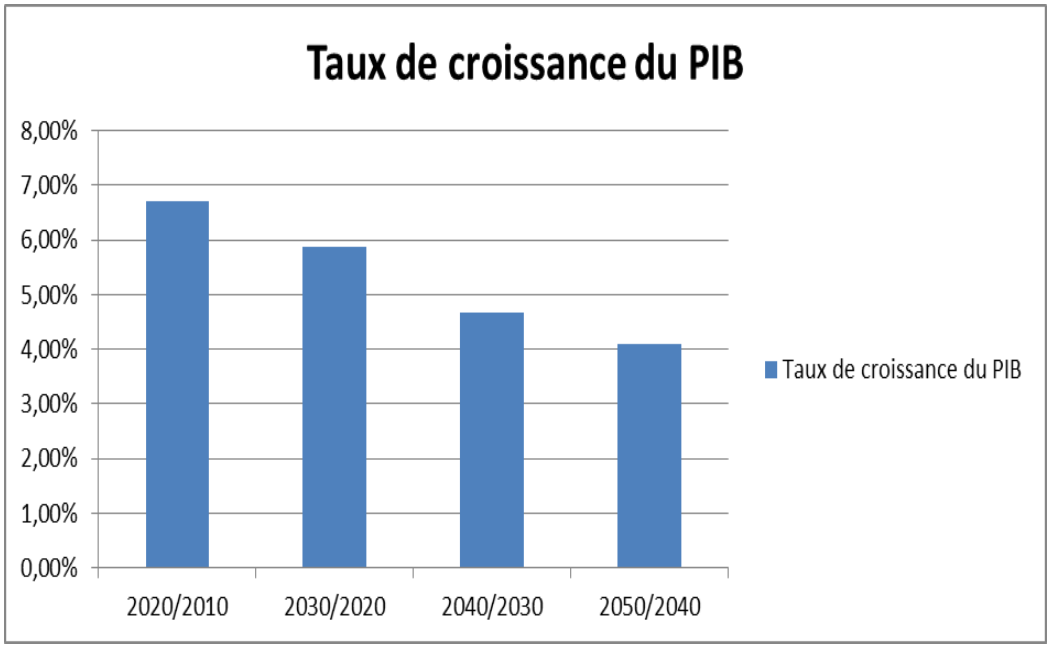
---

[42] Source : l'auteur, d'après les données de la base de données d'Enerdata, (Institute of Energy, 2011)

[43] Source : l'auteur, d'après les données de la base de données d'Enerdata

[44] Source : l'auteur, d'après les données de la base de données d'Enerdata

En moyenne, la croissance économique vietnamienne est estimée à près de 6% par an pour les années 2030, puis elle ralentit à 4% par an en moyenne entre 2040 et 2050 (Graphique 3.1). L'hypothèse d'une croissance plus lente dans les deux dernières décennies est fondée sur de la baisse prévisible de la croissance du capital disponible dans le produit intérieur brut. (Graphique 3.2).



Graphique 3.6. Croissance du PIB (%/an)[45]

Il n'y a pas la différence entre les hypothèses démographiques entre cette étude et le Master Plan du Vietnam. Par contre, les prévisions de croissance économique moyenne du Vietnam pour la période 2010-2020 sont de 6,7% dans notre étude, inférieure au taux de croissance de 7,8 % par an appliqué dans le « plan directeur 7 ». Cet indicateur est estimé à 5,9 % sur la période 2020-2030 alors que le Master Plan du Vietnam l'évalue à 7,9 %. Cela peut-être explique pourquoi les prévisions de la demande d'électrique du Master Plan 7 sont si élevées.

1.1.3. Prix de l'énergie

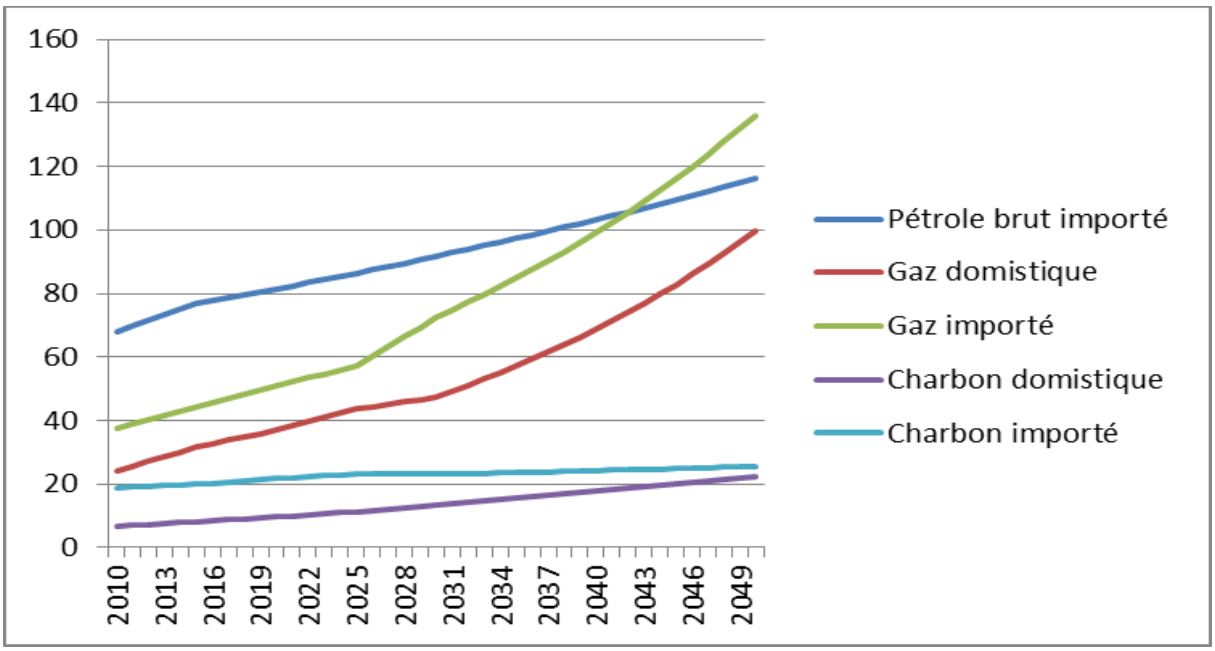
Les hypothèses concernant les prix des carburants sont communes aux scénarios de référence et aux scénarios domestiques, elles sont reprises des projections de l'Institute of Energy (2011). Les prix sont supposés atteindre les niveaux de recouvrement des coûts d'ici 2015, en utilisant une politique de prix des carburants à deux niveaux, avec un prix des combustibles domestiques pour

[45] Source : l'auteur, d'après les données de la base de données d'Enerdata

couvrir les coûts de production et de livraison, et des prix des carburants importés vendus à leurs coûts réels, lesquels sont déterminés sur les marchés internationaux. Le prix du charbon domestique dépendait de la subvention publique (de l'ordre de 30 %) en 2010, alors qu'en 2015, le prix doit correspondre aux coûts. Les prix intérieurs du gaz sont déterminés par des contrats à long terme avec les centrales électriques spécialisées, ils couvrent tous les coûts des services de production, de pipeline et de livraison.

	Pétrole importé	Gaz domestique	Gaz importé	Charbon domestique	Charbon importé
2010	80,00	4,15	6,50	34,10	96,00
2015	89,20	5,46	7,63	41,77	101,00
2020	94,21	6,37	8,77	49,45	111,00
2025	99,51	7,53	9,90	57,12	117,00
2030	105,10	8,19	12,50	68,51	117,00
2035	111,01	9,86	14,63	79,89	120,07
2040	117,25	11,88	17,13	91,28	123,23
2045	123,85	14,31	20,05	102,66	126,47
2050	130,81	17,23	23,47	114,05	129,79

Tableau 3.2. Les prix des énergies (USD 2010 - bep)[46]



Graphique 3.7. Les prix des énergies (USD 2010 - bep)[47]

[46] Source : (Institute of Energy, 2011)

1.1.4. La politique de l'efficacité énergétique

La politique d'efficacité énergétique mise en œuvre peut être caractérisée par le programme de gestion de la demande qui se traduit dans l'évolution de l'intensité électrique.

a. Le cadre de la politique de l'efficacité énergétique

Les technologies d'efficacité et de conservation de l'énergie ont été introduites au Vietnam dans les années 1990, comme un élément des programmes d'assistance technique et financière menées par les organisations internationales et certains pays comme les Pays-Bas, l'Allemagne ou le Japon. Depuis 2003, l'amélioration de l'efficacité et de l'utilisation rationnelle de l'énergie constitue un élément clé dans la politique de développement du secteur de l'énergie. Le Vietnam a ratifié ou construit un certain nombre de lois, décrets, et programmes pour la promotion de l'efficacité énergétique et de sa conservation.

En 2003, un décret sur l'efficacité énergétique et la conservation (Service du gouvernement, 2003) a défini les rôles et les responsabilités du gouvernement et de la société à l'égard de l'efficacité énergétique. Il oblige également les fournisseurs d'équipements à informer sur des étiquettes les niveaux d'efficacité obtenus, pour en faire part aux acheteurs et consommateurs.

En 2004, le Ministère de l'industrie a publié une circulaire (Service du gouvernement, 2004b) sur les orientations à prendre pour la mise en œuvre de la conservation de l'énergie dans le secteur de l'industrie.

En 2005, de nouveaux règlements connexes concernant la loi sur l'électricité (Service du gouvernement, 2001) précisent les grandes options en matière d'efficacité de l'électricité et l'application de mesures de production dans les domaines du transport, de la distribution et de l'utilisation de l'électricité. Le code de la construction commerciale énergétiques (n ° 40/2005 / QD-BXD) a été promulgué pour réduire les pertes d'énergie et améliorer les conditions de vie dans les bâtiments commerciaux.

En 2006, la ligne directrice pour les procédures de mise en œuvre des normes d'efficacité énergétique et l'étiquetage des appareils ont été émis par le Ministère de l'Industrie et du Commerce (MOIT, 2006). Dans la même année, le programme d'efficacité énergétique nationale du Viet Nam (Service du

---

[47] Source : (Institute of Energy, 2011)

gouvernement, 2010c) a défini les mesures et les objectifs poursuivis concernant l'efficacité énergétique et l'amélioration de la conservation dans tous les secteurs économiques, en distinguant deux phases (2006-2010 et 2011-2016). Ce programme national comprend six composantes:

1. le renforcement du cadre législatif de l'efficacité énergétique,
2. la sensibilisation du public par une campagne d'information et dans le système éducatif,
3. l'élaboration de normes d'efficacité énergétique,
4. une information quantitative par étiquettes sur tous les appareils et équipements (pour aider l'industrie à établir et développer des programmes d'efficacité énergétique),
5. la mise en œuvre de l'efficacité énergétique dans la conception et le fonctionnement des bâtiments,
6. enfin, la réduction de la consommation de carburant et des émissions de GES dans l'industrie du transport.

La première phase du programme s'est concentrée sur l'éducation, le renforcement des capacités et les études ; la deuxième phase est axée sur les plans de mise en œuvre et d'action pour la réalisation des objectifs cibles retenus.

En 2010, une Loi sur l'efficacité énergétique et la conservation (Service du gouvernement, 2010a) a été approuvée, elle promeut l'amélioration de l'efficacité énergétique par des mesures incitatives en faveur d'une production plus propre, capable de renforcer le processus de conservation. Le projet de loi déployé sur 12 chapitres couvre l'efficacité énergétique et les mesures de conservation sur un large éventail de domaines, notamment la production de l'industrie, l'éclairage public, la construction des bâtiments, les appareils ménagers, les utilisateurs d'énergie intensive et les véhicules. Il est prévu également une utilisation économique et efficace de l'énergie et la mise en œuvre, à ce propos, des droits, obligations et responsabilités spécifiques des organisations, des ménages et des particuliers.

Le VNEEP (Vietnam Energy Efficiency Program, 2006) semble très complet dans sa couverture de tous les secteurs de l'économie, mais une analyse en profondeur des initiatives du gouvernement révèle de nombreuses lacunes dans l'équilibre des réglementations. Alors que les objectifs nationaux d'efficacité énergétique ont été fixés par décret, il semble y avoir un manque d'effort de promotion de la part du gouvernement, de ses fonctionnaires ou des organismes publics ou privés. Sans soutien officiel régulier des objectifs spécifiques, le plan

concernant l'efficacité énergétique nationale semble fonctionner, sans pour autant se donner les moyens de garantir le succès de sa mise en œuvre.

b. Programme de gestion de la demande

Le programme de gestion de la demande comprend deux phases. Dans une première phase (2003-2004), EVN (Vietnam Eletricity) a mis en œuvre une cellule de gestion de la demande, laquelle a défini les sources énergétiques disponibles potentielles du pays, mis en œuvre leur gestion, élaboré un code du bâtiment concernant l'efficacité énergétique et l'éclairage, mis au point des normes d'équipement, développé des capacités d'audit et préparé des études de faisabilité pour la deuxième phase du programme de gestion de la demande.

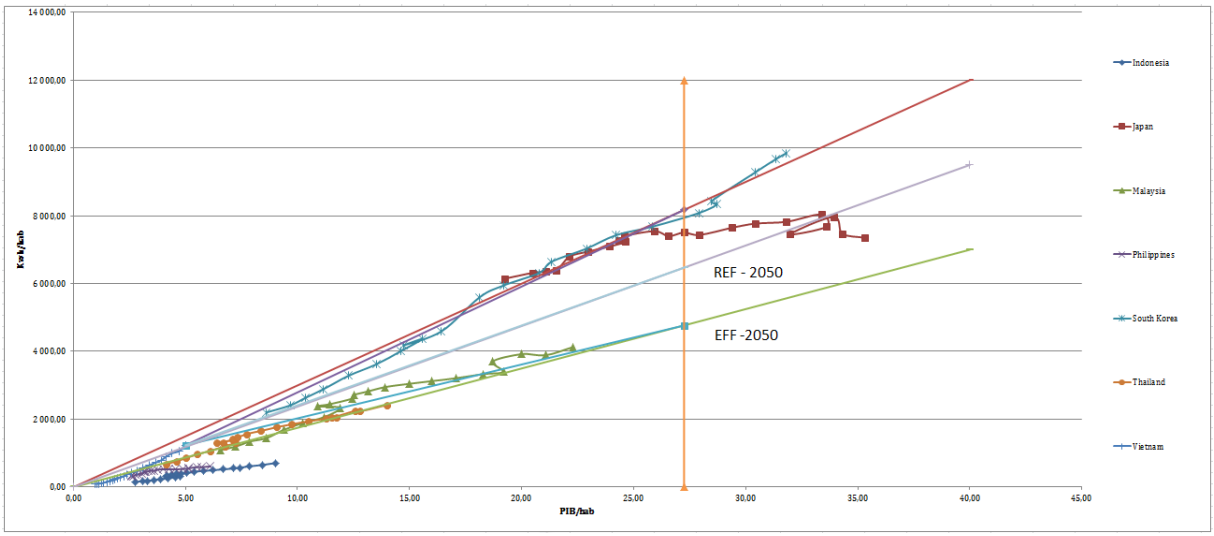
La phase 2 (depuis 2004) concerne les efforts et la mise à exécution du programme de gestion de la demande, ainsi que la promotion de la participation du secteur privé dans les programmes et services de gestion de la demande. Pour le programme de gestion de la demande, EVN met en œuvre un certain nombre d'initiatives visant à réduire la demande en période de pointe sur le réseau électrique. Les principales composantes de l'initiative de gestion de la demande d'EVN sont la promotion des lampes fluorescentes compactes (CFLs - Compact Fluorescent Lamps), la transformation du temps d'utilisation pour les consommations (TOU- Transformation of the time of use), un programme pilote de contrôle de charge directe (DLC - Direct Load Control) et des programmes de soutien, lesquels comprennent les activités de contrôle de charge, une étude sur les règlements nécessaires à la gestion de la demande, une volonté de dépistage et de mise en œuvre des programmes pilotes de gestion et un conseil concernant le suivi et l'évaluation du programme (Tableau 3.3.).

Programme	Réduction de capacité de point (MW)	Conservation d'électricité (GWh)
TOU	69,7	
DLC	3,1	
CFL	33,4	303
FTL	14,4	173
Tong	120,5	496

Tableau 3.3. Les objectifs du programme DSM de phase 2[48]

c. *Tendance de l'intensité électrique*

Nous avons projeté la demande nationale de l'électricité sur la base de son intensité. (Voir le graphique 3.8).



Graphique 3.8. Consommation en fonction des revenus par habitant des pays asiatiques (1990-2012)[49]

L'intensité d'électricité estimée à partir de la base des données du Vietnam était de 96,40 kWh / 1000 USD PPA2010 en 1990, à 137,22 kWh / 1000 USD PPA2010 en 2000, enfin à 247,01 kWh /1000 USD PPA2010 estimés pour 2012. Selon les études servant de cadre aux politiques concernant l'efficacité énergétique et les programmes de gestion de la demande d'électricité, et au regard des avis des experts sur les résultats de la mise en œuvre de ces

[48] Source : Institute of Energy, 2011

[49] Source : l'auteur, d'après les données de la base de données d'Enerdata,

programmes de maitrise de la demande d'électricité du Vietnam, nous avons fait l'hypothèse selon laquelle l'intensité énergétique du Vietnam ira en diminuant d'environ 6%/an pour la période 2012-2050 dans le scénario de référence.

1.1.5. Les technologies de production de l'électricité

Les technologies de production d'électricité sont caractérisées par des coûts en capital, des coûts variables et fixes de fonctionnement et par leur rendement. Dans cette étude, les hypothèses de coûts d'investissement et de coûts de production sont prises dans l'onglet TECHPOL de l'outil ELECSIM, qui est extrait de la base de données Techpol du modèle POLES, et est utilisé pour l'étude du master plan 7 du Vietnam (Institute of Energy, 2011). Ce tableur permet une approche cohérente des coûts des différents moyens de production en termes de LCOE-Levelized Cost Of Electricity (coûts de référence). Une fois connues les capacités installées et le coût complet d'investissement, on peut calculer le programme d'investissement pour chaque année entre 2012 et 2040[50].

Les coûts des technologies évoluent au fil du temps dans le scénario de référence, du fait des courbes d'apprentissage et des économies d'échelle, notamment avec la baisse des coûts des technologies thermiques, CCS, éoliennes, solaires et photovoltaïques au fil du temps. (Voir le tableau 3.4).

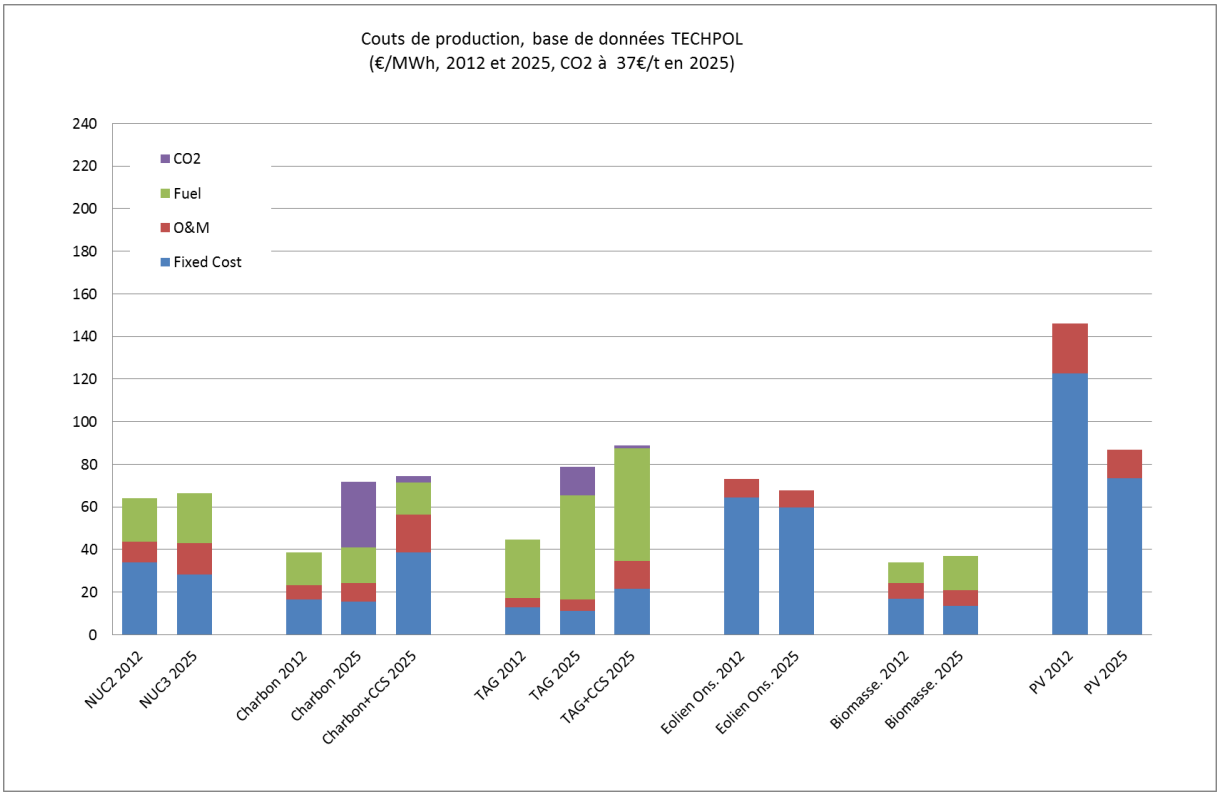
[50] Patrick Criqui (2013) souligne, à juste titre, que pour déterminer l'investissement nécessaire à partir de 2040, il est nécessaire d'élaborer des hypothèses sur la production d'après 2050.

Technologies	2012	2025	2030	2050
Nucléaire	4 726	3 938	3 745	3 063
Hydraulique	1 400	1 300	1 287	1 237
Petit hydraulique	1 528	1 419	1 405	1 350
Eolien onshore	2 531	2 350	2 292	2 073
Biomasse	1 417	1 134	1 106	1 000
Photovoltaïque	2 851	1 889	1 796	1 469
Géothermie	2 113	1 852	1 806	1 634
Charbon sans CCS	1 740	1 631	1 591	1 439
Charbon CCS 25		4 686	4 570	4 134
Gaz sans CCS	1 225	1 062	1 046	985
Gaz CCS 25		2 064	2 013	1 821

Tableau 3.4. Coût complet d'investissement des technologies électriques[51]

Les investissements concernant le renforcement du réseau, les raccordements et les équilibres du réseau dans les énergies renouvelables sont estimés à partir d'hypothèses cohérentes, reprises de l'étude du master plan 7 du Vietnam (Institute of Energy, 2011), puis validées en fonction des hypothèses concernant la part de l'électricité renouvelable. Enfin, il s'agit de calculer un coût de production par type de centrale et le coût total pour l'ensemble du parc, puis un coût moyen ramené au kWh, accompagné des informations relatives au niveau et au coût des émissions de CO2 associées (valorisé en utilisant une valeur sociale du carbone qui est présenté dans la partie 3.1.1.7).

[51] Source : l'auteur, d'après la simulation d'ELECSIM



Graphique 3.9. Coûts de production d'électricité selon les technologies[52]

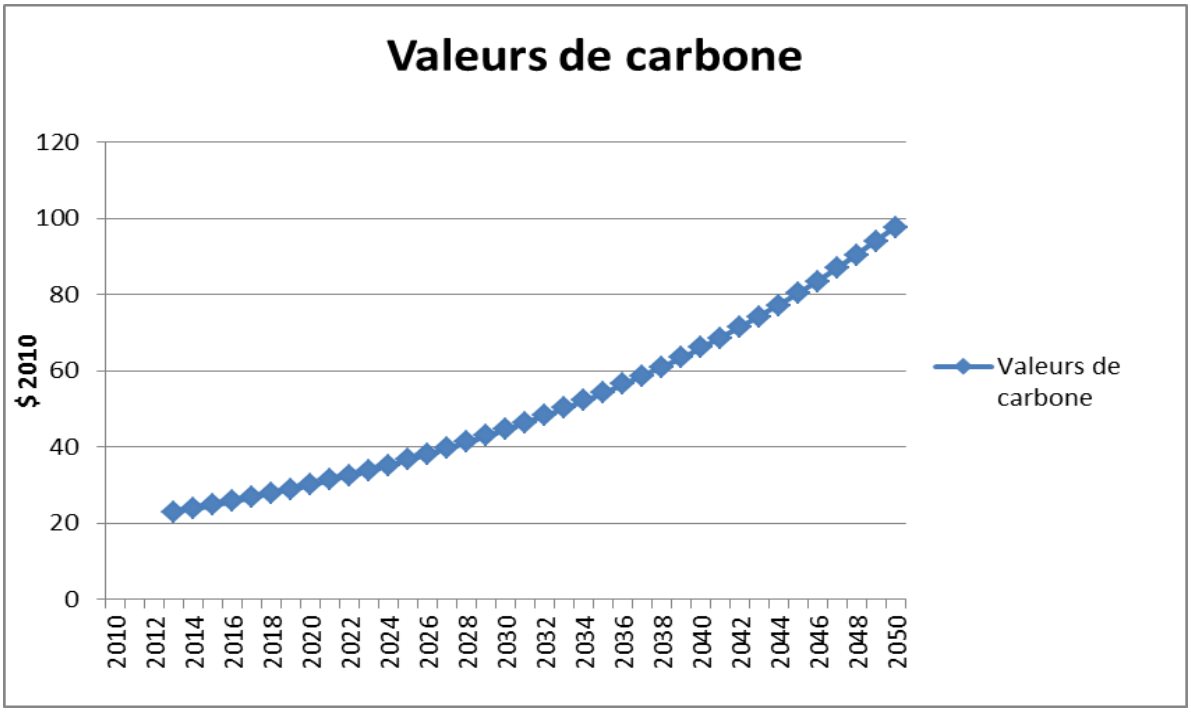
Le rapport coût-efficacité d'une technologie dépend aussi des subventions qui peuvent lui être versées par les gouvernements pour des raisons environnementales, notamment pour encourager les technologies innovantes spécifiques ; pour l'éolien, l'Etat apporte un soutien d'environ 1 cent $ par kWh. Les subventions publiques seront utilisées pour favoriser la pénétration des technologies jugées à la fois propres et à terme économiquement efficaces. Ces aides doivent favoriser la réduction des coûts des technologies choisies, afin de les rendre progressivement plus compétitives.

1.1.6. Valeurs de carbone

La valeur du carbone constitue la valeur duale de la contrainte d'émission de chaque scénario de « décarbonisation » (Criqui & Ilasca, 2011). Dans les scénarios REF et EFF, lesquels supposent que le Vietnam n'aura pas de contraintes de réduction des émissions pour la production sur la période 2013-2050 cette valeur est nulle. En revanche dans les scénarios de « décarbonisation », cette valeur est introduite dans le coût de production d'électricité, et elle reflète le coût social du carbone pour mettre le système électrique en conformité avec les objectifs de

[52] Source : l'auteur d'après la simulation d'ELECSIM

réduction des émissions de CO2. La valeur ou le prix du carbone de 20$/tCO2 en 2010 augmente progressivement de 4% par an jusqu'en 2050. Son évolution est présentée sur le graphique 3.10.



Graphique 3.10. Valeurs de carbone[53]

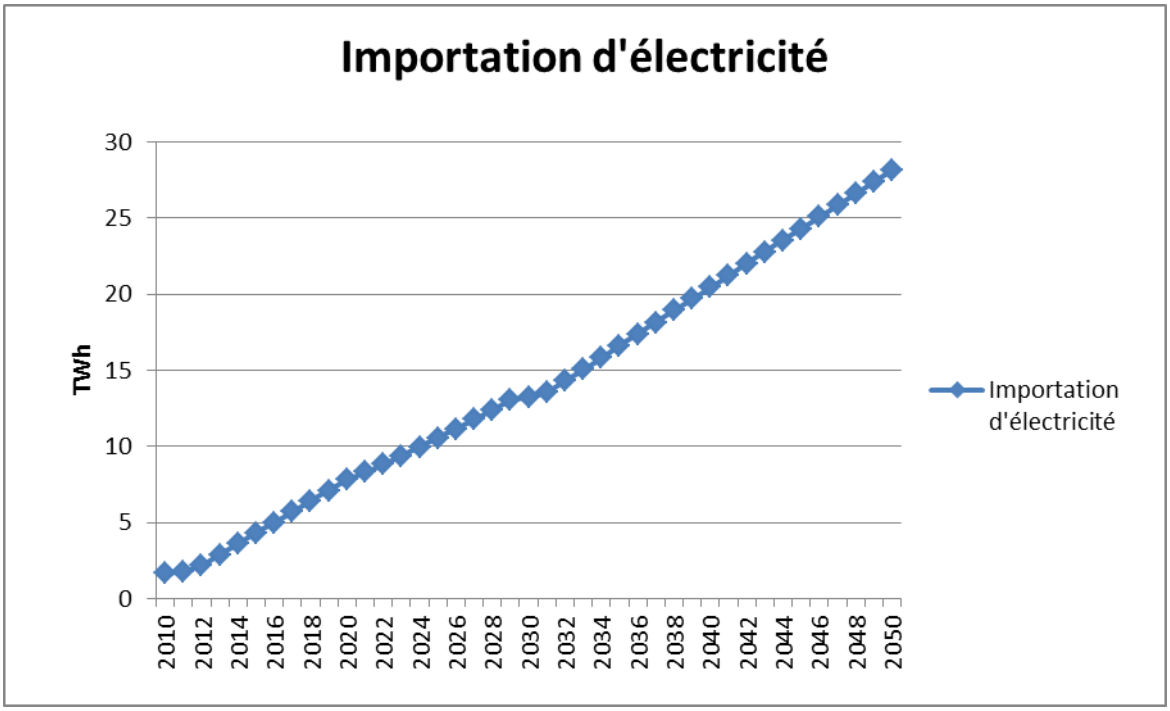
1.1.7. Autres hypothèses

Elles concernent l'importation d'électricité d'origine hydraulique, le taux d'actualisation et le taux de change.

a. Importation d'énergie hydroélectrique

L'hypothèse de l'importation de l'énergie d'origine hydroélectrique implique une étude du potentiel correspondant des pays voisins, lequel est présentée dans le master plan 7 (Institute of Energy, 2011). Cette hypothèse est utilisée pour tous les scénarios de cette étude. Elle est présentée dans le graphique 3.11.

[53] Source : l'auteur d'après la simulation d'ELECSIM



Graphique 3.11. Importations d'électricité (TWh)[54]

b. Le taux d'actualisation

Dans les projets de construction des centrales électriques, le taux d'actualisation joue un rôle important dans la détermination des coûts d'investissement et de production de l'électricité. Les technologies bas carbone ont souvent des coûts de capital élevés, qui se répercutent sur les coûts de production de l'électricité. Cette étude vise à montrer quelques chemins conduisant au développement durable du secteur électrique du Vietnam. Pour un développement durable du secteur électrique, le Vietnam doit encourager la mise en œuvre des technologies les plus avancées sur le plan des émissions. Par conséquent, cette étude suggère que le taux d'actualisation devrait se situer à un niveau relativement bas, de l'ordre de 4% pour le calcul du coût de production d'électricité au Vietnam pour la période 2012-2050.

c. Taux de change

La modélisation économique dans cette étude se base sur l'unité monétaire internationale, le dollar américain. Toutes les valeurs monétaires sont exprimées en dollars constants de 2010. L'hypothèse du taux de change du dollar en

[54] Source : l'auteur, d'après les données de la base de données d'Enerdata, (Institute of Energy, 2011)

monnaie nationale est retenue, soit 19.050 VND/$ en 2010, hypothèse déjà retenue dans le master plan 7 (Institute of Energy, 2011).

Le tableur ELECSIM a été construit à partir d'une note élaborée début 2012 pour analyser les conséquences d'un passage à 50% de nucléaire à l'horizon 2025. Il a été redéveloppé sous sa forme actuelle dans le cadre de la préparation des travaux du groupe d'experts du DNTE.

Pour la production d'électricité, l'idée de base est de :

1. partir de la consommation et des exportations d'électricité (paramétrables),

2. de formuler une hypothèse simple de déclassement des centrales nucléaires existantes en termes de durée de vie moyenne (initialement lissée et linéaire, ou dans une deuxième version développée par L. Benichou reproduisant fidèlement la durée de vie du parc),

3. puis de supposer que la capacité décroit, jusqu'à ce qu'un seuil-plancher de nucléaire soit atteint (initialement 50%, mais paramétrable entre 80% et 0%) ; lorsque ce seuil est atteint on suppose que les nouveaux investissements nucléaires ont été déclenchés en T-8 pour maintenir la part en production du nucléaire.

On a alors un reste à produire non nucléaire qui constitue l'espace de déploiement des renouvelables et de la capacité thermique à flamme associée. La prise en compte d'un mix de production équilibré éolien, PV et TAG et des facteurs de charge associés (sans doute la partie du tableur qui devrait être plus élaborée), permet alors de calculer les capacités installées des différents moyens de production.

Une contrainte de sécurité en puissance installée programmable, par rapport au pic de demande, permet de définir la puissance de TAG à installer en backup des ERV-Energies Renouvelables Variables. Le facteur de charge spécifique des ces TAG peut être considéré comme égal à 0 puisqu'elles assurent le bouclage en puissance, le bouclage en énergie étant assuré par les autres TAG, mais le facteur de charge moyen gaz diminue d'autant, simulant ainsi l' « effet de compression »).

Les hypothèses de coûts d'investissement et de coûts de production sont prises dans l'onglet TECHPOL du même tableur, qui est extrait d'une base de données développée depuis de nombreuses années par le laboratoire EDDEN pour le modèle POLES dans différents programmes européens FP7. Ce tableur permet une approche cohérente des coûts des différents moyens de production en termes de LCOE-Levelized Cost Of Electricity (à l'image des anciennes études "coûts de référence" de la DGEMP). Une fois connues les capacités installées et le coût complet d'investissement, on peut calculer le programme d'investissement

pour chaque année entre 2012 et 2040 (aller pour l'investissement après 2040 imposerait des hypothèses sur la production après 2050).

Les investissements de sureté post-Fukushima, d'extension de durée de vie et de coût de démantèlement pour le nucléaire et les investissements de renforcement du réseau, raccordement des ERV et équilibrage du réseau pour les renouvelables sont estimés à partir d'hypothèses contrastées reprises respectivement du rapport de la CC et de RTE, puis linéarisées en fonction des hypothèses de part du nucléaire et de durée de vie des centrales.

Enfin la dernière couche permet de calculer un coût de production par type de centrale et total pour l'ensemble du parc, un coût moyen ramené au kWh, le niveau et le coût des émissions de CO2 associées (valorisé à la valeur tutélaire du carbone du rapport Quinet : 100€/tCO2 en 2030, 200 en 2050).

Le principal intérêt de ce tableur est sans doute de fournir une vision dynamique, intégrée et comptablement bouclée (en énergie et en puissance) des principales variables caractérisant le secteur électrique, ainsi qu'un premier chiffrage des coûts. Evidemment de nombreuses hypothèses simplificatrices on dû être faites (notamment sur les hypothèses du mix de production ou sur les coûts des ERV, décroissants avec les effets d'apprentissage, mais indépendants des quantités produites et des potentiels mobilisés). De même, les hypothèses de coût d'investissement sont contestables, mais si elles peuvent être contestées c'est bien parce qu'elles sont explicites (donc modifiables dans le modèle).

Source : (Criqui, 2013)

1.2. Les scénarios des choix politiques

Dans cette section, cinq scénarios utiles seront proposés pour un développement durable du système de l'électricité au Vietnam, avec un scénario d'efficacité énergétique (EFF) sur lequel seront appliquées quatre stratégies de « décarbonisation » principaux s'appuyant respectivement sur les énergies renouvelables (REN), le choix de l'énergie nucléaire (NUC) ou de l'énergie thermique avec application de la technologie CCS (CCS) et un mix électrique bas carbone équilibré (EQU). Il s'agit d'en mesurer l'efficacité énergétique (Asia-Pacific Economic Cooperation (APEC), 2009) et leur capacité de « décarbonisation » pour 2050. Cette analyse appliquera la méthode utilisée dans l'étude du projet DDPP Les choix politiques étudiés proposent d'explorer cinq combinaisons différentes sur la base de quatre procédés favorables à la « décarbonisation ».

Les quatre scénarios de décarbonisation (NUC, CCS, REN et EQU) doivent satisfaire aux mêmes niveaux d'exigence concernant l'intensité d'émissions de CO2, soit environ 63 à 84 gCO2/kWh, l'objectif de « décarbonisation » proposé

pour 2050. Cet objectif est celui qui est retenu par deux pays en développement d'Asie : l'Inde et l'Indonésie (SDSN & IDDRI, 2014). Cela rend les impacts énergétiques, environnementaux et économiques comparables dans tous les scénarios, lesquels sont évalués en termes de sécurité d'approvisionnement, de compétitivité du secteur électrique et de coût du système électrique. Tous les scénarios utilisent les mêmes hypothèses concernant les taux de croissances économiques et démographiques, mais aussi les prix des combustibles fossiles résultant des projections du résultat d'une étude sur le Vietnam (« électricité plan directeur 7 »). Cependant, les scénarios doivent aussi intégrer des hypothèses politiques, lesquelles seront précisées plus tard. On peut alors distinguer le scenario EFF (efficacité économique), le scenario nucléaire (NUC), le scenario CCS (Carbon Capture and Storage), le scenario REN (renouvelables) et le Scénario équilibre (EQU).

1.2.1. Scénario d'efficacité énergétique (EFF)

Ce scénario retient plusieurs hypothèses, comme les projections à long terme des croissances économiques et démographiques, la tendance à l'augmentation des prix des combustibles fossiles et la valeur (exprimée en coût social du carbone) du carbone comme le scénario de référence. Ce scénario est soutenu par un engagement politique concernant l'efficacité énergétique et sa conservation d'ici à 2050, pour atteindre l'intensité d'électricité de la Thaïlande et de la Malaisie - deux pays qui ont un niveau économique plus développé que le Vietnam dans la même région d'Asie du Sud-Est. Un objectif de réduction de 25% de la consommation d'électricité d'ici à 2050 est proposé dans ce scénario, par rapport au scenario de référence. Il est fondé sur les nouvelles exigences pour les appareils électriques et les nouveaux bâtiments, la rénovation des bâtiments existants et l'obligation de réduction de l'offre d'électricité face à la demande des utilisateurs.

L'efficacité énergétique est un élément clé de toutes les options des scénarios politiques examinés, car elle est la meilleure option pour réduire la demande d'électricité et les émissions de CO2 dans le secteur électrique vietnamien (N. T. Nguyen, 2011). Sa contribution est importante dans tous les scénarios de décarbonisation de la production d'électricité. Une amélioration de l'intensité de l'énergie de l'ordre de 0,5% par an est un choix politique. L'efficacité énergétique des scénarios NUC, REN, CCS et EQU, est identique à celle du scénario EFF. Ce résultat est obtenu par le même moyen, en se concentrant sur la maîtrise de la demande.

1.2.2. Scénario nucléaire (NUC)

Ce scénario suppose que la perception du public et du décideur politique concernant la sûreté nucléaire soit acceptable et que la mise en œuvre des solutions techniques pour la gestion des déchets soit résolue. Il suppose d'abord une forte politique volontariste en faveur de la construction des centrales nucléaires et l'extension des projets d'investissement dédiés après 2030 (Institute of Energy, 2011), et ensuite une attitude positive de l'opinion publique concernant ce choix. Dans cette perspective, une accélération de la capacité nucléaire devra être déployée pour faire face au remplacement des énergies fossiles. Cette option politique est basée sur une grande confiance dans la sûreté nucléaire et la construction des centrales ; elle est actuellement en cours de planification dans le master plan 7. Ce scénario met en évidence la contribution de l'énergie nucléaire en faveur de la « décarbonisation » en vue de résoudre le défi mondial du changement climatique au Vietnam. Ce scénario suppose, à l'horizon 2050, une part du nucléaire de l'ordre de 40% de la production d'électricité nationale.

1.2.3. Scénario CCS (Carbon Capture and Storage)

La contribution de l'énergie de la CCS vers la « décarbonisation » est tributaire du niveau de consommation des combustibles fossiles dans les grandes unités, elle doit être suffisante pour justifier économiquement le déploiement de cette technologie. La réalisation de ce scénario suppose une faible acceptation par le public des centrales nucléaires conduisant à l'annulation de son déploiement dans le pays. Dans ce cas, l'installation de technologies de substitution CCS de combustibles fossiles pour produire de l'électricité peut s'avérer intéressante. Ce scénario suppose que les investisseurs aient confiance dans le CCS comme une technologie de décarbonisation principale, crédible et commercialement viable. L'acceptation des réseaux de stockage et de CO2 doit aussi être élevée. La part des CCS dans la production d'électricité est cependant limitée par le degré de son efficacité énergétique, la décentralisation de l'approvisionnement de l'électricité, le niveau des énergies renouvelables et la pénétration nucléaire. Le scénario proposé accorde 50% de la production d'électricité au CCS en 2050. Les centrales à CCS se substituent complètement à l'énergie nucléaire dans ce scénario.

1.2.4. Scénario renouvelable (REN)

Les énergies renouvelables sont aussi un ingrédient clé dans toute politique de « décarbonisation ». Le scénario REN vise à parvenir à une plus grande part de pénétration des énergies renouvelables dans la production d'électricité, en se

fondant principalement sur l'offre intérieure. Il faut aussi rappeler la nécessaire sécurité de l'approvisionnement en électricité ; dans ce cas, l'augmentation de développement des énergies renouvelables doit se faire sur une base domestique. Ce scénario suppose que la part des énergies renouvelable dans la production d'électricité passe à 40% pour 2050. Ce choix suppose une politique en matière de permis et d'accès préférentiel au réseau, une intégration des énergies renouvelables dans le marché électrique, le développement de nouvelles infrastructures, la maîtrise du stockage et le contrôle de la demande.

1.2.5. Scénario équilibre (EQU)

Ce scénario montre un chemin de « décarbonisation » dans lequel toutes les sources d'énergie bas carbone peuvent être concurrentes sur le marché, sans mesure de soutien spécifique plus marqué pour l'une ou l'autre des options ; il suppose aussi l'acceptation de l'énergie nucléaire et du CCS. Il offre une pénétration significative aux énergies du nucléaire et du CCS, lesquelles nécessitent des investissements à grande échelle et ne comprennent pas de mesures ciblées supplémentaires en plus de l'intégration du coût du carbone. Ce scénario est principalement fondé sur les valeurs de carbone, lesquelles influencent les choix technologiques et le comportement de la demande. Les valeurs du carbone sont définies en fonction du critère prioritaire de la réduction des émissions. Elles représentent un coût plus ou moins important pour les producteurs d'électricité. Par leur présence, elles changent la prise de décision des producteurs. Leur niveau de réalisation implique une hypothèse précise concernant la réduction des GES et de l'investissement en faveur des énergies renouvelables. Les technologies favorables à l'efficacité énergétique sont alors favorisées. Ce scénario suppose également que les investisseurs aient confiance dans la crédibilité et la commercialisation des technologies CCS, ainsi que dans la capacité des réseaux de stockage de CO2. Dans ce scenario, les investisseurs et les populations gardent aussi confiance dans le nucléaire, car la sécurité est jugée suffisante et la question des déchets nucléaires résolue.

2. LES SCENARIOS DU DEVELOPPEMENT DU SECTEUR ELECTRIQUE

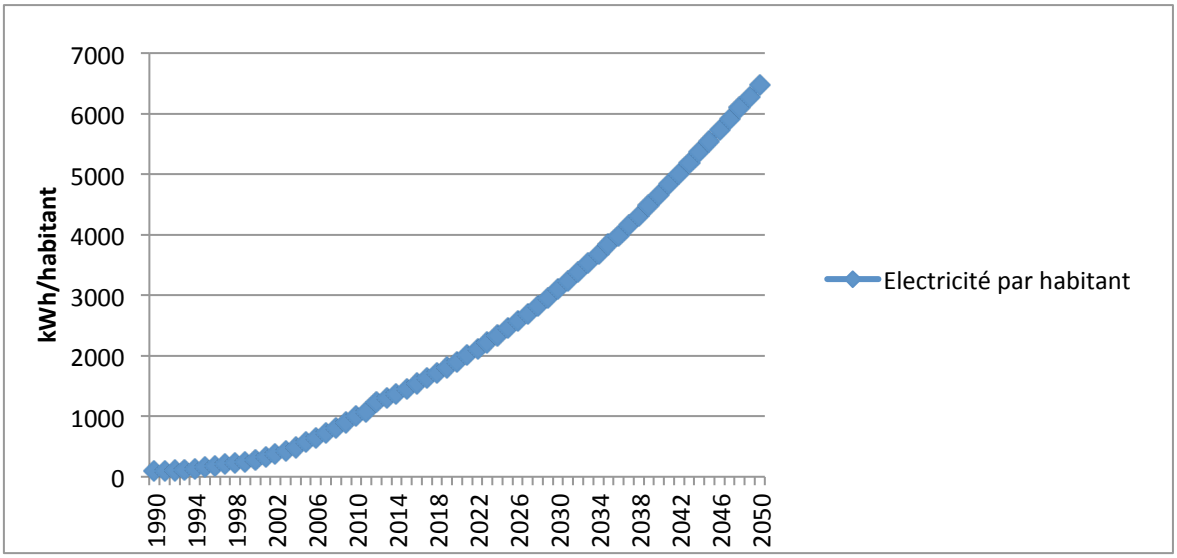
Il s'agit maintenant de décrire les scenarios REF, NUC, CCS, REN et EQU.

2.1. Scénario REF

Il s'agit de mettre en évidence la demande d'électricité, sa production et la capacité installée.

2.1.1. La demande d'électricité

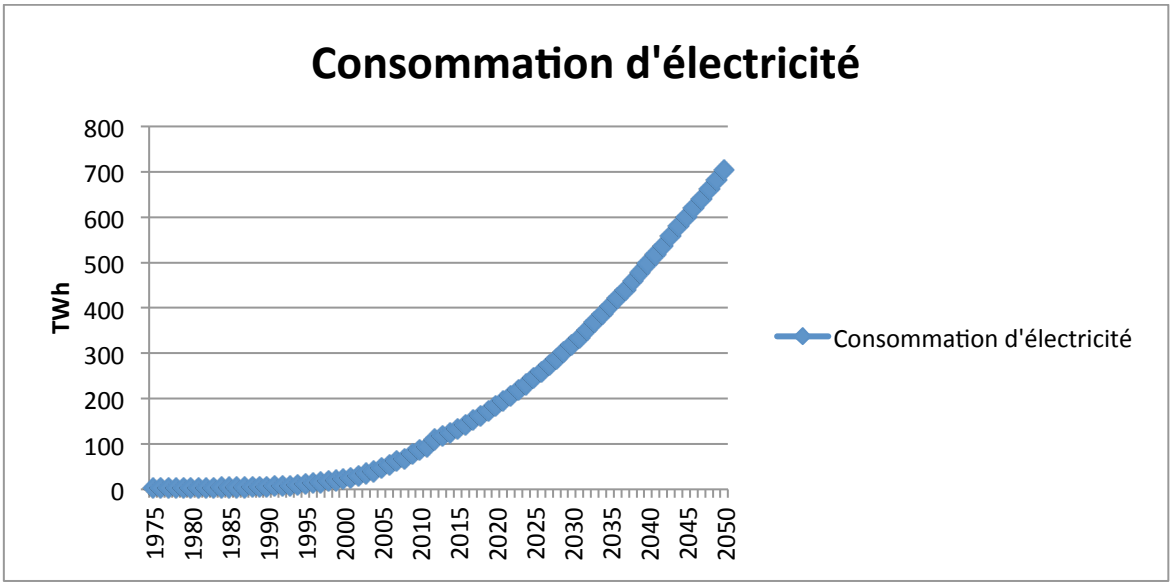
La demande d'électricité par habitant augmente presque proportionnellement au revenu. Le taux de croissance de l'électricité est de 6,05% par an entre 2010 et 2030 et de 4,01% par an de 2030 à 2050 (Graphique 3.12), comparativement à une moyenne de 13,23% par an entre 2000 et 2010 et de 11,91% par an au cours des années quatre-vingt-dix. Cela signifie qu'il est nécessaire d'améliorer l'efficacité énergétique dans tous les secteurs de l'économie. Le principal facteur conduisant à la réduction rapide de la demande d'électricité par habitant est le taux de croissance du revenu par habitant, lequel diminue régulièrement pendant la période d'étude. En outre, la demande d'électricité dans le secteur résidentiel a tendance à ralentir, car la prise de conscience des économies d'électricité par la population augmente progressivement. En outre, les augmentations du prix de l'électricité obligent une partie de la population à faible revenu à limiter sa consommation d'électricité pour les besoins domestiques du chauffage et de la cuisine.



Graphique 3.12. Consommation d'électricité par habitant[55]

La consommation d'électricité par habitant sera multipliée par un coefficient légèrement inférieure à 7, alors que, dans le même temps, la population du Vietnam augmentera de 25 %. Dans ce cas, la consommation d'électricité au Vietnam devrait être multipliée par un facteur 8 de 2010 à 2050 (Graphique 3.13).

[55] Source : l'auteur d'après la simulation d'ELECSIM



Graphique 3.13. Consommation d'électricité du Vietnam[56]

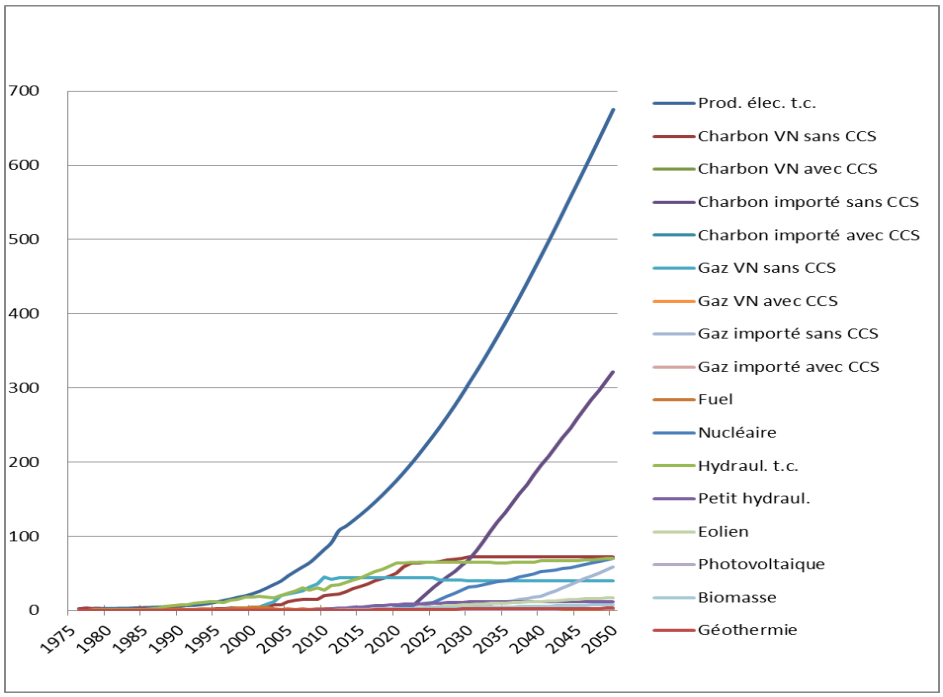
2.1.2. Production d'électricité

Dans le scenario de référence, la production d'électricité augmente d'un facteur 8, en passant de 82 TWh en 2010 à 675 TWh en 2050 (Graphique 3.13). La part de la production thermique, grâce notamment à des technologies haute performance (46 % pour le charbon, 50 % pour le gaz), augmente jusqu'en 2050, parce que les autres sources ne peuvent pas répondre à la croissance de la demande. Une partie de cette chaleur est utilisée pour d'autres applications par les systèmes de cogénération ou à la mise en place de cycles combinés. Le fuel disparaît alors du secteur électrique en 2020. Le Vietnam est un producteur et consommateur de charbon. Il continuera à dépendre fortement du charbon pour la production d'électricité. Il est prévu dans ce scénario que la part de l'électricité à base de charbon augmente de 21% à 58% sur la période 2010-2050. En dépit d'une expansion continue, le développement de l'électricité à partir du gaz naturel n'augmente pas dans la production totale d'électricité, et sa part diminue même de 43,3% en 2010 à 15% en 2050. Cela représente un changement structurel important.

L'électricité d'origine hydraulique augmentera fortement jusqu'en 2020, puis plus lentement à partir de 2020. Cela impactera en particulier les grandes centrales hydroélectriques, dont la part de marché devrait passer de 33,5% à 10,4%. Au contraire, la croissance de la production d'électricité à partir de la biomasse, de petites centrales hydroélectriques, des énergies solaires et éoliennes

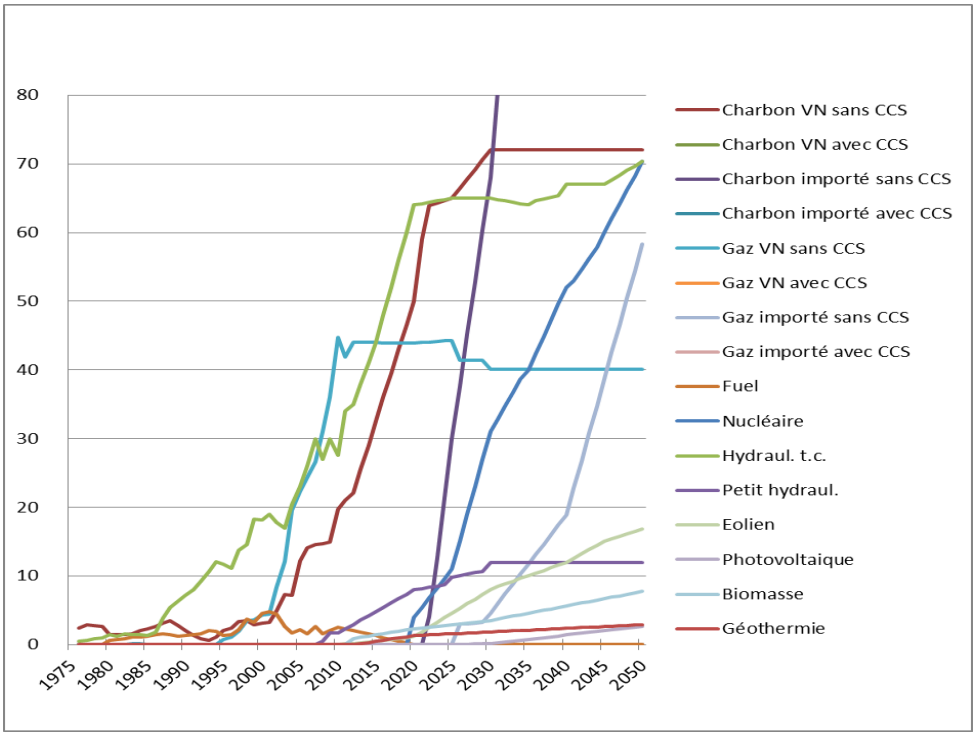
[56] Source : l'auteur, d'après la simulation d'ELECSIM

est remarquable, elle représente près de 6,5% par an sur la période 2010-2050. La production d'électricité à partir des ressources renouvelables se développe fortement, avec une croissance de 11,38% par an jusqu'en 2030 pour l'éolien et de 6,2% par an pour le photovoltaïque ; cependant, à partir d'une faible base de départ, elle peut ne pas correspondre à la demande croissante souhaitée. En dépit de cette croissance rapide et à cause des niveaux initiaux très faibles, les technologies renouvelables devraient avoir une part relativement faible, de l'ordre de 6,2% en 2050. L'électricité nucléaire commencera à produire au Vietnam à partir de 2020 et augmentera de 7,54% de 2020 à 2050, en prenant une part de 10,4% en 2050. (Graphique 3.14)



Graphique 3.14. Production d'électricité (TWh)[57]

[57] Source : l'auteur, d'après la simulation d'ELECSIM

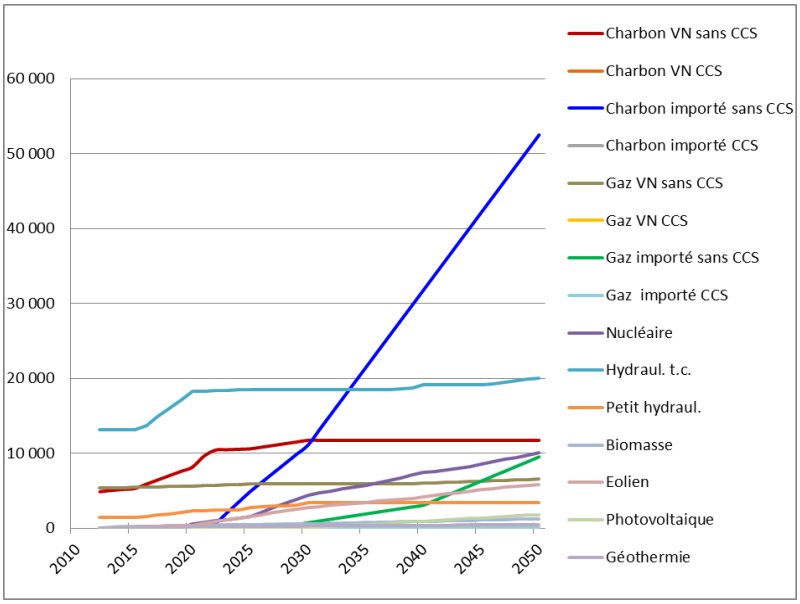


Graphique 3.15. Production d'électricité à partir des énergies renouvelables (TWh)[58]

2.1.3. La capacité installée

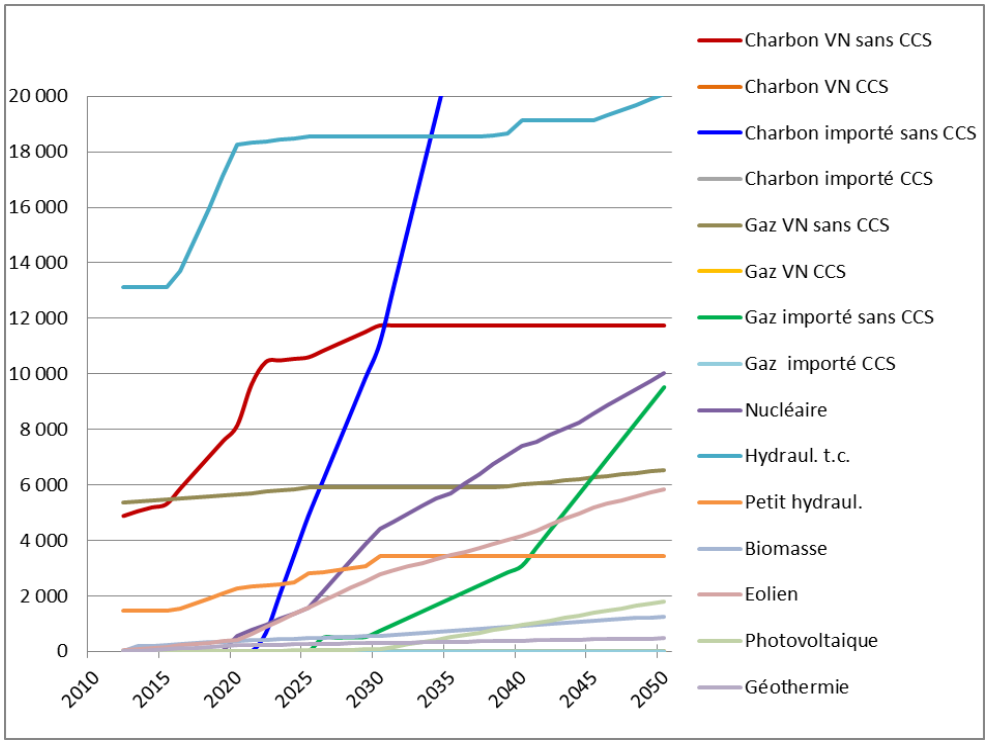
Comme indiqué précédemment, peu d'attention a été accordée à réduire l'intensité des consommations dans ce scénario. Fin 2012, la capacité installée totale du Vietnam était 26,1 GW, dont 4,9 MW (environ 19%) en provenance des centrales électriques au charbon. L'hydro-électricité a contribué pour 13,1 GW, ce qui représente environ 50% de la capacité installée. Il y avait 5,3 GW de capacité de gaz, ce qui représente 20% de la capacité installée. La production de 1,5 GW de fioul a contribué de 5,6% de la capacité installée. L'énergie éolienne et la biomasse ont contribué pour 30 MW et 13 MW respectivement. Les réductions progressives du diesel et du mazout lourd sont attendues (une réduction moyenne de 140 MW par an de 2012 à 2020) et l'électricité au fioul va disparaître du mix électrique du Vietnam à partir de 2020. Ces capacités sont représentées sur le graphique 3.16. Sur la base prévisionnelle de la demande, le scénario de référence prévoit que la capacité installée de toutes les centrales électriques au Vietnam augmentera de 19.500 MW en 2010 jusqu'à 61.000 MW en 2030, les capacités nationales concerneront l'hydroélectricité (30,3 %), le charbon (37,3%), le gaz (13,4%), le nucléaire (7,2%) et les énergies renouvelables (11,6 %).

[58] Source : l'auteur d'après la simulation d'ELECSIM



Graphique 3.16. Capacité installée (MW)[59]

Dans ce scenario, pour 2050, la capacité totale du système électrique du Vietnam atteindra environ 124.000 MW, dont 16,7 % pour l'hydroélectricité, 51,76 % pour le charbon, 13,67 % pour le gaz, 8,09 % pour le nucléaire et 10,31% pour les énergies renouvelables (graphique 3.17).



Graphique 3.17. Capacité installée en électricité renouvelable (MW)[60]

[59] Source : l'auteur, d'après la simulation d'ELECSIM

Indicateur	Unité	2010	2012	2030	2050
POP	Millions	86,8	88,7	103,1	108,7
PIB	Milliards $2010 - PPA	381,9	440,9	1329,0	2962,4
Consommation	TWh	86,8	109,1	318,8	703,6
Production	TWh	82,3	107,4	306,0	675,4
Nucléaire	TWh	0,0	0,0	31,0	70,4
Hydraulique	TWh	27,6	35,0	65,0	70,4
Autre Renouvelable	TWh	1,8	3,7	25,5	42,2
Fossile sans CCS	TWh	52,9	66,0	184,6	492,5
Fossile CCS	TWh	0,0	0,0	0,0	0,0
Nucléaire	%	0,0	0,0	10,1	10,4
Hydraulique	%	33,5	32,6	21,2	10,4
Autre Renouvelable	%	2,2	3,4	8,3	6,2
Fossile sans CCS	%	64,3	65,0	60,4	73,0
Fossile CCS	%	0,0	0,0	0,0	0,0
Nucléaire	MW	0	0,0	4 424	10 040
Hydraulique	MW	7913	13 118	18 550	20 079
Autre Renouvelable	MW	1000	1509	7 133	12 810
Fossile sans CCS	MW	11514	11513	29470	80316
Fossile avec CCS	MW	0	0	0	0

Tableau 3.5. Les indicateurs principaux du scénario REF[61]

2.1.4. Scénario EFF

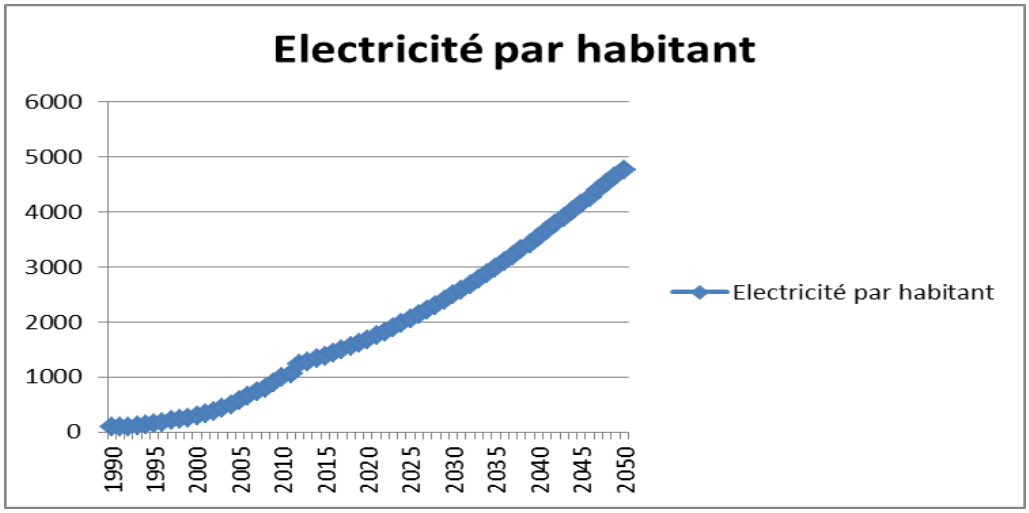
2.1.5. La demande d'électricité

La demande d'électricité par tête augmente de 4,67% par an sur la période 2010-2050. Ce taux de croissance est plus faible que celui du scénario de

[60] Source : l'auteur d'après la simulation d'ELECSIM

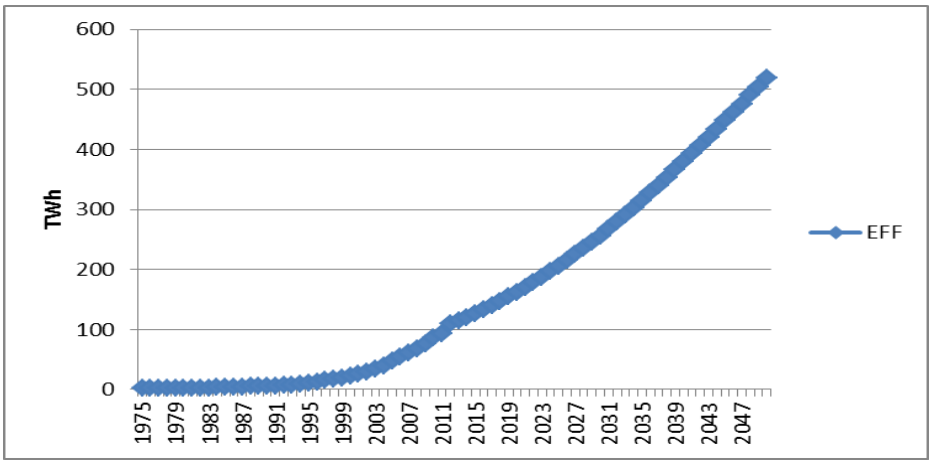
[61] Source : l'auteur d'après la simulation d'ELECSIM

référence (6,05%) pour la même période. La croissance de la demande par habitant dans le scénario EFF est supposée égale à 3,3% par an, comparativement à une moyenne de 4,0% de 2030 à 2050 pour REF. La réduction de 0,65% par an de l'intensité de l'électricité pour la période 2010-2050 dans le scénario EFF reflète les nouvelles possibilités de conservation de l'énergie susceptibles de modifier la demande du secteur électrique du Vietnam (Tableau 3.18).



Graphique 3.18. Consommation d'électricité du Vietnam (KWh)[62]

Les contraintes plus fortes de la politique relative à l'efficacité énergétique conduit à la réalisation d'une réduction d'environ 18 TWh de la demande d'électricité en 2050 comparé au scénario de référence, soit une baisse de 26,32%.



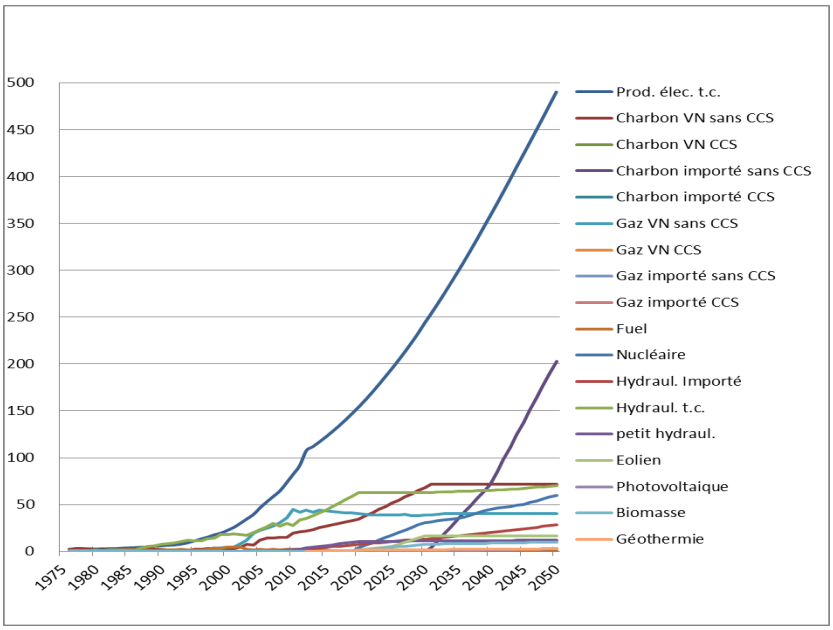
Graphique 3.19. Consommation d'électricité du Vietnam[63]

[62] Source : l'auteur d'après la simulation d'ELECSIM

[63] Source : l'auteur, d'après la simulation d'ELECSIM

2.1.6. La production d'électricité

Grâce à la mise en œuvre des politiques d'efficacité énergétique, le Vietnam économise 27,41% d'électricité des besoins de production dans ce scénario par rapport au scénario de référence en 2050. Il est fait l'hypothèse qu'il n'y a pas beaucoup de mesures ni de politiques visant à encourager le développement de l'électricité provenant des énergies non fossiles ; dans ce contexte, la structure des moyens de production d'électricité du Vietnam ne devrait pas subir de grands changements par rapport au scénario de référence.



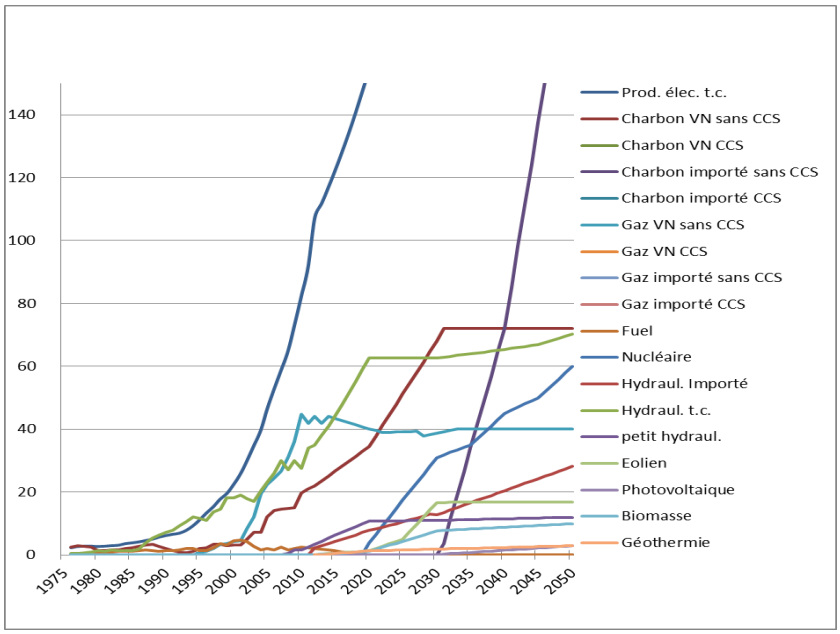
Graphique 3.20. Production d'électricité (TWh)[64]

Dans ce scénario, le Vietnam ne met en œuvre qu'une politique d'efficacité énergétique malgré les contraintes fortes et il ne propose aucun changement important dans les politiques relatives à la production de l'électricité. Avec la politique de développement du secteur électrique actuel, dès 2020, le Vietnam serait à même de satisfaire la demande croissante d'électricité, principalement par l'installation de centrales électriques au charbon, mais la baisse prévue de la demande d'électricité conduit à une baisse de la production des centrales à charbon produisant de l'électricité. La réduction de la demande, compte tenu des apports des autres sources, permet donc au Vietnam de réduire plus que proportionnellement la production de l'électricité par le charbon. La production d'électricité à charbon diminue en termes relatifs et atteindra 300 TWh contre 470 TWh dans le scénario de référence.

---

[64] Source : l'auteur, d'après la simulation d'ELECSIM

Dans le cadre du scenario EFF, l'électricité produite par le charbon présente encore un avantage concurrentiel important, il occupe 46 % des parts de marché à comparer aux 59 % du scenario de référence. L'énergie nucléaire peut également pénétrer le marché du Vietnam dès 2020, mais le volume de sa production en 2050 aura diminué de 10 TWh par rapport au scénario de référence. Cependant le volume total du système de production d'électricité étant réduit, le nucléaire représente encore 12,2 % des parts de marché de l'électricité en 2050. L'hydroélectricité avec ses avantages compétitifs dans le coût de production pénètre facilement le marché de l'électricité du Vietnam, ce système de production peut alors exploiter presque tout son potentiel économique, ce qui représente 14,4% de part de marché.



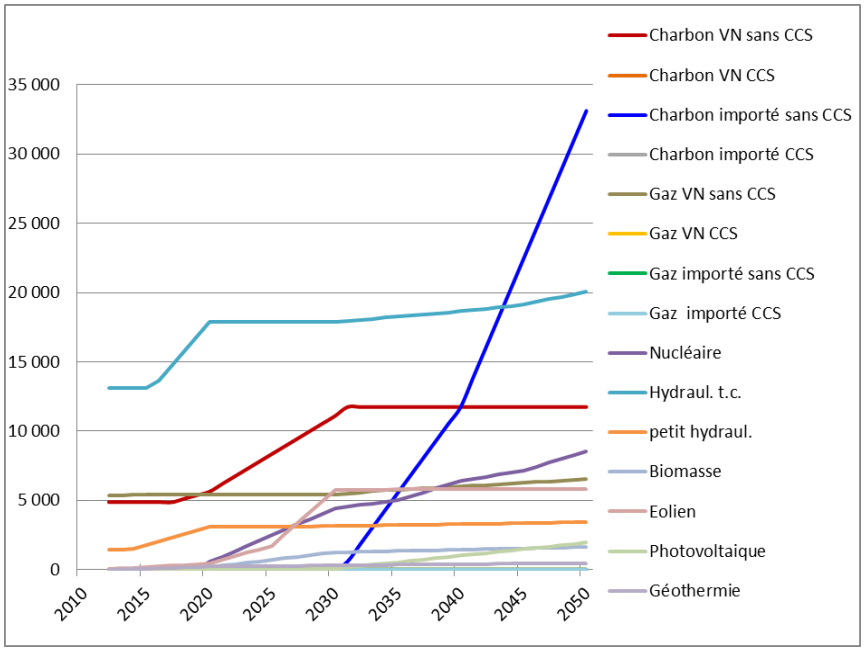
Graphique 3.21. Production d'électricité (TWh)[65]

Les politiques de soutien au développement de l'électricité à partir des énergies renouvelables ne sont pas beaucoup modifiées par rapport au scénario de référence. De sorte que, en 2050, leur développement devrait représenter environ 9 % des parts de marché dans ce scénario par rapport au 6,2 % obtenus avec le scénario de référence. A la même date, les petites centrales hydroélectriques et la biomasse représentent alors environ 2% chacune de la production totale d'électricité au Vietnam, le photovoltaïque et la géothermie n'occupant ensemble que 1% du marché de l'électricité en 2050.

[65] Source : l'auteur d'après la simulation d'ELECSIM

2.1.7. La capacité installée

Dans ce scénario, du fait de l'impact de la demande réduite concernant les besoins de production d'électricité, des économies potentielles permises par les capacités installées pourraient être mises en œuvre. Au cours de la période 2012-2050, le scenario EFF prévoit une économie de consommation d'électricité de l'ordre de 186 TWh par rapport au scénario REF. La demande d'électricité étant inférieure, elle permet de réduire l'effort d'investissement pour les nouvelles capacités de production. En 2050, la capacité épargnée d'EFF par rapport à REF est de 29.900 MW. Le trend de production d'électricité à base de charbon reste constant dans ce scénario, mais conduit à un total installé plus faible. L'augmentation de la capacité installée est de 19.500 MW en 2010, puis de 50.000 MW en 2030. Sa répartition donne à l'hydroélectrique un rôle croissant : 35,72% pour l'hydroélectricité, 22,17 % pour le charbon, 12,83 % pour le gaz, 8,84 % pour le nucléaire et 21,04 % pour les énergies renouvelables.

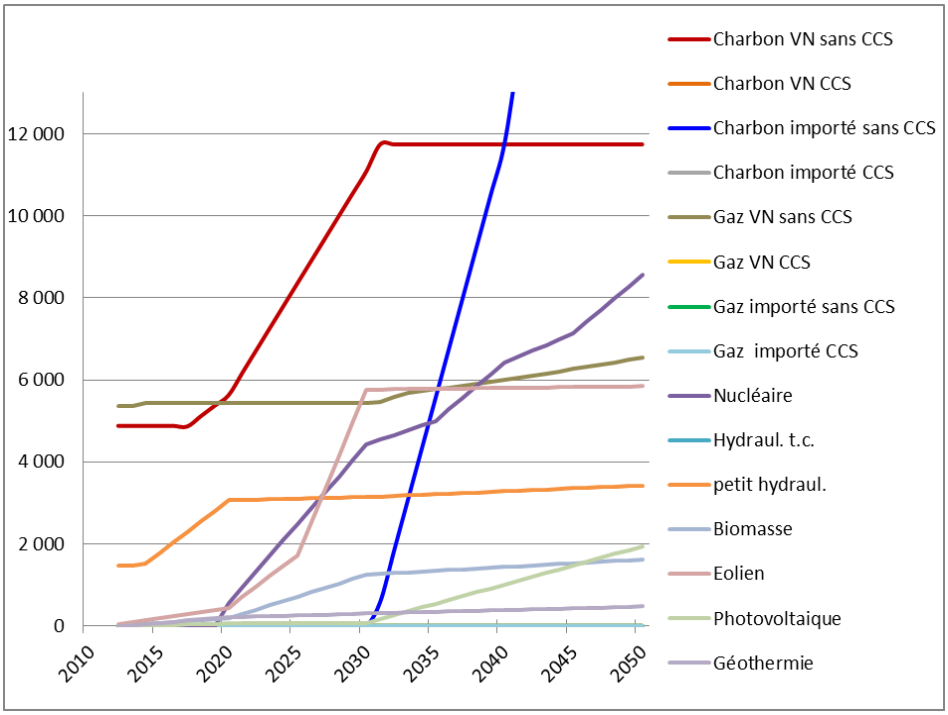


Graphique 3.22. Capacité installée (MW)[66]

Dans ce scénario, le charbon continuera d'être la source d'électricité dominante pour le Vietnam après 2030. Le graphique 3.19 fournit des prévisions concernant la capacité installée d'électricité au charbon du Vietnam, estimée à 11.700 MW en 2050, ce qui témoigne d'un rôle dans le mix électrique qui reste comparable à celui qu'il joue dans le scénario de REF. Le scénario EFF prévoit une

[66] Source : l'auteur d'après la simulation d'ELECSIM

capacité installée de toutes les centrales électriques au Vietnam de 92.800 MW en 2050, se répartissant de la manière suivante : 21,62 % pour l'hydroélectricité, 39,54% pour le charbon, 15,80% pour le gaz, 9,22% pour le nucléaire et 14,33 % pour les renouvelables.



Graphique 3.23. Capacité installée de l'électricité renouvelable (MW)[67]

[67] Source : l'auteur d'après la simulation d'ELECSIM

Indicateur	Unité	2010	2012	2030	2050
POP	Millions	86,8	88,7	103,1	108,7
PIB	Milliards $2010 - PPA	381,9	440,9	1329,0	2962,4
Consommation	TWh	86,8	109,1	256,5	518,4
Production	TWh	82,3	107,4	243,7	490,3
Nucléaire	TWh	0,0	0,0	31,0	60,0
Hydraulique	TWh	27,6	35,0	62,6	70,4
Autre Renouvelable	TWh	1,8	3,7	35,4	41,7
Fossile sans CCS	TWh	52,9	66,0	106,8	315,2
Fossile CCS	TWh	0,0	0,0	0,0	0,0
Nucléaire	%	0,0	0,0	12,7	12,2
Hydraulique	%	33,5	32,6	25,7	14,4
Autre Renouvelable	%	2,2	3,4	17,8	9,1
Fossile sans CCS	%	64,3	65,0	43,8	64,3
Fossile CCS	%	0,0	0,0	0,0	0,0
Nucléaire	MW	0	0	4424	8562
Hydraulique	MW	7913	13118	17865	20079
Autre Renouvelable	MW	1000	1509	10 521	13 304
Fossile sans CCS	MW	11513,5	11513	16 517	51400
Fossile avec CCS	MW	0	0	0	0

Tableau 3.6. Les indicateurs principaux du scénario EFF[68]

2.2. Scénario NUC

2.2.1. La demande d'électricité

Dans ce scénario, le Vietnam met en place une politique fondée sur la demande, comme dans le scénario EFF. Il s'agit donc de simplifier l'étude du rôle du changement du mix de la production d'énergie en vue d'atteindre l'objectif

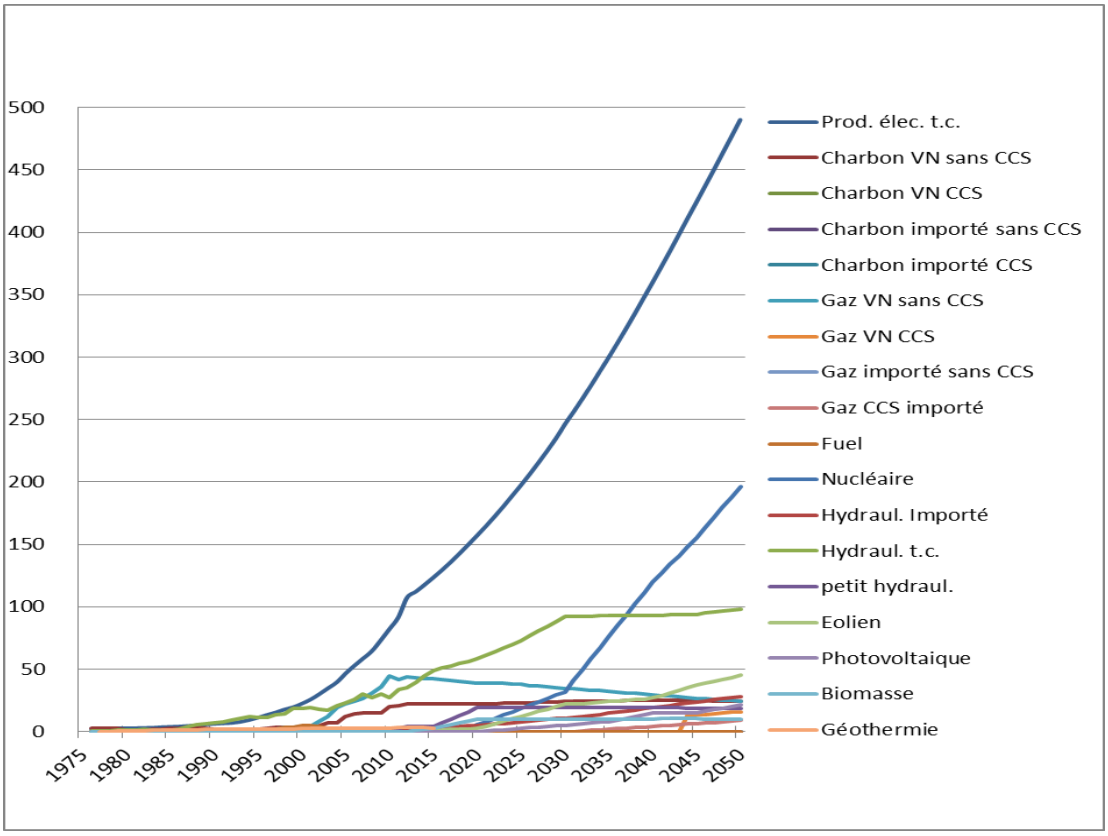
[68] Source : l'auteur d'après la simulation d'ELECSIM

réduisant l'intensité des émissions de CO2 de la production d'électricité de 63 à 84 gCO2/ kWh, notamment avec l'utilisation de l'énergie nucléaire. L'objectif fixé est déterminé analogiquement sur la base de l'évolution de l'offre et de la demande d'électricité de deux pays en développement d'Asie, l'Inde et l'Indonésie (SDSN & IDDRI, 2014). Nous avons supposé que la détermination du prix du carbone exerce un impact indirect sur la réduction de la demande d'électricité. L'électricité est une source d'énergie facile à utiliser, elle peut être produite à partir des énergies renouvelables, non fossiles ou nucléaires.

L'hypothèse concernant la demande d'électricité reste inchangée au regard du changement du mix de production d'électricité disponible en fonction des scénarios de décarbonisation et des hypothèses relatives aux importations d'électricité. L'hypothèse selon laquelle il n'y a aucun changement de la demande et de la production d'électricité du Vietnam dans ce scénario NUC par rapport au scénario EFF au cours de la période d'étude 2012-2050 est retenue.

2.2.2. La production d'électricité

Pour atteindre l'objectif de réduction de l'intensité des émissions de CO2 issues de la production de l'électricité aux niveaux de 63 à 84 g / kWh, il est fait référence aux propositions de deux pays, l'Inde et l'Indonésie, qui appartiennent à la région asiatique dans l'étude DDPP. Nous proposons d'introduire un coût carbone pour les producteurs d'électricité dès 2012.

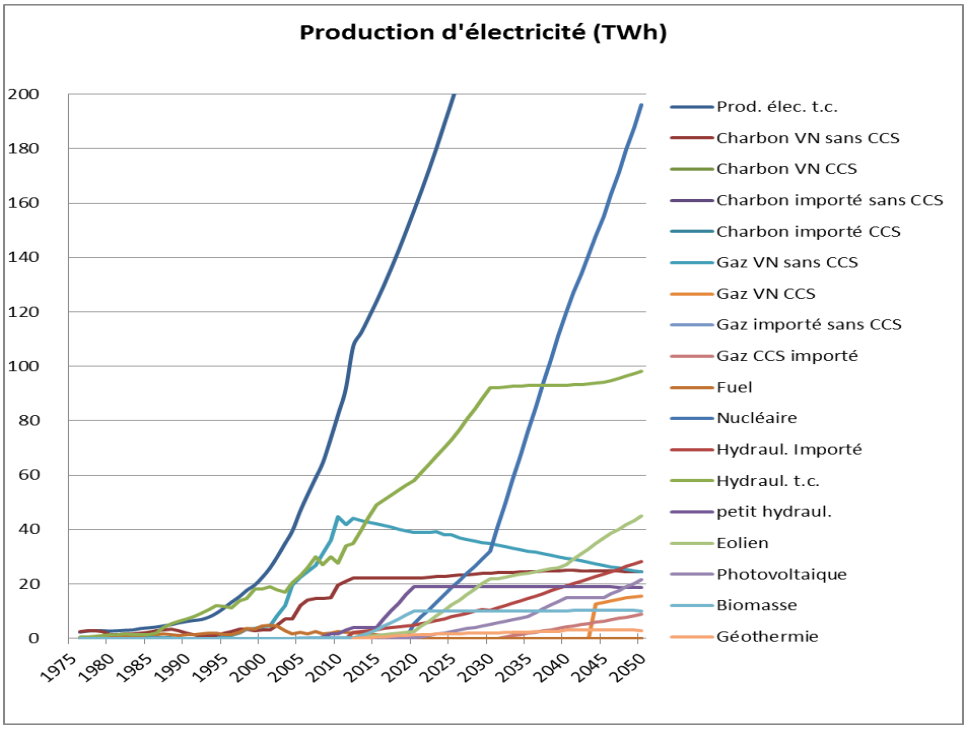


Graphique 3.24. Production d'électricité (TWh)[69]

La valeur du carbone va augmenter progressivement tout au long de la période d'étude, sur la base d'hypothèses présentées en 3.1.1.7. Elle conduit à l'augmentation des coûts de l'électricité produite à partir de combustibles fossiles, par rapport aux autres sources d'énergie en raison de l'augmentation des coûts des émissions de CO2 calculés dans le coût de leur production.

Dans ce scénario, la contribution de l'électricité à partir de sources de combustibles non fossiles augmente de manière significative. L'énergie nucléaire pénètre le marché de l'électricité dès 2020, en raison de son coût compétitif par rapport aux autres sources d'énergie. Elle ne rencontre pas de difficulté pour occuper 40% de part de marché de l'électricité du Vietnam en 2050, plus de 3 fois sa part de marché du scénario EFF. Cependant, malgré une production d'électricité sans émissions de GES, l'énergie nucléaire est souvent soumise à des questions de sécurité et de menace pour l'environnement. Les écologistes affirment que le développement d'autres sources d'énergie – notamment celles qui disposent de potentiels renouvelables encore inexplorés – constituerait une solution alternative plus efficace que l'énergie nucléaire.

[69] Source : l'auteur d'après la simulation d'ELECSIM



Graphique 3.25. Production d'électricité (TWh)[70]

Dans ce scénario, le gouvernement du Vietnam conduit également des politiques concernant l'accès au capital, ainsi que des réductions d'impôt concernant l'utilisation des terres destinées au développement des projets d'énergies renouvelables, en particulier éoliennes et solaires. Avec sa compétitivité en termes de coûts de production au regard des autres sources d'électricité comme le nucléaire ou les combustibles fossiles, l'électricité éolienne prend rapidement une part accrue sur le marché de la production d'électricité du Vietnam, soit près de 10% de la production totale d'électricité en 2050 dans ce scénario. Avec un soutien politique pour une meilleure compétitivité en termes de coûts de production, l'énergie éolienne est susceptible de se développer à partir de 2025, qui contribuera à renforcer la part de l'énergie renouvelable jusqu'à représenter 20% de la production d'électricité du Vietnam en 2050, une augmentation de plus de deux fois la part de marché proposé par EFF, le scénario de l'efficacité énergétique.

L'énergie solaire est fortement soutenue dans ce scenario, mais son coût de production est élevé, elle ne représente d'ailleurs que 4% de part de marché en 2050. La biomasse se heurte à la politique de sécurité alimentaire, un objectif important de la stratégie de développement durable du Vietnam ; si elle dispose

[70] Source : l'auteur, d'après la simulation d'ELECSIM

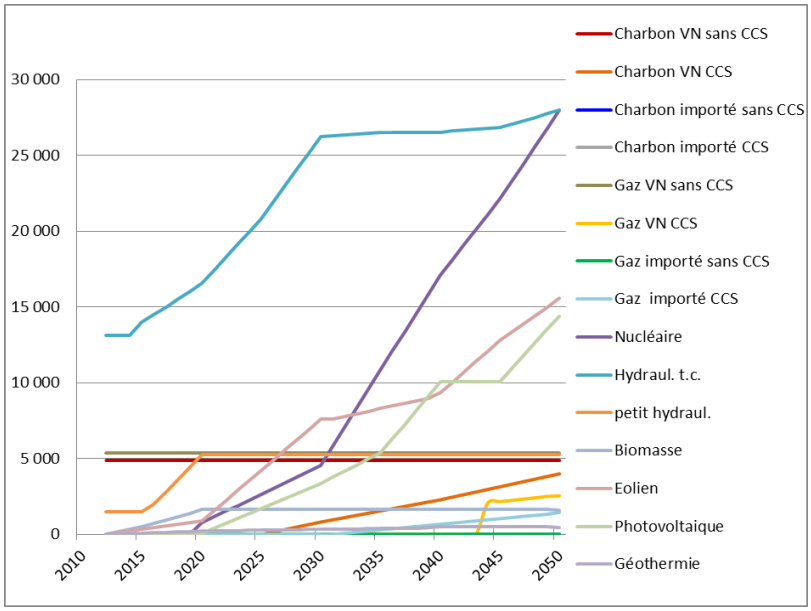
d'une capacité plus de deux fois supérieure à celle de la géothermie (limitée par son potentiel naturel), elle ne représente que 2 % de la capacité totale du système électrique du Vietnam en 2050. Les autres sources d'électricité renouvelables subissent la compétition des coûts, mais leur potentiel est aussi réduit.

L'hydraulique de grande taille est une source d'énergie propre à faible coût, avec une grande compétitivité sur les coûts. Elle a été exploitée au Vietnam depuis le début des années 1960, mais sa production est aujourd'hui limitée par le potentiel naturel national. Sa part de marché baisse de 37% en 2030 à environ 20% en 2050.

En raison de l'impact des valeurs de CO2 imposées dans les coûts de production d'électricité du Vietnam à partir de 2012 et augmentées progressivement jusqu'à la fin de la période 2012-2050, la production d'électricité à partir des combustibles fossiles n'est alors plus concurrentielle sur le marché du Vietnam. Elle représente seulement 20% de la production totale d'électricité du Vietnam dans ce scénario. Avec la pénétration de la technologie CCS dans le secteur de l'électricité dès 2025, le prix élevé de cette technologie la rend peu économique. Utilisée dans 50% des centrales à carburant fossile au Vietnam, sa part de marché est divisée en parts égales entre les centrales à charbon et les centrales au gaz naturel.

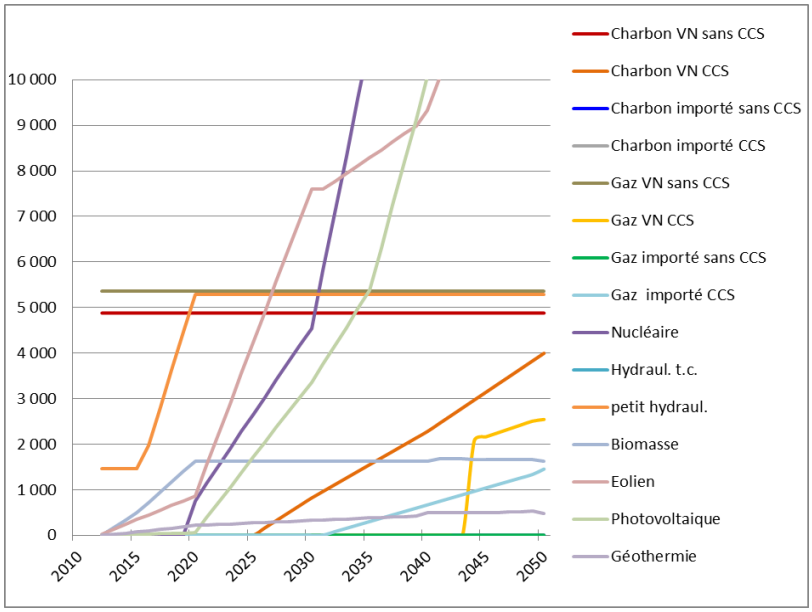
2.2.3. La capacité installée

Selon les projections effectuées avec ELECSIM, le Vietnam aura besoin d'ajouter environ 84.800 MW pour la période 2012 – 2050. Dans ce scénario, les centrales nucléaires du Vietnam s'étendent progressivement au cours des prochaines décennies. 25,3% de la capacité installée totale proviennent des réacteurs nucléaires. Une première centrale nucléaire de 1000 MW devrait entrer en service en 2020. 27 installations nucléaires supplémentaires doivent être construites dans le plus long terme, afin de permettre au pays de réaliser l'enrichissement d'uranium, pour une électricité produite entièrement à l'intérieur des frontières nationales. Les futures additions à la capacité de production d'électricité sont susceptibles d'être affectés par plusieurs facteurs, y compris la signature d'un accord nucléaire entre le Vietnam et les Etats-Unis, ce qui pourrait conduire à une plus grande capacité de production des équipements nucléaires. Les autres capacités installées des centrales électriques sont présentées dans le graphique 3.26.



Graphique 3.26. Capacité installée (MW)[71]

Les capacités installées des sources d'électricité renouvelable sont présentées plus clairement dans le graphique 3.27 au-dessous.



Graphique 3.27.Capacité installée de l'électricité renouvelable (MW)[72]

[71] Source : l'auteur, d'après la simulation d'ELECSIM

[72] Source : l'auteur, d'après la simulation d'ELECSIM

Tableau 3.7. Les indicateurs principaux du scénario NUC[73]

Indicateur	Unité	2010	2012	2030	2050
POP	Millions	86,8	88,7	103,1	108,7
PIB	Milliards $2010 - PPA	381,9	440,9	1329,0	2962,4
Consommation	TWh	86,8	109,1	256,5	518,4
Production	TWh	82,3	107,4	243,7	490,3
Nucléaire	TWh	0,0	0,0	31,9	196,1
Hydraulique	TWh	27,6	35,0	*92,0*	*98,1*
Autre Renouvelable	TWh	1,8	3,7	*56,0*	*98,1*
Fossile sans CCS	TWh	52,9	66,0	54,0	49,0
Fossile avec CCS	TWh	0,0	0,0	9,8	49,0
Nucléaire	%	0,0	0,0	13,1	40,0
Hydraulique	%	33,5	32,6	37,8	20,0
Autre Renouvelable	%	2,2	3,4	23,0	20,0
Fossile sans CCS	%	64,3	65,0	22,2	10,0
Fossile CCS	%	0,0	0,0	4,0	10,0
Nucléaire	MW	0	0	4549	27983
Hydraulique	MW	7913	13118	26256	27983
Autre Renouvelable	MW	1000	1509	18193	37348
Fossile sans CCS	MW	11513,5	11513	10234	10234
Fossile avec CCS	MW	0	0	815	7995

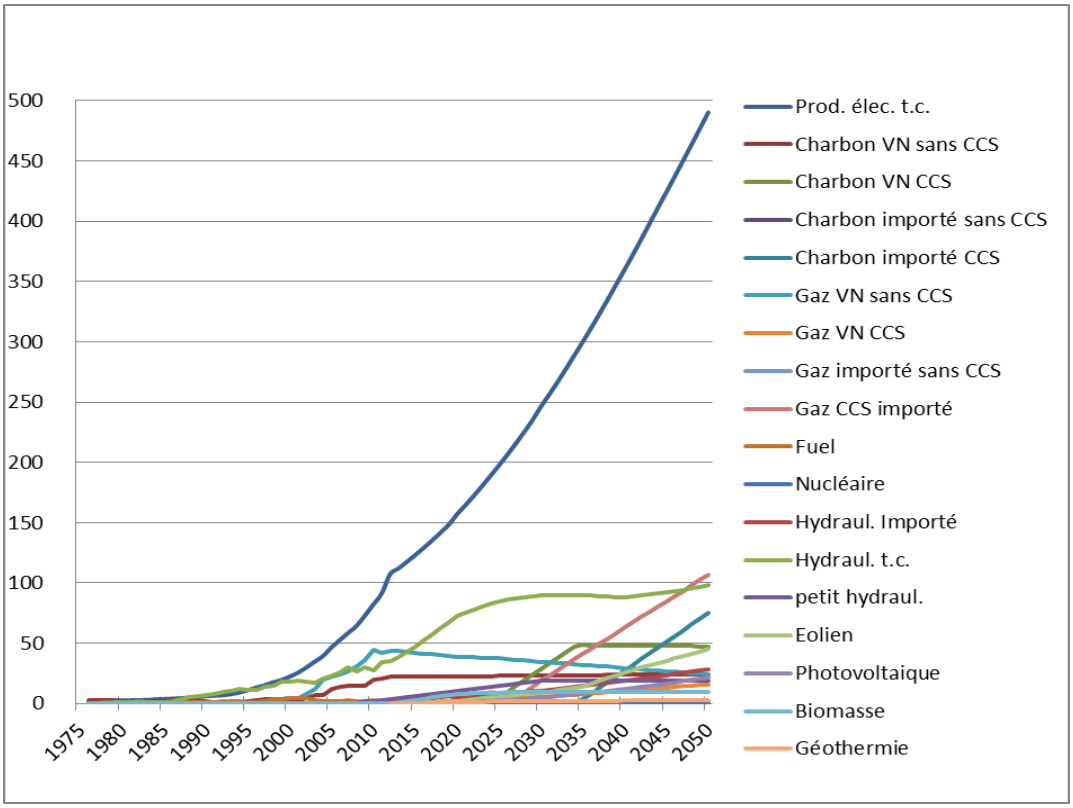
2.3. Scénario CCS

2.3.1. La production d'électricité

Comme étudié dans le scénario NUC, ce scénario tient compte de la demande d'électricité et de la production d'électricité de toutes les années de la période

[73] Source : l'auteur, d'après la simulation d'ELECSIM

d'étude 2012-2050. Dans ce cadre, le Vietnam poursuit ses objectifs de lutte contre les émissions de CO2 dans la production d'électricité comme dans le scénario NUC. Le gouvernement vietnamien impose également un prix aux émissions de carbone comme dans le scénario NUC, en vue de réduire les émissions de CO2 provenant de sources d'énergie fossiles, afin d'atteindre l'objectif mentionné ci-dessus dans le scénario NUC.

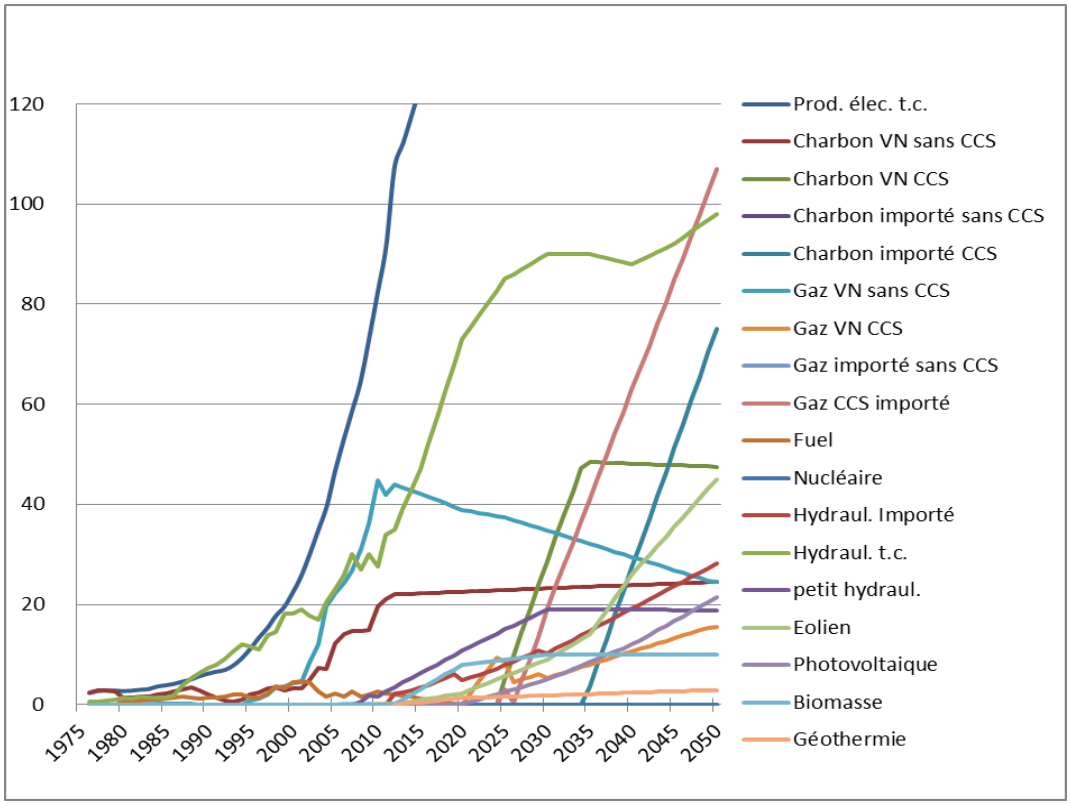


Graphique 3.28. Production d'électricité (TWh)[74]

Dans ce scénario CCS, le Vietnam suit une politique de soutien à la production d'électricité à partir de combustibles fossiles compétitifs en vue de répondre aux aspirations de la population refusant l'installation d'une centrale nucléaire au Vietnam. Grâce à la politique de soutien financier permettant une perte d'environ 10% des émissions de CO2, les centrales électriques CCS utilisant des combustibles fossiles se développent jusqu'en 2025, jusqu'à atteindre 60% de part du marché de la production d'électricité du Vietnam. La part de marché des centrales équipées de la technologie CCS est divisée de façon égale entre l'utilisation du charbon et celle du gaz naturel. Seulement 10% de l'électricité

[74] Source : l'auteur d'après la simulation d'ELECSIM

proviennent de l'énergie des combustibles fossiles qui ne sont pas équipées CCS (Graphique 3.29).



Graphique 3.29. Production d'électricité (TWh)[75]

L'hydroélectricité représente encore 20% du marché de l'électricité du Vietnam. Les énergies renouvelables auront reçu le même soutien politique que celui du scénario NUC. En 2050, elles représentent 20% de part du marché électrique vietnamien.

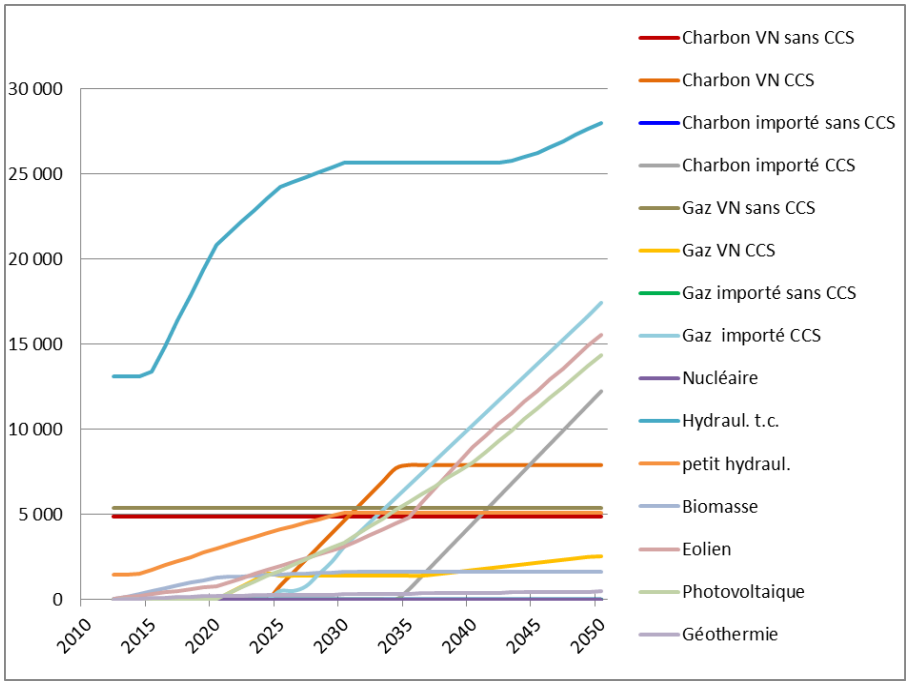
2.3.2. La capacité installée

Dans ce scénario, l'énergie thermique reste la source d'énergie dominante, comme dans les scénarios REF et EFF. Pour 2050, le graphique 3.25 fournit des prévisions sur la capacité installée de l'électricité au charbon (25.000 MW, 21,8 % de part de marché) et du gaz naturel (25.300 MW, 22,7% de part de marché). Ces deux sources fossiles jouent un rôle important dans le mix électrique sans nucléaire de ce scénario. Cependant, les investisseurs qui construisent et exploitent les centrales au charbon et au gaz naturel doivent considérablement améliorer leur efficacité concernant l'utilisation propre et sobre en carbone des

[75] Source : l'auteur d'après la simulation d'ELECSIM

combustibles fossiles en regard des contraintes d'émission de CO2. Près de 85% des centrales thermiques fossiles sont alors équipées par les systèmes CCS.

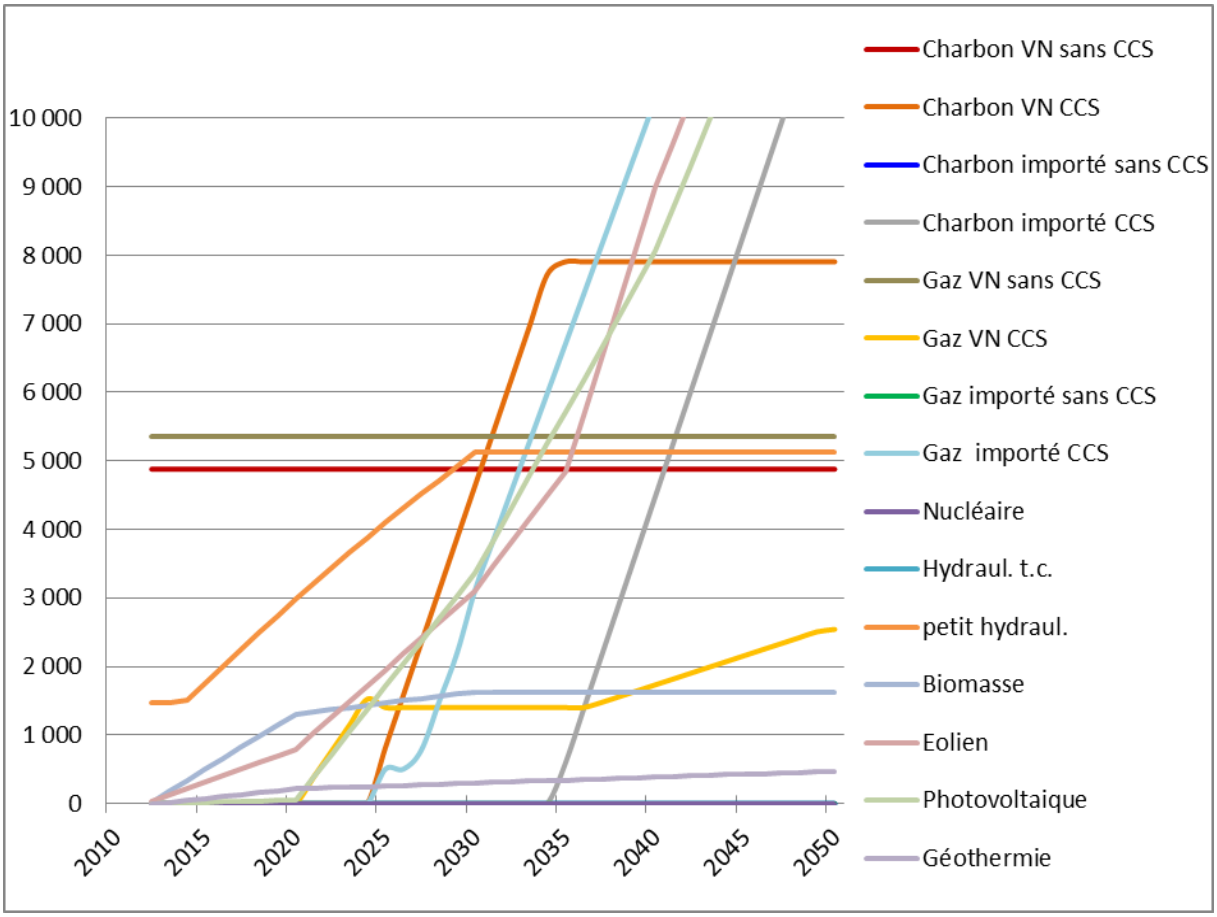
Dans ce scenario, l'hydroélectricité produit 27.980 MW (soit 24.4% des parts de marché) en 2050. Le reste des capacités installées (31%) concerne les énergies renouvelables. En 2050, la contribution des énergies renouvelables à la capacité installée totale du Vietnam représente un pourcentage plus élevé que sa part dans la production d'électricité totale, parce que le facteur de charge des énergies renouvelable est plus faible que celui des énergies fossiles. Le développement des autres capacités installées est illustré dans le graphique 3.30.



Graphique 3.30. Capacité installée (MW)[76]

Les capacités installées des sources d'électricité renouvelable sont présentées plus clairement dans le graphique 3.31 au-dessous.

[76] Source : l'auteur d'après la simulation d'ELECSIM



Graphique 3.31. Capacité installée de l'électricité renouvelable (MW)[77]

[77] Source : l'auteur d'après la simulation d'ELECSIM

Indicateur	Unité	2010	2012	2030	2050
POP	Millions	86,8	88,7	103,1	108,7
PIB	Milliards $2010 - PPA	381,9	440,9	1329,0	2962,4
Consommation	TWh	86,8	109,1	256,5	518,4
Production	TWh	82,3	107,4	243,7	490,3
Nucléaire	TWh	0,0	0,0	0,0	0,0
Hydraulique	TWh	27,6	35,0	*87,9*	*98,1*
Autre Renouvelable	TWh	1,8	3,7	*44,8*	*98,1*
Fossile sans CCS	TWh	52,9	66,0	58,0	49,0
Fossile avec CCS	TWh	0,0	0,0	53,0	245,1
Nucléaire	%	0,0	0,0	0,0	0,0
Hydraulique	%	33,5	32,6	36,1	20,0
Autre Renouvelable	%	2,2	3,4	18,4	20,0
Fossile sans CCS	%	64,3	65,0	23,8	10,0
Fossile CCS	%	0,0	0,0	21,7	50,0
Nucléaire	MW	0	0	0	0
Hydraulique	MW	7913	13118	25685	27983
Autre Renouvelable	MW	1000	1509	13481	36961
Fossile sans CCS	MW	11513,5	11513	10234	10234
Fossile avec CCS	MW	0	0	9178	40136

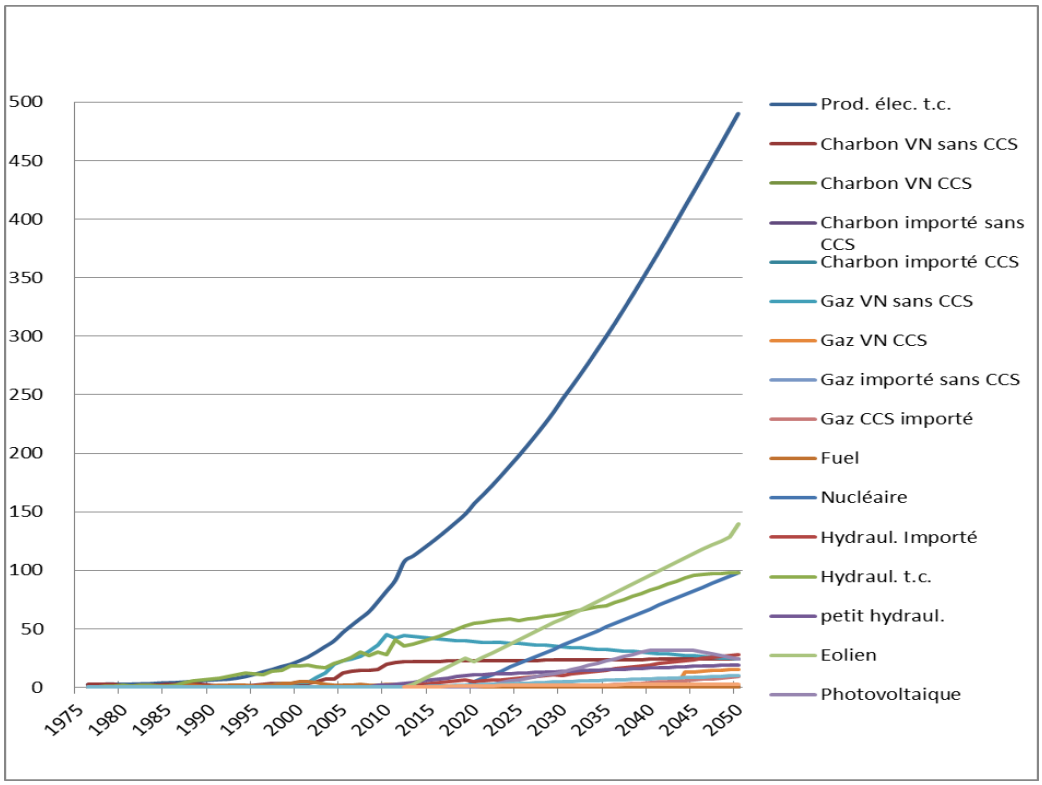
Tableau 3.8. Les indicateurs principaux du scénario CCS[78]

[78] Source : l'auteur d'après la simulation d'ELECSIM

2.4. Scénario REN

2.4.1. La production d'électricité

Dans ce scénario, les hypothèses concernant les objectifs d'émission de carbone à atteindre et le renforcement du coût estimé du carbone dans la production d'électricité sont similaires à celles utilisées dans les scénarios NUC et CSC. Le Vietnam met en œuvre des politiques fortes pour soutenir le développement des énergies renouvelables. Les sources de combustibles comprennent le vent, la petite hydroélectricité, la biomasse et l'énergie solaire. Elles représentent 3% de l'électricité produite en 2012. Elles augmenteront à mesure que le Vietnam vise à atteindre son objectif d'électricité renouvelable fixé à 40% de la production d'électricité nationale d'ici à 2050 (Graphique 3.32).



Graphique 3.32. Production d'électricité (TWh)[79]

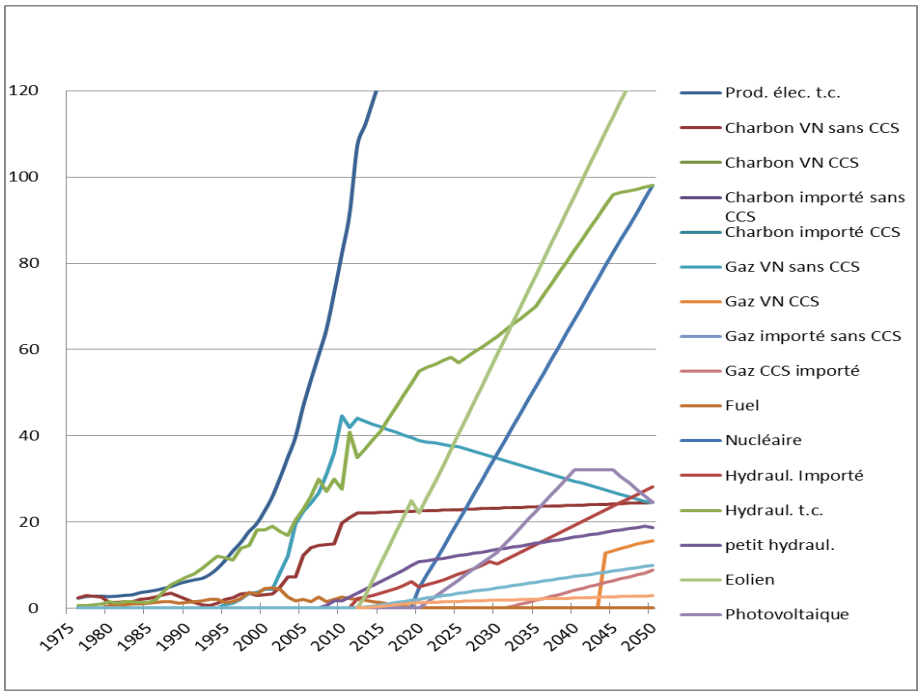
Sous l'impact de la valorisation du carbone qui est imposée à la production d'électricité, la subvention de l'Etat doit être suffisamment élevée pour que les énergies renouvelables puissent rivaliser avec les coûts de l'énergie nucléaire dès 2020. Dans ce cas, son taux de pénétration est presque deux fois plus rapide que celui de l'énergie nucléaire dans le mix de la production d'électricité du Vietnam.

[79] Source : l'auteur d'après la simulation d'ELECSIM

Avec le soutien des politiques et son coût relativement faible, l'énergie éolienne produit 29% de part du marché d'électricité du Vietnam en 2050.

La petite hydraulique, la géothermique et la biomasse ne peuvent pas élargir leur part de marché en raison leur potentiel naturel limité. L'ensemble de ces trois sources d'énergie représente encore environ 4% de la production d'électricité comme dans le scénario NUC et CCS. L'hydroélectricité conserve également une part de marché égale à 20% dans les scénarios NUC et CCS.

En comparaison avec les scénarios NUC et CCS, le Vietnam doit faire un effort considérable pour obtenir des sources renouvelables productrices à concurrence de 40% de son énergie électrique en 2050. L'énergie éolienne intervient fortement dans ce processus (64% des énergies renouvelables), à comparer avec les petites installations hydroélectriques (10%), la biomasse (5%), les énergies solaires (12%) et géothermiques (2%). La puissance des énergies fossiles ne devrait représenter que 20% du marché (comme dans le scénario nucléaire, NUC) ou 50% des sources d'énergie fossiles équipées de la technologie CCS.



Graphique 3.33. Production d'électricité (TWh)[80]

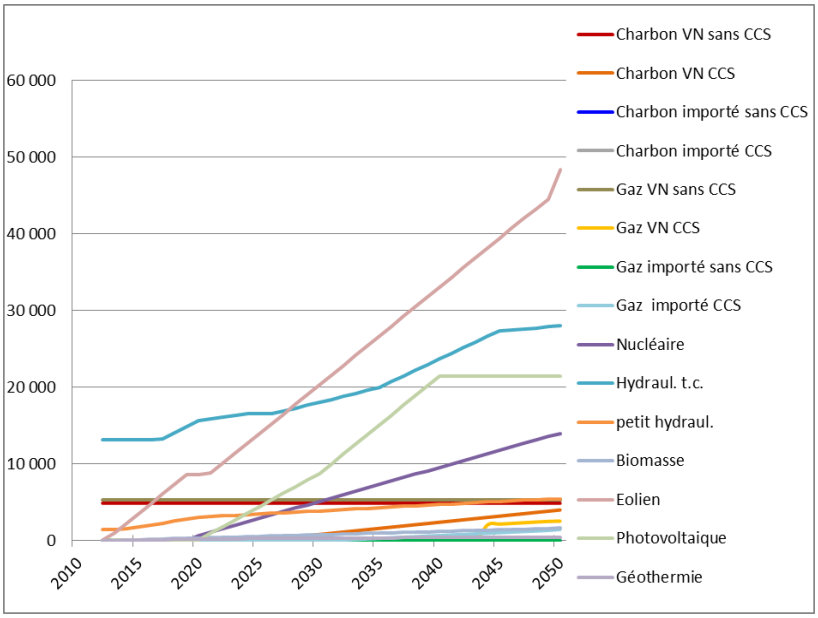
2.4.2. La capacité installée

Dans le scénario REN, la pénétration des technologies des énergies renouvelables intermittentes initialement équivalente à 0,1% de la capacité

[80] Source : l'auteur d'après la simulation d'ELECSIM

installée totale en 2012, devrait atteindre 50% de celle-ci en 2050. Afin d'être en mesure de réaliser techniquement un tel taux de pénétration élevé, les technologies REN doivent être combinées avec un processus de stockage hydraulique par la mise en place de systèmes de pompage, ce qui permet de dépasser une part de marché de 50 % de l'ensemble de la production.

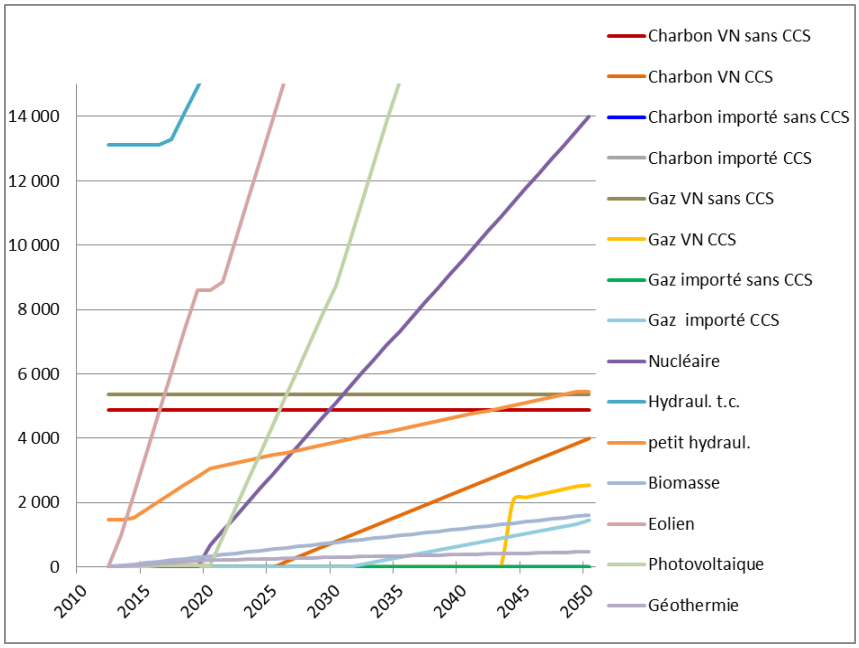
Le Vietnam a un littoral oriental qui offre de vastes possibilités pour la production d'énergie éolienne, évaluée à plus de 400.000 MW. Dans les prochaines décennies, les projets éoliens de production d'électricité recevront des investissements accrus du gouvernement ainsi que des acteurs privés, ce qui entraînera d'importantes augmentations de capacité. La capacité d'énergie solaire du Vietnam est estimée à 25 MW ; sa part dans le mix électrique actuel est négligeable. Le gouvernement vietnamien doit approuver les projets solaires photovoltaïques dans ce scénario. Plusieurs provinces centrales du Sud et du Sud sont susceptibles de mettre en œuvre des projets d'énergie solaire. La capacité installée du système électrique vietnamien dans ce scénario est représentée dans le graphique 3.34.



Graphique 3.34. Capacité installée (MW)[81]

Les capacités installées des sources d'électricité renouvelable sont présentées plus clairement dans le graphique 3.35 au-dessous.

[81] Source : l'auteur, d'après la simulation d'ELECSIM



Graphique 3.35. Capacité installée de l'électricité renouvelable (MW)[82]

[82] Source : l'auteur, d'après la simulation d'ELECSIM

Indicateur	Unité	2010	2012	2030	2050
POP	Millions	86,8	88,7	103,1	108,7
PIB	Milliards $2010 - PPA	381,9	440,9	1329,0	2962,4
Consommation	TWh	86,8	109,1	256,5	518,4
Production	TWh	82,3	107,4	243,7	490,3
Nucléaire	TWh	0,0	0,0	35,8	98,1
Hydraulique	TWh	27,6	35,0	*63,0*	*98,1*
Autre Renouvelable	TWh	1,8	3,7	*94,5*	*196,1*
Fossile sans CCS	TWh	52,9	66,0	58,0	49,0
Fossile avec CCS	TWh	0,0	0,0	9,8	49,0
Nucléaire	%	0,0	0,0	14,7	20,0
Hydraulique	%	33,5	32,6	25,9	20,0
Autre Renouvelable	%	2,2	3,4	31,6	40,0
Fossile sans CCS	%	64,3	65,0	23,8	10,0
Fossile CCS	%	0,0	0,0	4,0	10,0
Nucléaire	MW	0	0	5113	13992
Hydraulique	MW	7913	13118	17979	27983
Autre Renouvelable	MW	1000	1509	34827	77250
Fossile sans CCS	MW	11513,5	11513	10234	10234
Fossile avec CCS	MW	0	0	800	7995

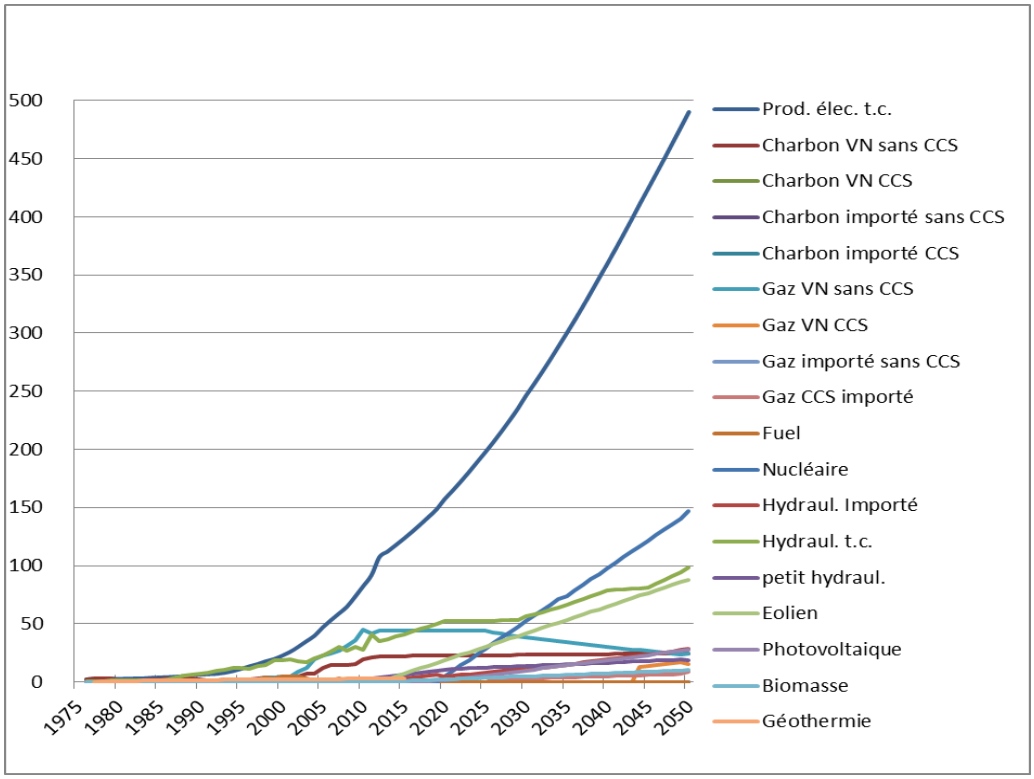
Tableau 3.9. Les indicateurs principaux du scénario REN[83]

[83] Source : l'auteur, d'après la simulation d'ELECSIM

2.5. Scénario EQU

2.5.1. La production d'électricité

Dans ce scénario, les hypothèses concernant le prix du carbone imposé pour réduire les émissions de CO2 sont les mêmes que celles appliquées aux autres scénarios de « décarbonisation », tels que NUC, CCS et REN.

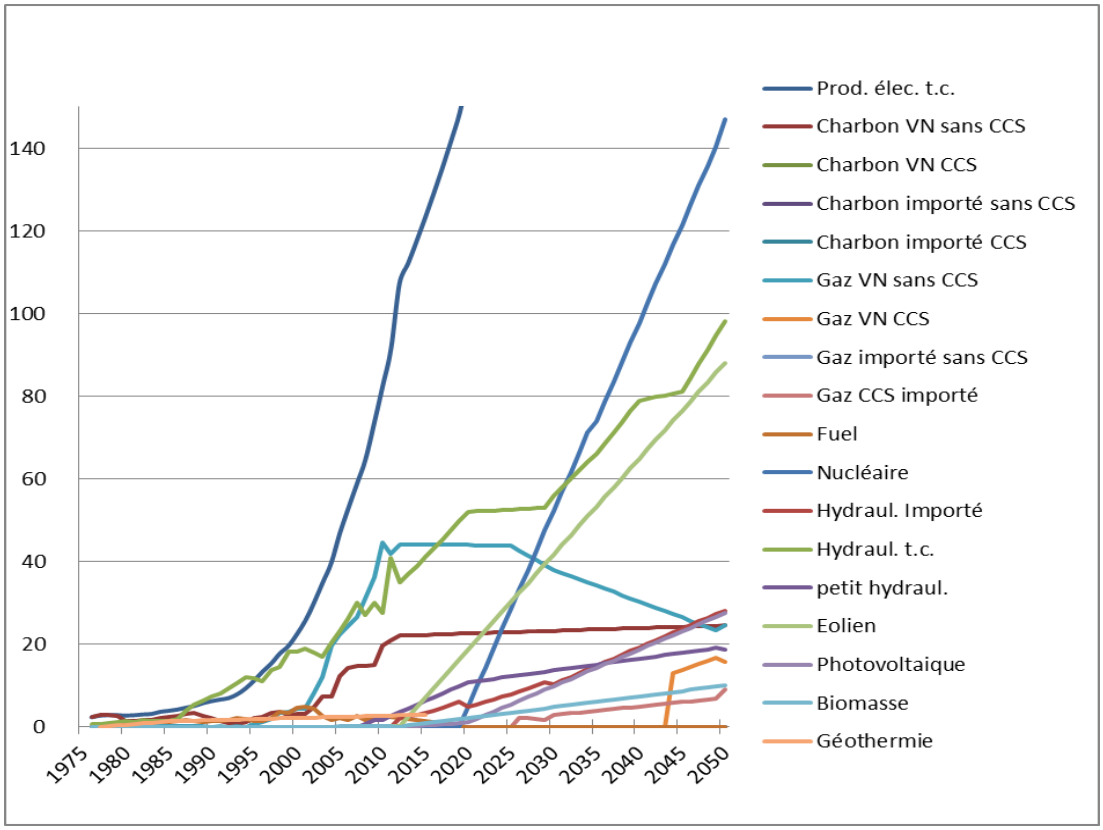


Graphique 3.36. Production d'électricité (TWh)[84]

Dans ce scénario, pour équilibrer les sources d'alimentation en électricité, le gouvernement du Vietnam soutient les énergies renouvelables et l'énergie nucléaire afin que leurs coûts de production soient égaux sur le marché de production d'électricité. Les énergies renouvelables dans ce scénario reçoivent un soutien plus grand que dans les scénarios NUC et CCS, mais celui-ci est plus faible que dans le scénario d'énergie renouvelable. L'éolien bénéficie alors d'une bonne pénétration du marché en raison de la compétitivité des coûts de sa propre capacité à partir de 2025, avec le soutien du gouvernement ; dans ces conditions, elle représente environ 18% de part de marché de l'électricité en 2050, alors que, du fait de ses coûts de production élevés par rapport aux autres sources d'énergie, le solaire n'en représente qu'un peu plus de 5%. Les autres sources

[84] Source : l'auteur d'après la simulation d'ELECSIM

d'énergie renouvelable, en dépit de recevoir un soutien élevé de l'État, ne représentent plus que 7% de part de marché. Les énergies renouvelables gagnent 30% de parts de marché.



Graphique 3.37. Production d'électricité (TWh)[85]

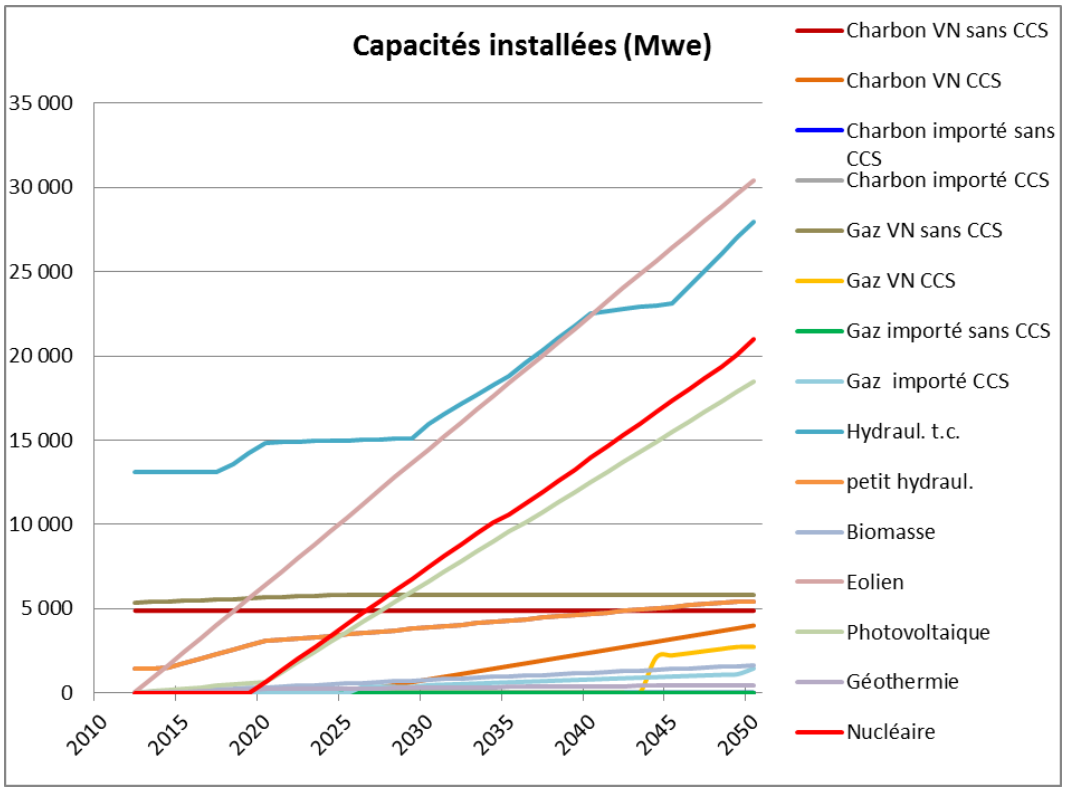
En raison de la forte concurrence des sources d'énergie renouvelables, l'énergie nucléaire, avec l'aide des pouvoirs publics, représente 30% de part de marché du Vietnam en 2050. Ce type de production d'électricité a perdu des parts de marché par rapport au scénario NUC (40 %). Il ne peut pas augmenter la part de marché jusqu'à ce seuil de 40%, sauf si le gouvernement soutient les importants investissements nécessaires à la construction de centrales nucléaires.

A partir de 2050, les centrales électriques fossiles ne peuvent plus rivaliser avec l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables. Elles conservent cependant 20% de part du marché de production électrique, dont 10 % équipée de la technologie CCS, comme dans les scénarios NUC et REN.

[85] Source : l'auteur d'après la simulation d'ELECSIM

2.5.2. La capacité installée

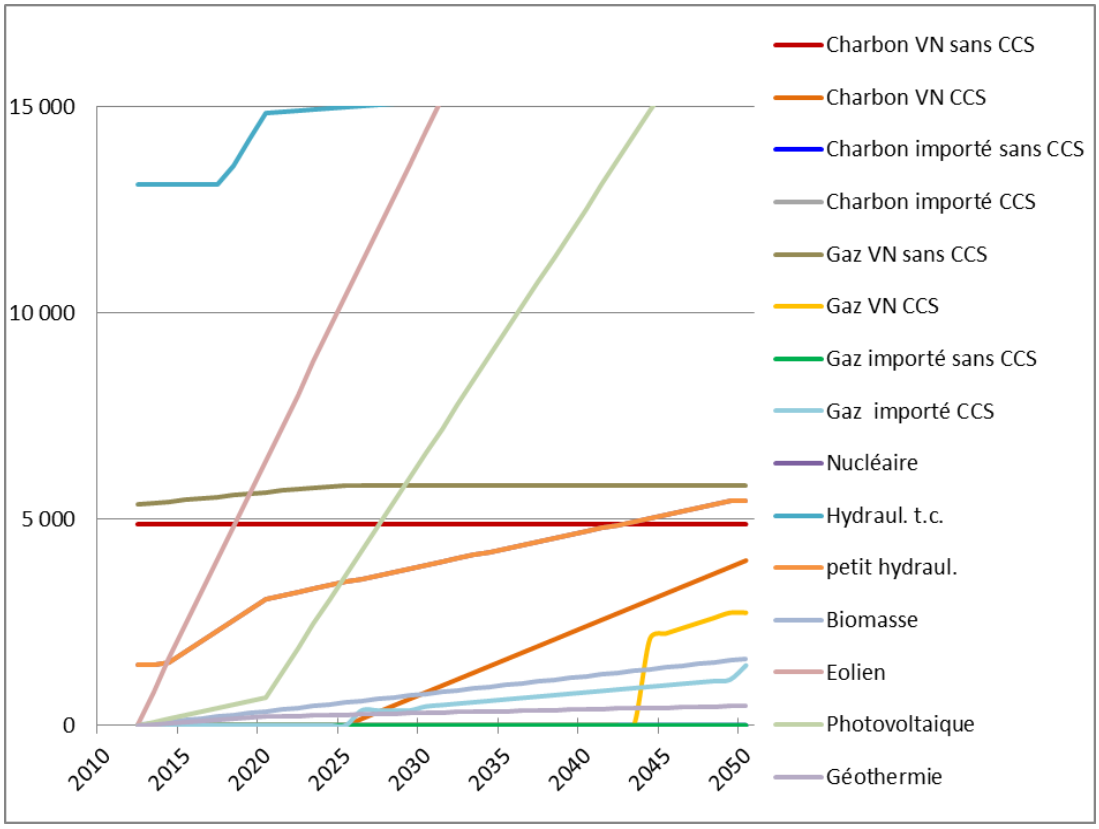
Dans ce scénario, l'électricité est produite de façon équilibrée entre les différentes modalités de production disponibles, dans le cadre des objectifs collectifs exprimés par le soutien de certaines énergies jugées plus propres ou plus respectueuses du climat et de l'environnement. En outre, le Vietnam souhaite disposer d'un approvisionnement constant, diversifié et moins couteux. Les capacités installées des différents types de sources d'électricité sont présentées sur le graphique 2.38.



Graphique 3.38. Capacité installée[86]

Les capacités installées des sources d'électricité renouvelable sont présentées plus clairement dans le graphique 3.39 au-dessous.

[86] Source : l'auteur, d'après la simulation d'ELECSIM



Graphique 3.39. Capacité installée de l'électricité renouvelable (MW)[87]

[87] Source : l'auteur, d'après la simulation d'ELECSIM

Tableau 3.10.Les indicateurs principaux du scénario EQU[88]

Indicateur	Unité	2010	2012	2030	2050
POP	Millions	86,8	88,7	103,1	108,7
PIB	Milliards $2010 - PPA	381,9	440,9	1329,0	2962,4
Consommation	TWh	86,8	109,1	256,5	518,4
Production	TWh	82,3	107,4	243,7	490,3
Nucléaire	TWh	0,0	0,0	52,2	147,1
Hydraulique	TWh	27,6	35,0	56,0	98,1
Autre Renouvelable	TWh	1,8	3,7	69,9	147,1
Fossile sans CCS	TWh	52,9	66,0	61,2	49,0
Fossile avec CCS	TWh	0,0	0,0	9,8	49,0
Nucléaire	%	0,0	0,0	21,4	30,0
Hydraulique	%	33,5	32,6	23,0	20,0
Autre Renouvelable	%	2,2	3,4	26,5	30,0
Fossile sans CCS	%	64,3	65,0	25,1	10,0
Fossile CCS	%	0,0	0,0	4,0	10,0
Nucléaire	MW	0	0	7445	20988
Hydraulique	MW	7913	13118	15982	27983
Autre Renouvelable	MW	1000	1509	25925	56224
Fossile sans CCS	MW	11513,5	11513	10707	10707
Fossile avec CCS	MW	0	0	800	6729

[88] Source : l'auteur, d'après la simulation d'ELECSIM

3. CONCLUSION

La demande d'électricité du Vietnam devrait augmenter rapidement dans les années à venir, avec un taux moyen de 6,1% par an pour la période 2012-2030. Ensuite, le taux de croissance de la demande d'électricité passera à 4,0% par an pour la période allant jusqu'à 2050, du fait de la réduction de la croissance économique d'un taux de 4,1 % pour la période 2030-2050 comparativement au taux de 6,3% pour la période 2012-2030.

Le Vietnam doit poursuivre une politique d'efficacité énergétique stricte dans tous les autres scénarios de cette étude pour atteindre un niveau d'intensité électrique par PIB correspondant à la moyenne de l'Asie du Sud-Est. Sous l'impact des politiques d'efficacité énergétique, l'intensité électrique devrait réduire son rythme de croissance à un taux de 1,4% par an sur la période 2012-2030. Ce taux devrait baisser ensuite (0,5% par an) pendant la dernière période (2030-2050) du fait de la mise en œuvre des mesures visant à économiser l'électricité dans la période précédente. Les résultats des mesures de l'amélioration de l'efficacité énergétique mettent en évidence le fait que, en 2050, le Vietnam peut réduire de près de 30% sa consommation d'électricité dans les scénarios de décarbonisation par rapport au scénario de référence.

	Scénarios	Indicateurs	2012	2030	2050	% de change annuel	
						2012/30	2050/30
Hypothèse	Tous les scénarios	POP (Millions)	88,7	103,1	108,7	0,8%	0,3%
		PIB (Milliards $2010 - PPA)	440,9	1329,0	2962,4	6,3%	4,1%
		PIB/hab (1000 $2010-PPA/hab)	5,0	12,9	27,2	5,4%	3,8%
Aspect de demande	REF	Consommation (TWh)	109,1	318,8	703,6	6,1%	4,0%
		Consommation/hab (kWh/hab)	1230,3	3093,2	6471,6	5,3%	3,8%
		Intensité électrique (kWh/1000 $2010-PPA)	247,5	239,9	237,5	-0,2%	-0,05%
	Autres scénarios	Consommation (TWh)	109,1	256,5	518,4	4,9%	3,6%
		Consommation/hab (kWh/hab)	1230,3	2488,7	4768,5	4,0%	3,3%
		Intensité électrique (kWh/1000 $2010-PPA)	247,5	193,0	175,0	-1,4%	-0,5%
Aspect d'Offre	REF	% de renouvelable dans la production électrique	3,3%	7,7%	5,8%	4,8%	-1,4%
		Emission CO2 (Millions tonnes)	36,2	132,7	363,5	7,5%	5,2%
		Intensité carbone (production électrique) (g/kWh)	331,8	416,3	516,6	1,3%	1,1%
	EFF	% de renouvelable dans la production électrique	3,3%	14,5%	8,5%	8,5%	-2,6%
		Emission CO2 (Millions tonnes)	36,2	70,8	243,2	3,8%	6,4%
		Intensité carbone (production électrique) (g/kWh)	331,8	276,0	469,0	-1,0%	2,7%
	NUC	% de renouvelable dans la production électrique	3,3%	22,7%	20,0%	11,2%	-0,6%
		Emission CO2 (Millions tonnes)	36,2	33,2	32,4	-0,5%	-0,1%
		Intensité carbone (production électrique) (g/kWh)	331,8	129,4	62,4	-5,1%	-3,6%
	CCS	% de renouvelable dans la production électrique	3,3%	18,2%	20,0%	9,9%	0,5%
		Emission CO2 (Millions tonnes)	36,2	35,4	44,1	-0,1%	1,1%
		Intensité carbone (production électrique) (g/kWh)	331,8	138,0	85,1	-4,8%	-2,4%
	REN	% de renouvelable dans la production électrique	3,3%	37,4%	40,0%	14,4%	0,3%
		Emission CO2 (Millions tonnes)	36,2	32,5	32,4	-0,6%	0,0%
		Intensité carbone (production électrique) (g/kWh)	331,8	126,8	62,4	-5,2%	-3,5%
	EQU	% de renouvelable dans la production électrique	3,3%	28,4%	30,0%	12,6%	0,3%
		Emission CO2 (Millions tonnes)	36,2	33,8	32,4	-0,4%	-0,2%
		Intensité carbone (production électrique) (g/kWh)	331,8	131,9	62,4	-5,0%	-3,7%

Tableau 3.11. Synthèse des principaux résultats obtenus[89]

La mise en œuvre des politiques de la maitrise de la demande limite l'augmentation de la demande d'électricité (scénario EFF). Cependant, le secteur électrique du Vietnam pourrait poursuivre sur une tendance vers un développement non-durable, qui va influencer négativement le changement climatique mondial avec les émissions de CO2 augmentées de 3,8% dans la

[89] Source : l'auteur, d'après la simulation d'ELECSIM

période 2012-2030 et de 6,4 % pour la période 2030-2050. Cela, bien que les émissions dans ce scénario baissent de près de 35% par rapport au scénario de référence en 2050.

Pour un développement durable de l'économie conforme à la tendance des réductions drastiques des émissions de CO2 dans la politique du changement climatique internationale prévues après la COP 21, qui se tiendra à Paris à la fin de 2015, le secteur électrique du Vietnam a besoin d'une forte transition vers l'utilisation de technologies de pointe destinées à l'amélioration de l'efficacité énergétique et à la réduction des émissions de CO2. L'étude ne propose pas un scénario politique de réductions des émissions spécifique, mais elle met en évidence les combinaisons des choix des différents types de technologie dans quatre scénarios de décarbonisation. Ces scénarios se proposent de réaliser les principaux objectifs de la politique énergétique et climatique vers une économie faible en carbone au Vietnam. En 2050, tous ces scénarios atteignent d'abord l'objectif de réduction de 25% de la consommation totale d'électricité de l'économie, ensuite la réduction de 85% des émissions en 2050 par rapport au scénario de référence et, enfin, les 20 % de la production totale d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, hors hydraulique. Cela signifie que l'intensité CO2 de la production d'électricité du Vietnam se rapproche de la norme internationale donnée par le GIEC et de la proposition de certains pays en développement en Asie dans le cadre du projet au DDPP.

Tous les scénarios de décarbonisation atteignent les objectifs nécessaires pour le développement durable du secteur de l'énergie du Vietnam, dans le cadre des nouvelles politiques climatiques internationales qui devraient être mis en œuvre après 2015. Il est intéressant d'évaluer les conséquences des choix opérés en matière d'énergie, sur l'ensemble de l'économie, de la société et de l'environnement, ce qui sera fait dans le quatrième chapitre de cette thèse.

Chapitre 4
Evaluation des scénarios du développement du secteur électrique du Vietnam

Le chapitre 3 de cette étude a présenté les scénarios construits pour le développement du secteur de l'énergie du Vietnam, sur la base de plusieurs hypothèses fondées sur les choix en matière de demande et de production d'électricité au Vietnam, en référence à la nécessité de prendre en compte les objectifs internationaux de « décarbonisation ». Les scénarios des choix politiques ont été construits pour atteindre trois objectifs importants de la politique publique relatifs au développement du secteur de l'électricité du Vietnam. Ils ont testé les besoins en électricité de l'économie vietnamienne sur la période d'étude de 2012 à 2050, avec en particulier une politique d'efficacité énergétique permettant une réduction de la consommation d'électricité de 25% en 2050 par rapport au scénario de référence de 2012 et à une réduction de l'intensité des émissions de CO2 de la production d'électricité de l'ordre de 85%.

Les masters plans du développement du secteur de l'électricité du Vietnam ont couramment utilisé ce type d'analyse, mais avec pour seuls objectifs la minimisation du coût total de la production d'électricité et la satisfaction de la demande d'électricité pour l'économie. Une telle approche n'est plus compatible avec les recommandations en faveur de l'utilisation des analyses multicritères pour évaluer des décisions de politiques publiques pour le développement socio-économique (Stiglitz, Sen, & Fitoussi, 2009).

Ainsi les scénarios de développement du secteur électrique construits dans le chapitre 3 devraient être évalués sur la base de plusieurs critères prenant en compte les questions énergétiques, économiques, sociales et environnementales. Parmi les critères utilisés dans cette étude pour évaluer les scénarios du développement du secteur électrique du Vietnam, certains critères peuvent être quantifiés alors que d'autres sont seulement évalués qualitativement.

L'évaluation par l'analyse multicritère de plusieurs scénarios de développement du secteur électrique prenant en compte les objectifs de politique économique permet de mieux comprendre et mesurer l'impact des décisions de politique économique sur l'ensemble de l'économie nationale et de déterminer les choix les plus pertinents concernant le système d'électricité le plus efficace au regard des contraintes de « décarbonisation » fixées par le gouvernement. Les résultats de l'étude d'évaluation d'impact peuvent constituer un point de départ pour un programme de recherche ambitieux visant à définir les critères pertinents susceptibles d'améliorer les choix et les décisions politiques, au regard des impératifs économiques (coût des investissements et de production de l'électricité, importations des combustibles), sociaux (emploi, revenus des ménages) ou environnementaux (émissions, réduction et intensité de CO2). Il

s'agit d'analyser l'impact de ces critères sur la demande, la production et la capacité installée d'électricité. Les critères retenus ici ne sont pas très nombreux, souvent limités à une évaluation qualitative, ce qui constitue à la fois une faiblesse (subjectivité), mais aussi une force (des critères intéressants ne se prêtent pas à la mesure scientifique pure, mais peuvent donner lieu à une interprétation statistique, parfois discutable mais néanmoins porteuse d'une information pertinente pour la décision). D'autres critères pourraient aussi être retenus, mais dans une première interprétation, il s'agit de sélectionner ceux qui nous paraissaient les plus adéquats, en vue à la fois d'apporter des réponses intéressantes quant à la politique à conduire par l'Etat dans le domaine énergétique, mais aussi d'introduire des critères qui relèvent d'une appréciation du point de vue de finalités sociales, catégories qui parfois se prêtent mal aux analyses quantitatives.

Les critères d'évaluation des scénarios de notre travail seront regroupés et présentés dans un ordre qui correspond au rang de de priorité des décideurs des politiques d'énergie au Vietnam : d'abord la sécurité énergétique (4.1), ensuite les coûts de production d'électricité (4.2) et puis les enjeux sociaux (4.3). Finalement seront envisagées les thèmes de la pollution de l'environnement et les impacts sur le changement climatique (4.4); ils sont cruciaux dans une approche de développement soutenable mais restent encore insuffisamment valorisés dans une la stratégie nationale et débats politiques.

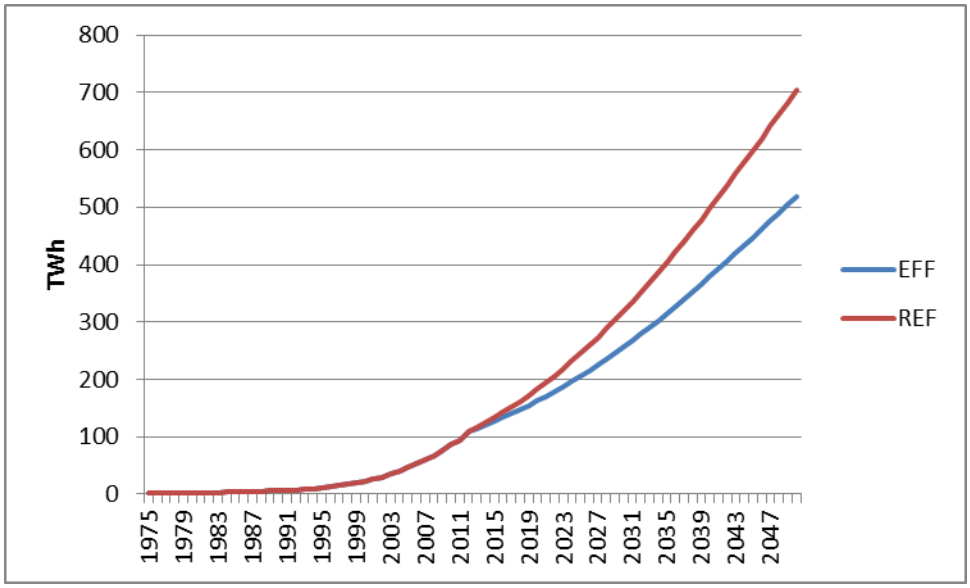
1. LES IMPACTS SUR LE SECTEUR DE L'ENERGIE NATIONALE

Il convient de considérer tout d'abord les impacts des scénarios sur le secteur de l'énergie. Nous retiendrons six aspects principaux : 4.1.1. La consommation d'électricité ; 4.1.2. L'intensité énergétique ; 4.1.3. La production d'électricité ; 4.1.4. La diversification du combustible pour la production d'électricité ; 4.1.5. La dépendance en importation d'énergie ; 4.1.6. La conservation des combustibles.

1.1. La consommation d'électricité

Dans cette étude, les scénarios EFF, NUC, CCS, REN et EQU constituent des scénarios des choix politiques. La consommation d'électricité est le résultat direct des effets des politiques d'efficacité énergétique. Au regard des objectifs retenus par le gouvernement vietnamien, la consommation nationale est nettement plus faible dans tous les scénarios des choix politiques par rapport au scénario de référence, de l'ordre de -20,4% en 2030 et de - 26,30% pour 2050. Il est

intéressant de remarquer que ces niveaux de réduction de la demande d'électricité ne proviennent pas de l'amélioration de l'efficacité énergétique des technologies de production, mais essentiellement des équipements électriques des ménages ou des bâtiments moins énergivores. Ce résultat est cohérent avec les résultats de plusieurs autres études (Asia-Pacific Economic Cooperation (APEC), 2009); World Bank Group, 2014, 2010 ; ADF, 2013 ; Selvakkumaran & Limmeechokchai, 2013 ; N. T. Nguyen & Ha-Duong, 2009 ; N. T. Nguyen, 2011 ; T. H. A. Nguyen, 2013. La quantité de réduction de la consommation d'électricité est caractérisée sur le graphique 4.1.



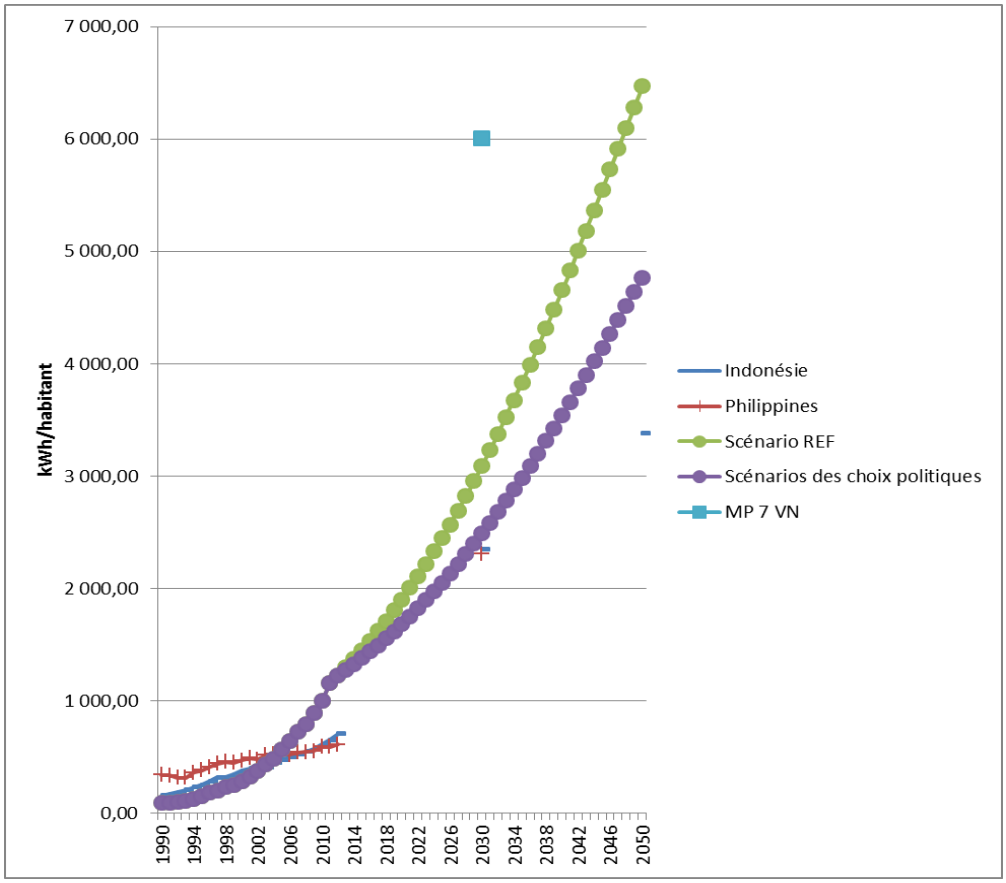
Graphique 4.1. Différence de consommation électrique dans deux scénarios REF et EFF[90]

En 2010, la consommation d'électricité par habitant du Vietnam était d'environ 1 000 kWh, à comparer aux 600 kWh en Indonésie et à près de 600 kWh aux Philippines. A noter que le revenu par habitant du Vietnam est approximativement égal à 60% du revenu par habitant de l'Indonésie et à 80% du revenu par habitant des Philippines. Dans la région de l'Asie du Sud-est, le Vietnam a utilisé l'électricité d'une façon beaucoup moins efficace que les pays d'un niveau de développement comparable. C'est une faiblesse pour l'économie vietnamienne. Dans ce contexte, par analogie, les économies à engager par le Vietnam dans le domaine électrique sont jugées potentiellement importantes. La mise en œuvre des politiques d'efficacité énergétique devrait donc rapidement porter des fruits.

[90] Source : l'auteur d'après les données d'Enerdata et (Institute of Energy, 2011)

Selon le scénario de référence des pays étudiés, la consommation d'électricité par habitant du Vietnam serait d'environ 3100 kWh en 2030, à comparer avec les estimations de 6000 kWh en 2030 dans le Master Plan 7 d'électricité du Vietnam (Institute of Energy, 2011). En 2030, la consommation d'électricité par habitant est estimée à 2347 kWh pour l'Indonésie et de 2312 kWh pour les Philippines en 2030 (N. T. Nguyen, 2011). En 2050, la consommation d'énergie par habitant atteindra près de 6.500 kWh pour le Vietnam, et près de 3.400 kWh pour l'Indonésie et les Philippines (SDSN & Iddri, 2014). Cela est envisageable parce que le revenu par habitant du Vietnam sera d'environ 30.000 $ PPA tandis que le revenu par habitant de l'Indonésie n'atteindra que 15.000 $ PPA en 2050. Mais si les améliorations de l'efficacité énergétique sont déployées comme prévus dans les scénarios politiques (scénarios EFF, NUC, CCS, REN et EQU), la consommation d'électricité par habitant devrait diminuer de plus de 26% soit près de 4800 kWh en 2050.

La consommation d'électricité par habitant au Vietnam était inférieure à l'Indonésie et aux Philippines jusqu'en 2002. Elle a dépassé progressivement l'Indonésie en 2003 et les Philippines en 2005. D'une part, cela met en évidence la bonne croissance de l'économie vietnamienne, avec un meilleur niveau de vie et une demande d'électricité mieux satisfaite. Mais d'autre part, elle montre aussi l'utilisation inefficace de l'énergie en général et de l'électricité en particulier par rapport aux autres pays de la région. L'Indonésie et les Philippines sont deux pays insulaires, ce qui est un frein au développement des réseaux d'électricité et favorise une consommation mesurée de l'électricité par la population.

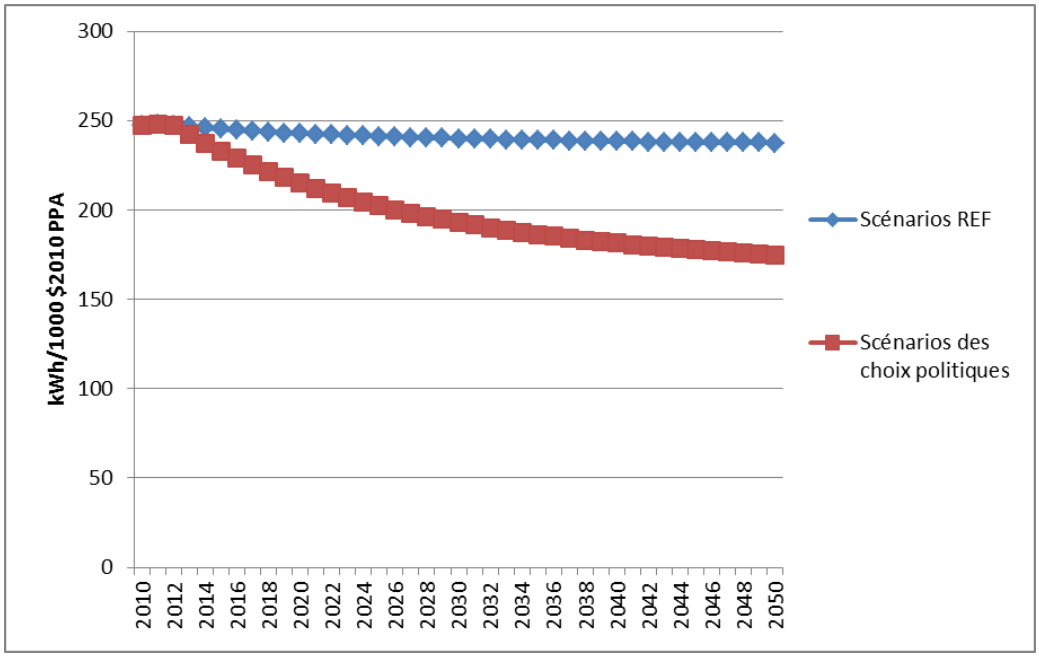


Graphique 4.2. Consommation d'électricité par habitant au Vietnam[91]

1.2. L'intensité énergétique

L'intensité énergétique est supposée équivalente dans tous les scénarios de décisions politiques, car elle dépend des mêmes mesures volontaristes concernant à la fois l'efficacité énergétique et la maîtrise de la demande. Dans le scénario de référence, l'intensité électrique baisse d'environ 6% entre 2012 et 2050. Par contre, dans les autres scenarios d'action politique prenant en compte l'impératif de la « décarbonisation », l'intensité électrique diminue de plus de 25% par rapport à celle du scénario de référence (soit 31 % au total par rapport à 2012). Le graphique 4.3 présente cette évolution.

[91] Source : l'auteur d'après les données d'Enerdata et (Institute of Energy, 2011)



Graphique 4.3. L'intensité énergétique du secteur électrique du Vietnam[92]

1.3. La production d'électricité

La composition des mix de production change de manière significative dans les scénarios des choix politiques, notamment dans les scénarios de « décarbonisation » (NUC, CCS, REN et EQU). Les sources d'énergie non fossiles sont fortement encouragées dans ces scenarios, mais ceux-ci proposent des choix différents pour réduire l'intensité des émissions de CO2 dans le secteur de la production d'électricité en 2050. Les effets économiques et sociaux dépendent significativement de la qualité et du contenu de ces options disponibles pour la politique gouvernementale (Tableau 4.1.).

[92] Source : l'auteur, d'après les données d'Enerdata et (Institute of Energy, 2011)

	2010	Scénario REF		Scénarios des choix politiques	
		2030	2050	2030	2050
Renouvelable	2,07%	21,24%	5,82%	14,54% - 34,15%	8,51% - 40,00%
Hydraulique	27,02%	21,24%	10,42%	22.47% - 37,36%	14,35% - 20,00%
Nucléaire	0%	10,13%	10,42%	12,24% - 12,95%	12,24% - 40,0%
Gaz sans CCS	46,51%	14,58%	14,58%	14,12% - 18,31%	5,0% - 18,36%
Gaz avec CCS	0%	0%	0%	0% - 9,96%	0%-25%
Charbon sans CCS	20,75%	45,75%	58,33%	9,42% - 27,90%	5,0% - 45,93%
Charbon avec CCS	0%	0%	0%	0% - 11,58%	0%-25%
Fioul	3,60%	0%	0%	0%	0%

Tableau 4.1. Changement du mix de production d'électricité du Vietnam en 2050[93]

Les énergies renouvelables dans la production d'électricité augmentent leur part dans tous les scénarios des choix politiques. Elles représentent a minima 14,54% en 2030 et 8.51% en 2050 dans tous les scénarios des choix politiques du développement durable du secteur électrique. Elles montent à 40% en 2050 avec le scénario REN. L'hydroélectricité pourrait, dans le meilleur des cas, atteindre 60% de la production d'électricité de l'énergie renouvelable en 2050. Dans tous les scenarios il est fait appel aux importations d'électricité en provenance de la Chine, le Laos et la Cambodge.

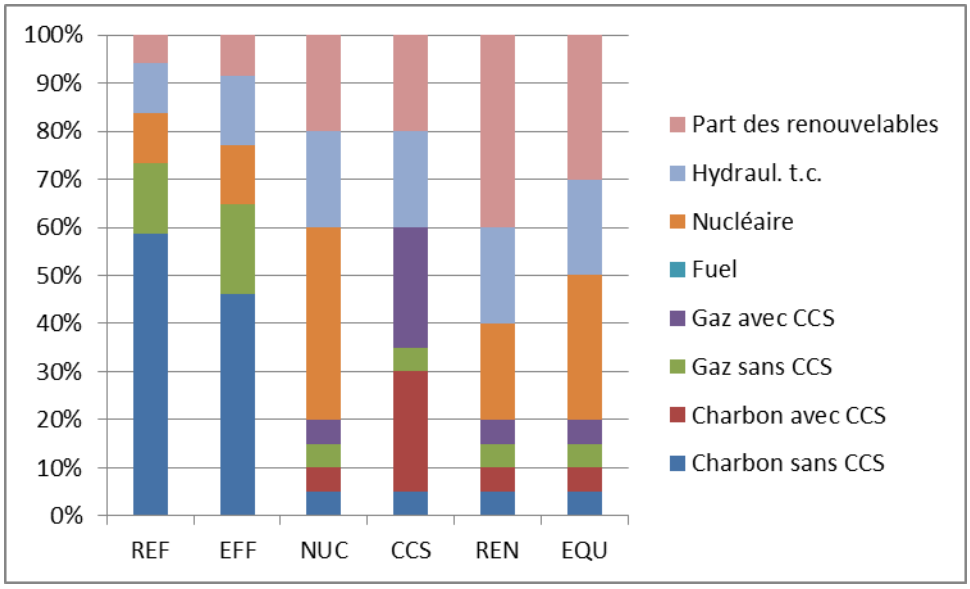
L'accident de Fukushima a eu un fort un impact sur la méfiance des populations et des politiques à l'encontre du développement de l'énergie nucléaire. Alors que dans le scénario CCS, le gouvernement annule le programme du développement de l'énergie nucléaire au Vietnam, le scenario NUC lui accorde néanmoins 40% de la production totale d'électricité du Vietnam en 2050.

[93] Source : l'auteur, d'après la simulation d'ELECSIM

La part du gaz sans CCS baisse dans tous les scénarios des choix politiques, sauf dans le scénario EFF. Le choix d'une part de gaz sans CCS élevé est intéressant parce que l'intensité des émissions de CO2 du gaz est plus faible que celle du charbon (environ 400 gCO2/kWh, contre 800 pour le charbon). Dans tous les scénarios de « décarbonisation » la part du gaz est couverte par au moins 50% par la technologie CCS en 2050. La part de gaz équipée avec du CCS représente 80% du la production d'électricité dans le scénario CCS en 2050.

La part du charbon diminue dans tous les scénarios des choix politiques. La baisse du charbon aide le Vietnam à éviter d'importer une grande quantité de charbon. La part du charbon sans CCS diminue de manière similaire à celle du gaz sans CCS. La part du charbon sans CCS représente au moins 5% dans tous les cas de « décarbonisation » au sein de la production d'électricité. La technologie CCS couvre de 50% à 85% de la consommation de charbon destinée à la production d'électricité dans tous les scénarios de « décarbonations ». L'utilisation du principe « moins de charbon » a les effets positifs à la fois sur la facture d'importation du charbon et sur l'environnement du point de vue notamment de la pollution atmosphérique. Sous les effets des valeurs de carbone et de ses coûts de production, le fioul a disparu dans tous les scénarios en 2050. Il est remplacé par le gaz dès 2015, puis par les réseaux intelligents après 2030.

Les mix de production d'électricité des scénarios en 2050 sont présentés dans le graphique 4.4.



Graphique 4.4. Les mix de production d'électricité en 2050[94]

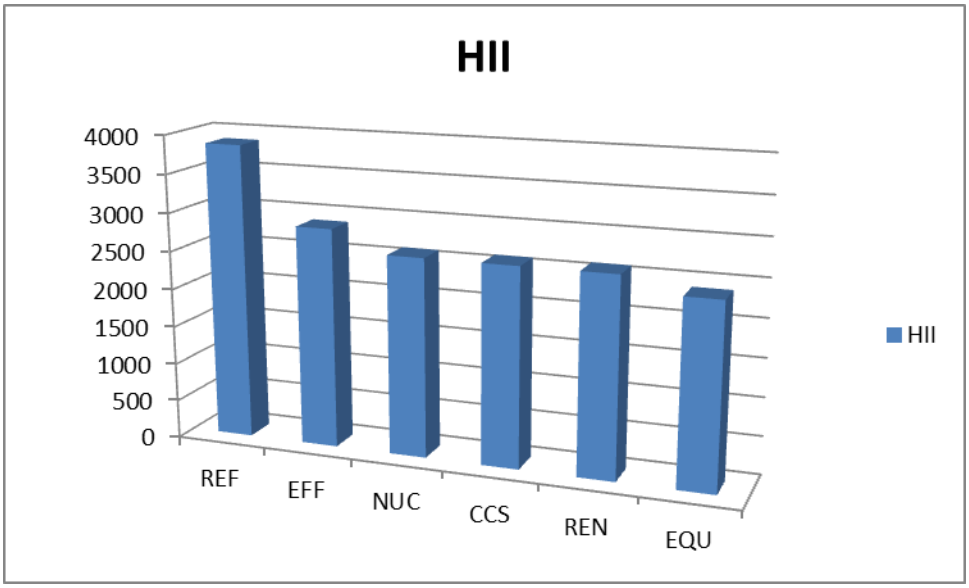
1.4. La diversification du mix énergétique pour la production d'électricité

L'Indice de Herfindahl-Hirschman (IHH) est généralement utilisé pour l'analyse de la concentration du marché. Cet indicateur peut être utilisé pour mesurer la diversité des moyens de production pour la production d'électricité (Bhattacharyya, 2009) et pour étudier la sécurité de l'approvisionnement énergétique et de l'approvisionnement en électricité (Jacques Percebois, 2007).

L'Indice Herfindahl-Hirschman du scénario de référence est de 3 866 en 2050. Cette valeur est la plus élevée de tous les scénarios de cette étude. Elle reflète un niveau de concentration élevé dans le mix de la production d'électricité du Vietnam, car presque 60% de la production d'électricité provient du charbon, dont 80 % est importé. Il montre que la moitié de la production d'électricité du Vietnam dépend de la fourniture et des fluctuations des prix du charbon sur le marché international. Par conséquent, dans ce scenario, le niveau de sécurité d'approvisionnement de l'électricité de l'économie vietnamienne est faible. Pour le scénario EFF, l'indice, plus faible, est égal à 2 875. La mise en œuvre des politiques d'efficacité énergétique améliore la sécurité de l'approvisionnement du marché de l'électricité du Vietnam. En raison de la baisse de la demande d'électricité due aux résultats des politiques d'efficacité énergétique, le Vietnam peut alors réduire l'importation d'une quantité importante de charbon, sans pour autant modifier la production d'électricité au moyen des autres sources

[94] Source : l'auteur, d'après la simulation d'ELECSIM

énergétiques. Le niveau de sécurité de l'approvisionnement d'électricité augmente dans les scénarios de « décarbonisation » de la production d'électricité. Dans ce contexte, le gouvernement peut adopter des politiques visant à promouvoir le développement de sources d'énergie non fossiles et la technologie CCS pour la production d'électricité. Cet indice est de 2 600 pour les trois scénarios NUC, CSC et REN. Le scénario EQU a le niveau de sécurité de l'approvisionnement d'électricité le plus élevé avec 2 400. Dans ce scénario, le gouvernement met en place des politiques soutenant l'équilibre entre toutes les sources d'énergie pour la production d'électricité sur le système vietnamien.

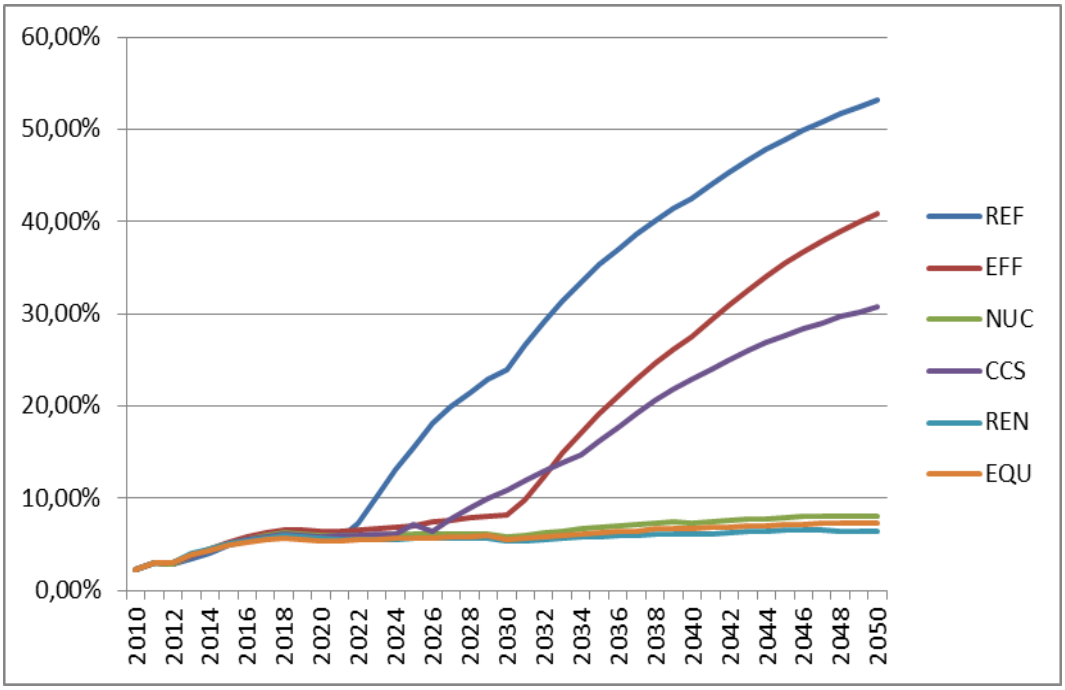


Graphique 4.5. Indicateurs de diversification de production d'électricité en 2050[95]

1.5. La dépendance en importations d'énergie

La partie de la capacité installée avec des énergies importées (charbon, gaz naturel et hydroélectricité) augmente de 2% à plus de 50% dans le scénario de référence. Cela confirme une fois de plus que le scénario de référence aggravera les risques d'insécurité d'un l'approvisionnement d'électricité dépendant fortement de sources de combustibles importés pour la production d'électricité. Le marché de l'électricité du Vietnam sera plus volatil en raison de la localisation de l'approvisionnement des carburants pour la production d'électricité et des prix des énergies importées sur le marché international. Le risque de l'insécurité énergétique serait déjà réduit d'environ 10% dans le cas où le Vietnam poursuivrait une politique d'efficacité énergétique similaire au scénario EFF.

[95] Source : l'auteur, d'après la simulation d'ELECSIM



Graphique 4.6. Part des capacités installées basées sur des combustibles importés[96]

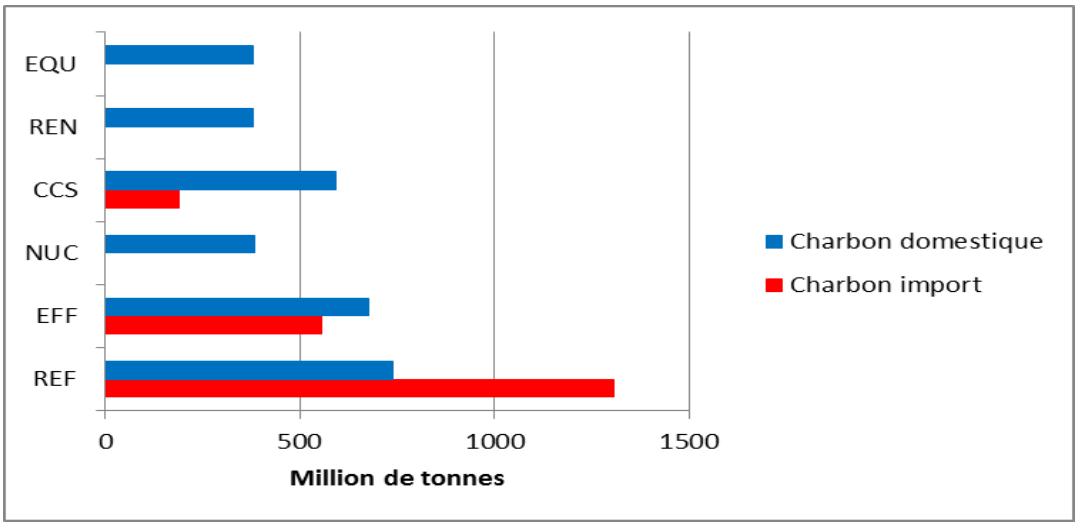
Poursuivre des politiques favorisant l'utilisation des combustibles fossiles par l'équipement des technologies CCS et simultanément soutenir à la fois deux sources d'électricité non-fossiles telles que l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables, conduit le Vietnam à réduire de 40 à 30%, la dépendance des importations d'énergie dans l'industrie électrique. Mais si le Vietnam met en œuvre une politique énergétique sur la base des trois scénarios NUC, REN et EQU, il sera en mesure de garantir un haut niveau d'indépendance dans l'approvisionnement d'électricité, plus de 90%, tout en maintenant et en assurant un développement durable et la protection de l'environnement.

1.6. La conservation des combustibles

Avec la tendance actuelle de la politique énergétique et climatique, le développement du secteur électrique du Vietnam implique une consommation cumulée de deux milliards de tonnes de charbon pour la production d'électricité au cours de la période de 2010 - 2050, dont près des deux tiers provenant de l'étranger. Avec la mise en œuvre des politiques d'efficacité énergétique proposée dans le scénario EFF, le Vietnam peut économiser plus d'un tiers de la consommation de charbon par rapport au scenario REF. Sans l'appel à l'énergie nucléaire, la mise en œuvre d'une politique d'efficacité énergétique implique que

[96] Source : l'auteur d'après la simulation d'ELECSIM

le Vietnam soit en mesure d'augmenter d'au moins 15 % ses importations de charbon (comme le scénario REF). Si Vietnam veut éviter l'importation de charbon, il peut devenir complètement auto-suffisant en combustible pour la production d'électricité dans le cas où il poursuit sa politique d'efficacité énergétique et de contraintes des émissions de GES sur la base des scénarios NUC, REN et EQU. Ces scénarios aident également le Vietnam à économiser environ la moitié de la consommation de charbon domestique par rapport à celle du scénario de référence. L'économie de carbone est d'une grande importance pour l'amélioration de la sécurité énergétique nationale du Vietnam dans le contexte de la rareté des sources d'énergie domestiques après 2015 (T. H. A. Nguyen, 2013).

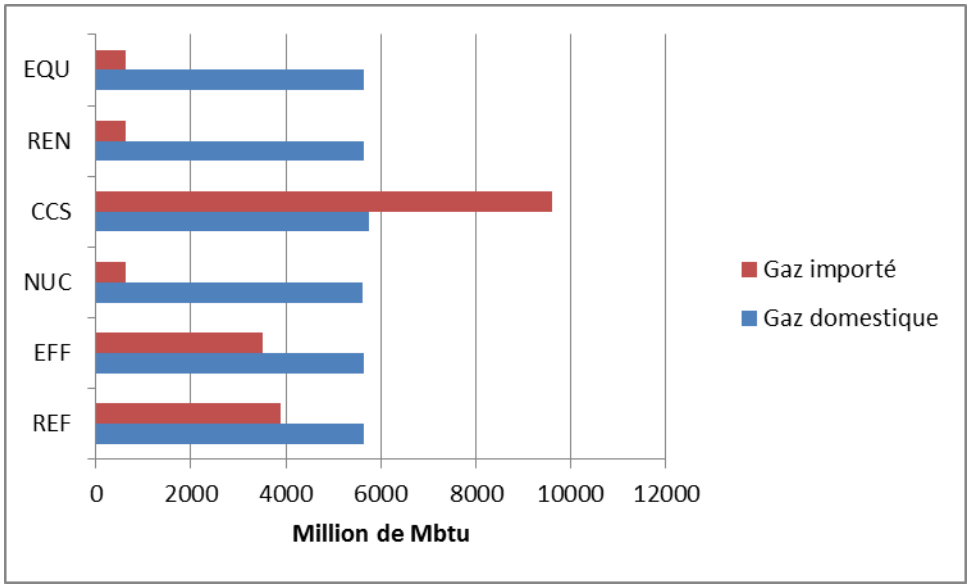


Graphique 4.7. Consommation du charbon cumulée pour la période 2012-2050[97]

Malgré la volonté du Vietnam de favoriser du développement du gaz dans la production électrique, la consommation de celui-ci reste relativement stable, quel que soit le scenario envisagé. Il est vrai que le Vietnam a développé beaucoup d'électricité à partir du gaz et ses ressources se sont amoindries. Cette source d'électricité occupait environ 50% de la production totale d'électricité au Vietnam en 2010. Or, le volume interne de l'extraction du gaz est orienté à la baisse dans l'avenir. En outre, depuis 2015, la capacité d'importation du gaz est limitée, car le Vietnam doit importer dorénavant du gaz liquide. Si le Vietnam poursuit la politique énergétique et climatique en suivant la tendance actuelle, il devra importer près de 4 milliards de BTU (unités thermiques britanniques) de gaz naturel pour la production d'électricité sur la période d'étude de 2012 à 2050. La

[97] Source : l'auteur, d'après la simulation d'ELECSIM

quantité des importations de gaz est susceptible de baisser de près de 400 millions de BTU par an à condition que le Vietnam poursuive une politique d'efficacité énergétique comparable à celle proposée dans le scénario EFF. Si le Vietnam veut poursuivre une politique d'approvisionnement en électricité non nucléaire, en respectant des contraintes comparables à celles des autres pays de la région dans le cadre de la construction d'une économie mondiale à faible consommation de carbone selon l'approche de l'étude du projet DDPP (SDSN & IDDRI, 2014), donc en mettant en œuvre la CCS, il doit importer une quantité de gaz naturel représentant deux fois la production totale de gaz domestique pour la production d'électricité pour la période 2012-2050. Dans ce contexte, le pays doit à la fois se procurer des devises étrangères afin de payer les factures de l'importation du gaz naturel (ce qui rend la source d'énergie dépendante à la fois du prix international, des infrastructures disponibles pour son transport et de l'évolution des taux de change), mais aussi investir dans ses infrastructures de transport du gaz liquéfié. Une politique fondée sur le gaz transforme le Vietnam en un pays durablement importateur d'énergie. En revanche, les importations de gaz naturel pourraient ne représenter qu'un cinquième du volume des importations du scénario de référence, si le Vietnam poursuivait une politique de développement du secteur électrique proche des scenarios NUC, REN et EQU.



Graphique 4.8. Consommation du gaz cumulée pour la période 2012-2050[98]

[98] Source : l'auteur, d'après la simulation d'ELECSIM

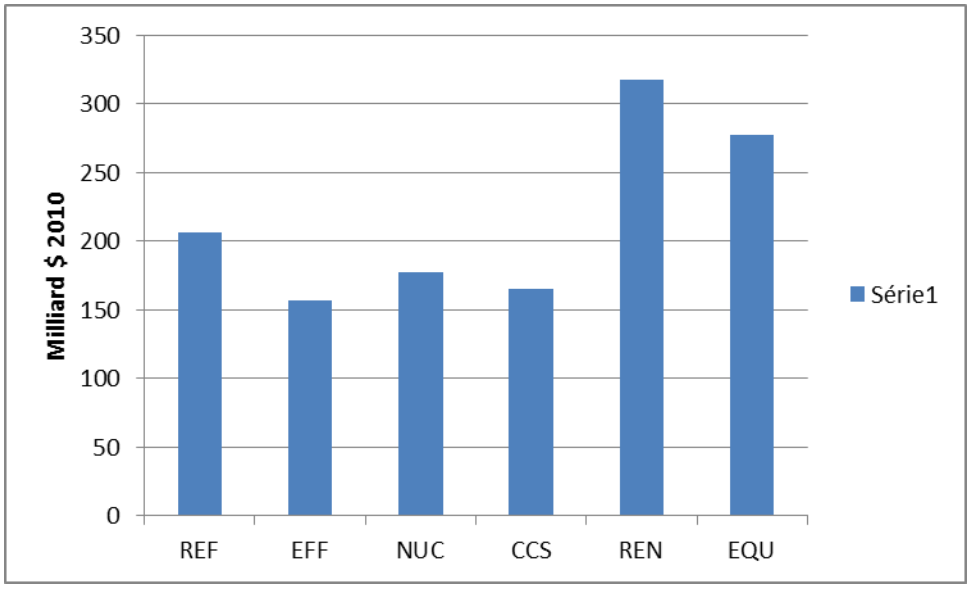
2. LES IMPACTS ECONOMIQUES

Au-delà du secteur énergétique, l'analyse des impacts économiques des scénarios conduit à prendre en compte trois aspects majeurs, le coût des investissements (4.2.1), la facture des importations d'énergie fossile (4.2.2.) et finalement les coûts de production d'électricité (4.2.3).

2.1. Le coût d'investissement

Si le Vietnam poursuit une politique d'efficacité énergétique comme dans le scénario EFF, sans beaucoup de changement dans la politique de production d'électricité, le Vietnam pourrait économiser environ 50 milliards de dollars d'investissements pour le développement des capacités installées par rapport au scénario REF, parce que la demande d'électricité dans le scénario EFF est inférieure à celle du scénario REF. Cela signifie que le Vietnam peut économiser plus de 1,2 milliard de dollars d'investissement dans le secteur électrique chaque année sur la période 2013-2050. Cette économie n'est pas liée directement aux politiques diversifiées de changement du mix électrique, elle est fondée sur la réduction de la demande, que chaque scenario peut proposer. Cependant, il existe encore des mix de la production d'électricité plus respectueux de l'environnement par rapport aux scénarios REF et EFF. Il s'agit d'investir dans l'amélioration de l'efficacité énergétique, avec budget de plus d'un milliard dollar par an.

Les coûts d'investissement du scénario REN sont près de deux fois plus élevés que ceux relatifs au scénario EFF, lequel souligne que l'investissement pour la production d'électricité respectueuse de l'environnement exige des investissements initiaux considérables. En outre, l'électricité à partir des énergies renouvelables fait également face au problème de l'intermittence dans le système électrique. La question n'est pas seulement technique. Elle pose aussi la question de son impact sur les coûts des réseaux électriques et du « back-up » du système électrique.

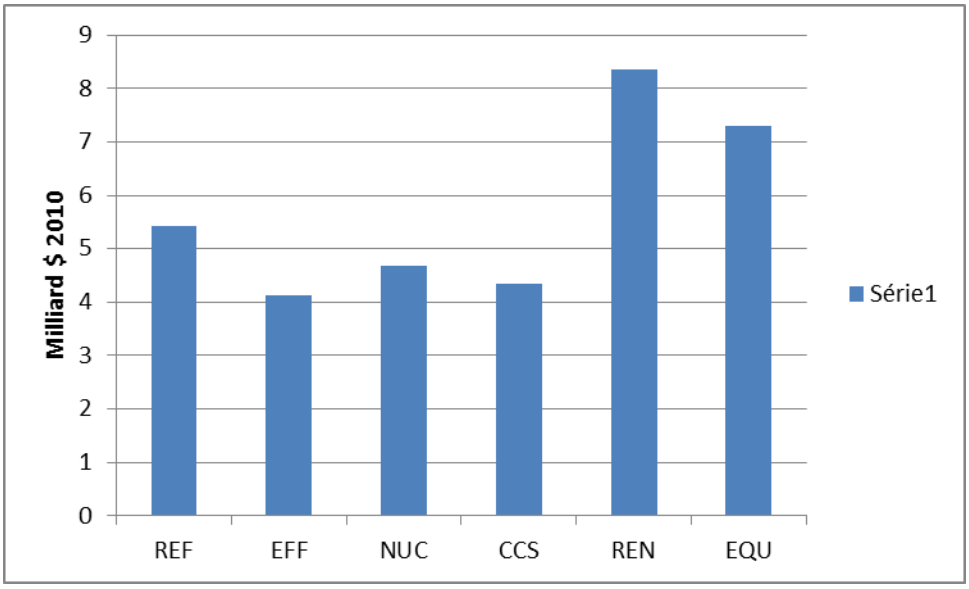


Graphique 4.9. Coût d'investissement pour la période 2013-2050[99]

Il est à noter que le coût de l'électricité produite par des énergies fossiles équipées de la technologie CCS peut rivaliser avec celui de l'électricité produite à partir des combustibles fossiles non équipés par CCS. Le Vietnam est en capacité de développer sa production d'électricité à partir de combustibles fossiles avec une technologie plus respectueuse de l'environnement et pour un coût d'investissement initial proche de celui du scénario EFF.

De même, le développement de l'énergie nucléaire en vue d'éviter une trop forte dépendance au charbon importé, ne conduit pas à une augmentation importante du coût de l'investissement pour le développement des capacités installées dans le scénario NUC par rapport au scénario EFFF, soit environ 0,5 milliard de dollars par an pour la période 2013-2050. Pour avoir un mix de production d'électricité équilibrée entre les trois sources d'électricité à partir des combustibles fossiles équipés par la technologie CCS, de l'énergie nucléaire et des énergies renouvelables comme dans le scénario EQU, les investissements augmentent d'environ 70% par rapport au scénario REF.

[99] Source : l'auteur, d'après la simulation d'ELECSIM



Graphique 4.10. Coût d'investissement annuel pour la période 2013-2050[100]

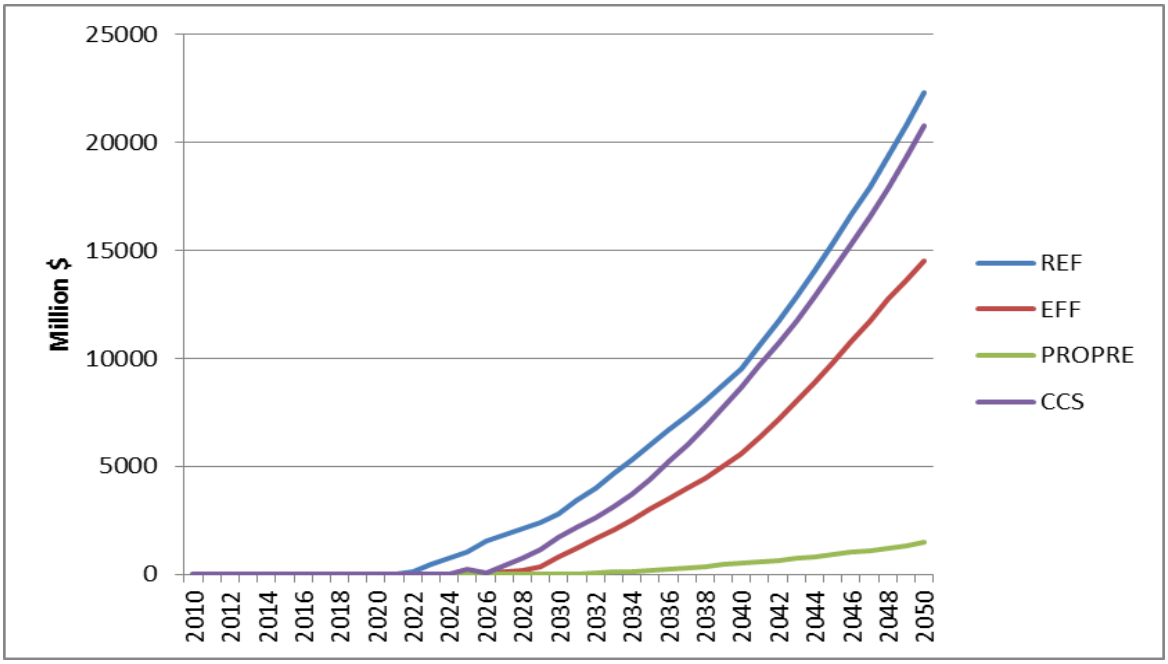
2.2. La facture de l'importation de l'énergie fossile

La facture des importations des énergies fossiles augmente dans tous les scénarios. Dans notre étude, le Vietnam va commencer à importer de l'énergie pour la production d'électricité après l'an 2020, alors que les importations similaires avaient été prévues dès 2015 par le Plan directeur 7 (Institute of Energy, 2011). Ceci s'explique par le fait que la demande d'électricité dans notre étude est inférieure à celle prévue dans le Master Plan 7. Cette divergence est illustrée dans le graphique 4.1. Le Vietnam commencerait à importer des énergies fossiles en 2021 s'il continue le développement du secteur électrique en acceptant la tendance des politiques énergétiques actuelles. La facture des importations des énergies fossiles passera à près de 23 milliards de dollars américains en 2050. La demande d'énergie importée pour la production d'électricité serait repoussée sur une période de 5 ans si le Vietnam mettait en œuvre la politique d'efficacité énergétique comme celle prévue dans le scénario EFF. Cette politique permet d'économiser plus de 1 milliard de dollars par an grâce à la réduction des importations d'énergie. Le Vietnam réduirait d'environ 5 milliards de dollars par an d'importation d'énergie s'il mettait en œuvre une politique d'efficacité énergétique en combinaison avec des mesures visant à limiter les émissions de carbone (scénario CCS). Le pays serait sans doute en situation de déséquilibre extérieur majeur du fait des importations d'énergie, si la mise en œuvre de

[100] Source : l'auteur d'après la simulation d'ELECSIM

politiques visant à développer les énergies renouvelables et l'énergie nucléaire (comme dans les scénarios NUC, REN et EQU) échouait (graphique 4.11).

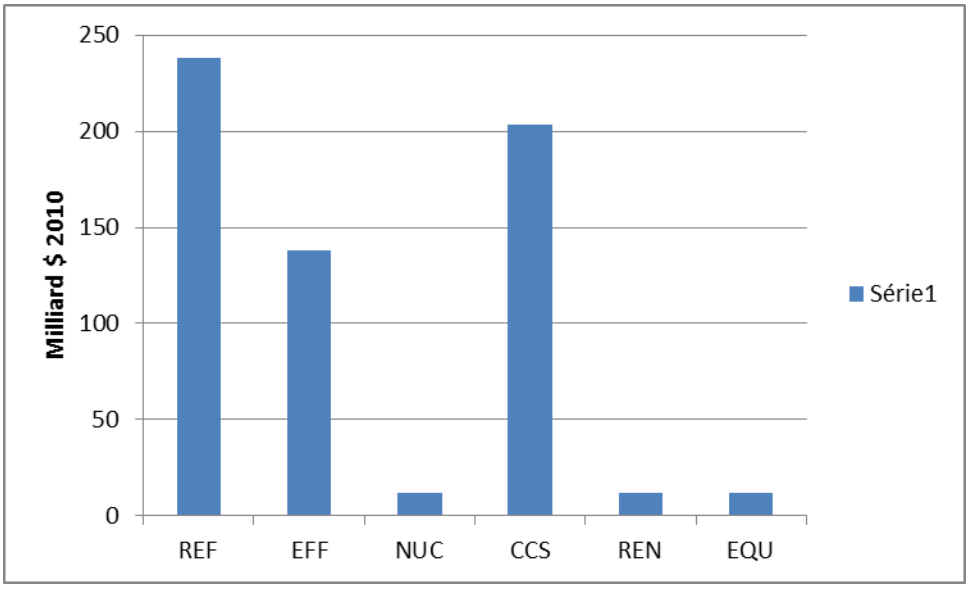
Le Vietnam va dépenser près de 240 milliards de dollars pour les importations de combustibles fossiles sur la période 2020-2050, s'il maintient la structure de son système national d'électricité, une dépense moyenne d'environ 8 milliards de dollars américains par an (Graphique 4.11.).



Graphique 4.11. Les factures des importations des énergies fossiles[101]

La somme dépensée pour les importations de combustibles fossiles pour la production d'électricité diminue d'environ 100 milliards de dollars américain sur la même période si le Vietnam met en œuvre des mesures visant à améliorer l'efficacité énergétique dans le secteur électrique (scénario EFF) ; dans ce cas, il pourrait réaliser une réduction moyenne supérieure à 3,3 milliards de dollars américain par an. Poursuivre des politiques d'utilisation des combustibles fossiles pour la production de l'électricité avec un équipement utilisant la technologie CCS conduirait à une augmentation d'environ 70 milliards de dollars américain d'importations sur la période, soit 2,3 milliards de dollars américains par an. La mise en œuvre des politiques prévues par les scénarios NUC, REN et EQU conduit à une dépense d'importation d'énergie de l'ordre de 12 milliards de dollars américain sur 30 ans, soit 0,4 milliard de dollars par an.

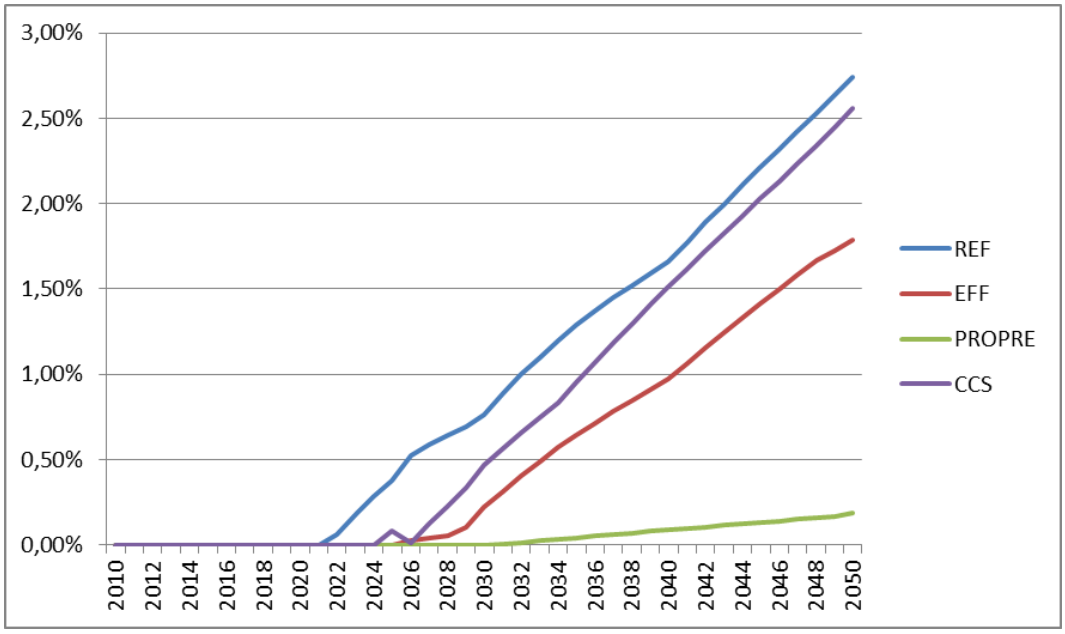
[101] Source : l'auteur, d'après la simulation d'ELECSIM



Graphique 4.12. Cumulation des factures des importations d'énergie pour la période 2020-2050[102]

Les formes des courbes du graphique 4.13 ressemblent aux formes des courbes de la figure 4.11. Elles reflètent le pourcentage de la facture des importations d'énergie fossile dans le PIB entre 2010 et 2050. Les factures des importations d'énergie sont en augmentation en proportion du PIB dans tous les scénarios de cette étude. Cette part des importations d'énergie se situe à 2,7% du PIB en 2050 dans le scénario de référence. La mise en œuvre de mesures visant à améliorer l'efficacité énergétique comme dans le scénario EFF permet au Vietnam, ceteris paribus, de réduire ce pourcentage à 1,7 % en 2050. Les importations d'énergie fossile représentent environ 1,8% du PIB dans le scénario CCS. Ce ratio est presque identique dans les scénarios NUC, REN et EQU, de l'ordre de 0,18%.

[102] Source : l'auteur d'après la simulation d'ELECSIM



Graphique 4.13. Pourcentage des factures des importations d'énergie dans le PIB[103]

2.3. Les coûts de production d'électricité

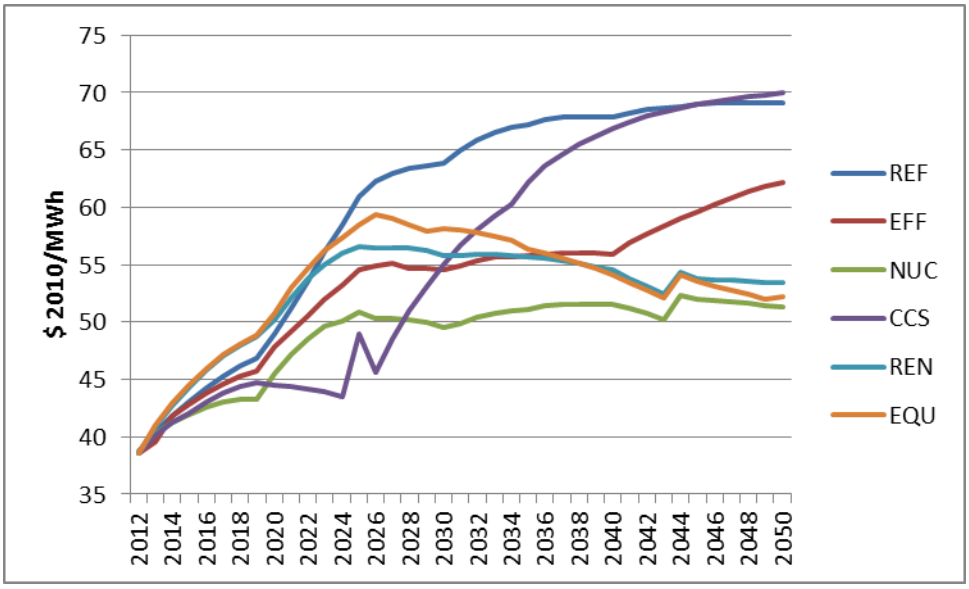
Le coût moyen de la production annuelle d'électricité augmente dans tous les scénarios d'ici 2025, notamment si l'on inclut le coût social du carbone. Les sources d'électricité à faible coût de production, comme l'hydroélectricité, la géothermie et la biomasse ont en effet aujourd'hui un potentiel technique limité.

Après 2025, le coût de la production d'électricité dans les scénarios REF, EFF et CCS (fondés sur la production d'électricité en utilisant des combustibles fossiles), continue d'augmenter. Cependant, le coût de la production d'électricité dans le scénario EFF augmente plus lentement et avec de faibles coûts de production dans les trois scénarios. Le coût de production d'électricité moyen est d'environ 62 $/MWh en 2050. Le coût moyen de production d'électricité du scénario CCS est 70 $ / MWh. Il est très proche du coût moyen de production d'électricité du scénario de référence, un peu moins de 70 $/MWh en 2050.

Le scénario de la production d'électricité à base de combustibles non fossiles montre que les coûts moyens de production d'électricité diminuent progressivement après 2025. Le scénario NUC a le coût moyen de production de l'électricité en 2050 le plus bas, environ 52 $ / MWh. Le scénario REN a le coût moyen de production d'électricité légèrement supérieur à 54,8 $/MWh, contre 54,6 $/MWh pour le scénario EQU.

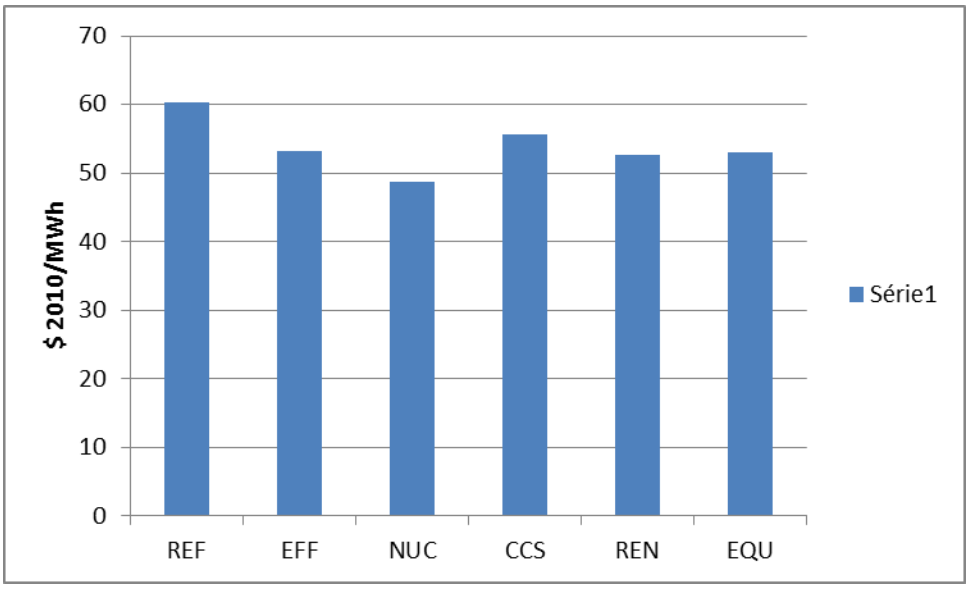
---

[103] Source : l'auteur, d'après la simulation d'ELECSIM



Graphique 4.14. Evaluation des coûts moyens de production d'électricité[104]

Le scénario EFF conduit à un coût moyen de production d'électricité sur la période 2012-2050 à 53,3 $/MWh, ce qui est un coût inférieur à celui du scénario de référence de près de 7 $/MWh. Le scénario NUC a le plus faible coût moyen sur la période 2012-2050, soit 50 $/MWh. Les deux scénarios REN et EQU ont des coûts moyens de production d'électricité égaux sur la période 2012-2050, 52,6 $/MWh pour le scénario REN et 53,1 $/MWh pour le scénario EQU sur la même période.



Graphique 4.15. Coût moyen de production d'électricité sur toute la période 2012-2050[105]

[104] Source : l'auteur d'après la simulation d'ELECSIM

Les coûts moyens de production de l'électricité sur toute la période 2012 – 2050 de l'ensemble des scenarios ne sont pas vraiment significativement différents si l'on prend en compte l'incertitude qui préside à l'évaluation des coûts futurs des nouvelles technologies existantes ou à venir.

3. LES IMPACTS SOCIAUX

Nous pouvons considérer l'impact social du développement du secteur électrique sous plusieurs angles, au regard des objectifs d'efficacité énergétique et de réduction des émissions de GES. L'hydroélectricité est une source d'électricité propre, elle a un impact social important, notamment la délocalisation des citoyens locaux, la réduction de leurs moyens de subsistance alimentaire et d'espace résidentiel et les transformations d'un site devenu dépendant aussi du changement des régimes d'écoulement des fleuves. L'énergie nucléaire provoque une inquiétude dans l'opinion publique concernant la sécurité de ses centrales, les quantités de radioactivité dispersée dans l'environnement, la pollution qui en découle et ses effets sur la santé des personnes.

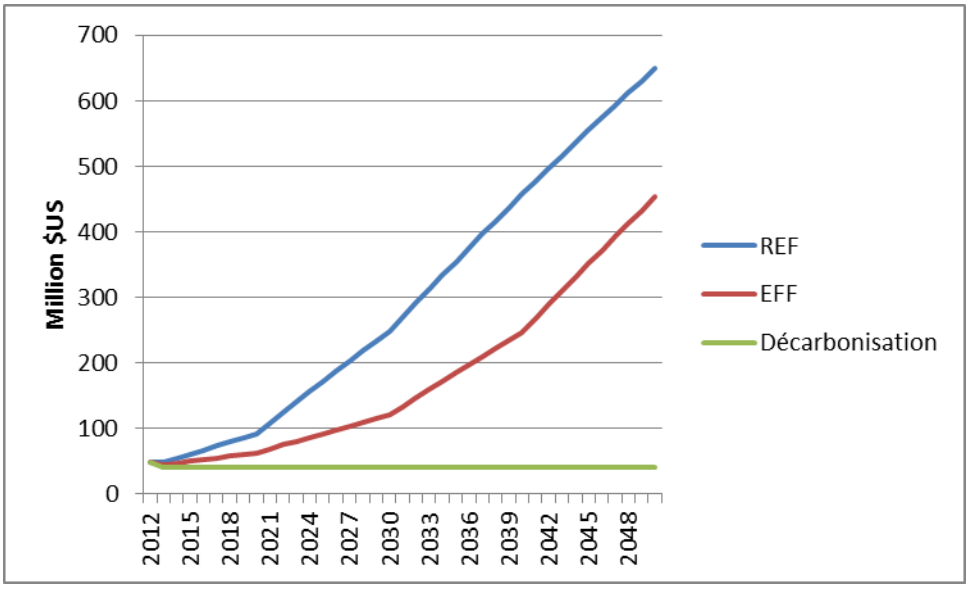
Les effets négatifs potentiels de tous les scenarios sont nombreux, mais difficilement constatables et comparables dans leur ensemble. Dans ce cadre, nous limiterons notre analyse aux coûts de certains effets indésirables des centrales thermiques sur la santé provoqués par les émissions de poussières, de SO2 et de NOx, en nous référant aux études de Tuan (1997), Tran (2005), Nguyen (2008) et l'Institut de l'énergie (2011). L'impact négatif sur la santé sera mis en évidence en analysant l'augmentation des maladies, notamment respiratoires, et les effets sur la durée de vie des communautés vulnérables.

3.1. Les coûts des dommages de la santé dus aux particules

Les résultats de simulation par l'outil ELECsim montrent que le coût des dommages de la santé causés par la poussière passe de 48,9 millions de dollars américains en 2012 à près de 650 millions de dollars américains en 2050 dans le scénario de référence.

---

[105] Source : l'auteur d'après la simulation d'ELECSIM



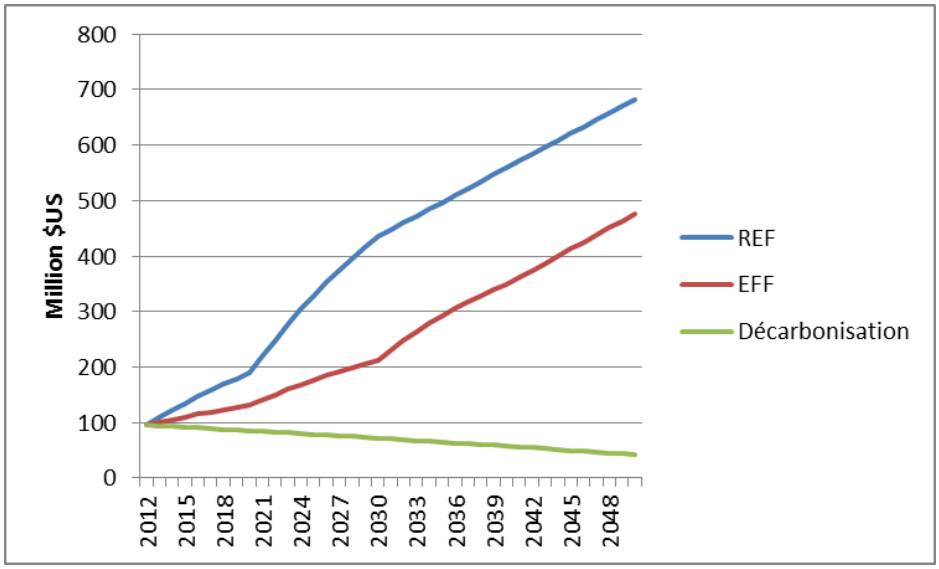
Graphique 4.16. Coûts des dommages de la santé consécutifs aux émissions de poussières[106]

Le coût des dommages de santé tombe à environ 200 millions de dollars américains en 2050 si le Vietnam poursuit une politique d'efficacité énergétique (scénario EFF) DONNER LA SOURCE POUR L'EVALUATION DES DOMMAGES. Il est à noter que le coût des dommages de santé liés aux particules baisse au cours de la période d'étude de 2012 à 2050 dans les scénarios de « décarbonisation », de l'ordre de 40,4 millions de dollars américains en 2050.

3.2. Les coûts des dommages de la santé consécutifs aux émissions de SO2

Le coût des dommages à la santé causés par le SO2 est passé de 95,8 millions à 682,6 millions de dollars américains de 2012 à 2050 dans le scénario de référence. Ce coût est réduit à 476,6 millions de dollars en 2050 si le Vietnam poursuit des politiques efficaces proposées dans le scénario EFF. Cet indicateur chute de moitié en 2050 par rapport à 2012 dans les scénarios de « décarbonisation ».

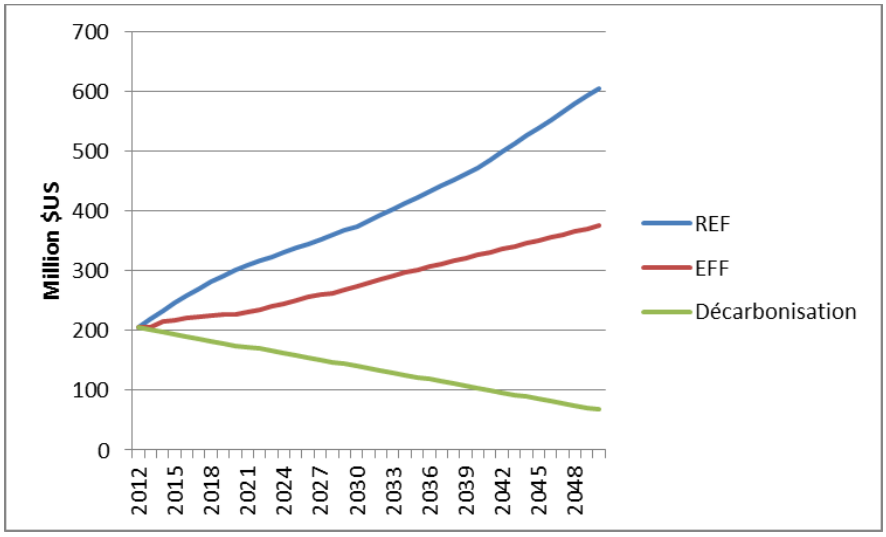
[106] Source : l'auteur, d'après la simulation d'ELECSIM



Graphique 4.17. Coûts des dommages de la santé consécutifs aux émissions de SO2[107]

3.3. Les coûts des dommages de la santé consécutifs aux émissions de NOx

Dans le scénario de référence, le coût des dommages de santé en raison des émissions de NOx est multiplié par un coefficient 3 sur la période allant de 2012 à 2050. Ce coût augmente de 200 millions de dollars américains en 2012 à plus de 600 millions de dollars américains en 2050. Ce coût sera réduit de plus d'un tiers en 2050 dans le scénario de l'efficacité énergétique par rapport au scénario de référence.



Graphique 4.18. Coûts des dommages de la santé due aux émissions de NOx[108]

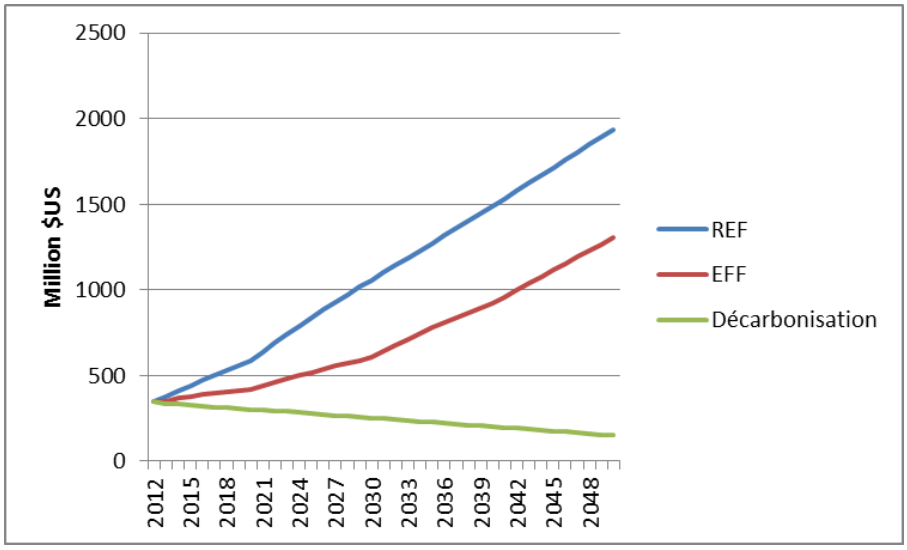
---

[107] Source : l'auteur, d'après la simulation d'ELECSIM

[108] Source : l'auteur d'après la simulation d'ELECSIM

3.4. Les coûts totaux des dommages de la santé consécutifs aux émissions de poussières, SO2 et NOx

Le coût total des dommages de la santé dû à l'électricité thermique serait multiplié par 5 sur la période de 2012-2050. Il passerait de 349,5 à 1936,3 millions de dollars américains de 2012 à 2050. Si le Vietnam poursuit la politique d'efficacité énergétique comme dans le scénario EFF, il pourra réduire ce coût de plus de 600 millions de dollars américains en 2050. Ce coût diminue de plus de moitié en 2050 par rapport à celui de 2012 dans les scénarios de « décarbonisation », soit moins de 170 millions de dollars.



Graphique 4.19. Coûts totaux des dommages de la santé consécutifs aux émissions de poussières, SO2 et NOx[109]

4. LES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX

Les impacts environnementaux de la production d'électricité peuvent être classés selon les types de combustibles, les centrales thermiques, nucléaires, hydroélectriques et les énergies renouvelables.

La production des centrales thermiques développe des émissions de gaz à effet de serre, elle impacte fortement le changement climatique, elle pollue l'eau, l'air et les sols et elle réduit la diversité biologique.

La production de l'énergie nucléaire n'est pas sans danger, notamment en termes de rayonnement et d'émission de matières radioactives qui affectent la terre, l'eau et l'air, de l'exploitation minière au recyclage des combustibles usés,

[109] Source : l'auteur, d'après la simulation d'ELECSIM

en passant par la fabrication du combustible nucléaire, la production d'électricité nucléaire et les phases de stockage des déchets. La question de la sûreté nucléaire dans le processus de la production de l'électricité nucléaire est une question très controversée, notamment en cas d'accidents des centrales nucléaires ou de protection contre les catastrophes naturelles et les actes malveillants ou terroristes. L'importance de l'impact de la contamination des radiations nucléaires sur l'écosystème, la diversité biologique ou la santé publique sont toujours des questions débattues par les spécialistes et dans l'opinion publique, au regard des inconvénients du même type concernant les autres sources d'énergie.

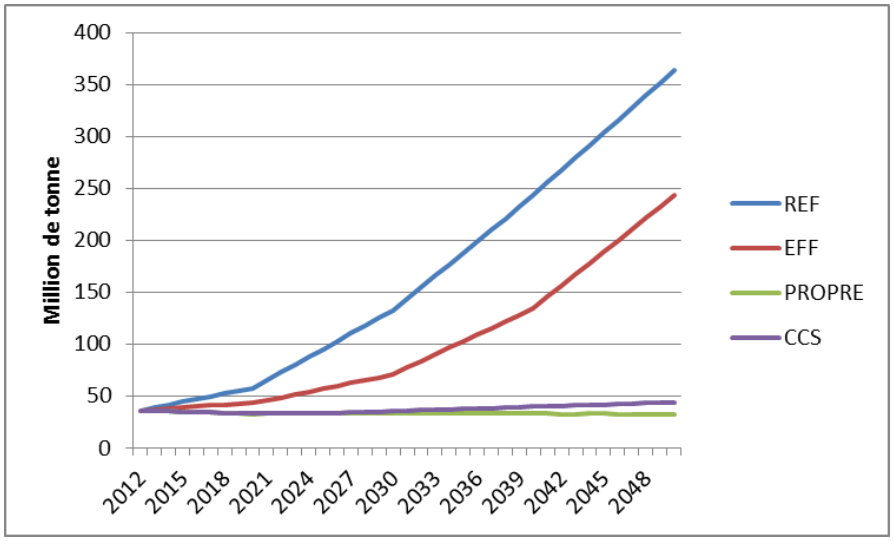
La production d'hydroélectricité affecte principalement la diversité écologique et biologique, en particulier dans les zones proches du réservoir. Elle exerce également un impact sur l'écoulement dans le bassin de la rivière, ce qui ne manque pas de modifier les écosystèmes en amont et en aval. Il existe aussi des émissions de gaz à effet de serre provenant des réservoirs hydroélectriques.

L'impact environnemental de la production d'électricité à partir des énergies renouvelables est négligeable. Son principal effet négatif porte sur la superficie des terres utilisées pour le développement de l'électricité, ce qui peut mettre l'exploitation de ces terres fertiles en concurrence avec la production des produits alimentaires.

4.1. Les émissions de CO2

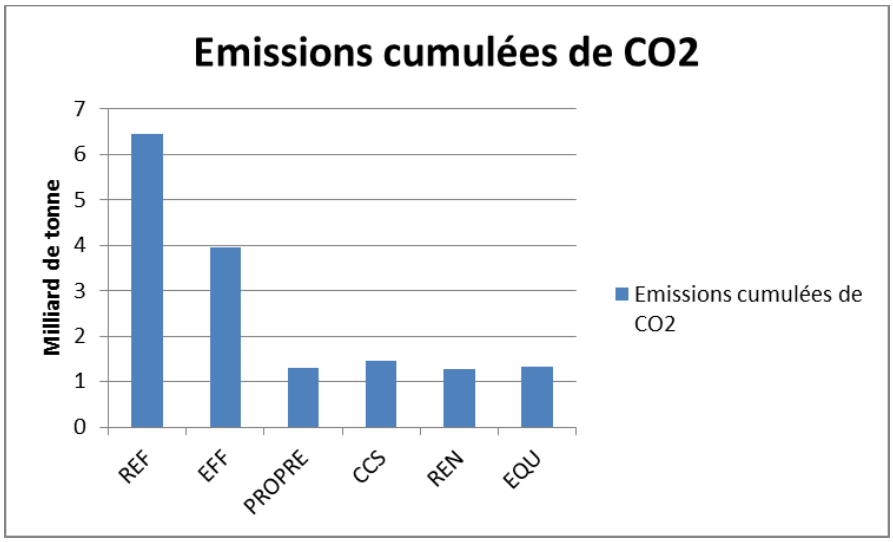
Les émissions de CO2 de la production d'électricité seraient multipliées par un coefficient supérieur à 10, de 36 millions à 363,5 millions de tonnes de CO2 de 2012 à 2050 dans le scénario de référence (REF). C'est la conséquence de l'augmentation très rapide de la production d'électricité à base de charbon et de gaz naturel. Les émissions de CO2 augmenteraient de façon régulière jusqu'à 250 millions de tonnes de CO2 en 2050 dans le scénario EFF, soit une baisse d'environ 110 millions de tonnes par rapport au scénario REF.

En appliquant une politique du changement du mix de production d'électricité, les émissions baisseraient légèrement, d'environ 32 millions de tonnes de CO2 dans tous les scénarios de « décarbonisation » par rapport à la situation de 2012 ; elles sont représentées dans le graphique 4.20 par une courbe commune PROPRE, à l'exception les émissions relatives au scénario CCS légèrement en augmentation, de l'ordre de 44 millions de tonnes de CO2.



Graphique 4.20. Les émissions de CO2[110]

Les émissions cumulées de CO2 représentent près de 6,5 milliards de tonnes dans le scénario de référence sur toute la période 2012 - 2050. Le Vietnam réduirait de 2,5 milliards de tonnes de CO2 dans la production d'électricité par rapport au scénario de référence s'il poursuit les politiques d'efficacité énergétique similaire au scénario EFF, soit une baisse totale de 40 %. Tous les scénarios de « décarbonisation » à partir de la politique du changement du mix de production d'électricité réduiraient encore d'environ 2,6 milliards de tonnes les émissions de CO2 par rapport au scénario EFF pour la période 2012-2050, sauf le scénario CCS qui offre une réduction d'environ 2,5 milliards de tonnes de CO2.

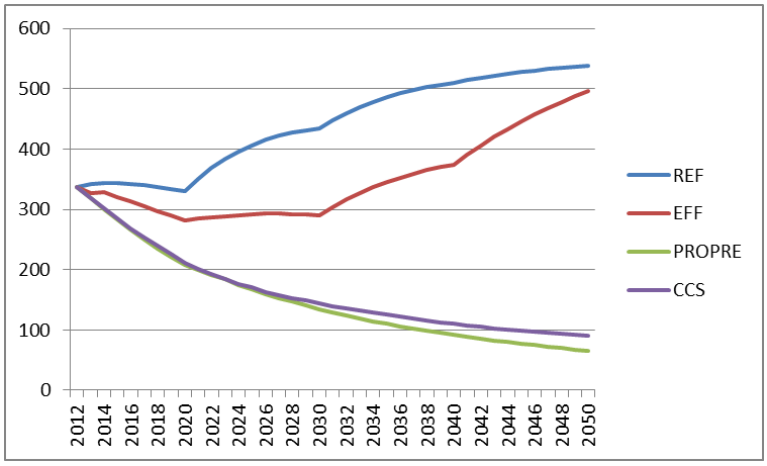


Graphique 4.21. Les émissions cumulées de CO2[111]

[110] Source : l'auteur d'après la simulation d'ELECSIM

L'intensité des émissions de CO2 augmente progressivement dans le scénario de référence à partir de 337 g de CO2/kWh en 2012 à 536 gCO2/kWh en 2050. Cet indicateur augmente également à 487 gCO2/kWh en 2050 dans le scénario EFF. Il baisse de 16,5% par rapport au scénario de référence, mais il est incomparablement plus élevé que le seuil préconisé par le GIEC de -30 à 50 gCO2/kWh, et encore beaucoup plus élevé que les estimations faites pour l'Indonésie (63 gCO2/kWh) ou l'Inde (84 gCO2/kWh) sur la base du projet DDPP. Ceci montre que pour parvenir à des réductions importantes des intensités de CO2 dans la production d'électricité par rapport au niveau atteint dans les pays des régions asiatiques étudiées dans l'étude DDPP (SDSN & IDDRI, 2014), un changement important du mix de production d'électricité est nécessaire. Il reste encore beaucoup d'efforts à faire pour le Vietnam s'il veut atteindre les normes internationales d'émissions de CO2 dans le secteur de la production d'électricité afin de lutter contre le changement climatique et de construire une économie sobre en carbone en appliquant les règles du développement durable.

L'intensité des émissions de CO2 tomberait en 2050 à 90 g de CO2/kWh dans le scénario CCS. Cette intensité chute encore à 66 gCO2 / kWh pour les trois autres scénarios NUC, REN et EQU, lesquels sont représentés par une courbe commune PROPRE. Tous les scénarios de « décarbonisation » atteignent les contraintes des émissions de CO2 de la politique énergie-climat proposée par cette étude.



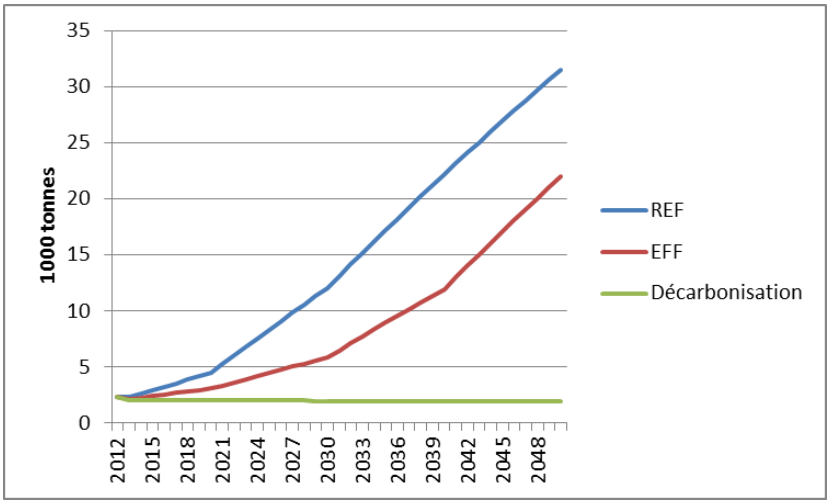
Graphique 4.22. Intensité des émissions de CO2[112]

[111] Source : l'auteur, d'après la simulation d'ELECSIM

[112] Source : l'auteur, d'après la simulation d'ELECSIM

4.2. Les émissions de particules

La proportion de l'électricité de charbon dans la production totale d'électricité devrait croître fortement dans le scénario de référence, de 20,51% à 58,33%, de 2012 à 2050. Les émissions de poussières de la production d'électricité de charbon seraient multipliées par un coefficient égal à 13, de 2.400 tonnes en 2012 à 31.500 tonnes en 2050 dans le scénario de référence. Les émissions de poussières de la production d'électricité à partir du charbon augmenteraient plus lentement dans le scénario EFF et atteindraient 30.000 tonnes en 2050. Les émissions de poussières seraient réduites à environ 2.000 tonnes en 2050 dans tous les scénarios de « décarbonisation ».

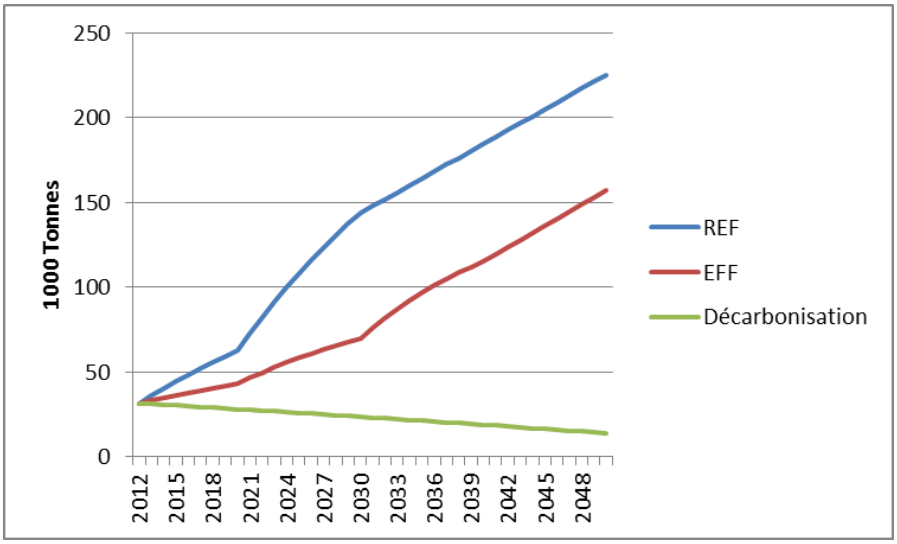


Graphique 4.23. Emissions de poussières[113]

4.3. Les émissions de SO2

Les émissions de SO2 dans la production d'électricité de charbon devraient augmenter à un rythme plus lent que les émissions de poussière. Ces émissions augmenteraient de 31.600 tonnes en 2012 à 225.300 tonnes en 2050 dans le scénario de référence. La politique d'efficacité énergétique apporte une réduction importante des émissions de SO2, soit 157.300 tonnes en 2050. Les émissions ont diminué de façon constante ; en 2050, elles atteignent 14.000 tonnes dans tous les scénarios de décarbonisation.

[113] Source : l'auteur, d'après la simulation d'ELECSIM



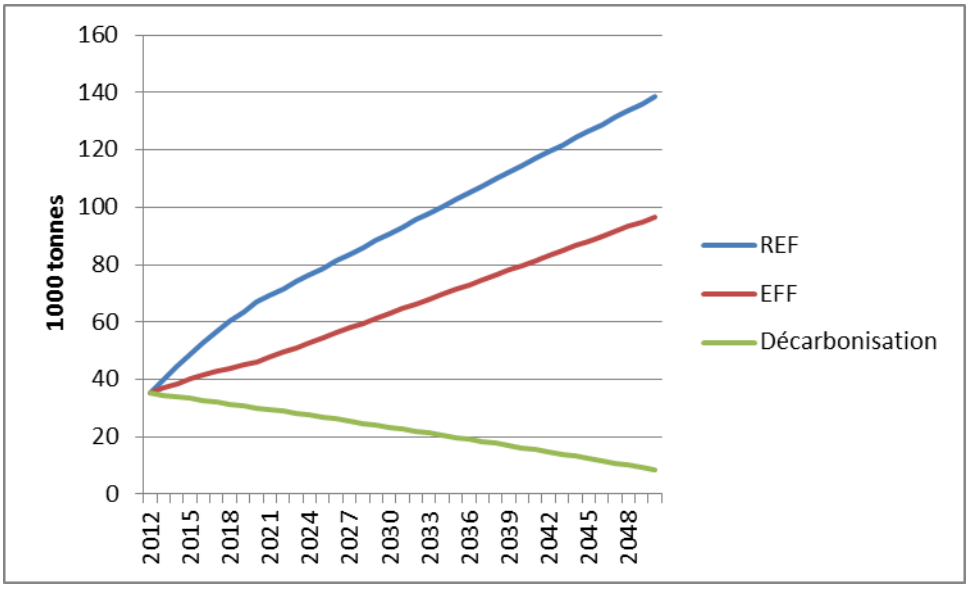
Graphique 4.24. Emissions de SO2[114]

4.4. Les émissions de NOx

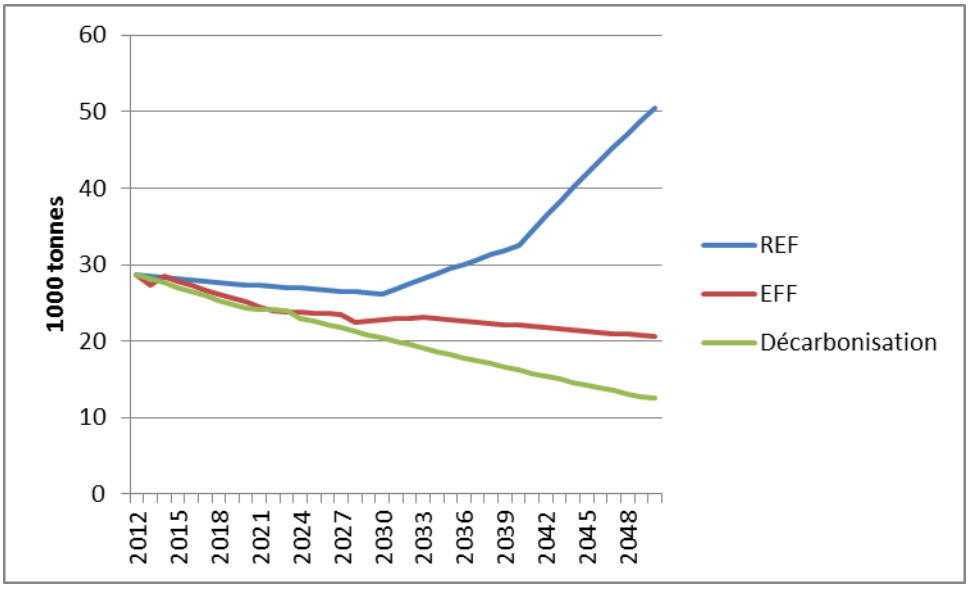
Les émissions de NOx dans la production d'électricité au charbon a le taux de croissance le plus lent que les émissions de CO2, elles seraient 4 fois plus importantes en 2050 par rapport à 2012, de 35.200 tonnes à 138.400 tonnes dans le scénario de référence et 96.600 tonnes dans le scenario EFF. Les émissions baissent également dans tous les scénarios de décarbonisation pour atteindre 8.600 tonnes en 2050.

Outre les émissions de CO2, les émissions de NOx provenant des centrales électriques du gaz naturel diminueraient de 28.700 tonnes en 2012 à 26.200 tonnes en 2030 dans le scenario de référence. Cependant, à partir de 2030, le Vietnam utilisera un gaz naturel liquéfié. Ces émissions augmenteraient progressivement jusqu'à 50.500 tonnes en 2050. Avec les politiques d'efficacité énergétique, le Vietnam n'a pas besoin d'importer du gaz naturel liquéfié pour produire l'électricité, les émissions descendent alors à 20.600 tonnes en 2050. Les émissions de NOx seront réduites dans tous les scénarios de décarbonisation, de l'ordre de 12.600 tonnes en 2050.

[114] Source : l'auteur, d'après la simulation d'ELECSIM



Graphique 4.25. Emissions de NOx provenant des centrales au charbon[115]



Graphique 4.26. Emissions de NOx des centrales au gaz naturel[116]

4.5. Les eaux usées

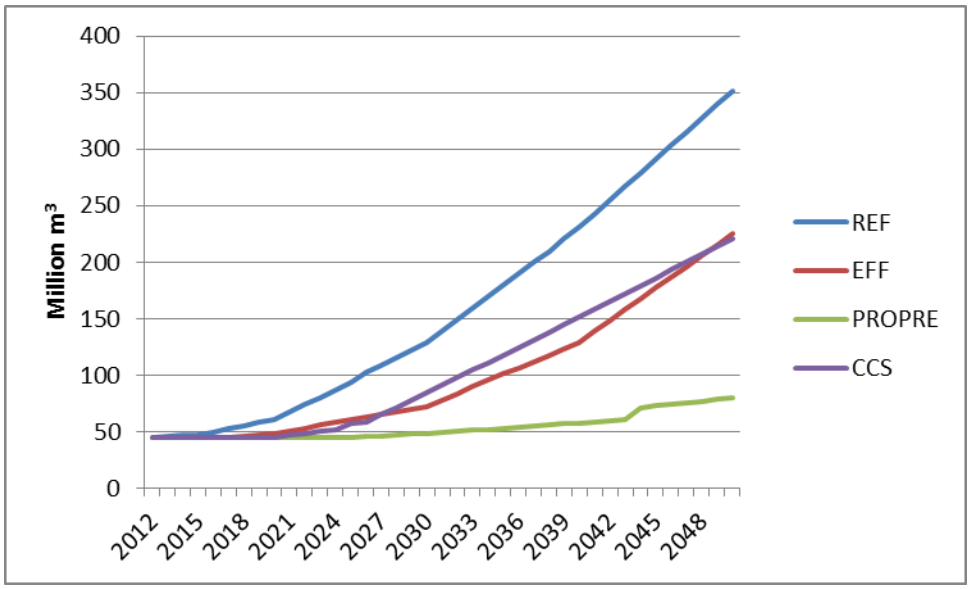
La production hydroélectrique a un fort impact environnemental local concernant les régimes d'écoulement de l'eau. Les centrales thermiques affectent non seulement l'atmosphère, elles ont également un impact significatif sur la qualité de l'environnement et les ressources en eaux. Les eaux usées produites par les centrales thermiques présentent des risques potentiels de pollution. Sur la

[115] Source : l'auteur, d'après la simulation d'ELECSIM

[116] Source : l'auteur d'après la simulation d'ELECSIM

base des données fournies par l'Institut de l'énergie (2011), nous avons simulé la quantité d'eaux usées des centrales thermiques nécessaires dans les scénarios de notre étude.

La quantité d'eaux usées serait multipliée par un coefficient égal à 8 sur la période de 2012 à 2050, passant de 44,8 millions de m3 en 2012 à 351,8 millions de m3 en 2050 dans le scénario de référence. Les émissions provenant de la production d'électricité thermique tomberaient à 225,1 millions de m3 en 2050 avec le scénario de l'efficacité énergétique. Dans le scénario CCS, le volume d'eaux usées sera de 220,6 millions de m3 en 2050. Les quantités des eaux usées dans les scénarios NUC, REN et CCS sont équivalentes, car elles ont une production d'électricité thermique similaire, soit 79,8 millions de m3 en 2050. Elles sont représentées sur le graphique 4.27 par la courbe PROPRE.



Graphique 4.27. Eaux usées des centrales thermiques[117]

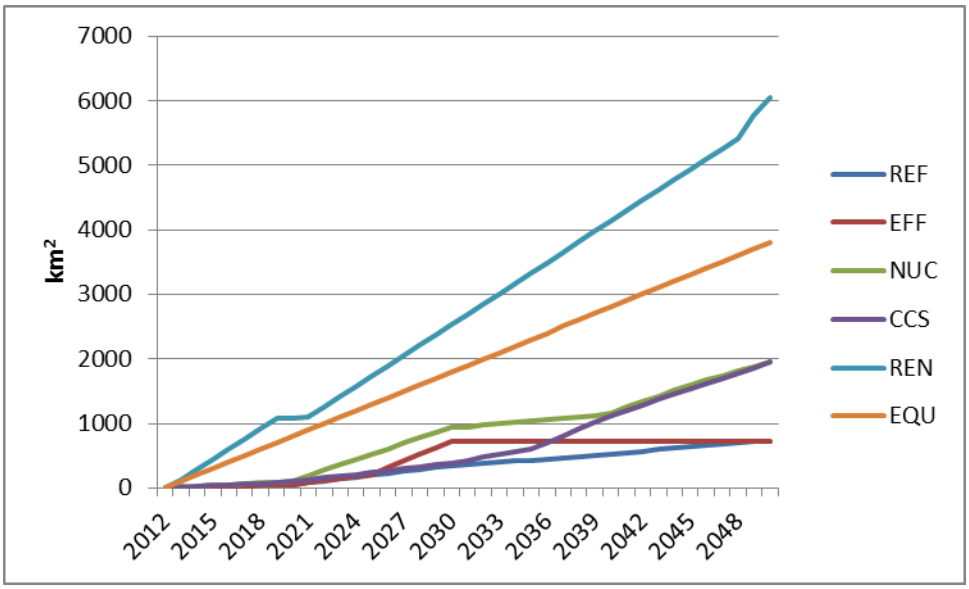
4.6. L'utilisation des terres

La production de l'électricité a également un impact significatif sur l'utilisation des ressources en terres. En 2050, la population du Vietnam aura une population supérieure à deux fois la population actuelle de la France, pour une superficie des terres deux fois moindre. En outre, les trois-quarts du territoire du Vietnam sont montagneux. Or, la population du Vietnam est concentrée principalement dans les villes situées dans les plaines. Le processus d'urbanisation du Vietnam augmente de près de 4% par an. L'évaluation des

[117] Source : l'auteur, d'après la simulation d'ELECSIM

impacts du développement des sources d'électricité par l'utilisation des terres donc très importante. La concurrence avec l'utilisation des terres agricoles pose la question de la sécurité alimentaire d'un pays dont la population va augmenter de près de 50% sur la période 2010 - 2050. En outre, l'essor des infrastructures de l'économie ou les surfaces nécessaires aux activités industrielles et de services rend la concurrence pour l'occupation des sols disponibles de plus en plus vive.

L'énergie éolienne a un coût compétitif parmi les sources d'énergie renouvelable, mais cette source d'électricité est consommatrice de terres pour chaque unité de capacité installée. La superficie des terres utilisées pour le développement de l'énergie éolienne passe d'environ 3,37 km2 en 2012 à 730 km2 en 2050 dans le scénario de référence et celui de l'efficacité énergétique EFF. La quantité de terres utilisées pour le développement de l'énergie éolienne augmente de plus de 2,6 fois dans le scénario NUC et CCS en 2050 par rapport au scénario de référence, soit une surface de 1900 km2. Le scénario EQU demande plus de 3800 km2 de terres en 2050 pour le développement de l'énergie éolienne. Le scénario REN exige pour sa part 6053,7 km2 (soit un territoire de 60 kilomètres de large et 100 kilomètres de longueur) d'occupation des terres pour le développement de l'énergie éolienne en 2050.



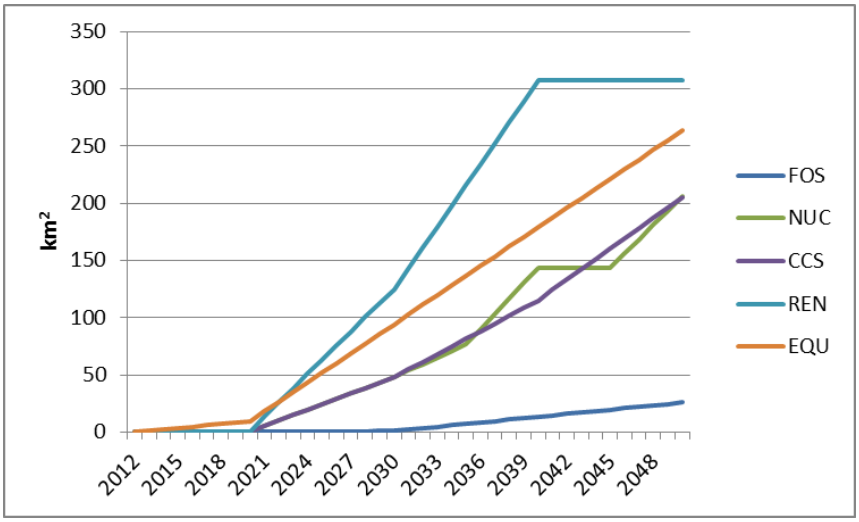
Graphique 4.28. Utilisation de terres pour l'électricité éolienne[118]

La superficie des terres pour le développement de l'énergie solaire doit passer d'un niveau négligeable en 2012 à 25,9 km2 en 2050 selon les scénarios REF et EFF (courbe FOS du graphique 4.29). Les scénarios NUC et CSC ont besoin

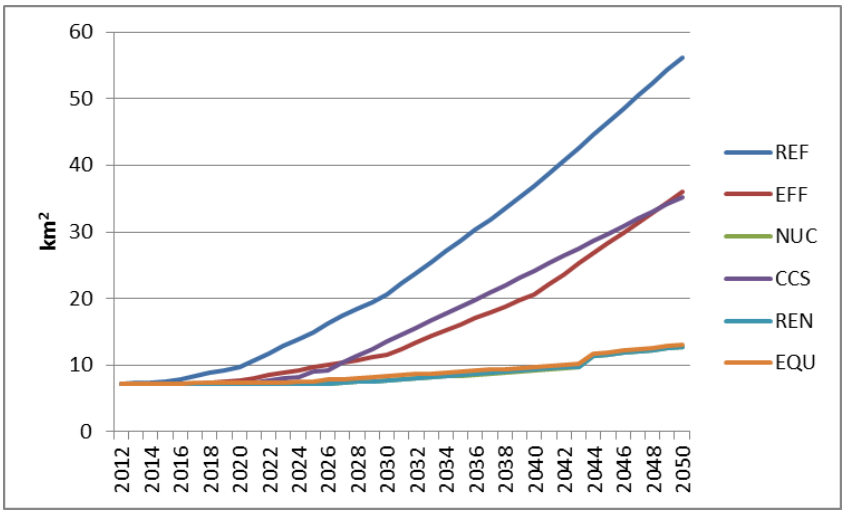
[118] Source : l'auteur d'après la simulation d'ELECSIM

d'une superficie de plus de 200 km2 en 2050 pour développer l'énergie solaire. Cette demande augmentera à 263,5 km2 en 2050 dans le scénario EQU. Le scénario REN exige également une quantité de terres pour le développement solaire de plus de 300 km2 en 2050.

La superficie des terres des centrales thermiques au Vietnam en 2012 était d'environ 8 km2. Il passera à plus de 55 km2 en 2050 dans le scénario de référence. La demande de terres pour l'électricité thermique sera d'environ 35 km2 en 2050 pour les scénarios EFF et du CCS. En 2050, les scénarios NUC et EQU nécessitent environ 13 km2 de terres pour les centrales thermiques.



Graphique 4.29. Utilisation de terres pour l'électricité photovoltaïque[119]

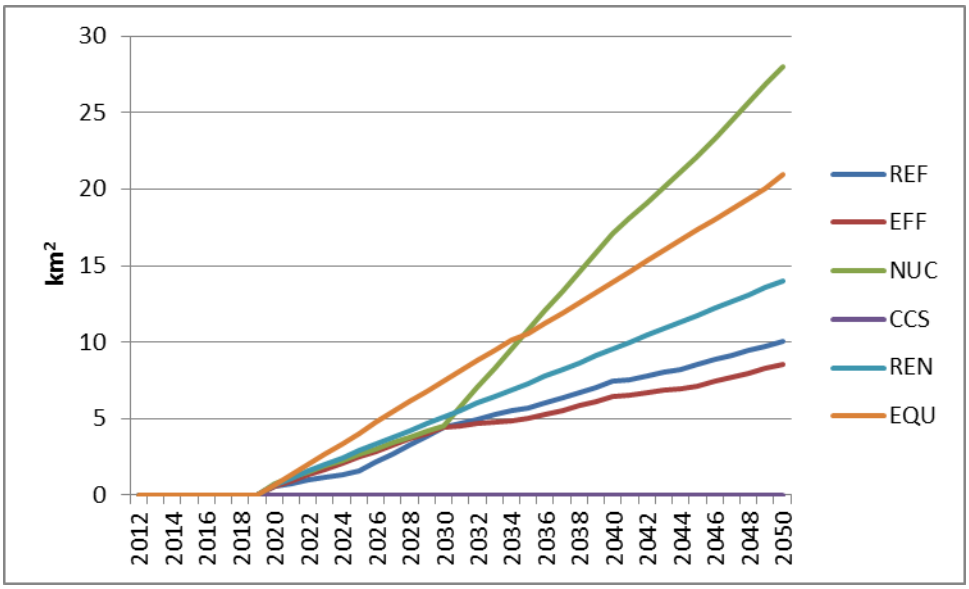


Graphique 4.30. Utilisation de terres pour l'électricité thermique[120]

[119] Source : l'auteur d'après la simulation d'ELECSIM

[120] Source : l'auteur d'après la simulation d'ELECSIM

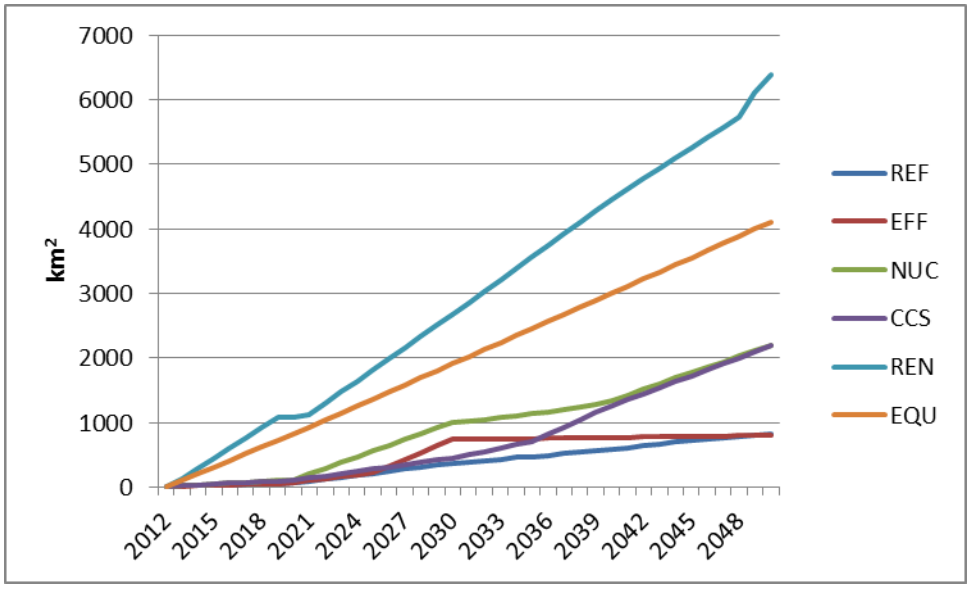
La superficie des terres pour les centrales nucléaires au Vietnam augmente d'un niveau négligeable de l'ordre de 10 km2 en 2050 dans le scénario de référence, si l'on ne considère pas des mesures spécifiques de gel supplémentaire de terres pour la protection contre des actes malveillants ou de catastrophes naturelles imprévisibles. En 2050, le scénario EFF a besoin de moins de 2 km2 de terres pour l'énergie nucléaire par rapport au scénario de référence, le scénario REN exige une superficie de terres d'environ 15 km2 en 2050 contre 20 km2 pour le scénario EQU. L'occupation des terres pour le développement de l'énergie nucléaire augmentera d'un coefficient 3 en 2050 dans le scénario NUC en comparaison avec le scénario de référence.



Graphique 4.31. Utilisation de terres pour l'électricité nucléaire[121]

Comme la capacité installée de l'énergie hydroélectrique, la biomasse et la géothermie sont similaires dans tous les scénarios, l'impact du développement de ces sources d'électricité sur l'utilisation de terres est également identique. Par conséquent, nous pouvons calculer la superficie totale des terres utilisées pour développer l'électricité thermique, l'électricité nucléaire et l'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable sur la base des scenarios (graphique 4.32). On constate que le scenario REN est le plus consommateur de terres, ce qui, dans un territoire exigu au regard de sa population, doit être pris en compte dans les décisions publiques.

[121] Source : l'auteur d'après la simulation d'ELECSIM



Graphique 4.32. Utilisation totale de terres pour les électricités renouvelables, thermiques et nucléaires[122]

5. CONCLUSION

L'impact sur le secteur de l'énergie montre que le Vietnam est un pays qui a une intensité d'électricité en fonction du PIB très élevée. Le pays pourrait avec une efficacité accrue réduire d'environ 25% sa consommation d'électricité en 2050, par rapport à la tendance actuelle. Il est à noter que le coût des mesures concernant l'amélioration de l'efficacité énergétique dans la maitrise de la demande devrait être compensé par les coûts évités dans l'investissement et la production de l'électricité du côté de l'offre d'électricité.

La poursuite des politiques d'efficacité énergétique devrait aider le Vietnam à éviter de produire environ 200 TWh d'électricité à base de charbon dans la demande totale d'électricité de 520 TWh économie en 2050. Elle devrait permettre également au Vietnam d'éviter de produire 10 TWh d'électricité nucléaire de 2020 à 2050, l'équivalent de la production de deux centrales nucléaires de 1000MW.

Cependant, le secteur électrique du Vietnam n'est pas encore suffisamment engagé dans la voie du développement durable. Il faut une décision politique forte pour contrôler la demande et renforcer l'utilisation des technologies les plus propres. L'intensité carbone du scénario de l'efficacité énergétique est 469,0 gCO2 par kWh 2050 par rapport à 516,6 gCO2 par kWh du scénario de référence.

[122] Source : l'auteur d'après la simulation d'ELECSIM

Ce niveau est encore beaucoup trop élevé eu égard à la référence donnée par le GIEC et par les pays de la région asiatique dans des projets de recherche DDPP.

Les scénarios de décarbonisation permettent au Vietnam d'atteindre l'objectif de la production d'électricité nécessaire à son économie, tout en respectant l'intensité carbone de 62 à 85 g de CO2 par kWh et le taux de production des énergies renouvelables. Tous les scénarios de décarbonisation atteignent les principaux objectifs pour le développement durable du secteur de l'électricité du Vietnam en 2050, mais ils ont des impacts différents sur les aspects économiques, sociaux et environnementaux.

D'un point de vue économique, le scénario de l'efficacité énergétique offre un coût d'investissement initial, côté offre, inférieur à celui du scénario de référence parce que le besoin de la production d'électricité est moindre de 25%, ce qui réduit d'autant la capacité installée. Le scénario REN nécessite la plus grande quantité de coût d'investissement, deux fois plus que les scénarios d'efficacité énergétique, pour une même demande d'électricité (518 kWh). Le scénario EQU exige également un investissement de près de deux fois supérieur à celui de l'efficacité énergétique. L'énergie issue du vent et du soleil présente des facteurs de charge d'investissement inférieurs à ceux des énergies thermiques et nucléaires. En outre, les coûts de l'investissement initial et les coûts d'exploitation sont moins élevés que les sources d'électricité thermique et nucléaire. Les deux scénarios restants NUC et CCS ont un coût d'investissement initial équivalent au scénario EFF.

Le scénario d'efficacité énergétique conduit également à supporter des factures d'importations des énergies fossiles beaucoup plus faibles que celles du scénario de référence. Si le Vietnam ne développe pas l'énergie nucléaire, le pays devra dépenser environ 15 milliards de dollars américains en 2050 pour importer du charbon. Cette somme est inférieure à la somme de 20 milliards dollars américain pour les importations du charbon proposées dans les deux scénarios REF et EFF, mais elle est significativement plus élevée que le niveau de 1,5 milliard dollars américains proposés dans les autres scénarios de décarbonisation. La facture des importations des énergies fossiles pour la production représentait environ 2% de PIB, si le Vietnam ne veut pas installer des centrales nucléaires et déploiement du produire l'électricité à partir de sources d'énergie fossiles de manière plus propre avec le programme de développement de la technologie CCS.

L'indicateur économique le plus important est le coût moyen de la production d'électricité des scénarios pour toute la période de 2012 à 2050. Le

scénario EFF a un coût moyen de la production d'électricité inférieur à celui du scénario de référence. Le scénario NUC a le coût moyen de la production d'électricité le plus bas. Les deux scénarios qui ont la part des énergies renouvelables la plus grande sont les scénarios REN et EQU. Ils ont des coûts moyens de production d'électricité similaires et légèrement plus faibles que celui dans le scénario EFF. Le scénario CCS a le coût moyen le plus élevé.

Sur le plan social, en raison des limites de notre travail, nous n'avons cherché à quantifier que les seuls coûts des dommages sanitaires supportés par la population domiciliée près de la production d'électricité à partir de combustibles fossiles sans CCS. Les scénarios de décarbonisation ont un coût négligeable sur ce point. En revanche, le Vietnam devrait dépenser près de 2 milliards de dollars américains pour les maladies liées à la pollution de l'environnement local due à la production d'électricité thermique en 2050 pour le scénario de référence. Malgré ce coût réduit dans le scénario EFF, le Vietnam devrait également dépenser près de 1,5 milliards de dollars américains en 2050 pour les soins provoqués par cette pollution.

Au plan environnemental, les scénarios de référence et EFF ont des impacts très négatifs sur le changement climatique avec des intensités de carbone très élevés. Par contre, les scénarios de décarbonisation ont les impacts similaires et faibles sur les émissions de CO2. Cette analyse permet d'affiner les choix des décideurs du système électrique national du Vietnam.

Le scénario de référence produit des émissions de particules plus élevées, près de 16 fois celles du scénario de décarbonisation en 2050. Le scénario EFF a des émissions de poussières inférieures à celles du scénario de référence, mais elles sont encore plus élevées, 11 fois plus fortes que celles des scénarios de décarbonisation en 2050. Cela devrait être pris en compte par les décideurs politiques car il s'agit d'un impact significatif sur la santé des communautés vivant à proximité des centrales thermiques.

De même que pour les émissions de particules, les émissions toxiques de SO2 provenant des centrales électriques thermiques dans le scénario de référence et le scénario EFF sont aussi plus élevés, respectivement de 16 fois et 11 fois en 2050, que celles des scénarios de décarbonisation. Les autres émissions toxiques de NOx des centrales d'électricité thermique dans le scénario de référence sont aussi près de 9 fois plus élevées que celles des scénarios de décarbonisation. Ces émissions sont près de 6 fois plus élevées dans le scénario EFF par rapport aux scénarios de décarbonisation.

Un des critères environnementaux remarquable est la quantité d'eau rejetée par les centrales thermiques ; dans le scénario de référence, cet indicateur est 5 fois plus élevé par rapport à ceux des scénarios de décarbonisation, le scénario CCS excepté. Deux scénarios EFF et CCS consomment presque la même quantité d'eau, trois fois plus que dans les autres scénarios de décarbonisation. Il est vrai que l'eau des centrales n'est pas usée, elle est seulement réchauffée, avec des coûts environnementaux supposés négligeables.

Enfin, le besoin des terres pour développer la production d'électricité dans les scénarios est plus ou moins important selon les sources. Le scénario REN exige la plus grande quantité de terres. Il a besoin d'une superficie de terre (excluant le terrain pour l'électricité hydroélectrique, géothermique et biomasse) 8 fois plus élevée que celle du scénario de référence. Le scénario EQU a également besoin d'un espace 5 fois plus élevé que celui du scénario de référence. Ceci est le grand défi de ces deux scénarios qui présentent la proportion de l'énergie renouvelable élevé. Les scenarios NUC et CCS exigent une quantité de terre similaire et seulement égale à un tiers des terrains nécessaires au schéma du scénario REN, mais l'occupation de sols est deux fois plus élevée au regard de REF, le scénario de référence. Enfin, le scénario EFF nécessite une quantité de terre semblable au scénario de référence.

Conclusion générale

Depuis plus de vingt années, le Vietnam a parcouru un chemin remarquable. D'un pays pauvre en reconstruction économique en raison de l'impact lourd de son histoire, marqué par la généralisation du mécanisme de gouvernance économique de planification centrale, le pays a ensuite engagé une réforme profonde en faveur d'une transition économique, avec l'ouverture de l'économie nationale à des agents plus diversifiés et aux mécanismes de marché. Cela s'est aussi appuyé sur une intégration internationale accrue, en particulier au sein de la région ASEAN.

Si nous ne regardons que les statistiques concernant le PIB et le revenu par habitant, le gouvernement a lieu d'être satisfait par les réalisations économique. Depuis 20 ans, l'économie du Vietnam a connu une croissance continue avec un taux de croissance moyen de 7% par an. De 1990 à 2014, le revenu moyen par habitant a été multiplié par 13. Ainsi le Vietnam a dépassé le seuil d'un revenu national faible, grâce à une politique de développement économique volontariste. Pourtant, l'exploitation des ressources naturelles et l'utilisation d'une main-d'œuvre moins chères que dans plusieurs pays voisins pour attirer les IDE ont mis en évidence le caractère brutal de l'intégration internationale vietnamienne. En outre, les entreprises IDE fabriquent des produits d'exportation à faible valeur ajoutée dans la chaîne de valeur.

Ainsi, le développement de l'économie rapide du Vietnam est considéré aujourd'hui comme étant « non-soutenable », nationalement et internationalement. En effet, le retard de développement de son économie a incité le gouvernement du Vietnam à donner la priorité à la réduction de la pauvreté nationale et à la construction des infrastructures performantes, puis à une croissance focalisée sur la poursuite de la compétitivité et des objectifs quantitatifs ambitieux, avant de se préoccuper des contraintes de l'environnement, des coûts écologiques et humains supportés d'abord par les citoyens vietnamiens.

Actuellement la plupart des décideurs économiques et des économistes vietnamiens analysent toujours les évolutions de la croissance économique future sur la base du sentier de croissance du passé, lequel n'est pourtant pas soutenable. En effet, il est nécessaire de faire des choix entre le présent et le

futur, entre la croissance et l'augmentation de la pollution, entre les ressources disponibles et les options de stratégies de développement économique différents.

Cependant, on remarque aussi que le Vietnam a déployé des efforts et des mesures pour desserrer la contrainte de l'environnement et faire face au défi du changement climatique. Il a aussi participé activement à la signature de l'accord international sur l'environnement et le changement climatique. Il a été actif dans la recherche des compromis nécessaires face aux deux priorités aujourd'hui contradictoires entre le nécessaire développement économique du pays et une production excessive et néfaste de CO2. Récemment ses propositions pour contribuer au régime international sur le climat ont été détaillées et constructives, formulées dans les INDC du Vietnam.

Alors est-il envisageable de réfléchir davantage à un verdissement de la croissance ou même une nouvelle 'transition' pour le Vietnam, cette fois axée sur la thématique environnementale, et non plus seulement économique. Cette réorientation en faveur d'une durabilité plus forte nécessiterait la mise en place de nouvelles hiérarchies de priorités et présenterait de nombreux défis.

Dans ce travail nous avons exploré certaines dimensions qui permettent de contribuer à cadrer cette possible transition dans le domaine énergétique.

En effet, dans le secteur de l'énergie, le principal moteur de la croissance de l'économie de ces dernières années provient de la surexploitation des ressources naturelles, en particulier, pour ce qui nous concerne, du pétrole brut et du charbon. Nous avons vu que la demande d'énergie et la demande d'électricité devraient augmenter de plus de 700% sur la période allant de 2012 à 2050 dans le scénario de référence de cette étude. Ainsi l'approche en termes de transition permet de s'interroger sur les deux défis fondamentaux.

La croissance trop rapide de la demande d'électricité est considérée comme le premier défi à relever dans le secteur électrique vietnamien durant les quarante prochaines années. Pour répondre à la forte croissance de la demande d'électricité au Vietnam d'ici à 2050, le pays devra construire un grand nombre de centrales de production et de nouveaux réseaux électriques. En outre, d'exportateur à importateur d'énergie dès 2015, le Vietnam subit et va subir, de manière de plus en plus prégnante, de nouvelles incertitudes concernant l'insécurité des prix internationaux et l'approvisionnement à l'étranger de ses ressources énergétiques. Ainsi, après la maîtrise de la demande d'électricité, celle des coûts de production d'électricité est le second défi auquel doit répondre le

secteur électrique vietnamien. Les importations de l'énergie en général et les importations du charbon en particulier pour la production d'électricité entraîneront des coûts de production d'électricité en augmentation, notamment parce que le prix du charbon sur le marché international est trois fois plus élevé que le prix de la production intérieure proposé en 2012.

Dans le scénario de référence présenté dans notre recherche, pour satisfaire la demande d'électricité, le Vietnam se propose d'importer du charbon pour produire l'électricité nécessaire. Les importations de charbon devraient atteindre 1,4 milliard de tonnes pour la période 2020-2050. Ces achats nécessaires à la production d'électricité vont rendre le Vietnam fortement dépendant des marchés internationaux de l'énergie et menacer la sécurité énergétique du Vietnam. En outre, la production d'électricité avec du charbon entraine de graves conséquences environnementales. Selon ce scénario, les émissions de CO2 seront multipliées par 10 sur la période de 2012 à 2050. Dans cette hypothèse, l'intensité carbone est estimée à 516 gCO2 par kWh en 2050. Cet indicateur est 10 fois plus élevé que le niveau maximum donné par le GIEC pour maintenir l'augmentation de la température moyenne de la surface de la Terre moins de 2°C. Dans ce contexte, le développement du secteur électrique du Vietnam issu de ce scénario va contribuer au développement non soutenable de la planète, la production d'électricité à charbon provoquant en outre de graves pollutions sur l'environnement local au Vietnam.

Si l'on considère le coût des émissions de CO2 équivalent dans toutes les simulations de décisions économiques (à valeurs de carbone équivalente), le scénario de référence montre qu'un développement du secteur électrique du Vietnam sur la tendance actuelle exercerait non seulement un impact négatif sur l'énergie et l'environnement mais il conduirait aussi à des coûts de production d'électricité très élevés, plus élevés en tout cas que tous les scénarios présentés dans cette étude. Une telle politique, peu concernée par les questions écologiques et environnementales, provoquerait aussi des coûts supplémentaires relatifs aux soins de santé ; en effet, la pollution des centrales thermiques entrainerait un surcoût de soins de santé de l'ordre de 700 % sur la période 2012-2050.

Dans notre démarche de recherche, la poursuite d'une politique d'efficacité énergétique doit aider le Vietnam à atteindre le niveau d'intensité électrique où se situent actuellement plusieurs pays similaires d'Asie du Sud-Est. Dans le scénario EFF, les mesures strictes concernant la politique d'efficacité énergétique devrait permettre au Vietnam de réduire sa demande nationale d'électricité de 25% par rapport à celle du scénario de référence en 2050. Ce scenario est donc

avantageux à la fois pour les dépenses énergétiques engagées, l'économie nationale, l'environnement, le respect des accords internationaux et la santé des populations.

Dans ce contexte, en termes économiques, le coût moyen de la production d'électricité qui en résulte devrait baisser de près de 15% par rapport à celui du scénario de référence. Sur le plan social, ce scénario permettrait d'économiser 35% des coûts des soins de santé en raison de la réduction des maladies causées par la pollution de l'environnement. Sur le plan environnemental, il permet de réduire d'environ 40% les émissions de CO2 par rapport à celles du scénario de référence pour la période allant de 2012 au 2050. Les évaluations des impacts énergétiques, économiques, sociaux et environnementaux montrent qu'une politique d'économie et d'efficacité énergétique donne une meilleure efficacité économique et environnementale au secteur électrique du Vietnam. Cette stratégie est donc fortement recommandée au regard des avantages tels qu'ils sont perçus et calculés à la lumière des informations disponibles pour notre analyse en 2015.

Tous les scénarios de « décarbonisation » fondés sur le secteur de l'électricité atteignent les objectifs fixés concernant les deux indicateurs clés de la politique énergétique et climatique dans ce secteur. Cependant, dans le cadre d'une analyse multidimensionnelle des scénarios du développement du secteur électrique, nous avons également évalué les impacts énergétiques, économiques, sociaux et environnementaux des actions entreprises sur la base d'indicateurs significatifs, qu'il conviendrait d'ailleurs, dans une nouvelle étape de cette étude, d'approfondir et d'élargir.

La poursuite d'une politique de développement fondée sur une production d'électricité faible en émissions de GES peut être couplée avec une réduction du coût moyen du produit, notamment si le Vietnam s'engage dans une stratégie conduisant au choix nucléaire et au mix de la production d'électricité (scenario NUC). Dans ce cadre, le coût moyen de la production d'électricité de ce scénario représente environ 80% de celui du scénario de référence. Ce scénario atteint d'ailleurs l'objectif de l'intensité carbone dans la production d'électricité proposé par un certain nombre de pays asiatiques, dans le cadre du projet de recherche DDPP. Il réduit substantiellement les émissions de GES nuisibles à la santé et la quantité d'eau usée des centrales thermiques. Cependant, ce scénario est toujours confronté à la controverse concernant la sûreté nucléaire, la pollution de l'environnement causée par les radiations nucléaires et les coûts, incertains mais a priori élevés, relatifs au processus de démantèlement des centrales nucléaires.

Le stockage et le traitement du combustible nucléaire après usage constituent aussi des risques potentiels supportés par les populations pendant plusieurs siècles. C'est la grande inconnue de ce scenario, à la fois pratique et, semble-t-il, efficace à moyen terme, mais aussi pas complètement maîtrisé sur les questions relatives à la sécurité et ses effets à long terme. Si l'on veut éviter de prendre le risque d'un accident nucléaire, le scenario NUC n'est donc pas pertinent.

Le Vietnam peut choisir un autre type de développement de la production d'électricité. Dans le scenario CCS, le Vietnam ne s'engage pas dans le choix de l'énergie nucléaire. Pour protéger l'environnement local et limiter les émissions de CO2, le Vietnam pourrait alors mettre en œuvre la technologie CCS sur une grande échelle dans les centrales thermique, pour produire 60% de l'électricité nationale en 2050. Avec plus de 85% de centrales thermiques équipées par la technologie CCS, les impacts environnementaux locaux seront singulièrement réduits, pour atteindre des normes plus faibles d'intensité carbone dans la production d'électricité. Cependant, les émissions de CO2 sont supérieures à celles du scénario NUC parce que 10 à 20% des émissions de CO2 ne sont pas capturées par l'utilisation de la technologie CCS. En plus, le coût moyen de la production d'électricité de ce scénario est environ 15% plus élevé que celui obtenu dans le scénario NUC ; en outre, les rejets des quantités d'eaux usées provenant des centrales thermiques sont 3 fois plus importants en 2050.

Le scénario REN propose une réduction de moitié du choix nucléaire par rapport au scenario NUC et il met en œuvre parallèlement une politique de développement des énergies renouvelables. Dans ce contexte, le coût moyen de la production d'électricité du Vietnam sur toute la période d'étude augmentera environ 10% par rapport à celui du scénario NUC. Cependant, sur la base d'une même demande totale d'électricité, le coût moyen de la production d'électricité qui en résulte est inférieur à celui issu du scénario EFF. Ce scénario a un faible impact environnemental, sur la base des indicateurs d'émissions de GES, la quantité des eaux usées des centrales thermiques, la pollution de l'environnement causée par le rayonnement provenant des centrales nucléaires. Toutefois, ce scénario doit répondre à un autre défi systémique. En effet, l'occupation des sols pour le développement des sources d'électricité (hors électricité hydraulique, géothermique et biomasse) est respectivement 8 et 3 fois supérieure à celles des scénarios EFF et NUC. Cette situation menace la sécurité alimentaire du Vietnam et elle diminue le potentiel d'utilisation des sols pour les autres secteurs de l'économie. Le Vietnam est le 14e pays le plus peuplé avec une superficie inférieure à la moitié de celle de la France. Il est vrai qu'il serait sans

doute possible d'utiliser les terres non fertiles et montagneuses, mais c'est tout un système nouveau qu'il conviendrait alors de mettre en place.

La poursuite d'une politique équilibrée proposée par le scenario EQU entre les trois sources principales d'électricité, à savoir les combustibles fossiles équipés de la technologie CCS, l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables, apporterait une configuration nouvelle des impacts et contraintes étudiés. En termes économiques, au même niveau de demande d'électricité, le coût de la production moyenne n'augmente pas par rapport à celui du scénario EFF, le niveau de pollution est en même temps réduit et l'intensité carbone se situe à un niveau comparable à celui produit dans le scénario NUC. La quantité d'eaux usées des centrales thermiques est également en baisse par rapport à celle du scénario CCS. Les risques pour la sureté nucléaire et la pollution sont également plus faibles que ceux produits par le scénario NUC. Enfin, l'utilisation des terres est également réduite de près de 35% par rapport au scénario REN.

Notre travail suggère que les choix politiques peuvent être mieux orientés pour l'avenir, en utilisant des analyses plus ouvertes, en fonction des résultats obtenus selon les scenarios que nous avons retenus. Cependant, les analyses économiques souffrent toujours de nombreuses limites quant à leur degré d'exactitude, au regard du nombre d'hypothèses volontaires, fortuites ou non formulées qui accompagnent les modèles économiques. Dans le cadre de cette analyse, la volonté d'une croissance économique forte est très présente. Cependant, dans son contenu, il y a sans doute un déficit de réflexion concernant les changements structurels auxquels vont devoir faire face les secteurs de l'économie, dans le cadre d'une concurrence internationale de plus en plus acérée. De même, les évolutions technologiques, les conditions géopolitiques d'accès aux ressources d'énergie fossile ou l'importance des accords internationaux peuvent modifier les résultats obtenus.

Même les analyses actuelles portant sur la « décarbonisation » peuvent subir des évolutions quant à son importance et les remèdes à apporter, au regard des nouvelles connaissances, du niveau d'urgence des actions. Les impératifs politiques internationaux, mais aussi la coopération régionale renforcée au sein de la zone asiatique pourraient être des facteurs à prendre en compte pour les prochaines décennies.

A ce stade de notre recherche, la prévision de la demande totale d'électricité est raisonnable par rapport à celle des études concernant les pays de la région asiatique, mais cette analogie, très simple dans sa mise en place, n'est sans doute pas suffisamment convaincante au regard des modèles de prévision plus

complexes, qui peuvent souligner les spécificités d'un pays qui l'éloignent des voies technologiques ou économiques des pays voisins. En outre, les informations quantitatives disponibles sont souvent insuffisantes.

C'est pourquoi cette étude est fondée principalement sur la prévision de la demande totale d'électricité de l'économie. Or, les prévisions de la demande d'électricité par secteur sont susceptibles d'apporter une plus grande précision pour améliorer l'efficacité énergétique globale du pays, en mettant en évidence les branches les plus consommatrices et les moyens adéquats pour en limiter les effets sur l'environnement, sans affecter pour autant leur efficacité économique.

Enfin, d'autres critères auraient pu être choisis au prix d'un élargissement de l'impact des choix sur des variables économiques importantes, comme l'emploi, l'évolution des tensions inflationnistes ou le niveau de compétitivité de l'économie vietnamienne. Les scénarios choisis modifient certainement le prix de l'électricité, laquelle est une consommation intermédiaire importante qui prend une part non négligeable dans les coûts de revient de toutes les productions nationales. Enfin, l'incidence des choix sur les conditions sociales des Vietnamiens n'est pas mise en évidence, comme d'ailleurs dans la plupart des modèles économiques disponibles.

Cependant, notre recherche ainsi présentée souligne l'importance des études préalables pour prendre des décisions « informées ». Elle implique certainement des travaux complémentaires, mais elle donne des informations liminaires qui, en fonction des critères choisis, éliminent ou, au contraire, privilégient certains scenarios, à partir desquels d'autres études plus complexes pourront être engagées.

Liste des abréviations et des acronymes

ASEAN	*Association of Southeast Asian Nations*
CCNUCC	*Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques*
CSC	*Coût social du carbone*
EVN	*VietNam Electricity*
GES	*Gaz à effet de serre*
GIEC	*Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat*
IPCC	*Intergovernmental Panel on Climate Change*
MRV	*Measurement, Reporting and Verification*
NAI	*Parties non Annexe I*
NAMA	*Nationally Appropriate Mitigation Action*
OMM	*Organisation météorologique mondiale*
PED	*Pays en développement*
PK	*Protocole de Kyoto*
PNUD	*Programme des Nations unies pour le Développement*
PNUE	*Programme des Nations unies pour l'environnement*
UNFCCC	*United Nations Framework Convention on Climate Change*

Table des graphiques

Graphique 1.1. Evolution de la population du Vietnam 22
Graphique 1.2. PIB par secteur et croissance annuelle du PIB 24
Graphique 1.3. Exportations du Vietnam 25
Graphique 1.4. Consommation d'énergie finale par sources de 1990-2012 (Mtep) 26
Graphique 1.5. Consommation de l'énergie finale par secteur de 1990-2012 27
Graphique 1.6. Consommation d'énergie finale par habitant, 2013 28
Graphique 1.7. Offre d'énergie primaire par source de 1990-2012 30
Graphique 1.8. Balance de la demande et de l'offre d'énergie à l'avenir 31
Graphique 1.9. Augmentation des émissions de CO2 dans quelques pays entre 1994 et 2014 31
Graphique 1.10. Evolution des émissions de GES du Vietnam 32
Graphique 1.11. Emissions de CO2 (Mt) de la combustion de l'énergie fossile 33
Graphique 1.12. Consommation électrique et croissance économique 35
Graphique 1.13. Demande électrique et revenu par habitant des pays asiatiques 36
Graphique 1.14. Structure de la production d'électricité de 1995-2010 38
Graphique 1.15. Capacité installée dans le secteur électrique du Vietnam 39
Graphique 1.16. Bilan des échanges d'électricité 40
Graphique 1.17. Pertes de transport et de distribution d'électricité 41
Graphique 1.18. Efficacité thermique des centrales à charbon (%) 42
Graphique 1.19. Efficacité thermique des centrales à gaz naturel (%) 42
Graphique 1.20. Prix de l'électricité pour le secteur industriel (2003-2013) 45
Graphique 1.21. Le prix de l'électricité pour le secteur résidentiel (2003-2013) 45
Graphique 1.22. Taux de l'électrification du Vietnam de 1997-2013 46
Graphique 1.23. Electrification dans les pays asiatiques en 2009 (%) 47
Graphique 1.24. Prévision de la demande électrique du Masterplan VII 48
Graphique 1.25. Les prévisions de la demande électrique dans les Masterplans VI et VII 49
Graphique 1.26. Prévision des émissions de CO2 du Vietnam 55
Graphique 2.1. Les scénarios de demande d'électricité pour la période de 2010-2030 (GWh) 95
Graphique 2.2. Démarche de construction des scénarios 103
Graphique 2.3. Les tendances de l'intensité électrique du PIB au Vietnam et dans d'autres pays d'Asie 104
Graphique 3.1. Croissance de la population (%/an) 119
Graphique 3.2. Tendance de convergence des régions du monde (1980-2050) 120
Graphique 3.3. Tendance de convergence des pays asiatiques (1990-2012) 120
Graphique 3.4. Croissance du PIB par habitant (%/an) 121
Graphique 3.5. PIB par habitant (1000 PPA $2010) 121
Graphique 3.6. Croissance du PIB (%/an) 122
Graphique 3.7. Les prix des énergies (USD 2010 - bep) 123
Graphique 3.8. Consommation en fonction des revenus par habitant des pays asiatiques (1990-2012) 127
Graphique 3.9. Coûts de production d'électricité selon les technologies 130
Graphique 3.10. Valeurs de carbone 131
Graphique 3.11. Importations d'électricité (TWh) 132
Graphique 3.12. Consommation d'électricité par habitant 138
Graphique 3.13. Consommation d'électricité du Vietnam 139
Graphique 3.14. Production d'électricité (TWh) 140
Graphique 3.15. Production d'électricité à partir des énergies renouvelables (TWh) 141
Graphique 3.16. Capacité installée (MW) 142

Graphique 3.17. Capacité installée en électricité renouvelable (MW) 142
Graphique 3.18. Consommation d'électricité du Vietnam (KWh) 144
Graphique 3.19. Consommation d'électricité du Vietnam 144
Graphique 3.20. Production d'électricité (TWh) 145
Graphique 3.21. Production d'électricité (TWh) 146
Graphique 3.22. Capacité installée (MW) 147
Graphique 3.23. Capacité installée de l'électricité renouvelable (MW) 148
Graphique 3.24. Production d'électricité (TWh) 151
Graphique 3.25. Production d'électricité (TWh) 152
Graphique 3.26. Capacité installée (MW) 154
Graphique 3.27.Capacité installée de l'électricité renouvelable (MW) 154
Graphique 3.28. Production d'électricité (TWh) 156
Graphique 3.29. Production d'électricité (TWh) 157
Graphique 3.30. Capacité installée (MW) 158
Graphique 3.31. Capacité installée de l'électricité renouvelable (MW) 159
Graphique 3.32. Production d'électricité (TWh) 161
Graphique 3.33. Production d'électricité (TWh) 162
Graphique 3.34. Capacité installée (MW) 163
Graphique 3.35. Capacité installée de l'électricité renouvelable (MW) 164
Graphique 3.36. Production d'électricité (TWh) 166
Graphique 3.37. Production d'électricité (TWh) 167
Graphique 3.38. Capacité installée 168
Graphique 3.39. Capacité installée de l'électricité renouvelable (MW) 169
Graphique 4.1. Différence de consommation électrique dans deux scénarios REF et EFF 179
Graphique 4.2. Consommation d'électricité par habitant au Vietnam 181
Graphique 4.3. L'intensité énergétique du secteur électrique du Vietnam 182
Graphique 4.4. Les mix de production d'électricité en 2050 185
Graphique 4.5. Indicateurs de diversification de production d'électricité en 2050 186
Graphique 4.6. Part des capacités installées basées sur des combustibles importés 187
Graphique 4.7. Consommation du charbon cumulée pour la période 2012-2050 188
Graphique 4.8. Consommation du gaz cumulée pour la période 2012-2050 189
Graphique 4.9. Coût d'investissement pour la période 2013-2050 191
Graphique 4.10. Coût d'investissement annuel pour la période 2013-2050 192
Graphique 4.11. Les factures des importations des énergies fossiles 193
Graphique 4.12. Cumulation des factures des importations d'énergie pour la période 2020-2050 194
Graphique 4.13. Pourcentage des factures des importations d'énergie dans le PIB 195
Graphique 4.14. Evaluation des coûts moyens de production d'électricité 196
Graphique 4.15. Coût moyen de production d'électricité sur toute la période 2012-2050 196
Graphique 4.16. Coûts des dommages de la santé consécutifs aux émissions de poussières 198
Graphique 4.17. Coûts des dommages de la santé consécutifs aux émissions de SO2 199
Graphique 4.18. Coûts des dommages de la santé due aux émissions de NOx 199
Graphique 4.19. Coûts totaux des dommages de la santé consécutifs aux émissions de poussières, SO2 et NOx200
Graphique 4.20. Les émissions de CO2 202
Graphique 4.21. Les émissions cumulées de CO2 202
Graphique 4.22. Intensité des émissions de CO2 203
Graphique 4.23. Emissions de poussières 204
Graphique 4.24. Emissions de SO2 205
Graphique 4.25. Emissions de NOx provenant des centrales au charbon 206
Graphique 4.26. Emissions de NOx des centrales au gaz naturel 206
Graphique 4.27. Eaux usées des centrales thermiques 207
Graphique 4.28. Utilisation de terres pour l'électricité éolienne 208

Graphique 4.29. Utilisation de terres pour l'électricité photovoltaïque 209
Graphique 4.30. Utilisation de terres pour l'électricité thermique 209
Graphique 4.31. Utilisation de terres pour l'électricité nucléaire 210
Graphique 4.32. Utilisation totale de terres pour les électricités renouvelables, thermiques et nucléaires 211

Table des tableaux

Tableau 1.1. Quelques indicateurs énergétiques du Vietnam 28
Tableau 1.2. Quelques indicateurs de la consommation électrique 37
Tableau 1.3. Structure de tarifs électriques du Vietnam de 2009-2011 43
Tableau 1.4. Prix moyens de détail de l'électricité de 1999-2012 en monnaie nationale 44
Tableau 1.5. Tarif de l'électricité dans les pays de l'Asie du Sud-Est 44
Tableau 2.1. La population du Vietnam pour la période 2010-2030 93
Tableau 2.2. Scénario de croissance économique haute (%) 93
Tableau 2.3. Scénario de la croissance économique de référence (%) 94
Tableau 2.4. Scénario de la croissance économique faible (%) 94
Tableau 2.5. Résumé de la prévision de la demande d'électricité (2010-2030) 95
Tableau 2.6. Capacité installée pour la période 2015-2030 101
Tableau 3.1. Croissance démographique et économique 118
Tableau 3.2. Les prix des énergies (USD 2010 - bep) 123
Tableau 3.3. Les objectifs du programme DSM de phase 2 127
Tableau 3.4. Coût complet d'investissement des technologies électriques 129
Tableau 3.5. Les indicateurs principaux du scénario REF 143
Tableau 3.6. Les indicateurs principaux du scénario EFF 149
Tableau 3.7. Les indicateurs principaux du scénario NUC 155
Tableau 3.8. Les indicateurs principaux du scénario CCS 160
Tableau 3.9. Les indicateurs principaux du scénario REN 165
Tableau 3.10.Les indicateurs principaux du scénario EQU 170
Tableau 3.11. Synthèse des principaux résultats obtenus 172
Tableau 4.1. Changement du mix de production d'électricité du Vietnam en 2050 183

Table des figures

Figure 1. Carte du Vietnam 20
Figure 2. Institutions gouvernementales dans le secteur électrique 34

Bibliographie

ADF. (2013). Les politiques d'efficacité énergétique en Chine, Inde, Indonésie, Thaïlande et Vietnam.

Aghion, P., & Howitt, P. (2009). The economics of growth. MIT Press.

Asia-Pacific Economic Cooperation (APEC). (2009). Peer review on energy efficiency in Vietnam.

Bebic, J. (2008). *Power system planning: emerging practices suitable for evaluating the impact of high-penetration photovoltaics*. National Renewable Energy Laboratory.

Bernstein, L., Bosch, P., Canziani, O., Chen, Z., Christ, R., & Davidson, O. (2007). Climate change 2007: synthesis report. Summary for policymakers. In *Climate change 2007: synthesis report. Summary for policymakers*. IPCC.

Bhattacharyya, S. C. (2009). Fossil-fuel dependence and vulnerability of electricity generation: case of selected European countries. *Energy Policy*, *37*(6), 2411-2420.

Bhattacharyya, S. C. (2011). *Energy economics: concepts, issues, markets and governance*. Springer Science & Business Media.

Bhattacharyya, S. C., & Timilsina, G. R. (2009). Energy demand models for policy formulation: a comparative study of energy demand models. *World Bank Policy Research Working Paper Series, Vol*.

Business Monitor International. (2011). VIETNAM POWER REPORT Q4 2011. Consulté 22 mai 2015, à l'adresse http://www.stockbiz.vn/Reports/5014/vietnam-power-report-q4-2011.aspx

Caire, G., & Pieri, F. (2006). Leap user guide. *TILab, Jan*.

Capros, P., Georgakopoulos, P., Zografakis, S., Proost, S., Van Regemorter, D., Conrad, K., … Michiels, E. (1996). *Double dividend analysis: first results of a general equilibrium model (GEM-E3) linking the EU-12 countries*. Springer.

Capros, P., & Mantzos, L. (2004). The PRIMES energy system model. *model manual, available at www. e3mlab. ntua. gr/manuals/PRIMsd. pdf*.

Cheeseman, G.-M. (2012). Vietnam Carbon Trading Program Planned for 2020. Consulté 1 octobre 2015, à l'adresse http://www.triplepundit.com/2012/12/vietnam-launch-national-emissions-trading-scheme-2020/

Chen, Q., Kang, C., Xia, Q., & Zhong, J. (2010). Power generation expansion planning model towards low-carbon economy and its application in China. *Power Systems, IEEE Transactions on*, *25*(2), 1117‑1125.

Covarrubias, A. J. (1979). Expansion planning for electric power systems. *IAEA Bulletin*, *21*(2/3), 55‑64.

Criqui, P. (2013). ELECsim : un outil de compréhension des coûts des scénarios d'évolution du système électrique. PACTE -EDDEN CNRS, Université Mendès France Grenoble.

Criqui, P., & Ilasca, C. (2011). Les scénarios sur l'énergie et le climat. L'avant et l'après-Copenhague. *Futuribles*, (373), 47‑64.

De Vries, B., van Vuuren, D., den Elzen, M., & Janssen, M. (2002). Targets IMage Energy Regional (TIMER) Model, Technical Documentation.

Do, T. M. (2011). *Analysis of future energy pathways for Vietnam*. University of Technology, Sydney.

EC. (2006). World energy technology outlook—2050 (WETO-H2). Directorate-General for Research, Directorate Energy, European Commission, Brussels.

Energy Alliance. (2012). Case study power sector reform in Vietnam. Consulté à l'adresse http://www.vn.undp.org/content/dam/vietnam/docs/Publications/Power%20Sector%20Case%20Study_Energy%20Alliance_2012.pdf

European Commission, E.-E. (2006). World Energy Technology Outlook 2050-WETO-H2. *Study commissioned by the EC, DG Research, Brussels*.

Fortier, F. (2010). Taking a climate chance: A procedural critique of Vietnam's climate change strategy.

Fougeyrollas, A., Le Mouël, P., Zagamé, P., BOSSIER, F., & THIERY, F. (2002). The NEMESIS model: new econometric model for environment and sustainable development implementation strategies. In *Policy Modeling International Conference (ECOMOD), Brussels*.

Giang, T. L. (2010). Dan so vang o Viet Nam: co hoi va thach thuc.

Gitizadeh, M., Kaji, M., & Aghaei, J. (2013). Risk based multiobjective generation expansion planning considering renewable energy sources. *Energy*, *50*, 74‑82.

Government of India. (2006). Clean Energy Solutions Center | Integrated Energy Policy: Report of the Expert Committee. Consulté 1 octobre 2015, à l'adresse https://cleanenergysolutions.org/resources/integrated-energy-policy-report-expert-committee

Grohnheit, P. E. (1991). Economic interpretation of the EFOM model. *Energy Economics*, *13*(2), 143‑152.

Hansen, J.-P., & Percebois, J. (2010). *Energie: Economie et politiques*. De Boeck Brussels.

Herbst, A., Toro, F., Reitze, F., & Jochem, E. (2012). Introduction to energy systems modelling. *Swiss journal of economics and statistics*, *148*(2), 111‑135.

Hobbs, B. F. (1995). Optimization methods for electric utility resource planning. *European Journal of Operational Research*, *83*(1), 1‑20.

IAEA. (1984). Expansion Planning for Electrical Generating Systems: A Guidebook. Consulté 22 juin 2015, à l'adresse http://www.amazon.com/Expansion-Planning-Electrical-Generating-Systems/dp/9201554842

IAEA. (1985). Energy and Nuclear Power Planning in Developing Countries. Consulté 26 juin 2015, à l'adresse http://www-pub.iaea.org/books/IAEABooks/1347/Energy-and-Nuclear-Power-Planning-in-Developing-Countries

IEA. (2012). WORLD ENERGY MODEL DOCUMENTATION - 2012 VERSION. Consulté à l'adresse http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebsite/energymodel/documentation/WEM_Documentation_WEO2012.pdf

Institute of Energy. (2011). Master Plan VII du développement du secteur de l'électricité du Vietnam.

Karjalainen, J., Käkönen, M., Luukkanen, J., & Vehmas, J. (2014). ENERGY MODELS AND SCENARIOS IN THE ERA OF CLIMATE CHANGE.

Koomey, J. G. (2010). Residential sector end-use forecasting with EPRI-REEPS 2.1: Summary input assumptions and results. *Lawrence Berkeley National Laboratory*.

Labat, A., Kitous, A., Perry, M., Saveyn, B., Vandyck, T., & Vrontisi, Z. (2015). *GECO2015 Global Energy and Climate Outlook: Road to Paris. Assessment of Low Emission Levels under World Action Integrating National Contributions*. Institute for Prospective and Technological Studies, Joint Research Centre.

Lapillonne, B. (1980). Long term perspectives of the US energy demand: application of the MEDEE 2 model to the US. *Energy*, *5*(3), 231‑257.

Loulou, R., & Labriet, M. (2008). ETSAP-TIAM: the TIMES integrated assessment model Part I: Model structure. *Computational Management Science*, *5*(1-2), 7‑40.

Markandya, A. (1990). Environmental costs and power systems planning. *Utilities Policy*, *1*(1), 13‑27.

Marsh, W. D. (1980). *Economics of electric utility power generation* (Vol. 9). Baker Publishing Group.

Ministry of Natural Resources and Evironment (MONRE) (Vietnam). (2010). Vietnam's second national communication to the United Nations Framework Convention on Climate change.

MNRE. (2003). Viet Nam Initial National Communication. Consulté 1 juin 2015, à l'adresse http://climatechange-asiapac.com/resource/viet-nam-initial-national-communication

MNRE. (2014). Viet Nam first biennial update report under the United Nations Framework Convention on Climate. Consulté 28 mai 2015, à l'adresse http://unfccc.int/essential_background/library/items/3599.php?rec=j&prief=7775#beg

MOIT. (2013). Online database of Ministry of Industry and Trade. Consulté 22 mai 2015, à l'adresse http://www.moit.gov.vn

Montfort, B., & Lederer, P. (1986). Generation planning at Électricité de France—a sharper focus for the coming decades. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, *8*(2), 75‑92.

Murphy, F. H., & Smeers, Y. (2005). Generation capacity expansion in imperfectly competitive restructured electricity markets. *Operations research*, *53*(4), 646‑661.

Nakicenovic, N., & Swart, R. (2000). Special report on emissions scenarios. *Special Report on Emissions Scenarios, Edited by Nebojsa Nakicenovic and Robert Swart, pp. 612. ISBN 0521804930. Cambridge, UK: Cambridge University Press, July 2000.*, *1*.

Nguyen, C. Q. (2012). Greening Doi Moi : An outlook on the Potential of Green Jobs in Vietnam.

Nguyen, N. T. (2011). *Programming Sustainable Development in a Developing Country: A Social Optimization of the Vietnamese Power Sector*. Ecole Des Hautes Etudes En Sciences Sociales.

Nguyen, N. T., & Ha-Duong, M. (2009). *The potential for mitigation of CO2 emissions in Vietnam's power sector*.

Nguyen, T. H. A. (2013). The Prospective Evolution of the Vietnamese Power Sector: The Vulnerability and Externality Analysis. *Sustainable Energy: Planning and Policies*, 20‑36.

Nguyen, V. T. (2013). Dân số Việt Nam đang già nhanh. Consulté 27 mars 2015, à l'adresse http://suckhoedoisong.vn/thoi-su/dan-so-viet-nam-dang-gia-nhanh-2013110107482234.htm

Park, H., & Baldick, R. (2015). Stochastic Generation Capacity Expansion Planning Reducing Greenhouse Gas Emissions. *Power Systems, IEEE Transactions on*, *30*(2), 1026‑1034.

Park, Y. M., Park, J. B., & Won, J. R. (1998). A hybrid genetic algorithm/dynamic programming approach to optimal long-term generation expansion planning. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, *20*(4), 295‑303.

Percebois, J. (2007). Energy vulnerability and its managementnull. *International Journal of Energy Sector Management*, *1*(1), 51‑62. http://doi.org/10.1108/17506220710738597

Phupha, V., Lantharthong, T., & Rugthaicharoencheep, N. (2012). Generation expansion planning strategies on power system: a review. In *Proceedings of World Academy of Science, Engineering and Technology*. World Academy of Science, Engineering and Technology.

Pilavachi, P. A., Dalamaga, T., di Valdalbero, D. R., & Guilmot, J.-F. (2008). Ex-post evaluation of European energy models. *Energy Policy*, *36*(5), 1726‑1735.

Pollitt, H., Chewpreecha, U., & Summerton, P. (2007). E3ME: An Energy–Environment–Economy Model for Europe. *Cambridge Econometrics Ltd., UK*.

Richter, J. (2011). *Dimension-a dispatch and investment model for european electricity markets*. EWI Working Paper.

Sanghvi, A. P., Shavel, I. H., & Spann, R. M. (1982). Strategic planning for power system reliability and vulnerability: an optimization model for resource planning under uncertainty. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, (6), 1420‑1429.

SDSN, & IDDRI. (2014). Pathways to deep decarbonization.

Seifi, H., & Sepasian, M. S. (2011). *Electric power system planning: issues, algorithms and solutions*. Springer Science & Business Media.

Selvakkumaran, S., & Limmeechokchai, B. (2013). Energy security and co-benefits of energy efficiency improvement in three Asian countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *20*, 491‑503.

Söder, L., & Amelin, M. (2010). Efficient operation and planning of power systems. *Royal Institute of Technology Sweden*.

Soussan, J., & Nguyen, T. T. H. (2012). Internalizing the Externalities: SEA of the Viet Nam Power Development Plan VII. Consulté 27 mai 2015, à l'adresse http://www.gms-eoc.org/resources/SEA_PowerDevPlanVII_VietNam

Stiglitz, J. E., Sen, A. K., & Fitoussi, J.-P. (2009). Rapport de la Commission sur la mesure des performances économiques et du progrès social.

Stoll, H. G., & Garver, L. J. (1989). *Least-cost electric utility planning*. J. Wiley.

Suganthi, L., & Samuel, A. A. (2012). Energy models for demand forecasting—A review. *Renewable and sustainable energy reviews*, *16*(2), 1223‑1240.

Sullivan, R. L. (1977). Power system planning.

Toan, P. K., Bao, N. M., & Dieu, N. H. (2011). Energy supply, demand, and policy in Viet Nam, with future projections. *Energy Policy*, *39*(11), 6814‑6826.

Tools, I. (2009). Methodologies for Energy System Planning and Nuclear Energy System Assessments. *Sustainable Energy for the 21st Century. IAEA: Viena, Austria*.

UNDP. (2011). Le changement climatique au Vietnam: les efforts et les attentes. PNUD.

UNDP. (2012a). Fossil fuel fiscal policies and greenhouse gas emissions in Viet Nam. Consulté 22 mai 2015, à l'adresse http://www.vn.undp.org/content/vietnam/en/home/library/environment_climate/Fossil-fuel-fiscal-policies-and-greenhouse-gas-emissions-in-Viet-Nam.html

UNDP. (2012b). Green Growth and Fossil Fuel Fiscal Policies in Viet Nam | UNDP in Viet Nam. Consulté 22 mai 2015, à l'adresse http://www.vn.undp.org/content/vietnam/en/home/library/environment_climate/green_growth_and_fossil_fuel_fiscal_policies_in_viet_nam.html

UNFPA. (2011). Population projection for Vietnam 2009-2049. Consulté 8 octobre 2015, à l'adresse https://www.gso.gov.vn/default_en.aspx?tabid=617&ItemID=11016

Unger, T. (2010). *Coordinated Use of Energy System Models in Energy and Climate Policy Analysis: Lessons Learned from the Nordic Energy Perspectives Project*. Profu.

Van Beeck, N. (1999). *Classification of energy models*. Tilburg University, Faculty of Economics and Business Administration.

Vietnam; Le service du gouvernement. (2001). the Electricity Law (No.51/2001/QH10). Consulté 1 octobre 2015, à l'adresse http://www.moj.gov.vn/vbpq/en/Lists/Vn%20bn%20php%20lut/View_Detail.aspx?ItemID=7325

Vietnam; Le service du gouvernement. (2003). Decree no. 102/2003/ND-CP on thrifty and efficient use of energy. Consulté 1 octobre 2015, à l'adresse http://vneec.gov.vn/Document/Detail/45

Vietnam; Le service du gouvernement. (2004a). Agenda 21 - Vietnam. Consulté 1 octobre 2015, à l'adresse http://www.un.org/esa/agenda21/natlinfo/countr/viet/inst.htm

Vietnam; Le service du gouvernement. (2004b). Circular No.01/2004/TT-BCN guiding the thrifty and efficient use of energy. Consulté 1 octobre 2015, à l'adresse http://thuvienphapluat.vn/van-ban/Tai-nguyen-Moi-truong/Circular-No-01-2004-TT-BCN-guiding-the-thrifty-and-efficient-use-of-energy-76187.aspx

Vietnam; Le service du gouvernement. (2006). National Energy Efficiency Programme.

Vietnam; Le service du gouvernement. (2010a). Law on Energy Efficiency and Conservation.

Vietnam; Le service du gouvernement. (2010b). The Environmental Protection Law.

Vietnam; Le service du gouvernement. (2010c). the Viet Nam national energy efficiency program.

Vietnam; Le service du gouvernement. (2011). The decision on mechanisms for support and development of wind power projects in Vietnam.

Vietnam; Le service du gouvernement. (2007a). La stratégie nationale du développement énergétique jusqu'en 2020, avec une vision à l'horizon 2050.

Vietnam; Le service du gouvernement. (2007b). Le programme objectif national pour la réponse aux changements climatiques.

Vietnam; Le service du gouvernement. (2011a). La stratégie nationale sur les changements climatiques.

Vietnam; Le service du gouvernement. (2011b). Le master plan du développement du secteur d'électricité de la période 2011- 2020 avec une vision à l'horizon 2030.

Wang, X., & McDonald, J. R. (1994). *Modern power system planning*. McGraw-Hill Companies.

WB. (2011). Vietnam urbanization review. Consulté à l'adresse https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/2826/669160ESW0P1130Review000Full0report.pdf?sequence=1

WEC. (2007). Energy scenario development analysis: WEC policy to 2050.

Wei, Y.-M., Wu, G., Fan, Y., & Liu, L.-C. (2005). Progress in energy complex system modelling and analysis. *International journal of global energy issues*, *25*(1-2), 109‑128.

Willenbockel, D. (2011). *Environmental Tax Reform in Vietnam: An Ex Ante General Equilibrium Assessment* (EcoMod2011 No. 3082). EcoMod. Consulté à l'adresse http://econpapers.repec.org/paper/ekd002625/3082.htm

Williams, J. H., DeBenedictis, A., Ghanadan, R., Mahone, A., Moore, J., Morrow, W. R., … Torn, M. S. (2012). The technology path to deep greenhouse gas emissions cuts by 2050: the pivotal role of electricity. *science*, *335*(6064), 53‑59.

World Bank Group. (2014). Exploring a Low Carbon Development Path for Vietnam. Consulté 22 mai 2015, à l'adresse http://asialeds.org/resources/exploring-low-carbon-development-path-vietnam

Wu, Y., Shi, X., & Kimura, F. (2012). Energy Market Integration in East Asia: Theories, Electricity Sector and Subsidies.

Zimmer, A., Jakob, M., & Steckel, J. C. (2015). What motivates Vietnam to strive for a low-carbon economy? — On the drivers of climate policy in a developing country. *Energy for Sustainable Development*, *24*, 19‑32. http://doi.org/10.1016/j.esd.2014.10.003

Zonooz, M. R. F., Nopiah, Z. M., Yusof, A. M., & Sopian, K. (2009). A review of MARKAL energy modeling. *European Journal of Scientific Research*, *26*(3), 352‑361.