



HAL
open science

Choix d'un bouquet énergétique durable : Une approche par la théorie de portefeuille

Mehdi Jamai Mouhtadi

► **To cite this version:**

Mehdi Jamai Mouhtadi. Choix d'un bouquet énergétique durable : Une approche par la théorie de portefeuille. Economies et finances. Université Montpellier, 2020. Français. NNT : 2020MONTD024 . tel-03253451

HAL Id: tel-03253451

<https://theses.hal.science/tel-03253451>

Submitted on 8 Jun 2021

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.

THÈSE POUR OBTENIR LE GRADE DE DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ DE MONTPELLIER

En Sciences Economiques

École doctorale Economie et Gestion

Unité de recherche MRE

Choix d'un bouquet énergétique durable : Une approche par la théorie de portefeuille

Présentée par Mehdi JAMAI MOUHTADI
Le 14 Décembre 2020

Sous la direction de Françoise SEYTE
et Jules SADEF0 KAMDEM

Devant le jury composé de

François MIRABEL, Professeur des Universités, Université de Montpellier
Françoise SEYTE, Maître de conférences, Université de Montpellier
Jules SADEF0 KAMDEM, Professeur des Universités, Université de Montpellier
Olivier DARNÉ, Professeur des Universités, Université de Nantes
Nguyen DUC KHUONG, Professeur, IPAG Business School
Bernard KAMSU FOGUEM, Maître de conférences, INP-ENIT

Président du jury
Directrice de thèse
Co-Directeur de thèse
Rapporteur
Rapporteur
Membre du jury



UNIVERSITÉ
DE MONTPELLIER

*L'université n'entend donner aucune approbation ni improbation
aux opinions émises dans la thèse ; ces opinions doivent être
considérées comme propres à leurs auteurs.*

À mes parents,

À ma femme,

Remerciement

Au terme de ma thèse, je tiens à exprimer mes plus profonds remerciements à ma directrice de thèse, Madame **Françoise SEYTE**, et mon co-directeur de thèse Monsieur **Jules SADEFO KAMDEM** pour la disponibilité dont ils ont fait preuve à mon égard, pour les conseils qu'ils m'ont prodigués et pour leurs encouragements.

J'adresse tous mes remerciements à Monsieur **Olivier Darné**, Professeur à l'Université de Nantes, ainsi qu'à Monsieur **Duc Khuong Nguyen**, Professeur à IPAG Business School, de l'honneur qu'ils m'ont fait en acceptant d'être rapporteurs de cette thèse.

Je remercie également, Monsieur **Francois Mirabel** et Monsieur **Bernard Kamsu Foguem** pour l'intérêt qu'ils ont porté à ce travail en acceptant de siéger parmi les membres du jury en tant qu'examineurs.

J'adresse mes remerciements aux membres du laboratoire **Montpellier Recherche en Economie (MRE)** pour l'accueil qu'ils m'ont accordé.

Toute ma gratitude et estime va également à tous mes enseignants à la faculté d'économie, qui n'ont ménagé aucun effort pour me guider et qui m'ont procuré toutes les connaissances nécessaires pour la réalisation de ce travail.

Je remercie tous ceux qui de près ou de loin ont contribué à l'aboutissement de cette thèse.

Résumé

Jamais autant l'énergie n'a été, dans le monde actuel, une question au centre de l'inquiétude des gouvernements et, de plus en plus, des opinions publiques. De ce fait, la maîtrise de l'énergie, le développement des énergies renouvelables, celui du nucléaire et, enfin, le renforcement de la recherche dans le domaine des nouvelles technologies énergétiques sont devenus des sujets centraux dans les stratégies de développement des nations et de la communauté internationale. De ce fait, le Maroc n'est pas resté en dehors de cette prise de conscience. En outre, la sécurité énergétique occupe une place importante dans la politique gouvernementale et l'intérêt croissant porté par les collectivités locales. En tant que pays pauvre en énergie avec environ 96% d'énergie importée de pays étrangers, le Maroc a fait des progrès ces dernières années pour accroître sa sécurité énergétique en prévoyant d'intégrer plus d'énergie renouvelable dans son bouquet énergétique. De ce fait, l'objet de cette thèse est de proposer un ensemble de mix énergétiques optimaux au sens de Pareto pour la production d'électricité, ceci à partir de différentes sources d'énergie, comme le gaz, le charbon, le nucléaire, l'éolien, le photovoltaïque ou la biomasse. Le modèle d'optimisation minimise différents coûts tels que les coûts d'investissement, les coûts d'opération et de maintenance, le coût des produits combustibles et le coût des émissions de carbone tout en respectant un ensemble de contraintes techniques de faisabilité telles que les parts maximales des différentes composantes du mix. Les résultats ont montré que ce modèle d'optimisation pourrait générer un ensemble de mix énergétiques optimaux par rapport au mix de référence. Le modèle d'optimisation apporterait une contribution plus efficace et plus objective pour aider à la prise de décision.

Mots clés

Bouquet énergétique, théorie de portefeuille, énergie renouvelable, diversité.

Abstract

Energy has never been so much, in today's world, a question at the center of the concerns of governments and, more and more, of public opinion. As a result, energy management, development renewable energies, nuclear energy and, finally, the strengthening of research in the field of new energy technologies have become central subjects in the development strategies of nations and of the international community. As a result, Morocco has not remained outside this awareness. In addition, the place occupied by energy security in government policy and the growing interest of local communities. As an energy-energy-dependent country with around 96% of energy imported from foreign countries, Morocco has made progress in recent years to increase its energy security by planning to integrate more renewable energy into its energy mix. Therefore, the objective of this thesis is to propose a set of optimal energy mixes in electricity generation from various energy sources, such as gas, coal, nuclear, wind, photovoltaic and biomass. The optimization model minimizes various costs such as investment costs, operation and maintenance costs, fuel costs while respecting a set of technical feasibility constraints such as maximum shares of the different components of the mix. The results showed that this optimization model could generate a set of optimal energy mixes compared to the reference mix. The optimization model contributes more efficient and objective method to the complex decision-making process.

Key words

Energy mix, portfolio theory, renewables, diversity.

Sommaire

Introduction générale.....	10
Chapitre I : Analyse de la situation énergétique du Maroc...	20
Chapitre II : Théorie de portefeuille et mix électriques.....	68
Chapitre III : Analyse de sensibilité et de diversité.....	155
Conclusion générale.....	221
Annexes	228
Bibliographie.....	244
Table des matières.....	258

Notations

EnR : Énergies Renouvelables

GES : Gaz à Effet de Serre

AIE : Agence Internationale de l'Énergie

TMP : Théorie Moderne de Portefeuille

Mtep : Millions tonnes équivalent pétrole

CTEF : Consommation Totale d'Énergie Finale

MEMEE : Ministère de l'Énergie, des Mines, de l'Eau et de l'environnement

Masen : Agence Marocaine pour l'Énergie Solaire

STEP : Stockage d'Énergie Pompée

AIEA : Agence Internationale de l'Énergie Atomique

IRENA : International Renewable Energy Agency

ADEREE : Agence nationale pour le Développement des Énergies Renouvelables et de l'Efficacité Énergétique

PIB : Produit Intérieur Brut

PP : Phillips & Perron

ADEME : Agence de L'Environnement et de La Maitrise de L'Energie

MCO : Moindre Carré Ordinaire

CSP : Concentrated Solar Power

PV : Photovoltaïque

VECM : Vector Error Correction Model

Introduction générale

Le secteur de l'énergie est un des secteurs les plus importants régissant une économie, si ce n'est le plus important. Les fluctuations brusques des prix de l'énergie survenues au cours des vingt dernières années ont eu un impact majeur sur la croissance économique, l'emploi et l'inflation dans pratiquement tous les pays du monde. Les chocs pétroliers de 1973 et 1979 nous ont fait prendre conscience de la dépendance de la politique macro-économique vis-à-vis de l'évolution des marchés mondiaux de l'énergie, ainsi que de l'importance et la nécessité de concevoir une politique énergétique optimale pour le développement économique d'un pays. Ce constat est valable pour la plupart des pays en développement. Les économies des pays exportateurs d'énergie comme l'Équateur et le Mexique, et ceux importateurs d'énergie comme la Turquie et l'Inde, dépendent de manière significative des fluctuations des cours mondiaux des produits pétroliers. Ces pays ont émis le constat que leurs économies sont vulnérables aux variations soudaines et inattendues des prix de l'énergie et ont dû concevoir des stratégies économiques certes, mais énergétiques pour réduire cette vulnérabilité. La nécessité d'adopter des politiques servant à fluidifier la gestion des marchés de l'énergie et à minimiser les distorsions du marché revêt une importance cruciale, ces politiques devraient favoriser la fixation des prix des produits pétroliers à leur véritable valeur sociale favorisant ainsi l'efficacité de la production et de la consommation. De ce fait, les décisions d'investir dans le secteur énergétique, par exemple dans la production et le transport d'électricité ou le développement du pétrole et du gaz, sont devenues plus risquées et exigeant une analyse beaucoup plus approfondie. Cela a fait de l'analyse des marchés de l'énergie et de la conception des politiques énergétiques un domaine de la plus haute importance pour les économistes et les planificateurs.

D'autre part, le rôle omniprésent et vital du secteur de l'énergie dans les économies nationales indique que l'identification des problématiques énergétiques ainsi que l'analyse et la mise en œuvre des politiques afférentes sont des domaines d'étude importants. La tendance baissière des cours mondiaux du pétrole ayant commencé en 1986 a soulagé quelque peu les économies des pays importateurs de pétrole. Les problèmes liés à l'énergie préoccupent encore les décideurs dans la plupart des pays en développement. Cependant, la disponibilité des ressources énergétiques à un coût raisonnable reste une condition significative à la poursuite de la croissance économique, même si la plupart des principaux problèmes énergétiques identifiés au cours de la dernière décennie persistent. La disponibilité des ressources énergétiques évoquée serait liée au besoin de la planète d'une ou de plusieurs sources d'énergie pour subvenir aux besoins de l'humain et dont l'acquisition et l'utilisation ne nuisent pas à l'environnement tout en ne diminuant pas la source ou les sources utilisées. Il serait donc nécessaire de savoir quelles sources d'énergie sont ou seront utilisées dans le futur, car si ces sources d'énergie ne répondent pas aux critères énoncés, elles devraient être substituées. Si néanmoins, les sources de substitution sont plus chères que les sources actuelles, il semble donc peu probable de les adopter.

Par ailleurs, l'augmentation rapide des coûts de toutes les formes d'énergie, entraînée par le prix mondial du pétrole après la première crise pétrolière internationale de 1973, a stimulé le développement de nouveaux outils analytiques. Ces derniers servant à analyser les structures énergétiques sont d'une importance capitale afin de garantir un développement économique durable. L'analyse des structures énergétiques combine donc la recherche technico-économique en se focalisant spécifiquement sur la modélisation quantitative dans le but d'optimiser les modalités de la demande et de l'offre d'énergie à l'échelle mondiale. De ce fait, pour sa mise en œuvre, l'analyse des structures énergétiques doit respecter trois principaux aspects, à savoir la gestion, la planification et l'aspect politique. Ces trois aspects doivent être pris en compte simultanément, en raison de la nature multidimensionnelle des interactions liées à l'énergie.

- Grâce à une gestion efficace de l'énergie, il est donc possible de réduire la consommation, d'améliorer l'efficacité énergétique, et d'optimiser l'offre et la demande à moyen et à court terme.

- La planification énergétique est une étape fondamentale dans la mise en place de stratégies à long terme servant à optimiser l’offre et la demande d’énergie. Des instruments et des méthodologies complexes, allant de la prévision de la demande jusqu’au calcul de l’équilibre optimal entre l’offre et la demande, peuvent prendre en charge une planification énergétique complexe.
- La mise en place d’une politique énergétique revêt un rôle pertinent, car elle contribue à remodeler le secteur de l’énergie et à améliorer son efficacité en concevant des programmes de soutien appropriés pour l’intégration de nouvelles technologies de production d’électricité, ces dernières feraient baisser la demande accrue en énergie.

Ceci étant dit, les exigences énergétiques ont augmenté de façon remarquable, en particulier dans les pays émergents. La prise de conscience que les ressources fossiles nécessaires à la production d’énergie sont de plus en plus rares a incité l’intérêt pour les économies d’énergie et la protection de l’environnement. La première stratégie visant à réduire la dépendance aux ressources fossiles a été basée sur la réduction de la consommation d’énergie en appliquant des programmes d’économie d’énergie axés sur la réduction de la demande ainsi que l’efficacité énergétique. Une seconde stratégie pour atteindre cet objectif consistait en l’utilisation des sources d’énergie renouvelables (EnR). Les technologies servant à créer ces dernières sont réputées pour être moins compétitives, principalement en raison de leur intermittence et les coûts relativement élevés de maintenance, néanmoins les EnR présentent plusieurs avantages tels que la réduction de la dépendance des produits pétroliers et des émissions de polluants. Il serait donc souhaitable, du point de vue économique et social, d’adopter une stratégie visant l’intégration de ces EnR. Cette décision devrait être prise par les gouvernements et les entreprises, après une connaissance au préalable, non seulement du degré de faisabilité d’instauration de ces systèmes, mais du choix de la combinaison technologique à mettre en place. Dans cette optique et pour une évaluation quantitative des mesures qui devraient être mises en place, plusieurs auteurs ont évalué une multitude de sources d’énergie en prenant compte des indicateurs du développement durable. [Lund \(2007\)](#) a, par exemple, analysé les stratégies pour un développement durable des EnR en tenant compte de l’amélioration de l’efficacité dans la production d’énergie, et du remplacement des énergies fossiles par diverses sources d’EnR. Des études assez récentes, présentées par [Hepbasli \(2008\)](#) et [Varun et al. \(2009\)](#), ont évalué l’EnR tout en

étudiant son impact économique et environnemental. [Evans et al. \(2009\)](#) a, quant à lieu, comparé différentes sources d'énergie (éolienne, hydraulique, photovoltaïque et géothermique) en prenant en considération le prix de l'électricité produite, les émissions des gaz à effet de serre (GES), la disponibilité de l'EnR, les besoins en terres, ainsi que les impacts sociaux. Il a conclu que l'énergie éolienne produit les plus faibles émissions de GES, la consommation d'eau demandée la plus faible et les impacts sociaux les plus favorables, mais cette technologie nécessite plus de terres et a des coûts en capital relativement élevés.

Cependant, dans un monde où nous constatons une augmentation constante de la demande pour tous types d'énergie et où les prix des matières premières, notamment le pétrole, fluctuent énormément, et alors que les prix de l'énergie montent en flèche et que les problèmes de réchauffement climatique représentent de plus en plus des problématiques alarmantes, la sécurité et la gestion énergétiques gagnent en importance. Il est cependant essentiel et même vital d'utiliser des modèles qui nous aident à prendre des décisions lors de l'investissement dans des projets d'énergie, et plus particulièrement celles qui impliquent les EnR, ces alternatives sont souvent reconnues comme des outils importants pour résoudre ces problèmes. De plus pour faire face aux risques de fluctuations de prix d'électricité ou des coûts d'exploitation, émanant de l'incorporation de ces énergies, il est nécessaire de se prémunir contre ces risques en cherchant à maximiser leur rendement. La théorie de portefeuille est la pour résoudre cette problématique. L'adoption de cette théorie financière et son adaptation pour résoudre des problématiques de planification énergétique s'est présentée comme une alternative depuis le début de la libéralisation du marché de l'électricité. Les décideurs en matière de planification énergétique ont dû modifier leurs stratégies d'allocation et utiliser un cadre analytique robuste pour concevoir une diversification optimale des risques. De nombreuses études théoriques ont montré que l'outil analytique emprunté à la littérature financière représente un cadre analytique cohérent. Selon cette méthodologie, la combinaison optimale d'actifs, en l'occurrence dans le cas d'une planification énergétique, serait des centrales ou technologies de production d'électricité est celle qui présente le risque minimal du portefeuille pour un niveau de rendement attendu, ou le rendement maximal attendu pour un niveau de risque donné. Dans notre analyse, nous utiliserons ce cadre d'optimisation bidimensionnel qui prend en

compte d'une part, les coûts de production estimés et, d'autre part, les risques relatifs à la variation de ces coûts ainsi que les possibilités de diversification des risques dans le sens d'une constitution optimale du portefeuille énergétique. Dans le processus de la prise de décision, les décideurs politiques doivent construire leur mix de production en tenant compte des risques financiers, ainsi que des aspects techniques.

Au Maroc, ces questions environnementales et énergétiques sont un sujet de préoccupation croissant. En tant que pays pauvre en énergie avec environ 96% d'énergie importée de pays étrangers, le Maroc a fait des progrès ces dernières années pour accroître sa sécurité énergétique. Avec une population en croissance rapide et une progression significative de la qualité de vie, la consommation d'énergie devrait augmenter considérablement. Afin de poursuivre son développement, il est donc primordial pour le Maroc d'assurer la sécurité ainsi que l'indépendance énergétique vis-à-vis des fluctuations des prix mondiaux des produits énergétiques. Pour atteindre ces objectifs, le Maroc a entamé une marche avant-gardiste vers le développement du secteur de l'énergie domestique nationale en se focalisant sur l'intégration massive de l'alternative renouvelable avec ces différentes formes. Les piliers de cette approche sont devenus une réalité lors de l'adoption, en 2011 d'une stratégie énergétique nationale à horizon 2030 visant à accroître la part de la production électrique domestique, ceci par le développement et l'intégration massive des EnR dans le portefeuille marocain. Les recherches aux préalables favorables de cette approche ont été approuvées par plusieurs études qui ont soutenu l'hypothèse stipulant que l'intégration de ces dernières contribuerait à la réduction du risque de portefeuille de production d'énergie et à l'amélioration de sa diversification, impliquant une diminution de son coût total. Plusieurs auteurs ont confirmé aussi que plus l'aversion aux risques est significative, plus l'effet de l'intégration des EnR est considérable. La réduction du risque du portefeuille, en raison d'une intégration importante des EnR serait donc liée à un degré de diversification plus important, ainsi qu'à la non-existence d'un lien entre la fluctuation des prix des combustibles fossiles et les alternatives renouvelables.

Pour lutter contre cette vulnérabilité relative aux variables extérieures, le Maroc s'est

fixé un objectif national d'exploiter 52% de son énergie¹ à partir de ressources renouvelables d'ici 2030. Cet objectif est ambitieux et particulièrement difficile pour un pays en développement. Pour le contexte, dans le monde, seulement 10% de l'énergie provient de sources renouvelables (AIE (2014)). Cet objectif est révélateur de l'accent mis par le Maroc sur l'accroissement de l'indépendance énergétique. Le Maroc travaille actuellement sur plusieurs projets à grande échelle pour exploiter son énergie durable. Ces programmes sont complétés par des initiatives à plus petite échelle destinées aux résidents et aux industries. La conservation et l'efficacité énergétiques sont des outils supplémentaires utilisés pour réduire la consommation d'énergie et le recours à la production de l'EnR, contribuant ainsi à la réalisation des objectifs énergétiques. Même si ces programmes ont connu de nombreux succès initiaux, ils ne parviennent pas à résoudre complètement le problème énergétique et laissent de nombreux domaines de la politique énergétique du Maroc sans amélioration probante.

Ces dernières années, la théorie moderne de portefeuille (TMP) a été de plus en plus adaptée et appliquée à la planification énergétique. En effet, le modèle moyenne-variance peut être appliqué dans le but de déterminer les portefeuilles efficients de production d'électricité d'un pays. L'idée principale de la TMP est que la valeur de chaque actif ne peut être déterminée qu'en tenant compte des portefeuilles d'actifs alternatifs. Par conséquent, la planification énergétique devrait se concentrer davantage sur le développement de portefeuilles de production efficaces et moins sur la recherche de l'alternative avec le coût de production le plus bas, notée tout au long de cette thèse « alternative à faible coût ». La théorie de portefeuille permet d'analyser l'impact de l'intégration des technologies renouvelables dans le mix de production d'électricité. Cette théorie, étant souvent appliquée pour résoudre des problématiques financières, pourrait fournir une meilleure évaluation des risques des technologies de production alternatives, chose que l'approche traditionnelle qui consiste à choisir parmi les alternatives ayant les coûts de production les plus faibles ne peut pas assurer, en particulier en termes d'impact des sources d'EnR sur la réduction du risque du portefeuille de technologies à adopter. De manière synthétique, la TMP permet d'illustrer le compromis entre les coûts de production et les risques

1. Nous faisons référence à la production de l'électricité, et donc au mix électrique marocain.

afférents : plus le coût est bas, plus le risque est élevé, ce qui signifie qu'il n'est pas possible d'atteindre un coût de production d'électricité inférieur sans assumer des niveaux de risque plus élevés. Il convient cependant de préciser que le résultat escompté de l'application de la TMP à la planification énergétique ne se résume pas à l'identification d'un portefeuille spécifique, mais à l'identification d'une frontière efficiente regroupant tous les portefeuilles efficaces. L'ensemble de ces portefeuilles est optimal au sens de Pareto, c'est-à-dire qu'une augmentation des rendements (ou une diminution des coûts) n'est obtenue qu'en acceptant un risque accru.

Au Maroc, la politique énergétique comprend des stratégies pour assurer la disponibilité des ressources énergétiques adéquates, pour réduire la demande en énergie, développer des sources d'énergie alternatives, maintenir les coûts raisonnables et aussi améliorer l'infrastructure du pays. Avec l'adoption en 2011 de la stratégie énergétique nationale, la réduction de la dépendance énergétique et le besoin de diversification du mix sont devenus un moteur stratégique certes, mais surtout politique essentiel. Augmenter l'utilisation des EnR à 52% en 2030 est une étape importante vers l'indépendance énergétique ainsi que l'amélioration de la diversité. Cependant, les décideurs politiques peuvent exprimer une méfiance en raison de la perception que ces alternatives renouvelables coûtent plus cher que celles conventionnelles, de sorte que l'augmentation de leur déploiement augmenterait les coûts globaux de production d'électricité. À la lignée de ce qui a été avancé, et bien que la feuille de route de la planification électrique du Maroc prend en compte une évaluation des risques ainsi que la mise en place de scénarios, elles n'intègrent pas les risques du portefeuille et la prise en compte des corrélations entre les différentes composantes du portefeuille marocain. Les analyses de sensibilité, quant à elles ne peuvent pas reproduire les importantes relations coûts/risques qui affectent considérablement les coûts et les risques estimés du portefeuille final. Par exemple, malgré la forte volatilité des prix des produits combustibles en l'occurrence le gaz, ce facteur ne remet pas en cause le plan gazier marocain pour la constitution du mix marocain. Ce constat traduit la grande exposition au risque futur de prix de l'électricité et au risque relatif aux émissions de CO_2 . Les ressources renouvelables représentent donc une alternative à moindre risque par rapport aux ressources combustibles. Cependant, l'approche marocaine ne prend pas en

compte le risque lié au portefeuille dans sa globalité, la théorie de portefeuille n'est pas mise en valeur dans la planification énergétique à long terme pour la production d'électricité. Le Maroc, pour construire son mix électrique, se base essentiellement sur le coût de la production par technologie et la capacité installée afférente. En d'autres termes, le Maroc prend en considération les caractéristiques intrinsèques à chaque technologie sans considérer les interactions entre les différentes composantes du mix.

Cependant, et compte tenu de l'environnement incertain caractérisant les technologies de production d'électricité à savoir les risques et les coûts relatifs à chaque technologie, il demeure en effet nécessaire voir primordial de faire passer la planification énergétique basée sur la TMP en premier plan et d'évaluer ainsi les portefeuilles et stratégies de production d'électricité au lieu de l'évaluation des caractéristiques des technologies prises seules. En appliquant ces concepts, le coût du portefeuille et son risque associé peuvent être estimés pour le mix marocain à horizon 2030 dicté par les décideurs politiques en se référant à la stratégie énergétique nationale, ce mix représentera tout au long de ce travail le mix de référence. Les portefeuilles optimaux qui résultent de l'application de la TMP présenteront diverses combinaisons à coût et à risque qui peuvent être utilisées comme mix de comparaison afin d'évaluer d'autres stratégies et scénarios pour juger de l'efficacité de cette stratégie, ou de déterminer d'autres constitutions de mix marocains plus efficaces le cas échéant. De ce fait, cette thèse essaye de trouver une réponse à l'évaluation du degré de l'inefficacité au sens de Pareto du mix électrique institutionnel marocain à horizon 2030, et d'explorer l'adaptation de la TMP pour l'obtention d'un ensemble de mix plus efficaces que celui adopté par les instances gouvernementales. Elle teste l'application des principaux concepts de la planification énergétique et vise à fournir un aperçu des outils analytiques, dans le but de soutenir les autorités gouvernementales concernées dans le processus de prise de décision, afin d'obtenir une amélioration substantielle des performances du mix marocain, ceci en conformité avec des objectifs énergétiques et climatiques de plus en plus contraignants et dans le respect des critères bien définis dictés par la réalité du territoire, mais surtout par les visions stratégiques traduites par des scénarios bien définis.

De ce fait, la présente thèse va s'orienter sur le caractère stratégique du choix de l'allocation des différentes technologies constituant le bouquet électrique marocain intégrant

les EnR et favorisant l'économie de l'énergie importée et mettant en valeur la production domestique ainsi que la dépendance du pays face à une fluctuation défavorable des prix mondiaux des sources énergétiques.

L'objectif de cette thèse sera d'esquisser les compositions optimales et stratégiques du bouquet énergétique marocain pour une quantification du degré d'inefficience du mix institutionnel à horizon 2030.

Pour répondre à cette problématique, cette thèse sera composée de trois chapitres structurés de la manière suivante. Le premier chapitre sur l'analyse de la situation énergétique du Maroc est composé de deux sections ; la première s'intéresse à la présentation du marché énergétique marocain et les axes d'accompagnement des énergies alternatives pour contrecarrer le risque de fluctuation des prix de production d'électricité. Cette section vise essentiellement à présenter au lecteur une approche qualitative de la situation énergétique marocaine, afin de mettre en lumière les forces et les faiblesses du Maroc en ce qui concerne les potentialités énergétiques. Dans la deuxième section, il était nécessaire d'aborder la question de la causalité entre l'énergie, la croissance et les émissions de polluants, nous avons pensé qu'il était important de mettre en exergue la relation tripartite pouvant exister entre ces trois facteurs pour mettre en place des politiques économiques, énergétiques et environnementales.

Le second chapitre s'intéresse à l'optimisation du mix électrique marocain en appliquant la TMP. La première section de ce chapitre revient sur cette théorie et son adaptation pour des fins de planification énergétique et électrique. Nous allons y présenter entre autres le modèle de Markowitz, le principe de diversification, les limites de ce modèle ainsi que son adaptation théorique pour une application au marché énergétique. Dans la deuxième section, nous développerons le mix électrique marocain en respectant les contraintes technico-économiques du modèle et en mettant en place des scénarios et des variantes associées dans le but de mettre en évidence le degré d'inefficience au sens de Pareto du mix marocain à horizon de 2030.

Le dernier chapitre constitue une continuité de l'objet de cette thèse et s'intéresse dans sa première section aux analyses de sensibilités comme l'effet de l'imposition d'une taxe carbone ou l'effet d'un progrès technologique se résumant à une baisse du coût de produc-

tion de l'électricité à base de solaire et son impact sur les caractéristiques économiques du mix marocain. Une dernière section s'intéressera à la quantification de la diversification du mix électrique. En d'autres termes, nous allons quantifier la diversité des mix obtenus par la TMP à l'aide d'indicateurs de diversité et de concentration afin d'évaluer les effets mutuels entre la frontière efficiente et le degré de diversité/concentration.

Nous allons maintenant aborder le premier chapitre de cette thèse sur le marché énergétique marocain.

Chapitre 1

Analyse de la situation énergétique du Maroc

Introduction

Le Maroc, un pays ne disposant pas de ressources énergétiques conventionnelles, dépend entièrement du marché international pour satisfaire sa demande croissante en raison de sa croissance économique et celle démographique. Le pays importe la majeure partie de son approvisionnement en sources d'énergie. Pour contrecarrer cette dépendance, le Maroc a mis en œuvre une stratégie énergétique nationale visant la transition vers les EnR et l'efficacité énergétique. Pour mener à bien cette transition, le marché des EnR a été libéralisé et des mécanismes de financement ont été créés pour stimuler la participation du secteur privé et faciliter la mise en œuvre du partenariat public-privé. Le gouvernement et les institutions publiques créées pour accompagner cette vision énergétique se sont engagés pour mener à bien la transition du secteur. Le paysage énergétique marocain a évolué rapidement au cours des dernières décennies, la croissance démographique, l'industrialisation et l'amélioration du niveau de vie ont été accompagnées par une hausse du taux d'électrification ainsi que l'incitation à la migration, tous ces facteurs ont contribué à l'augmentation des besoins énergétiques du Maroc. Le Maroc a toujours importé ses produits agricoles, mais pratiquement toutes ses ressources d'énergie primaire en l'absence d'importantes réserves de pétrole et de gaz, cette manière traditionnelle d'assurer l'accès à l'énergie à faible coût a été le fondement du modèle du développement

socio-économique du Maroc pour de nombreuses décennies. Cependant, un certain nombre d'événements ont incité les décideurs à reconsidérer l'importance des combustibles fossiles dans son mix énergétique. Parmi ces événements, la hausse des prix des produits pétroliers sur les marchés internationaux au cours des années 2000 jusqu'en 2014 ainsi que les contraintes budgétaires et de transport qu'impose l'importation de ces produits. Un autre événement à prendre en compte est la nécessité de perspectives importantes d'exploitation des ressources d'EnR, solaires ou éoliennes, ressources dont dispose le Maroc abondamment, n'oblige les décideurs marocains à rediscuter la place de l'énergie fossile dans son mix énergétique. Parallèlement la baisse du coût de production des EnR, en particulier l'énergie solaire et l'énergie éolienne. De ce fait, les mécanismes de financement couplés à d'autres incitations internationales dans le cadre de la promotion de l'environnement et la protection climatique, visant à réduire les émissions ont servi comme base importante pour encourager le Maroc à investir sur un ensemble de projets de développement des EnR.

De ce fait, dans ce premier chapitre, l'attention sera portée sur la présentation du marché énergétique marocain, plus précisément l'offre et la demande en énergie, nous mettrons en avant la dépendance du Maroc aux énergies fossiles, ceci pourrait impacter défavorablement toute l'économie du pays, par ce fait, le Maroc serait vulnérable à une fluctuation des prix mondiaux des produits pétroliers. Nous nous attardons aussi au changement climatique que connaît le Maroc, une attention particulière sera attribuée au potentiel marocain en EnR ainsi que les actions d'accompagnements législatives et institutionnelles menées pour la promotion de ces énergies vertes. Dans une deuxième section, nous traiterons des liens de causalité entre les différents facteurs (énergie-croissance économique-pollution), les résultats obtenus nous permettraient donc de tirer des conclusions sur les politiques énergétiques à adopter et plus précisément sur la politique électrique traduite par la construction de mix électriques et de leur diversification. Pour ce faire, nous présenterons d'abord une revue de littérature des différents études et cas traités auparavant, après nous choisirons l'approche méthodologique qui va être adoptée tout au long de cette section dans le but d'étudier la causalité croissance-énergie-pollution pour le Maroc.

1.1 Le marché énergétique marocain

Le Maroc possède des atouts stratégiques, nous citons son emplacement géographique au nord de l’Afrique, sa stabilité politique, son marché domestique, l’un des plus grands marchés de l’énergie dans le continent, ainsi que ses ressources renouvelables abondantes. L’intégration de ces ressources dans le paysage énergétique aurait une importance capitale dans la réduction de la dépendance aux produits pétroliers pour la production de l’électricité, ainsi que la création d’emplois à long terme. Dans cette perspective et afin d’optimiser l’utilisation de ces ressources de manière efficiente, le Maroc s’est penché particulièrement au volet institutionnel par l’instauration de lois facilitant l’intégration de ces nouvelles énergies, et aussi d’étudier les sources de financement facilitant leur intégration dans le paysage énergétique. Dans ce contexte, des conférences internationales telles que la COP22¹ à Marrakech ont été des occasions cruciales pour aider à concevoir des mécanismes de financement de ces projets, en plus de l’intérêt inhérent du Maroc pour négocier la réduction des obstacles face aux échanges afin de renforcer les liens commerciaux avec les partenaires étrangers. Les efforts de financement et de collaboration extérieurs garantis par les partenaires internationaux liés au Maroc par des relations de coopération de très longue date, les avantages stratégiques du Maroc qui se trouve à proximité de l’Europe, et son marché énergétique intérieur, un des plus importants en Afrique, sont des atouts que le Maroc peut utiliser pour assurer une transition énergétique saine et promouvoir des technologies qui respectent l’environnement et réduisent les émissions néfastes. Les bénéfices pressentis sont d’une importance capitale, le Maroc a la chance d’assurer une sécurité énergétique durable, en s’appuyant sur une production intérieure qui réduirait la dépendance envers les marchés extérieurs, et garantirait aux jeunes Marocains d’énormes opportunités, dans une industrie locale à fort potentiel. Cependant, il est évident qu’une exploitation optimale de ces facteurs ne saurait se faire qu’avec un encadrement politique, économique et juridique, qui donnera à cette perspective toutes ses chances de réussir.

1. « La Conférence de Marrakech (COP22) a eu lieu du 7 au 18 novembre 2016 à Marrakech, au Maroc. Elle est à la fois la 22^{ème} conférence des parties (d’où le nom COP22) à la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (CCNUCC), la 12^{ème} conférence des parties siégeant en tant que réunion des parties au protocole de Kyoto (CMP12) et la 1^{ère} conférence des parties à l’Accord de Paris (CMA1). 197 pays y ont participé. »

Dans ce qui suivra, nous présenterons dans un premier temps une analyse du marché énergétique marocain en nous focalisant sur l'offre et la demande. Dans un deuxième temps, nous traiterons des dépendances du Maroc aux énergies fossiles importées (de l'Espagne et de l'Algérie) ce qui nous mènera à étudier les effets du changement climatique que connaît le monde et plus précisément le Maroc, et pour conclure, nous présenterons le potentiel renouvelable important que possède le pays ainsi que les axes d'accompagnement de ces énergies.

1.1.1 Descriptif du marché énergétique marocain

Le Maroc est un pays dépendant des combustibles fossiles. Ces derniers représentent 90% de l'approvisionnement en énergie primaire, le pétrole représente 62%, le charbon 21,7% et le gaz 5%. Le Maroc est fortement dépendant des importations de sources d'énergie, elles sont d'environ 94,5%. En 2017, la consommation totale d'énergie s'élevait à 16,1 millions de TEP dont 74,1% provenaient des produits pétroliers, 17,3% pour l'électricité. Cette tendance a également été observée pour l'électricité, où le taux a augmenté de plus de 34% depuis 2007, avec une demande totale d'énergie de 37 Twh à la fin de 2018 (données AIE, 2017). Dans ce qui suit, nous traiterons de l'offre et de la demande en énergie pour clôturer cette partie par une présentation synthétique de l'efficacité énergétique, un des piliers de la stratégie nationale de l'énergie.

1.1.1.1 L'offre en énergie

Entre 2007 et 2017, l'approvisionnement total en énergie primaire (ATEP) a connu une croissance soutenue jusqu'à atteindre 20,5 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep) en 2017, enregistrant un taux de croissance de 32%. Le bouquet énergétique marocain est dominé par le pétrole qui représente 62% de l'ATEP. Le charbon représente 21,7% de l'ATEP suivi par la biomasse et les déchets (7%) le gaz naturel (5,7%) les importations nettes d'électricité (2%) et dans une moindre mesure, l'énergie hydraulique, l'éolienne et le solaire (2%). (Figure 1.1). En 2017, la quantité d'électricité produite s'élevait à 32,8 TWh, les EnR représentaient 14,8%, le charbon 53,5%, le gaz naturel 18,6% et le pétrole 9,1%. Le Maroc a une vision globale du développement durable, de ce fait et après avoir adopté une stratégie énergétique nationale avec des objectifs visant à atteindre 42% de

capacité installée en 2020, le Maroc a renouvelé la stratégie en 2015 avec un objectif de 52% pour 2030. Ainsi, le Maroc a privilégié le développement des EnR en plus d'autres sources comme le gaz naturel.

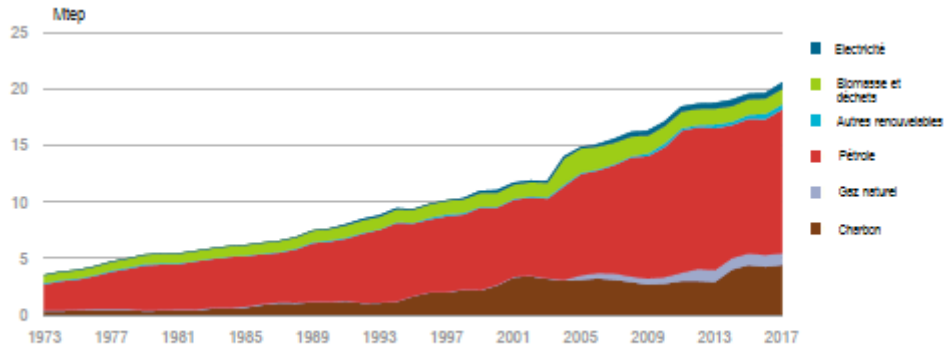


FIGURE 1.1 – L’approvisionnement total en énergie primaire (ATEP)

Source : [AIE \(2019a\)](#)

La comparaison avec d’autres pays dépendants des importations en matière d’énergie montre que le Maroc est dépendant du pétrole, mais pourrait diversifier son bouquet énergétique en augmentant la part du gaz, ainsi que la part des énergies EnR qui reste négligeables, la part des combustibles fossiles dans l’ATEP du Maroc placerait le pays dans le rang des pays de l’AIE les plus dépendants des produits fossiles. (Figure 1.2).

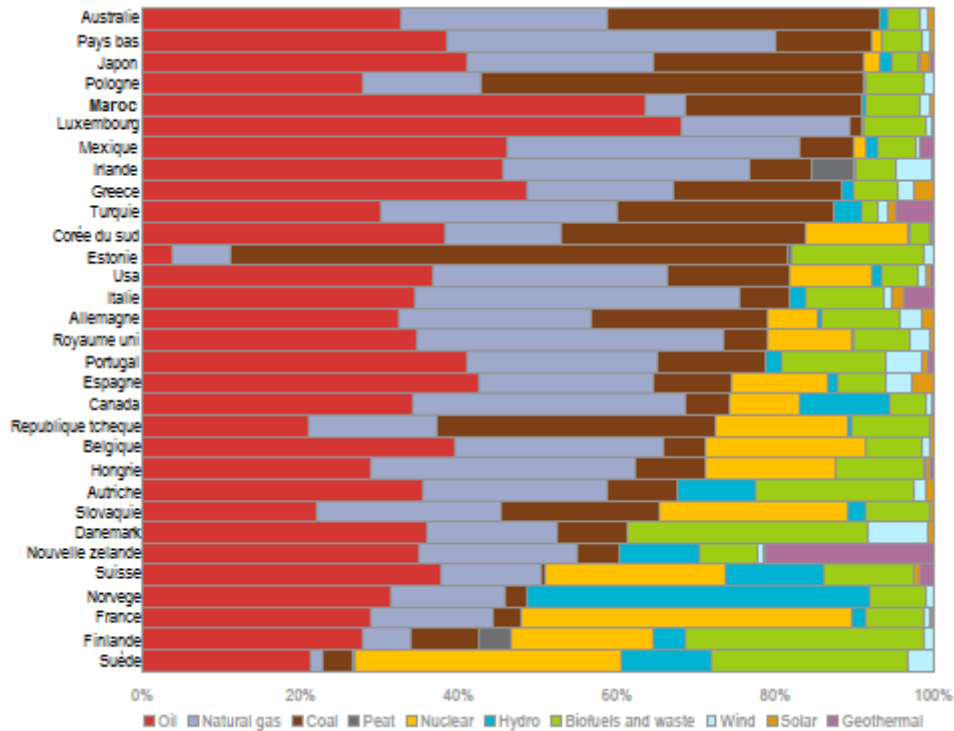


FIGURE 1.2 – L’approvisionnement total en énergie primaire (ATEP) du Maroc en comparaison avec celui d’autres pays importateurs de pétrole

Source : World Energy Balances [AIE \(2018\)](#)

1.1.1.2 La demande en énergie

La demande en énergie au Maroc a augmenté de façon remarquable, ceci était dû à l’industrialisation massive ainsi que l’amélioration du niveau de vie des Marocains. Le Maroc a connu une augmentation significative de la demande en énergie primaire, avec une augmentation de 0,36 Tep par habitant en 2002 à 0,57 Tep en 2017. La figure 1.3 nous présente les simulations de la demande en énergie à horizon 2030 selon deux scénarios différents. Ces simulations ont été réalisées lors de l’élaboration de la stratégie énergétique nationale. En raison de la croissance démographique et économique du Maroc, la demande d’électricité a augmenté avec un taux annuel moyen de 6,6% en 2015, entraînant une consommation d’énergie de 34413 GWh à fin 2015.

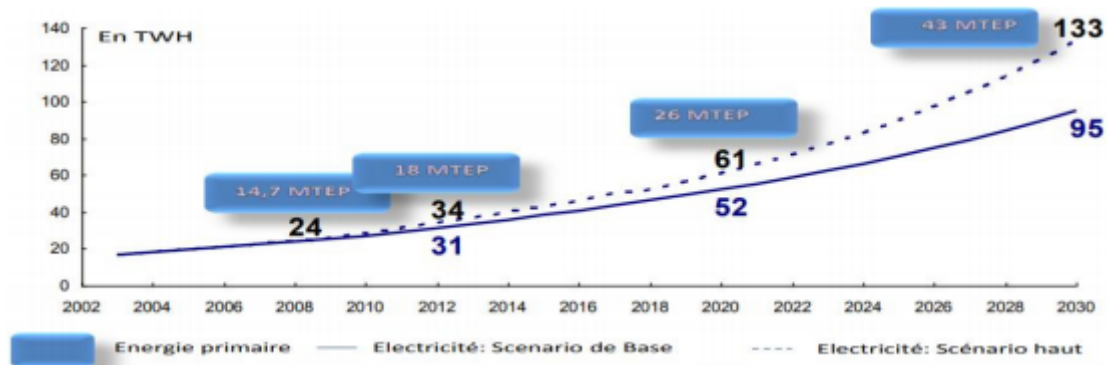


FIGURE 1.3 – Prévision de la demande en énergie

Source : Ministère de l'énergie des Mines de l'Eau et de l'Environnement du Maroc

D'autre part, le Maroc a été le témoin d'un accroissement rapide de l'accès à l'électricité lors des années 90 et les années 2000, résultat des efforts du gouvernement pour répandre cet accès dans les zones rurales. Le Maroc a investi 24Md de dirhams sur la période de 1996 à 2012 sur les projets d'électrification rurale, donnant accès à l'électricité à une population supplémentaire de 12 millions répartis sur 39 mille villages. Le succès de ces programmes a fait que le taux d'accès à l'électricité a augmenté de 22% en 1996 à environ 98% vers la fin de 2012 et à 100% en 2019. (Figure 1.4).

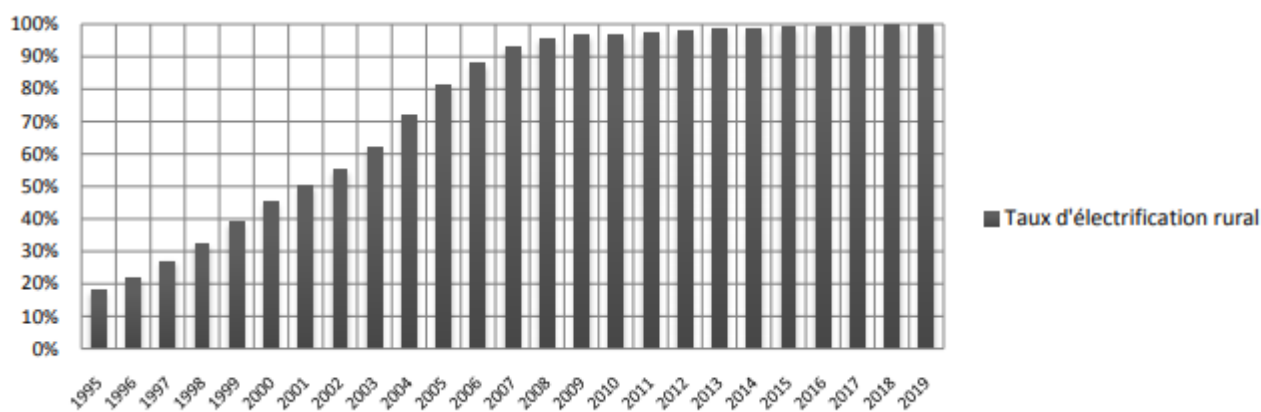


FIGURE 1.4 – Évolution du taux d'électrification rurale au Maroc depuis 1995

Source : Élaboration auteur sur la base des données du programme PERG, 2017

Les secteurs du transport et du résidentiel sont les principaux consommateurs d'énergie au Maroc, totalisant environ 60% de la consommation totale d'énergie finale (CTEF)

en 2014, selon une étude publiée par l'OCP Policy Center. Ainsi, le secteur du transport constitue 36% de la CTEF, alors que le secteur résidentiel occupe 25%. Pour ce qui est des secteurs industriels et commerciaux, ils constituent environ 24% de la CTEF.

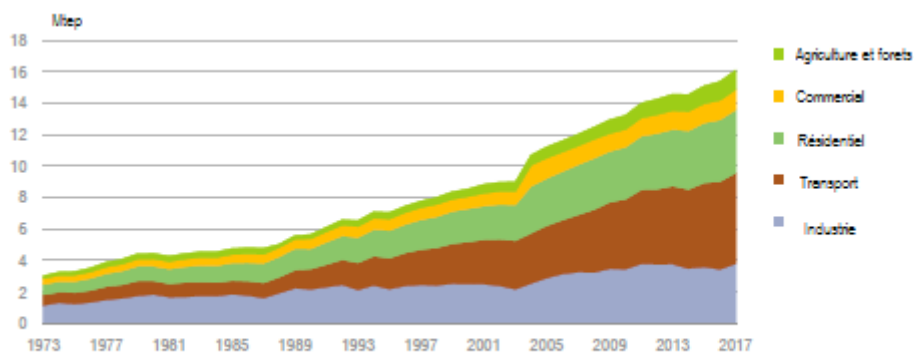


FIGURE 1.5 – CTEF par secteur de 1973 à 2017

Source : IEA (2019 forthcoming), World Energy Balances 2019, preliminary edition, AIE (2019b)

1.1.1.3 L'efficacité énergétique

L'intensité énergétique marocaine qui représente la quantité d'énergie utilisée pour une unité de PIB, était de 0,09 tep /1000USD en 2012 reste à un niveau relativement bas, surtout comparé aux niveaux enregistrés dans la région avoisinante du moyen orient et de l'Afrique du Nord. Ceci est une conséquence d'une consommation globale d'énergie par tête relativement faible, d'une absence d'industries intenses en énergies similaires à celles qu'on trouve en Algérie par exemple, en plus d'une focalisation continue sur des industries exportatrices qui consomment peu d'énergie, agriculture et textile en particulier. Néanmoins, avec une intensité énergétique très stable au fil des années, le Maroc représente un cas différent de celui d'autres pays voisins importateurs d'énergie comme l'Espagne ou le Portugal. Ces derniers ont vu leur intensité en baisse sur les dernières années, ce qui prouve que le Maroc détient toujours une marge d'amélioration importante au niveau de l'efficacité énergétique (Figure 1.6). La stratégie énergétique nationale adoptée en 2009 considère l'efficacité énergétique comme priorité nationale visant la réalisation de 12% d'économie d'énergie à horizon 2020 et 15% à l'horizon 2030. Pour atteindre cet objectif,

le ministère de l'Énergie a mis en place des programmes² et des réformes législatifs et réglementaires en vue d'introduire les techniques d'efficacité énergétique au niveau des secteurs clés de l'économie nationale.

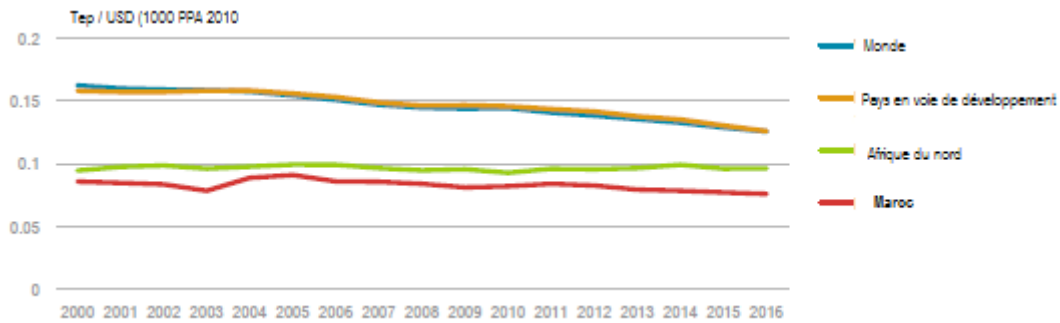


FIGURE 1.6 – Intensité énergétique du Maroc 2000-2016

Source : World Energy Balances, 2018 [AIE \(2018\)](#)

1.1.2 La dépendance aux énergies fossiles

La composition énergétique locale reste totalement dominée par les énergies fossiles, le pétrole en particulier, qui fournit plus des deux tiers des besoins du Maroc en énergie primaire, suivi par le charbon et la biomasse. Ci-dessous l'évolution de la ventilation du mix électrique marocain. Le charbon domine la production d'électricité avec plus de 60% de la production totale, suivie du gaz naturel et du pétrole, 19% de l'électricité produite est générée par des sources renouvelables, éolien en premier lieu ce qui s'inscrit dans une mouvance ancrée de l'état marocain d'utiliser ses importants gisements renouvelables pour la production d'électricité.

2. Application de l'horaire GMT+1, généralisation des lampes à basse consommation

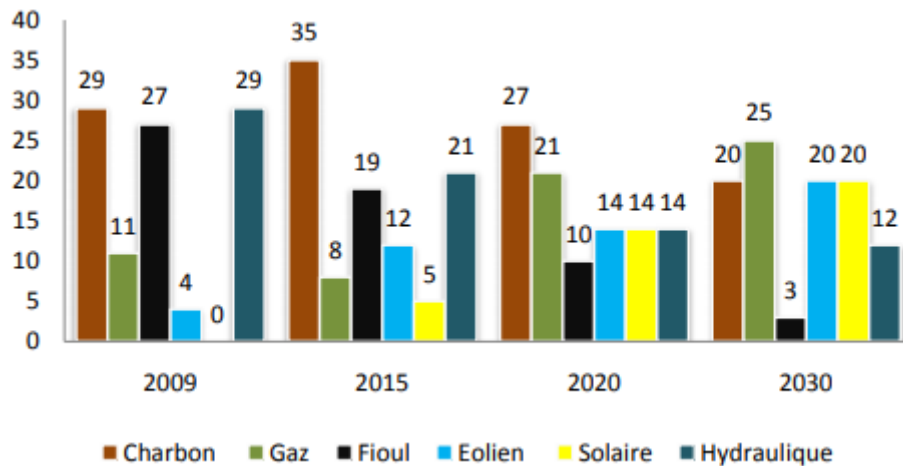


FIGURE 1.7 – Évolution du mix électrique marocain

Source : Élaboration auteur sur la base de données du Ministère de l'Énergie, des Mines, de l'Eau et de l'environnement

1.1.2.1 Importation de ressources énergétiques

Le Maroc se retrouve dans un contexte spécial dans la mesure où ses ressources pétrolières et gazières sont très limitées. Plus de 90% des besoins locaux en énergies sont importés, que cela soit pour les énergies fossiles ou l'électricité importée. Le Maroc étant un pays importateur d'énergie, importe de l'électricité principalement de l'Espagne (Figure 1.8). L'interconnexion avec l'Espagne peut être considérée comme une bouée de sauvetage pour le système électrique marocain. Elle permet d'accéder au marché espagnol pour acheter des kwh lorsque ceux-ci sont à moindre coût. C'est l'utilisation économiquement avantageuse de l'interconnexion. Hormis ce cas de figure, elle est utilisée également pour secourir le système local de production lorsque celui-ci ne peut pas répondre à la totalité de la demande exprimée. Conçue à l'origine pour jouer un rôle d'arbitrage économique afin de réduire le coût du kWh, l'interconnexion a surtout servi pendant longtemps à combler les déficits locaux. D'autre part, les prix des produits pétroliers comme le gaz sont en fluctuation constante, en 2014 le Maroc a importé ce qui correspond à une valeur de 11 millions de dollars en produits énergétiques ce qui correspond à 10% du PIB nominal. Le Maroc achète aussi de petites quantités de gaz naturel de son voisin algérien lui permettant de diversifier son mix énergétique et d'adopter des énergies plus efficaces et moins polluantes, le recours à d'autres sources d'énergie demeure donc plus que nécessaire.

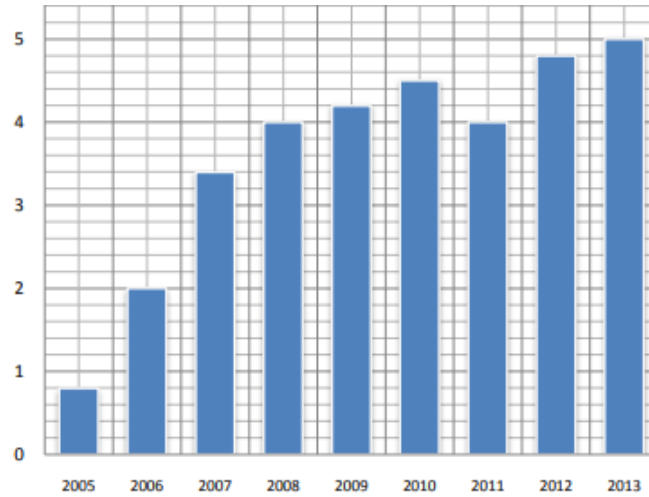


FIGURE 1.8 – Importation net d'électricité

Source : AIE (2014)

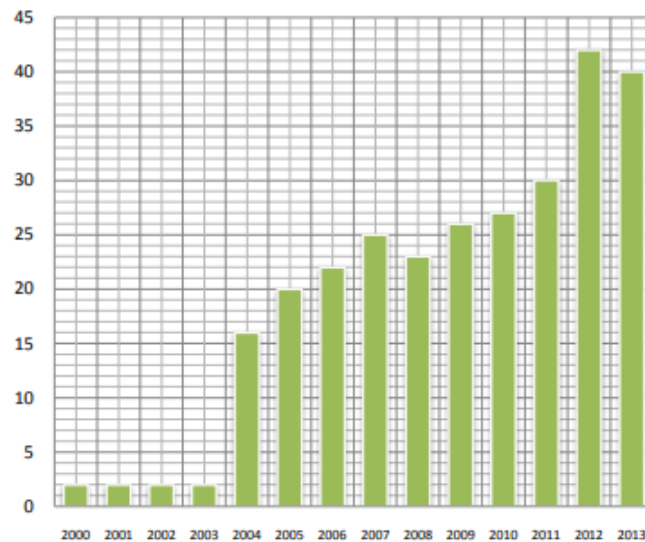


FIGURE 1.9 – Consommation du gaz naturel au Maroc

Source : MEMEE

1.1.2.2 Le gaz naturel

Le gaz naturel utilisé à faible volume est un choix envisageable et maintenant envisagée par le Maroc. La mise en place de cette filière permettrait aussi de s'affranchir de la dépendance à 100% vis-à-vis du gaz algérien. Les énergies traditionnelles seront nécessaires

à la construction du mix électrique marocain, ce constat est d'autant plus vrai dans un contexte de besoin futur significatif en électricité. Ce constat se traduit par l'installation de capacités supplémentaires (à partir de 2015) :

- Centrales électriques au gaz naturel liquéfié (GNL) à Jorf Lasfar (2 x 600 MW) et sur un site restant à déterminer (2 x 600 MW).
- Centrale thermique au charbon à Safi (2 x 693 MW).
- Extension de la centrale thermique au charbon de Jerada (de 165 à 515 MW).

Le Maroc a pour politique la réduction de ses importations d'énergies fossiles. Dans cette perspective et en considérant le besoin d'accompagner la progression démographique et le rythme de croissance économique souhaité de 5% par an, le secteur énergétique serait confronté à l'avenir à plusieurs défis parmi lesquels il convient de citer :

- Répondre à l'accroissement de la demande énergétique de 5% par an au minimum.
- Assurer la sécurité d'approvisionnement au meilleur coût à travers notamment la diversification des sources de production d'électricité.
- Diminuer la dépendance aux produits pétroliers à travers la mobilisation des EnR et l'utilisation du gaz naturel.

Le gaz naturel offre des avantages économiques et environnementaux lui permettant de contribuer à l'amélioration de la compétitivité de l'industrie nationale et à contrecarrer les fluctuations défavorables des cours de pétrole. En effet, le gaz naturel représente le premier secteur responsable de la production de l'électricité. Le plan gazier tel qu'acté prévoit la réalisation d'une part de 25% de la demande en énergie nationale à horizon 2030. De plus, le Maroc tirerait avantage de la stabilité des fluctuations des cours du gaz naturel ainsi que de la baisse des coûts de transport.

Le Maroc qui s'est engagé dans la voie de la transition énergétique, à travers sa stratégie nationale adoptée en 2009, peut s'inspirer des expériences de plusieurs pays pour garantir à son modèle énergétique toutes les chances de réussite. L'enseignement clé à retenir est celui de la diversification des ressources énergétiques et des sources d'approvisionnement.

1.1.3 Changement climatique et émissions de GES

Le Maroc détient des spécificités géographiques qui accentuent encore plus les effets des changements climatiques que connaît le monde entier. Situé en Afrique du Nord, il reste confronté à une tendance progressive du climat semi-aride. Les périodes de sécheresse sont de plus en plus régulières et la demande croissante en ressources d'eau ne fait qu'aggraver la situation. Les changements climatiques représentent un enjeu capital pour l'économie du pays. L'agriculture qui représente le secteur porteur de l'économie nationale subira les conséquences de ces changements, avec une raréfaction des surfaces exploitables et une augmentation des probabilités de mauvaises récoltes. L'émission des gaz à effet de serre (GES) est l'origine principale des changements climatiques, ces émissions sont liées principalement aux consommations d'énergie fossile. De ce fait, le défi réside donc en une amélioration de l'efficacité énergétique et de la production d'EnR. Les émissions de dioxyde de carbone émanant des combustibles ont atteint en 2016 la valeur de 55,3 millions de tonnes, avec un accroissement continu lors des trois dernières décennies. Tout comme les émissions de GES qui affichent une augmentation de 70,5% accompagnant logiquement la croissance de la consommation d'énergie. La consommation de pétrole reste la source principale d'émissions de CO_2 au Maroc (64,2% des émissions totales).

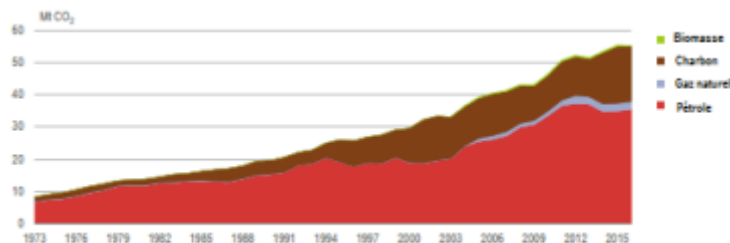


FIGURE 1.10 – Emission de CO_2 par combustible de 1973 à 2015

Source : CO_2 Emissions from fuel combustion 2018 ?

Les secteurs les plus émetteurs de CO_2 au Maroc sont la production d'électricité et le transport (Figure 1.11). Le Maroc a fait d'énormes efforts pour contenir le taux d'émission par unité de production d'électricité, à travers l'utilisation de combustibles plus propres dans les centrales thermiques, mais malgré cela le Maroc affiche toujours un taux d'émissions unitaires de CO_2 assez élevé comparativement aux autres pays de la région.

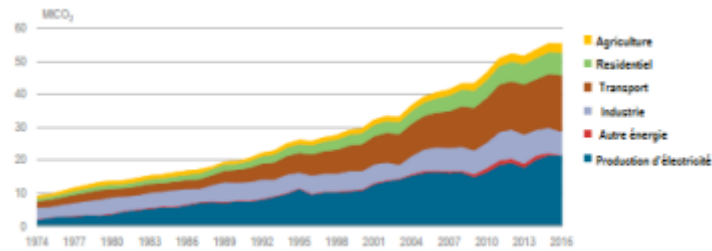


FIGURE 1.11 – Emission de CO_2 par secteur de 1973 à 2016

Source : CO_2 Emissions from fuel combustion 2018 ?

1.1.4 Les opportunités d'EnR au Maroc

Le potentiel des EnR au Maroc est indéniablement grand, le Maroc possède un potentiel significatif d'énergie solaire, au sud et à l'est du Maroc principalement, tandis que des côtes atlantiques offrent des perspectives importantes d'exploitation d'énergie éolienne. Le Maroc est aussi au cœur d'une région connue pour être l'une des régions les plus prometteuses en termes de génération d'énergie solaire, pour ses ressources potentielles, mais aussi pour ses conditions géographiques et climatiques (ensoleillement abondant, des précipitations minimales, et de grandes surfaces inutilisées proches des réseaux de routes et des réseaux de transmission électriques). Ces réseaux qui bénéficient de la proximité avec l'Europe, le reste du Maghreb et l'Afrique subsaharienne, et d'une synchronisation avec les standards des réseaux avoisinants, facilitant l'échange d'électricité.

1.1.4.1 Le solaire

En raison de son emplacement géographique, le Maroc dispose de l'un des potentiels solaires les plus importants au monde estimé à plus de 5 kWh/m²/jour. Pourtant, l'énergie solaire ne joue qu'un rôle réduit dans la construction du portefeuille électrique marocain. Pour augmenter la capacité de production, le Maroc a un objectif déclaré en termes d'énergie solaire à concentration d'énergie solaire (CSP) et photovoltaïque (PV) de 20% d'ici 2030 de la capacité de production du pays. La capacité totale installée d'énergie solaire du Maroc constituée uniquement par la technologie CSP à la fin de 2016 était de

180 MW, 160 MW de projet Ouarzazate Noor I, actuellement en service et 20 MW de CSP solaire thermique et de gaz Ain Bni Mathar. Le pays vise à augmenter la capacité installée de production solaire CSP et PV à au moins 4560 MW d'ici 2030. L'Agence marocaine pour l'énergie solaire (MASEN) est responsable de nombreux aspects de l'énergie solaire dans le pays et l'ONEE prévoit elle-même de créer un certain nombre de PV de taille moyenne.

1.1.4.2 L'éolien

Certaines des plus grandes sources de vent au monde se trouvent au Maroc, avec 3500 km de côtes et des vitesses de vent allant jusqu'à 12 m/s à une hauteur de 80 m, le potentiel éolien total au Maroc est estimé à environ 25 GW. La capacité éolienne installée totale du Maroc à la fin de 2016 était de 803 MW, comme indiqué ci-dessous dans le tableau ci-dessous. L'importante croissance de l'exploitation de l'énergie éolienne a conduit les décideurs marocains à construire d'importants parcs éoliens. Le premier parc éolien au Maroc a été Abdelkhalek Torres d'une capacité de 50,4 MW, produisant actuellement environ 200 GWh /an. D'autres parcs éoliens sont à Essaouira (60 MW) en exploitation depuis avril 2007, Tanger I avec 140 MW, Tétouan avec 300 MW. Le Maroc fait tout pour atteindre l'objectif fixé de 4200 MW d'ici 2030 (MEMEE). Le royaume prévoit de développer de grands parcs éoliens pour atteindre 20% de l'énergie éolienne en 2030. L'augmentation de la capacité éolienne posera alors des défis à la stabilité du système électrique. Par conséquent, il est nécessaire de déterminer la capacité disponible du vent qui peut être injectée dans le réseau. Le développement du projet éolien au Maroc augmente, l'ONEE prévoit la construction d'autres parcs à l'horizon 2030 d'une capacité totale de 1000 MW à Tanger II 150 MW, Midelt 100 MW, Jbel Lahdid 200 MW, Tiskrad 300 MW, Boujdour 100 MW et Taza 150 MW. L'évolution de l'énergie éolienne est actuellement en très forte augmentation. L'entreprise Siemens, présente au Maroc depuis 1929, a réalisé un projet de 300 MW à Tarfaya. Elle vient également de déclarer la construction d'une usine à Tanger pour produire des pales de rotor pour les marchés d'Afrique, d'Europe et du Moyen-Orient.

1.1.4.3 L'Hydro-électricité

L'installation au Maroc de capacités de production hydro-électrique a commencé dans les années 1960. Ces capacités ont augmenté chaque année, actuellement, le Maroc dispose de 26 centrales hydro-électriques traditionnelles d'une capacité de 1360 MW et 464 MW à partir d'un stockage d'énergie pompée (STEP) à Afourer. L'hydro-électricité peut être considérée comme un élément traditionnel des centrales électriques du Maroc (la puissance installée en 2015 s'élevait à 1770 MW), et son potentiel est bien utilisé. L'ONEE est généralement responsable de la construction des projets d'hydro-électricité. Pour atteindre son objectif d'ici 2030, l'ONEE entend construire un nouveau STEP de 350 MW sur le site d'Abdelmoumen qui portera la capacité à 2120 MW et d'autres projets de STEP à l'étude pour augmenter la capacité maximale de l'énergie éolienne. Par ailleurs, la production d'hydro-électricité est fortement tributaire du régime de précipitations. Le développement du parc de centrales hydro-électriques se poursuit, mais c'est dans l'éolien et le solaire qu'auront lieu les évolutions majeures. Les projets sont développés en règle générale par l'ONEE. L'office a récemment identifié 125 sites supplémentaires susceptibles d'accueillir de petites centrales ou des microcentrales totalisant un potentiel d'environ 300 MW.

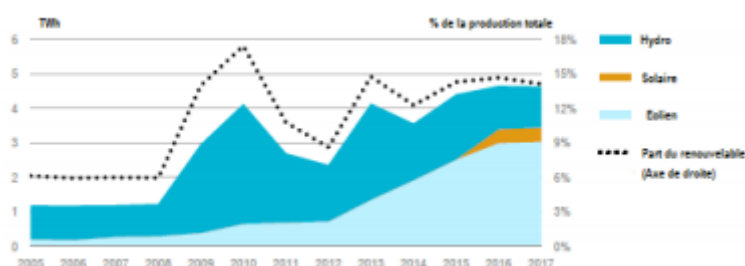


FIGURE 1.12 – La production d'électricité à partir de sources renouvelables en % de production totale, 2005-2017

Source : IEA (2019 forthcoming), World Energy Balances 2019 preliminary edition
[AIE \(2019b\)](#)

Jusqu'en 2030, la capacité énergétique des micros centrales hydrauliques devrait s'élever à 3 GW. Par ailleurs, le Maroc s'engage de manière active pour les technologies de pompage (STEP), dont le potentiel pourrait s'élever à près de 6 GW. La pluviométrie variable et en baisse a fait varier la part des énergies renouvelables dans l'ATEP du Maroc,

en plus d'un rythme d'accroissement plus lent que celui des combustibles. La production d'électricité d'origine éolienne a augmenté de 5,2%, les autres sources des EnR sont encore négligeables. Au cours de la décennie 2002-2012, la part de l'hydro-électricité dans la production nationale a été de 7.6% en moyenne.

En 2017 les EnR ont contribué pour près de 1,7 Mtep en 2012, soit 8,5% de l'ATEP. Comme présenté dans la figure 1.13, les 2000 MW de capacité dont la fin de l'installation est a été achevée en 2020 devraient générer environ 6600 GWh par an. Cette production est due en premier lieu aux ressources éoliennes de qualité dont regorgent les côtes maritimes, ceci prévoirait d'économiser 1,5 Mtep et d'éviter l'émission de 5,6 millions de tonnes de CO_2 par an. La capacité éolienne installée serait d'environ 5000 MW en 2030.

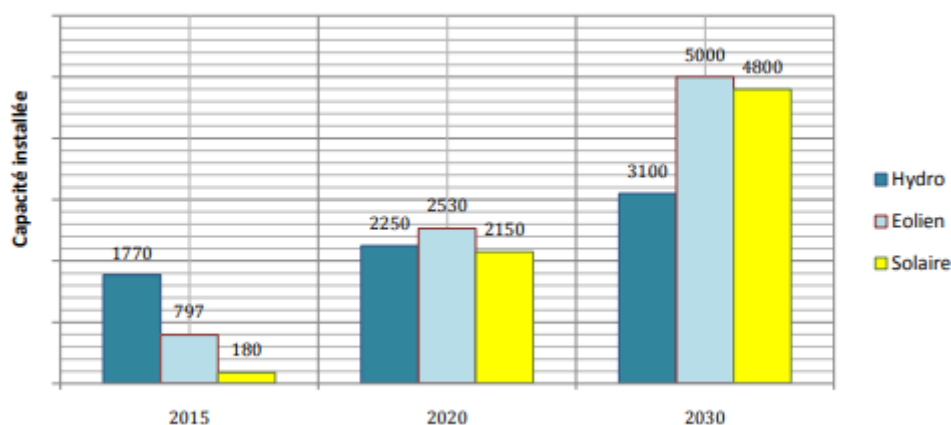


FIGURE 1.13 – Projection de la capacité installée des EnR (2015-2030)

Source : Élaboration auteur

Les figures 1.14 présentent une vue d'ensemble du potentiel solaire (1), hydraulique (2) et éolien (3) marocain.

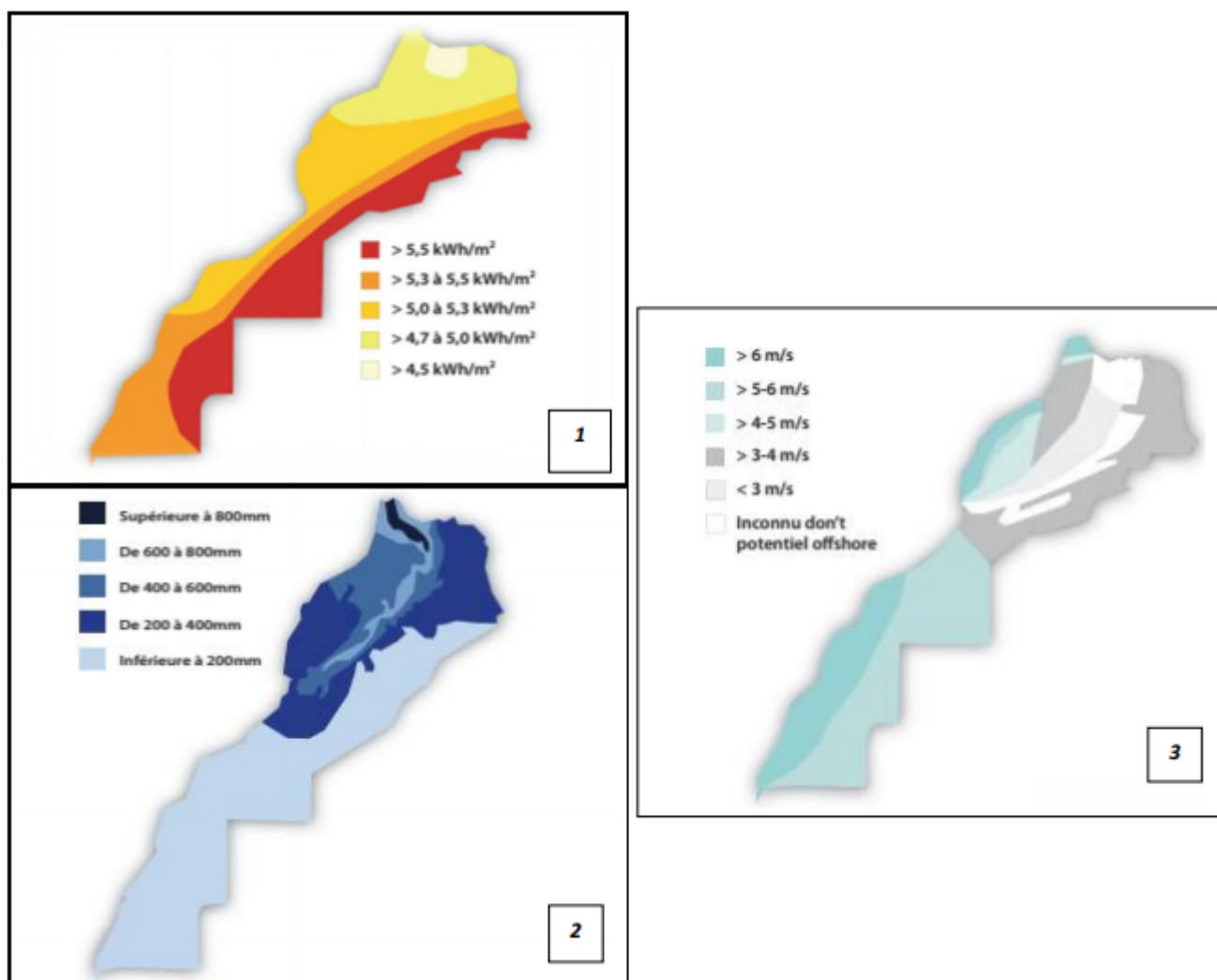


FIGURE 1.14 – Le potentiel des EnR au Maroc.

1.1.4.4 La biomasse

Le secteur agricole marocain impacte favorablement le potentiel en biomasse et en biogaz, dans cette perspective, le Maroc prévoit d'exploiter les déchets domestiques ainsi que la production du biogaz à partir des eaux usées. Par ailleurs, la biomasse va être renforcée pour substituer le mazout dans le secteur industriel. Selon la définition adoptée par la convention-cadre des Nations unies sur le changement climatique (CCNUCC), la biomasse est la matière organique incluant les produits, les sous-produits, les résidus et déchets de l'agriculture, de la sylviculture. Cette source représente un potentiel important

de production d'énergie atteignant les 950 MW. Ce potentiel est cependant peu développé et utilisé au Maroc, néanmoins, il retient l'attention des décideurs politiques du pays. Le Maroc dans ce sens a entamé un projet de stratégie nationale pour l'amélioration de la production de l'électricité à travers la biomasse se basant sur une étude prospective. Cette étude a pour but d'évaluer le potentiel technique et économique de la biomasse. Le Maroc comprend dans son potentiel énergétique en biomasse un potentiel total de 11,5 millions de mégawatts-heures par an (MWh/a), dont 6,6 millions de MWh/a est issu du secteur agricole, 1,7 MMWh/a du secteur forestier, 3 MMWh/a du secteur des déchets. De ce fait, la biomasse aide à limiter la déforestation, et à contribuer à la création d'emplois. Par conséquent, les projets relatifs à la source biomasse pourraient à long terme créer plus de 8000 postes d'emplois ainsi que de favoriser la réduction de 6,2 à 8,5 millions de tonnes de CO_2 d'émissions de GES.

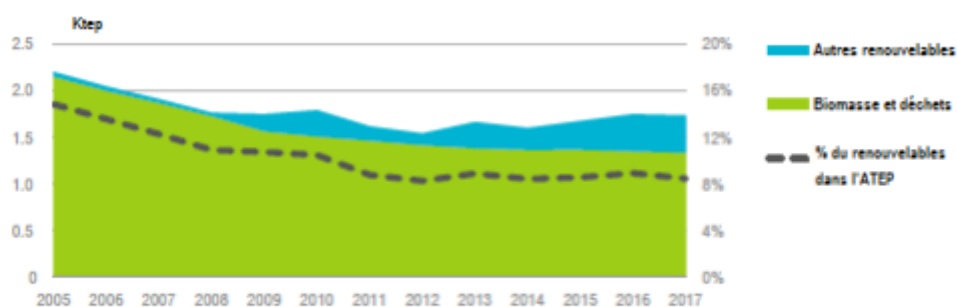


FIGURE 1.15 – Les EnR en % de l'ATEP au Maroc.

Source : AIE (2019 forthcoming), World Energy Balances 2019 preliminary edition
[AIE \(2019b\)](#)

1.1.4.5 Le nucléaire

Après le solaire, avec le lancement du complexe Noor à Ouarzazate, le Maroc s'attaquerait au nucléaire, certes cela prendra du temps, mais le Maroc prépare le terrain pour le lancement de son programme électronucléaire. L'Agence Internationale de l'Energie Atomique (AIEA) a évalué les capacités nationales nucléaires pour l'introduction d'un programme électronucléaire. Les principales conclusions admettent que le pays dispose d'une expérience conséquente et des compétences lui permettant de lancer son programme

électronucléaire. Dans cette optique, l'AIEA a émis plusieurs recommandations :

- Un meilleur engagement et une meilleure implication du gouvernement, ceci par l'examen des résultats des travaux du CRED (Comité de réflexion sur l'électronucléaire et le dessalement d'eau de mer par le nucléaire) entre les départements institutionnels concernés. En plus, le renforcement de la composition actuelle du CRED, par l'implication d'autres départements. Finalement la nécessité d'élaborer un plan directeur définissant les principaux objectifs et actions à réaliser par les départements clés concernés (actualisation et achèvement des études existantes, réalisation de nouvelles études).
- Le développement du cadre législatif et réglementaire par le renforcement des engagements du Maroc relatifs à la sûreté nucléaire, par l'établissement d'une stratégie nationale dédiée et des mécanismes de sa mise en œuvre.
- La préparation des entités nationales clés pour la mise en œuvre du programme par le renforcement des capacités nationales en matière d'électronucléaire (ressources humaines & leadership, système de gestion intégrée, culture de sûreté et sécurité nucléaires, etc.).

En outre, l'agence recommande au Maroc d'identifier les principales activités nécessaires au développement des infrastructures nucléaires et l'estimation des coûts appropriés, afin de planifier les besoins budgétaires futurs dans les départements institutionnels concernés, ainsi que l'identification du financement potentiel. La volonté du Maroc est bien présente, mais il reste encore beaucoup d'efforts à faire pour espérer voir la première infrastructure nucléaire au pays. Le Maroc, dans sa politique énergétique à moyen et court terme, n'exclut pas l'intégration de l'électronucléaire dans son mix électrique³ d'ici 2030. Selon une étude de l'IRENA, le nombre de postes d'emploi créés par l'énergie renouvelable dans le monde était aux alentours de 6,5 millions en 2013 (IRENA (2013)). Une étude américaine, menée par Pollin et al. (2008), a démontré que dépenser 1M\$ sur l'efficacité énergétique et sur les EnR produirait une plus grande expansion de l'emploi comparé aux combustibles fossiles, comme illustré à la figure 1.16 ci-dessous :

3. Un inventaire exhaustif des différentes centrales électriques implémentées ou en cours de développement au Maroc a été présenté dans l'annexe1A

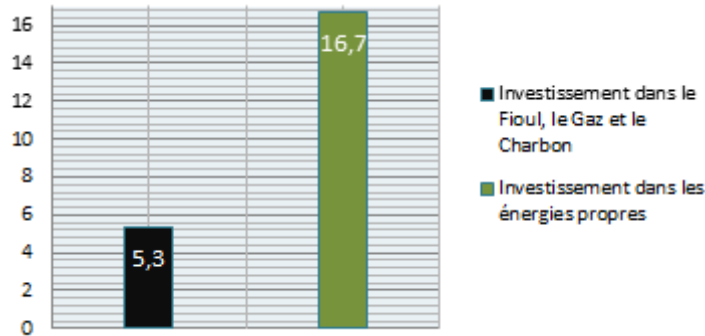


FIGURE 1.16 – Nombre de postes créés pour 1M\$ investi

Source : Pollin et al. (2008)

Une des questions clés pour de nombreux gouvernements, y compris les décideurs politiques du Maroc, est de déterminer la chaîne de valeur de l'EnR où le Maroc peut investir pour créer plus d'emplois. Il est clair qu'à court terme, la plupart des technologies d'EnR (le PV par exemple) vont être importées à des prix compétitifs, cependant, à long terme, le Maroc bénéficiera de l'essor des industries directement liées à la fabrication de ces technologies et de ses composants offrant ainsi de grandes possibilités pour l'expansion du marché national ainsi que l'exportation.

1.1.4.6 Les axes d'accompagnement des EnR au Maroc

À partir de 2009, le Maroc a entamé d'une façon progressive sa stratégie énergétique nationale, dont une de ses priorités majeures était la mise en place d'une politique énergétique favorable au développement des EnR. Cette volonté s'est matérialisée par :

- La mise en place d'un nouveau cadre législatif, notamment la loi 13-09 relative aux EnR.
- La création d'institutions avec pour mission la gestion et la supervision des projets EnR, notamment la loi n 16-09 correspondant à la création d'une agence nationale pour le développement des EnR et de l'efficacité énergétique (ADEREE).

1.1.4.6.1 Réformes législatives

La loi 13-09 relative aux EnR : En Février 2010, cette loi a été promulguée afin de libéraliser et mettre en valeur le secteur des EnR. Les innovations suivantes ont été introduites :

- L'ouverture à la concurrence, de la production, en permettant la production d'énergie électrique à partir de sources d'EnR à toute personne morale de droit public ou privé ou toute personne physique justifiant des capacités techniques et financières appropriées.
- L'accès au réseau électrique : Pour bénéficier l'exploitation du droit d'accès au réseau électrique nationale de moyenne, haute, ou très haute tension, nécessaire à la commercialisation de l'énergie électrique produite à partir des EnR.
- L'exportation d'électricité produite à partir des EnR : tributaire d'un avis technique favorable du gestionnaire du réseau électrique national de transport.
- La construction de ligne directe pour l'export : En cas d'insuffisance des capacités du réseau électrique national de transport pour l'export de l'électricité produite, l'exploitant est autorisé à réaliser et à utiliser des lignes directes de transport.

La loi 13-09 agit également en tant que système d'autorisation des projets d'EnR ayant une capacité supérieure à 2MW ou en tant que système de notification si cette capacité est inférieure au seuil fixé. Cette loi constitue un premier pas vers la libéralisation du marché énergétique marocain. L'accent mis sur les EnR est important car le marché conventionnel est toujours sous contrat du régime IPP (20 à 30ans de contrats d'achat d'électricité) ce qui rend la libéralisation difficile. Cependant, le Maroc pourra dans un futur proche procéder à la libéralisation de ce marché. La transition vers ce marché libéralisé devra être réalisée moyennant le régime suivant (figure 1.17).

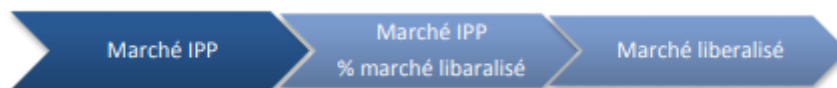


FIGURE 1.17 – Transition du marché électrique dans les pays en voie de développement

Loi 58-15 : Cette loi est venue pour modifier et compléter la loi n 13-09, et a été

adoptée par le parlement marocain en décembre 2015, les lignes directrices de cette loi sont les suivantes :

- L'accès au réseau basse tension : afin de permettre aux petites et moyennes installations de se développer et de créer de l'emploi, notamment pour le photo-voltaïque.
- Possibilité de vente de l'excédent de l'EnR produite : à l'office nationale de l'électricité pour les installations connectées au réseau électrique national de HT et THT, ou au gestionnaire du réseau de distribution d'électricité concerné pour les installations connectées au réseau électrique national de MT et BT.

Loi n 48-15 publiée en Juin 2016 par le gouvernement, pour réguler le secteur de l'électricité qui disposera dorénavant d'un nouveau cadre réglementaire qui définira les responsabilités de chaque partie prenante du transport et de la distribution d'électricité, sous l'égide d'une nouvelle entité de régulation indépendante, l'autorité nationale de régulation de l'électricité (ANRE).

Parallèlement à ces développements, un ensemble de lois et de réglementations a été introduit pour faciliter le développement des énergies renouvelables :

- La loi n 54-05 sur la gestion déléguée des services et travaux publics introduite en 2006.
- La loi 16-08 relative à l'auto-production en octobre 2008.
- En septembre 2011, la loi 40-09 a regroupé les activités de l'office national de l'électricité et de l'office national de l'eau potable créant l'ONEE.
- La loi 47-09 qui vise à assurer une meilleure utilisation de l'énergie dans tous les domaines d'activité économique et sociale.
- La nouvelle loi 86-12 introduite en Juin 2015 concernant les partenariats privés et publiques.
- La loi n 54-14, promulguée en Août 2015 qui donne la possibilité aux grands auto-producteurs nationaux d'électricité d'accéder au réseau de transport d'électricité pour transporter leur énergie produite depuis le site de production jusqu'aux sites de consommation.

1.1.4.6.2 Réformes institutionnelles

Un ensemble d'institutions a été fondé pour accompagner la libéralisation du secteur énergétique marocain :

MASEN : Agence marocaine pour l'énergie solaire, fondée en 2010, pour accompagner la mise en place du grand projet marocain intégré de l'énergie solaire.

ADEREE : Agence nationale pour le développement des EnR et de l'efficacité énergétique, fondée en 2010 pour mettre en œuvre la nouvelle stratégie énergétique nationale en matière d'efficacité énergétique.

SIE : Société d'investissement énergétique, fondée en 2010 comme appui financier à l'État pour accompagner le plan national de développement des EnR.

IRESEN : l'institut de recherche en Énergie solaire et énergies nouvelles créé en 2010 afin d'appuyer la stratégie nationale par des projets de recherche et assurer le pilotage et le financement de ces projets.

REUNET : Réseau universitaire pour la promotion des EnR et de l'efficacité énergétique, association à but non lucratif créé en 2013 par des chercheurs et des ingénieurs des établissements publics pour promouvoir la recherche scientifique dans le domaine des EnR et l'innovation technologique.

1.1.4.6.3 Réformes des subventions énergétiques

Le Maroc a instauré depuis 2010 un système de subventions aux combustibles fossiles, qui se concentre sur le diesel, le fioul et le butane, qui a coûté au Maroc, en 2011 par exemple, 5,1% de son PIB, ce qui constitue une charge difficile à supporter pour les finances publiques du pays, qui souffrent déjà d'un déficit important. Ainsi, en septembre 2013, le Maroc a soumis le gasoil, l'essence et le fuel-oil à une indexation partielle avec une subvention conforme aux crédits ouverts par la loi des finances, avant d'adopter en février 2014 une indexation totale de l'essence et du fioul, et la suppression des subventions.

Le gasoil subit le même sort à la fin de l'année 2014. Ainsi, depuis le 1er décembre 2015, les prix des carburants obéissent au jeu de l'offre et la demande. Par contre, le gouvernement continue à subventionner le gaz butane, même si des réformes éventuelles sont discutées pour remplacer ces subventions par une aide directe à la population qui vit en dessous du seuil de pauvreté. De ce fait, les EnR ne constituent pas seulement une solution efficace pour contrecarrer les émissions nocives des polluants afin d'atteindre les objectifs de réduction de ces derniers, mais peuvent offrir de grands avantages en termes de sécurité énergétique et d'économies d'énergie. Notre analyse du secteur énergétique marocain s'essaye de présenter les défis et des limites à surmonter.

1.1.5 Les défis majeurs

Le système énergétique/électrique marocain devra faire face à d'autres défis majeurs, nous citons l'augmentation des émissions de CO_2 . En effet, malgré les efforts déployés par le Maroc pour construire un système électrique allouant une importance aux EnR, sa consommation en énergie est encore fortement dominée par les énergies fossiles. En conséquence, les émissions de CO_2 devraient augmenter de façon significative à moyen terme. Un deuxième défi que le Maroc devrait y faire face est la stabilité de son système électrique. Le Maroc a un besoin urgent d'infrastructures, avec la consommation d'électricité qui devrait augmenter considérablement au cours des prochaines années pour répondre à une demande croissante, il est donc nécessaire de faire d'importants investissements dans les capacités de production d'électricité, de transport, de distribution et de stockage. Si nous nous fions aux projections établies par les recherches de [Trieb et al. \(2015\)](#), la capacité installée devrait atteindre 93 GW d'ici 2050 afin de satisfaire les exigences respectives de 170 TWh/an en 2050 (MEMEE). En outre, l'intégration de grandes quantités d'EnR permettrait de maintenir la stabilité du réseau électrique et l'équilibre de la puissance et la fiabilité de l'approvisionnement. Le Maroc, devra donc développer différentes mesures pour améliorer la flexibilité du système électrique afin d'assurer durablement l'équilibre entre l'augmentation de la demande en électricité et l'approvisionnement, ceci pourrait se résoudre par l'intermédiaire des interconnexions supplémentaires avec le Portugal (1000 MW), l'Espagne (700 MW) ou la Mauritanie.

Un autre défi à contrecarrer est les prix de l'électricité au Maroc. Ces derniers ne sont pas uniformes, ils sont différenciés par catégorie de consommateurs et de tension. Pour les ménages, plus le niveau de consommation d'électricité est élevé, plus le taux est élevé, ceci étant dit, le système marocain ne tient pas compte de la situation socio-économique du ménage. (AIE (2014) p. 55). Pour l'industrie, les taux sont en général plus faibles et se différencient en catégories, ce système de comptage est instauré afin d'encourager les consommateurs à réduire leur consommation d'électricité durant les heures de pointe. Cependant, alors que les subventions pour l'essence, le diesel et le kérosène ont été presque éliminées depuis 2007, les prix de l'électricité au Maroc ne représentent pas les coûts réels, mais ils sont inférieurs aux coûts moyens de production et de transmission. Cette subvention cachée est estimée à environ 0,30/kWh MAD, elle représente donc un manque financier important pour le budget de l'état estimé à 5,1% du PIB en 2011 (Bridle and Kitson (2014)).

Un dernier défi, et pas des moindres, la dépendance à l'extérieur. En effet et contrairement à certains de ses voisins dans la région, le Maroc est fortement dépendant des importations d'hydrocarbures, le fioul en grande partie de l'Arabie saoudite, le gaz presque exclusivement de l'Algérie, et le charbon en provenance de la Russie et de l'Afrique du Sud (AIE (2014) ; Amegroud (2018)). Ces importations ont un impact négatif sur la balance commerciale du Maroc et créent un déficit financier annuel de 90 à 100 milliards de dirhams (AIE (2014), p 23). La forte dépendance à l'énergie étrangère rend l'économie marocaine et la stabilité politique vulnérables aux fluctuations des prix mondiaux. Le Maroc se trouve donc dans une situation vulnérable vis-à-vis des fluctuations des marchés et à la volatilité de leurs cours, d'autant plus que nous entrons dans une ère d'énergie chère, dans un contexte mondial plein d'incertitudes. Une nouvelle stratégie énergétique nationale pour relever ces défis est nécessaire avec pour objectifs majeurs d'assurer la sécurité d'approvisionnement et la disponibilité de l'énergie, ainsi que le respect de l'environnement. Pour atteindre ces objectifs, les orientations stratégiques adoptées et déclinées en plans d'action à court, moyen et long terme ont défini les lignes à mettre en œuvre pour satisfaire la demande énergétique croissante :

- Construire un bouquet électrique optimisé autour de choix technologiques fiables et

compétitifs. Le charbon, l'énergie la plus disponible avec les prix les plus stables et produisant le kWh le moins cher. Les options pour le gaz naturel, le nucléaire restent ouvertes et leur réalisation déterminée par leur disponibilité, leur faisabilité technico-économique et leur compétitivité.

- Développer les EnR dont l'exploitation du potentiel considérable permettra de subvenir à ses besoins en énergie, d'atténuer sa dépendance énergétique et de réduire les émissions des GES.
- Admettre l'efficacité énergétique comme priorité nationale afin de mieux utiliser l'énergie et réduire la facture énergétique.

1.1.6 Conclusion

Tout au long de cette section, nous avons dressé une présentation du paysage énergétique marocain et avons montré que le Maroc fait face actuellement à un défi à plusieurs facettes. Le pays se retrouve d'un côté, confronté à une demande accrue en énergie, accentué par une population en accroissement et un tissu économique qui intègre de plus en plus d'activités hautement consommatrices de ressources énergétiques. D'un autre côté, le Maroc ne peut plus s'appuyer uniquement sur les importations d'énergie fossile et les interconnexions existantes avec l'Espagne et l'Algérie pour pallier à ces besoins, le déficit budgétaire étant déjà important, de plus, en tenant compte des considérations climatiques. Le Maroc se retrouve obligé d'assurer une transition énergétique saine vers des sources d'énergies moins polluantes, tout en assurant une efficacité énergétique optimale. Ces points ont été développés lors de l'élaboration de la stratégie énergétique nationale qui avait pour principales orientations, l'optimisation du mix électrique, le développement des EnR notamment l'énergie éolienne et solaire, pour lesquels le Maroc bénéficie d'atouts naturels considérables et dispose de potentiels très importants. Ceci aidera à réduire la dépendance vis-à-vis des importations, la considération de l'efficacité énergétique comme priorité nationale et enfin l'amélioration de l'intégration régionale du Maroc.

Cette section nous a permis d'examiner le secteur énergétique marocain et plus précisément le volet concernant les EnR et leur développement. Comme présenté dans cette première section, le Maroc est dans une phase transitoire mixant développement économique et social. En raison des problèmes clés auxquels le Maroc est confronté (manque d'eau, dépendance extérieure élevée et impact du changement climatique) et du faible progrès économique et social ainsi que le manque des politiques de développement visant à stimuler la création d'emplois et à réduire les écarts sociaux et spatiaux, le Maroc a catégoriquement fait de l'économie verte un axe stratégique de sa politique de développement durable. Le pays est déterminé à mobiliser toutes les parties intéressées et à mettre en place des partenariats public-privé (PPP) avancés afin de générer des investissements respectueux de l'environnement susceptible de créer de la valeur et des postes emplois durables. Le Maroc dispose des atouts nécessaires pour atteindre ces objectifs, notamment

pour le développement des EnR, principalement éoliennes et solaires, et pour réaliser son intégration sur les marchés euro-méditerranéens. Le Maroc a adopté un modèle de développement des EnR basé sur un partenariat public-privé dans lequel le secteur privé apporte son savoir-faire pour mener à bien les projets et les rendre opérationnels.

En outre, des mécanismes et des outils de financement nationaux et internationaux pour les projets d'EnR à petite échelle devraient être mis au point afin de permettre une adaptation adéquate des populations locales vulnérables. Cependant, pour que le marché régional fonctionne de manière optimale, il faudrait donc mettre en œuvre des réformes afin de respecter les normes du marché mondial et mettre en œuvre des politiques favorisant l'harmonisation des réglementations. L'objectif final étant de concevoir un marché qui combine de manière optimale la logique économique et les contraintes techniques. De ce fait, un ensemble de mesures et d'actions ont été entamées depuis des années pour accompagner cette volonté. Dans cette optique, il est très important de mettre en exergue les relations qui peuvent exister entre les différents paramètres influençant les orientations des décideurs dans le domaine énergétique pour l'instauration de politiques énergétiques et de facto, de politiques favorisant la diversification et l'optimisation de la production d'électricité. Des facteurs comme la consommation d'énergie, la croissance économique, et les émissions des GES représentent les pierres angulaires de toute politique énergétique efficace. En effet, une analyse superficielle ne saurait prouver avec exactitude la présence de liens d'influence et de causalité. Ainsi devient-il nécessaire d'approcher cette question à la lumière des études et des travaux scientifiques qui ont déjà exploré les soubassements de ces relations.

Dans ce qui suivra, nous traiterons des liens de causalité entre les différents facteurs énergie-croissance économique-pollution, les résultats obtenus nous permettraient donc de tirer des conclusions concernant les politiques énergétiques électriques, économiques et environnementales à adopter.

1.2 La causalité croissance-énergie-environnement

La relation pouvant exister entre la consommation d'énergie et la croissance économique a fait l'objet de plusieurs recherches. L'article phare qui traite essentiellement de cette problématique est celui de [Chontanawat et al. \(2006\)](#) qui a mis en avant les liens de causalité entre la consommation d'énergie et le produit intérieur brut de plus de 100 pays. Depuis le travail de [Kraft and Kraft \(1978\)](#), plusieurs méthodes des séries temporelles, telles que l'analyse de corrélation, la cointégration, les modèles à correction d'erreur ont été étudiés pour déterminer les liens de causalité entre la consommation d'énergie et la croissance économique. De ce fait, la détermination du lien de causalité entre la consommation d'énergie, la croissance économique et les émissions polluantes a une importance particulière pour les décideurs et les chercheurs. Elle permet en effet de mettre en place des politiques énergétiques, économiques et environnementales adéquates pour atteindre les objectifs du développement durable. La relation existante entre la croissance économique et les émissions des GES est étroitement liée à celle entre la consommation d'énergie et les émissions de GES, [Ozturk and Salah Uddin \(2012\)](#). Réduire la consommation d'énergie aura pour conséquence la diminution de manière significative les émissions des GES d'une part, mais aussi le freinage de la croissance économique d'autre part. Cependant, ce lien de causalité croissance-économie-environnement peut varier d'un pays à un autre ou pour un pays dans le temps, ceci pourrait s'expliquer par la dépendance du pays à d'autres facteurs tels que l'intensité des échanges commerciaux ou sa structure économique. Ce paragraphe a pour objectif de traiter des influences mutuelles tripartites des variables croissance-pollution-énergie du Maroc.

La théorie économique établit quatre liens hypothétiques entre la consommation d'énergie et le produit intérieur à savoir : l'hypothèse de neutralité⁴, l'hypothèse de croissance⁵

4. « L'hypothèse de neutralité est la non existence d'aucune relation de causalité entre la consommation d'énergie et le taux de croissance économique. Ceci implique que ni une politique de conservation d'énergie ni une politique intensive en énergie n'influence le niveau de création de richesse d'une économie. »

5. « L'hypothèse de croissance est l'existence d'une relation unidirectionnelle qui part de la consommation d'énergie vers la croissance économique. L'énergie est ici considérée comme un facteur de production complémentaire aux facteurs habituels que sont le capital et le travail. Dans ces conditions, la politique énergétique mise en œuvre influence le niveau de production. »

, l'hypothèse de rétroaction⁶ et l'hypothèse de conservation⁷. Depuis plus d'un demi-siècle, les spécialistes de l'énergie et de l'environnement établissent ou font un lien plus ou moins évident dans leurs analyses et commentaires entre la dégradation persistante de l'environnement et l'utilisation accrue de l'énergie. Tous ces liens de causalité théoriques ou analytiques interpellent d'une part, sur les dangers de l'action humaine et appellent d'autre part, à la prise en compte des mesures pour assurer le bien être des générations dans le futur.

La suite de ce paragraphe est structurée de la façon suivante, d'abord nous présenterons une revue de littérature sur les liens énergie-croissance-pollution, puis nous développerons le modèle et la méthodologie et puis nous commenterons les résultats des estimations pour enfin proposer une conclusion synthétisant les résultats obtenus et les recommandations approuvées.

1.2.1 Une Revue de littérature des liens de causalité entre énergie-croissance-pollution

Le lien entre l'énergie, la croissance économique et les émissions de polluants a bénéficié d'une attention croissante ces dernières années. [Jorgenson and Wilcoxon \(1993\)](#) ont réalisé une étude empirique sur les liens entre ces trois facteurs. Ils ont trouvé que, si l'utilisation de l'énergie impacte favorablement à court terme la croissance économique, son impact négatif sur l'environnement s'observe à long terme. Outre les travaux sur le lien direct entre ces trois variables, l'analyse économique du développement durable et de la politique de l'environnement a pris un nouvel élan sur la théorie de la croissance endogène. [Ricci \(2007\)](#) a récemment fourni une étude théorique sur les canaux de transmission à travers lesquels la politique et la croissance économique interagissent. En ce qui concerne l'effet des choix politiques, Ricci indique que la politique environnementale impose des contraintes aux possibilités de production, dans cette perspective, cette politique aurait

6. « L'hypothèse de rétroaction ou de « feedback » est l'existence d'un lien de causalité bidirectionnelle entre la consommation d'énergie et la croissance. Ce qui implique que les politiques énergétiques et économiques devront être mises en œuvre conjointement. »

7. « L'hypothèse de conservation est l'existence d'une relation de causalité unidirectionnelle de la croissance vers la consommation d'énergie. Une politique énergétique restrictive peut-être mise en œuvre dans une économie sans effets pervers sur la croissance. »

des effets négatifs sur la croissance économique. Cependant, si l'amélioration de l'environnement entraîne une augmentation du facteur de productivité et stimule l'innovation, les perspectives de croissance seraient donc renforcées. La plupart des études théoriques stipulent que toute politique efficace (taxes de pollution, échange de droit d'émissions, conservation) devrait prendre en compte le caractère dynamique et à long terme de la relation énergie-environnement-croissance.

D'un point de vue empirique, de nombreuses études ont été menées durant les deux dernières décennies sur la relation pouvant exister entre l'émission de GES, la consommation d'énergie et la croissance économique, la plupart de ces études ont mis l'accent sur les divers tests de causalité. Dans cette optique, [Coondoo and Dinda \(2002\)](#) ont analysé la relation causale entre le PIB et les émissions de CO_2 en données de panel, en appliquant les méthodes de régression existantes ainsi que les tests de spécification. Ils ont constaté l'existence d'une causalité à sens unique de l'émission de CO_2 au PIB réel par habitant pour l'Amérique du Nord, l'Europe de l'Ouest et l'Europe de l'Est, une causalité unidirectionnelle du PIB par habitant aux émissions de CO_2 en Amérique centrale et en Amérique du Sud, l'Océanie et le Japon et une causalité bilatérale pour l'Asie et l'Afrique. [Ang \(2007\)](#) a examiné le lien de causalité dynamique entre la qualité environnementale, la consommation d'énergie et la production en France, elle a constaté que ces trois variables sont interreliées et suppose qu'il y'a une relation de causalité entre croissance économique, consommation d'énergie et émissions de GES à long terme, elle constate aussi une causalité unidirectionnelle à court terme, de la consommation d'énergie vers la croissance économique. [Ang and McKibbin \(2007\)](#) dans une autre étude, suppose que la croissance économique « Granger cause » la consommation d'énergie en Malaisie durant la période allant de 1971 à 1999. [Soytas et al. \(2007\)](#) a appliqué un modèle multivarié avec comme variables le revenu, la consommation d'énergie, la formation brute de capital fixe et la main-d'œuvre aux États-Unis, il n'a pas trouvé de causalité apparente entre le revenu et les émissions de CO_2 , ni de causalité entre la consommation d'énergie et le revenu. Néanmoins il affirme l'existence, à long terme, de causalité de la consommation d'énergie vers les émissions de GES. [Soytas and Sari \(2007\)](#) admet l'existence d'une causalité entre le revenu et les émissions de CO_2 en Turquie. La faible causalité

à long terme entre le revenu et les émissions de carbone prouvent que les États-Unis et la Turquie peuvent réduire leurs émissions de CO_2 sans renoncer à leurs croissances économiques. [Halicioglu \(2009\)](#) a fourni un cadre économétrique robuste, avec les émissions de CO_2 , la consommation d'énergie, le revenu et le commerce extérieur, et a donc trouvé une causalité bidirectionnelle de Granger entre les émissions des polluants et le revenu en Turquie, à court et à long terme. Ce résultat contredit celui de [Soytas and Sari \(2009\)](#). [Zhang and Cheng \(2009\)](#) ont, par ailleurs, utilisé la méthodologie de Toda et Yamamoto pour étudier la relation entre la consommation d'énergie, la croissance économique et les émissions de carbone en Chine. Ils ont trouvé une causalité unidirectionnelle à long terme de la croissance à la consommation d'énergie et de la consommation d'énergie aux émissions de CO_2 , leurs résultats montrent que ni les émissions de CO_2 ni la consommation d'énergie ne contribuent à la croissance économique. [Apergis et al. \(2010\)](#) a mis en avant un système de modèle de panels dynamique comprenant le PIB réel, la consommation d'énergie nucléaire, la consommation d'EnR et les émissions de CO_2 se référant à des données sur les pays de l'OCDE, les pays émergents et ceux en développement de 1984 à 2007. Les résultats avancent que la consommation d'énergie nucléaire joue un rôle essentiel dans la réduction des émissions de CO_2 tandis que la consommation d'EnR ne réduit pas les émissions à court terme. ? ont utilisé des données en panel sur l'ASEAN⁸ et ont déduit l'existence de causalité à court terme au sens de Granger des émissions de CO_2 à la consommation d'électricité et une causalité à long terme de la consommation d'électricité et des émissions de CO_2 à la croissance économique.

Bien qu'il existe peu d'études récentes sur les pays africains sur la causalité énergie-croissance-environnement, les résultats obtenus relèvent essentiellement des outils et des approches utilisés, les séries de données utilisées et les pays considérés. [Menyah and Wolde-Rufael \(2010\)](#) ont étudié le cas de l'Afrique du Sud et ont conclu l'existence d'une relation de causalité entre la consommation d'énergie, les émissions polluantes et la croissance économique sur la période 1965-2006. Ils ont trouvé une relation entre les émissions des polluants et la croissance à court et à long terme. Dans leur étude concernant le Nigeria, [Akpan and Akpan \(2012\)](#) ont démontré qu'à long terme, la croissance économique

8. »L'Association des nations de l'Asie du Sud-Est«

ainsi que la consommation d'électricité causeraient une dégradation environnementale. Les résultats montrent qu'à long terme, la consommation d'électricité et la croissance économique causeraient les émissions de CO_2 cependant, à court terme, la croissance économique Granger-cause les émissions de CO_2 au Nigeria.

Dans ce qui suivra, nous étudierons la causalité entre les trois facteurs croissance-énergie-pollution au Maroc.

1.2.2 Une approche méthodologique

Notre analyse empirique concerne le Maroc, les principales variables de l'analyse sont le PIB par tête, la consommation d'énergie par tête ainsi que les émissions de CO_2 par tête. Toutes les données sont extraites de la base de données de la banque mondiale. Le PIB par tête est exprimé en dollar US (prix constant), le CO_2 est exprimé en tonne métrique par tête et la consommation d'énergie en kg équivalent pétrole (Kgep). Nous prenons le logarithme de ces variables, cette transformation logarithmique facilite d'une part la compréhension et l'interprétation des coefficients estimés, qui sont lues comme des élasticités, mais peut aussi, d'autre part, maîtriser le problème d'hétéroscédasticité⁹. La transformation logarithmique permet aussi de réduire les écarts entre les variables liées aux différences dans leurs unités de mesure (Gujarati (2009)). Nous avons rajouté une variable considérée comme variable de contrôle, à savoir la Formation brute du capital comme variable proxy du taux d'investissement. Les données couvrent la période 1975-2017. Ci-dessous une présentation graphique des différentes séries.

9. l'hétéroscédasticité pour les différentes séries est vérifiée par le test de arch

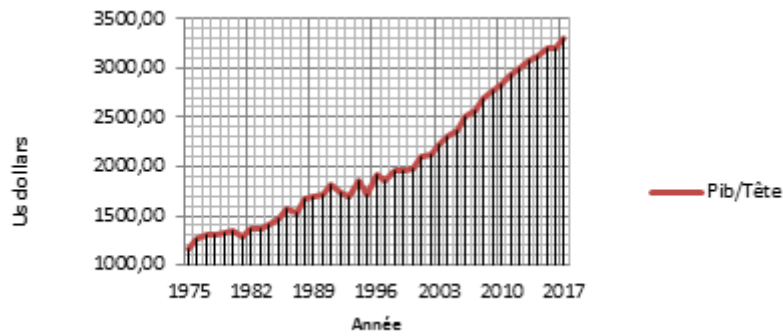


FIGURE 1.18 – Évolution du PIB par tête

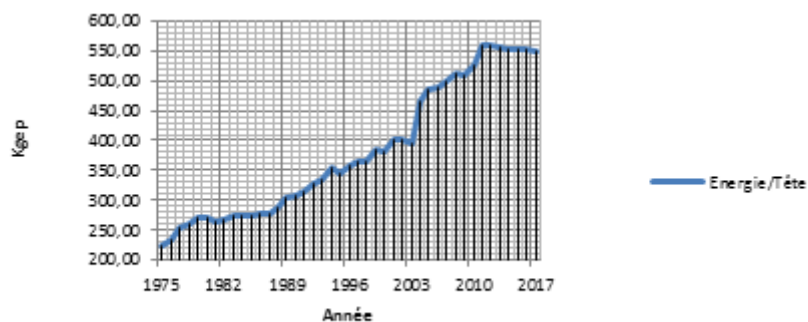


FIGURE 1.19 – Évolution de la consommation d'énergie par tête

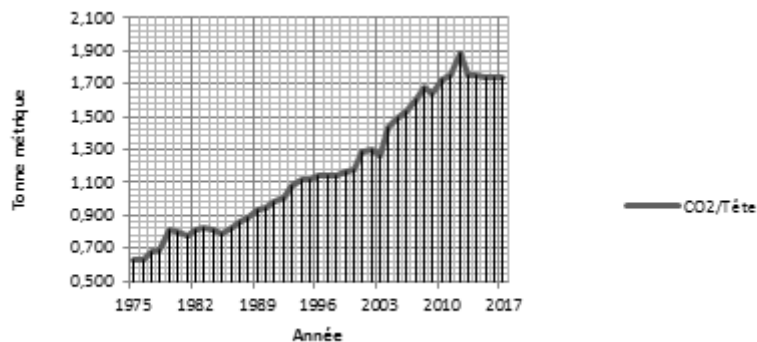


FIGURE 1.20 – Évolution des émissions de CO_2 par tête

Nous constatons l'existence d'une tendance similaire pour les trois séries en question, intuitivement, nous supposons l'existence d'une dépendance dont nous essayerons, dans ce qui suit, de la justifier empiriquement. L'objectif de cette analyse est de déterminer les liens de causalité entre la consommation d'énergie, la croissance économique et les émissions de CO_2 au Maroc, nous avons introduit le taux d'investissement comme variable de contrôle. Nous spécifions le modèle à équations multiple suivant :

$$\text{LnPIB}_t = \beta_0 + \beta_1 \text{LnEN}_t + \beta_2 \text{LnCO}_{2t} + \beta_3 \text{LnINV}_t + \varepsilon_t \quad (1.1)$$

$$\text{LnEN}_t = \alpha_0 + \alpha_1 \text{LnPIB}_t + \alpha_2 \text{LnCO}_{2t} + \alpha_3 \text{LnINV}_t + \varepsilon_t \quad (1.2)$$

$$\text{LnCO}_{2t} = \Theta_0 + \Theta_1 \text{LnPIB}_t + \Theta_2 \text{LnEN}_t + \Theta_3 \text{LnINV}_t + \varepsilon_t \quad (1.3)$$

Où le LnPIB est le logarithme du PIB par tête, LnEN le logarithme de la consommation d'énergie par tête, le LnCO₂ le logarithme des émissions de CO₂ par tête, LnINV est le logarithme du taux d'investissement. Nous adopterons une démarche en quatre phases afin de déterminer les relations de causalités.

1.2.2.1 La stationnarité des chroniques

La première étape de cette analyse consiste à étudier la stationnarité des séries et de leur ordre d'intégration. Cette phase est essentielle dans la mesure où l'utilisation de séries non stationnaires dans une régression peut engendrer l'obtention de coefficients non efficaces, des prévisions non optimales et des tests de significativité non valides. « Une série temporelle est stationnaire si sa moyenne et sa variance ne varient pas avec le temps, sinon elle est dite non stationnaire ». Nelson and Plosser (1982) stipulent que presque toutes les variables économiques ne sont pas stationnaires. Pour éviter les problèmes posés par l'utilisation de variables non stationnaires, le test de racine unitaire de Phillips & Perron¹⁰ est mis en œuvre pour étudier la stationnarité des séries temporelles.

1.2.2.2 La cointégration

Après avoir déterminé l'ordre d'intégration des séries, la phase suivante consiste à détecter l'existence de relations de cointégration. Si les variables sont intégrées du même ordre, il est possible qu'il y ait un mouvement d'ensemble de celles-ci. Les tests de cointégration, étant considérés comme une extension des tests de stationnarité, permettent de détecter que les variables intégrées du même ordre ont la même tendance stochastique et par conséquent une relation de cointégration. Le concept de cointégration peut être défini

10. Une présentation théorique du test ADF et de celui de PP est dans les annexes

comme un co-mouvement systématique à long terme entre deux ou plusieurs variables économiques (Yoo (2006)). La notion de cointégration a été formalisée d'abord par Engle and Granger (1987) puis par Johansen en 1991 et 1995. Les tests de Granger et de Johansen sont adaptés pour l'analyse des séries temporelles. Notre choix s'est porté sur la méthode de Johansen.

1.2.2.3 Test de causalité et vitesse d'ajustement

Lorsque les résultats du test de cointégration soutiennent l'absence de relations de cointégration entre les variables, nous estimons un modèle VAR puis récupérons les fonctions de réponse impulsionnelles et la décomposition de la variance des erreurs. En revanche, si les tests de cointégration confirment la présence de relations de long terme, **les résidus des équations d'équilibre de long terme eq(1.1), eq(1.2) et eq(1.3) sont utilisés pour estimer les modèles à correction d'erreurs (VECM) dans la troisième phase.** Le VECM est une restriction du VAR, il contient un terme de cointégration représenté par un terme de correction d'erreurs (ECT) et contraint les variables endogènes à converger vers les relations de cointégration tout en permettant les ajustements dynamiques de court terme. La correction d'erreurs implique que les variations des variables endogènes soient une fonction du niveau de déséquilibre dans la relation de cointégration qu'elle récupère. L'ECT est la méthode de correction du déséquilibre et de détermination des relations de court terme et de long terme entre les variables. Le modèle à correction d'erreur se présente de la manière suivante :

$$\begin{aligned}
 DLnPIB_t = & \beta_0 + \sum_{k=1}^p \beta_1 DLnPIB_{t-k} + \sum_{k=1}^p \beta_2 DLnEN_{t-k} \\
 & + \sum_{k=1}^p \beta_3 DLnCO_{2t-k} + \beta_4 ECTPIB_{t-1} + \sum_{k=1}^p \beta_k DLnINV_{t-k} + \varepsilon_t
 \end{aligned} \tag{1.4}$$

$$\begin{aligned}
 DLnEN_t = & \alpha_0 + \sum_{k=1}^p \alpha_1 DLnEN_{t-k} + \sum_{k=1}^p \alpha_2 DLnPIB_{t-k} \\
 & + \sum_{k=1}^p \alpha_3 DLnCO_{2t-k} + \alpha_4 ECTEN_{t-1} + \sum_{k=1}^p \alpha_k DLnINV_{t-k} + \varepsilon_t
 \end{aligned} \tag{1.5}$$

$$\begin{aligned}
D\ln CO_{2t} = & \Theta_0 + \sum_{k=1}^p \Theta_1 D\ln CO_{2t-k} + \sum_{k=1}^p \Theta_2 D\ln PIB_{t-k} \\
& + \sum_{k=1}^p \Theta_3 D\ln CO_{2t-k} + \Theta_4 ECTCO_{2t-1} + \sum_{k=1}^p \Theta_k D\ln INV_{t-k} + \varepsilon_t
\end{aligned} \tag{1.6}$$

Où D est l'opérateur de différence première, k (k=1 ... p) est le nombre de retard optimal déterminé par les critères d'information AIC. Le terme ECT(t-1) dans chacune des équations est le terme de correction d'erreur décalé d'une période, dérivé des relations de cointégration de long terme, équations (1.1) à (1.3) de la façon suivante :

$$ECT_{PIB,t} = \ln PIB_t - \hat{\beta}_1 \ln EN_t - \hat{\beta}_2 \ln CO_{2t} - \hat{\beta}_3 \ln INV_t \tag{1.7}$$

$$ECT_{EN,t} = \ln EN_t - \hat{\alpha}_1 \ln PIB_t - \hat{\alpha}_2 \ln CO_{2t} - \hat{\alpha}_3 \ln INV_t \tag{1.8}$$

$$ECT_{CO_2,t} = \ln CO_{2t} - \hat{\Theta}_1 \ln PIB_t - \hat{\Theta}_2 \ln EN_t - \hat{\Theta}_3 \ln INV_t \tag{1.9}$$

1.2.2.4 La détermination des relations de causalité de long terme

Le modèle à correction d'erreurs permet d'estimer les relations de court terme d'une part et d'indiquer l'existence de relations de long terme à travers la significativité du terme de correction d'erreur. Pour déterminer les coefficients de long terme, des méthodes ont été proposées. Il est reconnu que la méthode des moindres carrés ordinaires ne donne pas toujours des estimateurs convergents, cependant il demeure un estimateur efficace appartenant à la famille des estimateurs linéaires. Le modèle estimé ici est spécifié comme suit, équations (1.10) à (1.12) respectivement :

$$\begin{aligned}
\ln PIB_t = & \beta_0 + \beta_1 \ln EN_t + \beta_2 \ln CO_{2t} \\
& + \sum_{-k}^k \beta_{1k} D\ln EN_{t-k} + \sum_{-k}^k \beta_{2k} D\ln CO_{2t-k} + \varepsilon_t
\end{aligned} \tag{1.10}$$

$$\begin{aligned}
LnEN_t &= \alpha_0 + \alpha_1 LnPIB_t + \alpha_2 LnCO2_t \\
&+ \sum_{-k}^k \alpha_{1k} DLnPIB_{t-k} + \sum_{-k}^k \alpha_{2k} DLnCO2_{t-k} + \varepsilon_t
\end{aligned} \tag{1.11}$$

$$\begin{aligned}
LnCO2_t &= \Theta_0 + \Theta_1 LnPIB_t + \Theta_2 LnEN_t \\
&+ \sum_{-k}^k \Theta_{1k} DLnPIB_{t-k} + \sum_{-k}^k \Theta_{2k} DLnEN_{t-k} + \varepsilon_t
\end{aligned} \tag{1.12}$$

1.2.3 Le cas du Maroc

L'objectif de cette section est de déterminer les liens de causalités entre la croissance économique, la consommation d'énergie et les émissions de CO_2 au Maroc. Nous allons tester dans un premier temps la stationnarité des séries par la méthode de Philips & Perron (PP), ensuite nous étudierons la cointégration de Johansen, après, nous évaluerons les vitesses d'ajustement par la méthode de correction d'erreur, et enfin nous modéliserons les relations de long terme entre les variables par la méthode des moindres carrés ordinaires.

1.2.3.1 Les résultats des tests de racine unitaire

Pour déterminer l'ordre d'intégration de chacune des variables dans le but de réaliser des estimations non fallacieuses, nous utilisons les tests de racine unitaire sur le logarithme des variables PIB par tête, émissions de CO_2 par tête, consommation d'énergie par tête en niveau et en différence première. Les résultats de ce test sont donnés dans le tableau ci-dessous. Nous effectuons ici le test de racine unitaire de PP. Ce dernier teste l'hypothèse nulle de présence d'une racine unitaire (non-stationnarité) contre l'hypothèse alternative d'absence de racine unitaire (stationnarité). Les résultats sont donnés dans le tableau récapitulatif suivant :

Philips-Perron (PP)		
	Constant+ trend	Constant sans trend
<i>En niveau</i>		
LnPIB	-3,07	-0,11
LnEN	-2.21	-1.08
LnCO2	-2.47	-1.32
LnINV	-2.52	-2.36
<i>En Différence première</i>		
DLnPIB	-11.55*	-11,39*
DLnEN	-6.21*	-6.25*
DLnCO2	-7.72*	-7.54*
DLnINV	-9.52*	-7.66*

TABLE 1.1 – Résultats des tests de racine unitaire

(*) Indique le rejet de l'hypothèse nulle. Les valeurs critiques sont **-4.21** et **-3.53** à 1% et 5% respectivement pour le modèle avec constante et trend, **-3.60** et **-2.93** à 1% et 5% respectivement pour le modèle avec constante sans trend.

Les résultats du tableau 1.1 indiquent que le logarithme des séries du PIB par tête, de la consommation d'énergie par tête, des émissions de CO_2 par tête ainsi que du taux d'investissement sont intégrées du même ordre 1. En effet d'un côté, le test de PP, avec constante et/ou trend, ne permet pas de rejeter l'hypothèse nulle de présence d'une racine unitaire. Les séries du logarithme du PIB par tête, de la consommation d'énergie par tête, des émissions de CO_2 par tête et du taux d'investissement en niveau ne sont pas stationnaires. En revanche, l'hypothèse nulle de présence d'une racine unitaire est rejetée, pour toutes les séries en différence première.

1.2.3.2 Les résultats des tests de cointégration

Après avoir montré que les variables de notre analyse sont intégrées du même ordre 1, il est nécessaire de réaliser le test de cointégration. Comme précisé plus haut, nous mettons en œuvre les tests de cointégration de Johansen. Le nombre de relations de cointégration est déterminé à travers deux statistiques λ_{trace} et λ_{max} . L'hypothèse nulle du test de la trace est qu'il y a au plus r relations de cointégration, contre l'hypothèse alternative qu'il y a plus que r. L'hypothèse nulle du test du maximum est qu'il y a exactement r relations de cointégration contre l'hypothèse alternative qu'il y en a exactement r + 1. Le test de

cointégration de Johansen est sensible au nombre de retards utilisé. Il est donc important de déterminer d'abord le nombre de retards optimal. La sélection se fait se basant sur les critères d'information AIC, SBC et HQ. Les résultats supposent que ce nombre est $P=2$. Nous pouvons donc faire les tests de cointegration de Johansen, les résultats sont donnés dans le tableau 1.2 ci-après. Dans le tableau des résultats, sur chaque ligne nous avons l'hypothèse nulle $r= 0, 1, 2$, les statistiques λ_{trace} et λ_{max} et les valeurs critiques correspondantes. L'hypothèse nulle est rejetée lorsque la statistique λ_{trace} ou λ_{max} est supérieure à la valeur critique au seuil de 5%. Il apparaît que l'hypothèse nulle selon laquelle le rang de cointégration est égal à $r=0$ est rejetée au seuil de 5%. Nous ne pouvons donc pas rejeter l'hypothèse nulle que $r = 1$, le rang de cointégration est donc égal à 1.

H0	λ_{trace}	Valeur critique (5%)	λ_{max}	Valeurs critiques (5%)
r=0	32,80*	29,80	23,67*	21,13
r=1	9,13	15,49	6,40	14,26
r=2	2,72	3,84	2,72	3,84

TABLE 1.2 – Résultats du test de cointegration de Johansen

(*) indique le rejet de l'hypothèse nulle

1.2.3.3 Analyse de la vitesse d'ajustement de long terme

Après avoir testé la cointégration, les résultats indiquent la présence de relation de long terme au Maroc. De ce fait, nous analyserons l'ajustement de long terme entre les variables par la méthode de correction d'erreurs, elle permet de déterminer le sens et l'intensité des relations de court terme d'une part, mais aussi d'indiquer la vitesse d'ajustement de long terme. La procédure est faite en deux étapes :

1. La première étape consiste à estimer les modèles (1) à (3) et de récupérer les résidus correspondants aux déviations par rapport à l'équilibre.
2. La seconde étape correspond à l'estimation des équations (4) à (6) qui contiennent les résidus récupérés. Cette étape estime les coefficients qui correspondent aux ajustements de court terme, d'une part et aux vitesses d'ajustement de long terme.

citées par les tests de cointégration. La détermination de ces relations est validée par l'estimation des modèles (7) à (9) par la méthode des moindres carrés ordinaires (MCO). Dans ce qui suit, nous estimons les relations de long terme entre le PIB par tête, la consommation d'énergie par tête et les émissions de CO_2 par tête au Maroc. Nous traitons chacune des variables (PIB, ENERGIE, CO_2) comme variable endogène et déterminons la significativité de l'influence des autres variables, les résultats sont donnés comme suit :

LNENERIE	LNCO2	LNINV
1,08	-0.01	-0.09
(0,00)*	(0,96)	(0,31)

TABLE 1.4 – Relations de causalité de long terme au Maroc (PIB)

Le tableau 1.4 ci-dessus résume les estimations de relations de causalité de long terme de la consommation d'énergie, des émissions de CO_2 et de l'investissement à travers la formation brute du capital sur le produit intérieur brut (PIB). Nous constatons que la consommation d'énergie a un effet significativement positif sur le PIB, l'accroissement donc de la consommation de l'énergie de 1% fait croître le PIB par tête de 1.08%. Ces résultats sont ceux attendus et généralement trouvés dans la littérature, ils montrent que l'énergie est considérée comme un facteur de production complémentaire aux facteurs habituels tels le capital et le travail. Dans ces conditions, la politique énergétique mise en place influe sur le niveau de production.

LNPIB	LNCO2	LNINV
0.24	0.62	0.12
(0,00)*	(0,00)*	(0,00)*

TABLE 1.5 – Relations de causalité de long terme au Maroc (ENERGIE)

Le tableau 1.5 nous rapporte les résultats des estimations de l'influence de long terme du PIB par tête, des émissions de CO_2 et de l'investissement sur la consommation d'énergie. En effet, l'influence de l'investissement sur la consommation d'énergie est statistiquement significative, une croissance de l'investissement de 1% entraînerait un accroissement

de la consommation d'énergie de plus de 0,12%. Dans le cas des émissions de CO_2 , les résultats indiquent une influence à long terme sur la consommation d'énergie.

LNPIB	LNENERGIE	LNINV
0.00	1.17	-0.14
(0,96)	(0,00)*	(0,00)*

TABLE 1.6 – Relations de causalité de long terme au Maroc (CO_2)

Le tableau 1.6 ci-dessus nous donne les résultats des estimations des effets de long terme du PIB par tête de la consommation d'énergie par tête et de l'investissement sur les émissions de CO_2 au Maroc. Nous constatons que la consommation d'énergie a un effet significativement positif sur les émissions des polluants, un point de croissance de la consommation d'énergie fait augmenter les émissions de CO_2 de 1,17%. Un accroissement de 1% de l'investissement fait baisser les émissions des polluants de 0,14%.

En résumé, la détermination des influences de long terme entre la croissance économique, le PIB et les émissions de CO_2 nous montre que **l'hypothèse de rétroaction est vérifiée**. En effet l'existence d'un lien de causalité entre la consommation d'énergie et la croissance impliquerait que les politiques énergétiques et économiques devraient être mises en œuvre conjointement. Pour synthétiser les liens de causalités existantes au Maroc, entre la croissance économique, la consommation d'énergie et les émissions des polluants, nous dressons le tableau récapitulatif 1.7 suivant :

PIB-ENERGIE	ENERGIE- CO_2	Commentaires
Relation bidirectionnelle (hypothèse de retroaction)	Relation bidirectionnelle	Mise en œuvre conjointe des politiques économiques, énergétiques et environnementales.

TABLE 1.7 – Récapitulatif des liens de causalité

1.2.4 Conclusion

L'objectif de cette section a été de déterminer les liens de causalité pouvant exister entre la consommation d'énergie, le PIB et les émissions de CO_2 . Pour répondre à cette problématique, nous avons utilisé des données annuelles allant de 1975 à 2017 et avons adopté une procédure à plusieurs étapes, des tests de stationnarité aux estimations des vitesses d'ajustement par des VECM en passant par des tests de cointégration. Le test de racine unitaire de Phillips & Perron a permis de montrer que les séries du PIB par tête, de la consommation d'énergie par tête, et des émissions de CO_2 par tête ne sont pas stationnaires. Toutefois, leur différence première est stationnaire. Ces séries sont donc intégrées du même ordre 1. Après avoir établi l'ordre d'intégration des séries, nous avons examiné la présence ou non de relations de long terme entre elles, nous avons utilisé donc les tests de cointégration de Johansen. Les résultats du test ont indiqué le rejet de l'hypothèse nulle d'absence de relations de cointégration. Il existe au moins une relation de long terme entre les séries du PIB, de la consommation d'énergie et des émissions de CO_2 . Les séries du PIB, de l'énergie et du CO_2 sont intégrées du même ordre et cointégrées, il est possible de déterminer les relations de causalité de court terme à travers un VECM. Les estimations VECM nous ont permis de confirmer l'existence des relations de causalité de long terme et de calculer les vitesses d'ajustement lorsque le système s'écarte de sa trajectoire de long terme, à travers la significativité et le signe du terme de correction d'erreurs. Pour déterminer le sens et l'intensité des influences des séries les unes sur les autres, nous avons adopté la méthode d'estimation des moindres carrés ordinaires. Les résultats montrent qu'au Maroc, il existe une causalité bidirectionnelle entre la consommation d'énergie et le PIB. Dans ce cas, la littérature indique que c'est l'hypothèse de rétroaction qui est vérifiée pour le Maroc. En ce qui concerne la relation entre l'énergie et le CO_2 , il a été constaté l'existence d'une relation bidirectionnelle entre ces deux variables.

Il ressort synthétiquement que les politiques économiques, énergétiques et environnementales devront être nécessairement mises en œuvre de façon conjointe afin de créer à la fois de la croissance et de limiter au mieux les émissions de CO_2 .

Le Maroc a en effet adopté une politique nationale de l'énergie basée sur l'optimisation de son mix électrique à travers des technologies viables et compétitives et par la mobilisation des ressources nationales pour le développement des EnR, d'efficacité énergétique et d'intégration régionale. Cette politique représente un pas très important pour le développement économique. Des études montrent l'impact conséquent des EnR sur le développement économique, étant donné que le Maroc n'a adopté les énergies vertes dans sa feuille de route stratégique que récemment, il nous est cependant difficile d'étudier empiriquement cet impact. L'EnR a été historiquement adoptée en raison de son respect pour l'environnement, sa collaboration pour le développement économique et la sécurité d'approvisionnement procurée. Les EnR devraient jouer un rôle plus important dans la construction des mix électriques. C'est la raison pour laquelle le Maroc mû par une volonté portée par une vision stratégique et une coopération internationale a mis tous les atouts de son côté pour gagner le challenge de mieux développer son mix électrique comprenant l'intégration du solaire, de l'énergie éolienne et le renforcement de la production hydroélectrique.

Conclusion

Dans ce premier chapitre, nous nous sommes attardés sur l'analyse du marché énergétique marocain, ce dernier est caractérisé par une dépendance aux énergies fossiles importées ainsi qu'un niveau d'efficacité énergétique faible, mais avec une marge d'amélioration importante comparée à d'autres pays voisins. Cette analyse nous a permis aussi de répertorier les sources d'énergie disponibles ainsi que celles potentiellement disponibles, le Maroc dispose en effet d'un potentiel considérable en EnR (solaire, éolien, hydraulique), en plus d'un potentiel faiblement utilisé en bioénergie, le pays prévoirait aussi l'installation d'une centrale électro-nucléaire à moyen terme. Un inventaire exhaustif est présenté dans les annexes. Le Maroc, ayant opté pour une transition électrique vers les sources renouvelables tout en assurant une efficacité optimale, avait entamé des mesures et d'actions depuis plusieurs années pour accompagner cette volonté. Parmi ces actions l'intégration des EnR dans le mix marocain, cette action rentre dans le cadre des orientations admises par les décideurs politiques qui doivent prendre en considération dans leur choix, l'existence des liens entre des facteurs comme la consommation d'énergie, la croissance économique, et les émissions des GES pour instaurer leur politique énergétique (électrique). Il a été nécessaire donc de traiter les liens de causalités existant entre ces trois facteurs clés, les résultats obtenus nous ont montré qu'au Maroc, il existe une causalité bidirectionnelle entre la consommation d'énergie et le PIB, dans ce cas, la littérature indique que c'est l'hypothèse de rétroaction qui est vérifiée. En ce qui concerne la relation entre la consommation d'énergie et le CO_2 , il a été constaté une relation bidirectionnelle entre ces deux variables.

Lors de la rédaction de ce premier chapitre, une attention particulière a été portée au déploiement des EnR ainsi que le rôle prépondérant qu'elles pourraient jouer pour la construction des mix électriques optimaux. Dans cette perspective, le choix de la théorie moderne de portefeuille (TMP) pour la planification électrique sera adopté tout au long de ce travail. Cependant il est important dans un premier temps d'introduire l'objet de notre thèse se résumant à l'application de cette théorie pour la recherche des mix électriques efficaces pour le Maroc. Pour ce faire, il est donc nécessaire de présenter la TMP, son

cadre théorique, ainsi qu'une présentation du modèle moyenne-variance de Markowitz, ses hypothèses, ses caractéristiques et ses limites pour ensuite passer en revue les différents travaux qui se sont focalisés sur l'application de cette théorie, destinée auparavant à la résolution des problématiques financières, pour la planification électrique.

Chapitre 2

Théorie de portefeuille et mix électriques

Introduction

L'énergie, considérée comme le moteur de toute activité économique, joue un rôle essentiel dans la société. L'utilisation de l'énergie dans la société est un processus qui débute avec une source (le charbon, l'uranium, le gaz, etc.) mettant en jeu plusieurs processus intermédiaires de raffinage ou de conversion en une forme d'énergie différente (en électricité), et qui prend finalement place dans une maison, un véhicule ou une usine. De ce fait, l'impact économique des fluctuations du prix de l'énergie peut être significatif et de grande envergure, ceci crée une incitation pour les gouvernements de s'assurer d'un transport de cette énergie fiable et à un prix concurrentiel. La sécurité d'approvisionnement est un principe clé de la politique énergétique, et est fortement associée à deux autres piliers, à savoir les considérations environnementales et la compétitivité. La sécurité d'approvisionnement est un concept complexe difficile à définir en lien à une multitude de questions liées à ce concept ainsi que l'adoption de plusieurs cadres analytiques y afférent. La sécurité énergétique d'un pays tient compte généralement des mesures adoptées pour réduire les risques de perturbation de l'approvisionnement en dessous d'un certain niveau tolérable afin d'assurer la fourniture d'une énergie abordable et disponible répondant à la demande. La sécurité d'approvisionnement énergétique englobe donc les questions de prix et de quantité. D'autre part, l'insécurité dans l'approvisionnement énergétique résulte des

risques liés à la rareté des sources d'énergie et à la répartition géographique des sources combustibles. Il est donc difficile de développer des approches quantitatives capables de nous aider à élaborer des politiques énergétiques ou électriques.

Dans ce qui suivra, nous présenterons la méthode basée sur la TMP ayant inspiré les responsables en matière de planification électrique pour adopter les pratiques exercées exclusivement en finance au secteur de l'énergie. Les investisseurs essaient de se couvrir contre le risque de marché en détenant des portefeuilles diversifiés, efficaces et offrant la meilleure couverture ainsi que le meilleur rendement possible. Les décideurs en matière d'énergie peuvent prendre en compte les pratiques standards qui se basent sur l'alternative à faible coût¹ et les adapter pour l'élaboration des stratégies d'évaluation et d'identification des portefeuilles optimaux. De ce fait, il est d'autant plus important de développer des méthodes d'évaluation de portefeuilles qui prennent en compte les différents risques de manière appropriée.

Les différentes contributions dans la littérature ont traité le sujet des techniques d'évaluation empruntées de la théorie financière et particulièrement de la TMP, cette technique peut compléter l'approche traditionnelle. Une des approches traditionnelles est l'estimation du coût, cette approche a pour principe l'évaluation du coût d'électricité produite pour chaque source d'énergie, la technologie choisie serait donc celle qui engendrerait le coût de production le plus faible. Cependant, les différentes technologies génératrices d'électricité ont différents profils de couple rendement-risque, l'avantage serait donc de diversifier le mix électrique par l'introduction d'une multitude de technologies. La TMP adaptée au secteur énergétique (électrique) peut donc subsidier aux approches traditionnelles d'évaluation et ceci par l'identification des mix optimaux dans le but de minimiser l'impact des risques dans les marchés électriques libéralisés avec comme objectif primaire le rapprochement entre la demande et les sources de production disponibles.

Ce chapitre met en avant l'application de la théorie du portefeuille pour la mise en place de mix électrique et ceci dans le but de définir un éventail de mix constitués de sources de production optimisant une ou plusieurs fonctions objectives sous certaines

1. Nous nous attarderons davantage sur la notion de l'alternative ayant le coût le plus faible dans ce deuxième chapitre

contraintes bien définies. Dans cette perspective, le modèle de calcul élaboré et adopté serait dédié à l'identification des sources pouvant intégrer le mix. La problématique que ce chapitre essaye aussi de traiter est l'impact de l'ajout de nouveaux coûts dans le modèle (le coût carbone), ainsi que la disponibilité des énergies et leur intégration (les EnR). Le résultat escompté serait donc l'obtention d'un outil de décision important et efficace pour stimuler l'investissement en énergies vertes et aussi pour mettre en place des politiques adéquates. De manière générale, le modèle émanant de la théorie moderne de portefeuille permet d'analyser plusieurs scénarios ; nous citons à titre d'exemple l'appui de sources d'EnR, la durabilité environnementale, la réduction des coûts et des risques. Dans ce sens, la commission européenne pour l'énergie a publié la 2^{ème} édition du livre vert,² sur la sécurité énergétique, l'accent a été mis sur une présentation des facteurs de risques concernant la dépendance énergétique, et plusieurs recommandations ont été avancées dans ce sens, dont les principales étaient :

- La diversification du mix électrique pour une plus grande compatibilité environnementale et ceci par l'adoption d'une part plus élevée de sources renouvelables.
- Un plan stratégique pour l'innovation technologique.

Le présent chapitre s'inscrira dans cette optique et mettra en lumière l'adaptation de la TMP et son application au système électrique du Maroc. L'analyse introduite dans ce chapitre a été faite sur le mix marocain ; en supposant la véracité d'un ensemble d'hypothèses de base et l'adoption de scénarios comme l'intégration massive des EnR (éolien, solaire, hydraulique), l'utilisation du nucléaire ou de la biomasse comme source alternative (scénarios alternatifs), ou bien en supposant l'amélioration de la production de plusieurs technologies dans l'avenir (progrès technologique). La question à laquelle le chapitre s'essayera de répondre est la suivante : Quelles technologies devrions-nous choisir lors de la constitution du mix électrique marocain ? Les approches exploitées pour répondre à cette question se sont basées sur les politiques énergétiques dictées par les instances gouvernementales, résultat de cette approche ; l'adoption de différents scénarios³ pour le mix de production d'électricité au Maroc. Ces scénarios pourraient nous donner une idée claire

2. Piebalgs (2006) ; Green paper : A European strategy for sustainable, competitive and security energy. Brussels, March 2006.

3. certains scénarios consistent à étudier individuellement les technologies de production d'électricité, tout au long de ce travail, nous mettons l'accent seulement sur les scénarios pour la constitution des mix électriques.

sur l'atteinte effective des objectifs définis, sinon il serait nécessaire de réorienter les politiques adoptées pour les atteindre.

Nous utiliserons la TMP, cette dernière nous permettra d'étudier des scénarios alternatifs pour la construction des mix électriques au Maroc. Cette théorie a été initialement développée dans le but d'expliquer et de prescrire des méthodes pour la détention d'actifs à rendements incertains. Cependant, elle a récemment été adaptée à des applications dans le domaine de l'énergie et plus spécifiquement dans la production d'électricité ([Bazilian and Roques \(2009\)](#)). Nous aborderons aussi la question de l'efficacité des mix de production d'électricité en nous focalisant sur le Maroc, le choix de cette perspective préconise donc une certaine liberté d'adoption de politiques énergétiques et d'objectifs plus ambitieux. Nous présenterons ces scénarios pour la composition des mix de la production d'électricité. Le chapitre nous permettra d'examiner l'efficacité en termes de moyenne-variance des scénarios dits alternatifs d'électricité pour le Maroc par rapport à une année de référence (2030). L'évaluation des scénarios existants à partir d'une approche de sélection de portefeuilles fournirait des renseignements complémentaires pouvant être prises en compte pour l'adoption de mesures politiques en matière de planification énergétique et plus précisément de construction de structures électriques.

Ce chapitre constitue, la première application de la TMP pour la construction des mix électriques marocains. Notre examen approfondi des EnR au Maroc tout au long du premier chapitre et la contribution prévue de ces technologies pour le mix électrique seraient notre point focal de recherche de mix optimaux et efficaces. Cependant, notre application de la théorie du portefeuille proposera des conclusions quant au rôle potentiellement important de ces technologies propres ainsi que d'autres vis-à-vis de l'amélioration, en termes de coûts et de risques des mix électriques et de leurs degrés d'efficacité. Nous commencerons donc ce deuxième chapitre par une présentation du cadre théorique de la théorie de portefeuille, son adaptation au secteur électrique pour la résolution des problématiques de planification énergétique et ceci par la détermination des coûts et des risques associés aux différentes technologies utilisées. Nous présenterons les corrélations possibles entre les différents coûts et nous nous attarderons sur le principe de diversification en

avançant un exemple théorique pour illustrer ce principe. Dans la deuxième section de ce chapitre, nous commencerons par dresser une perspective historique de l'évolution de la composition électrique existante au Maroc et d'examiner les facteurs de variation de cette dernière en 2030 (scénarios adoptés). Nous discuterons ensuite de certains scénarios adoptés pour le futur mix de production électrique au Maroc, nous présenterons ensuite les données (Coût, risques, corrélations) qui nous permettront d'étudier, par la théorie de portefeuille, l'efficacité des mix électriques. Enfin, nous présenterons les résultats de notre application et les commentaires associés.

2.1 La théorie moderne de portefeuille

Les travaux de recherche portant sur la gestion de portefeuille se sont multipliés suite au développement des marchés financiers et à la multitude des produits, ce qui a poussé les chercheurs à développer des modèles afin d'aider au mieux les investisseurs à prendre les décisions adéquates pour une allocation optimale de leurs richesses, et ceci de façon à maximiser leurs gains tout en minimisant le risque correspondant. La TMP a été révélée par [Markowitz \(1952\)](#). En supposant comme base de cette théorie que le risque d'un portefeuille peut être évalué par la variance de sa rentabilité, Markowitz explicite et formalise le dilemme fondamental de la finance moderne se résumant à obtenir une rentabilité faible, mais certaine, ou accepter de prendre un risque dans l'espoir d'accroître cette rentabilité, l'espérance de rentabilité étant d'autant plus élevée que le risque est important. Il formalise et quantifie également l'effet de diversification selon lequel une combinaison judicieuse de nombreux actifs dans un portefeuille permettrait de réduire le risque total subi pour une rentabilité espérée donnée.

La TMP a basé ses fondements sur plusieurs notions telles l'aversion au risque et l'espérance d'utilité qui ont été introduit par Von Neumann Morgenstern (1944), ainsi que l'efficience des marchés et la rationalité parfaite des investisseurs définies par [Fama \(1965\)](#). Les travaux de Markowitz sont très importants et changent radicalement la manière de concevoir les problèmes financiers. Ils montrent, en particulier, que l'intérêt d'investir dans un titre financier ne doit pas être évalué séparément, mais dans le cadre de l'ensemble du portefeuille constitué par l'investisseur. Le modèle moyenne-variance de Markowitz a fait l'objet de plusieurs critiques liées essentiellement aux hypothèses irréalistes et surtout aux difficultés au niveau de sa validation empirique. Ceci a donné lieu à de nouveaux modèles basés sur une autre perception du risque tel que les modèles moyenne-Var, moyenne-CVar ou les modèles moyenne-moments d'ordre supérieur. Nous présenterons le cadre théorique de la TMP en nous inspirant des travaux fondateurs de Markowitz.

Nous organiserons ce qui suit de la manière suivante ; nous présenterons le cadre théorique du modèle moyenne-variance, les caractéristiques d'un portefeuille, puis nous déve-

lopperons le modèle moyenne-variance, ses hypothèses, ses caractéristiques et ses limites, pour conclure nous nous focaliserons sur l'application de la théorie du portefeuille au secteur énergétique et ceci par une mise en avant d'une revue de littérature, l'introduction des EnR dans le mix et la gestion des risques dans le mix électrique.

2.1.1 Cadre théorique du modèle moyenne-variance

Un portefeuille désigne un ensemble d'actifs détenus par un individu ou un organisme financier dans le but d'optimiser son rendement tout en minimisant le risque. Les différents actifs qui composent le portefeuille sont choisis en fonction de l'aversion du risque de l'investisseur, de sa fonction d'utilité et des contraintes budgétaires en plus de toute l'information dont il pourrait disposer. Le gestionnaire d'un portefeuille est amené à faire des anticipations sur l'évolution du marché afin de classer au mieux les titres suivant différents critères après les avoir analysés. Ces critères sont liés au rendement espéré, au risque mesuré généralement par la variance, et la dispersion des distributions des rendements.

2.1.1.1 Le Rendement espéré d'un portefeuille

Le concept de rentabilité a des significations différentes selon les investisseurs. Le taux de rentabilité prend en compte en plus du rendement noté aussi taux de rendement, la plus-value (ou moins value) en capital rapporté au cours d'achat de l'actif. De ce fait, pour calculer le taux de rendement des actifs, Il faut calculer le rendement périodique à partir des prix des actifs en appliquant deux formules :

- Le rendement arithmétique défini comme la variation relative du prix de l'actif i entre les instants $t-1$ et t où :

$$R_{i,t} = \frac{P_{i,t} - P_{i,t-1} + C_{i,t}}{P_{i,t-1}} \quad (2.1)$$

n : le nombre d'actifs financiers et T est le nombre de périodes.

$P_{i,t}$: le prix du titre i à la date t ,

$P_{i,t-1}$: le prix du titre i à la date $t-1$,

$C_{i,t}$: le cash-flow du titre i à la date t .

— Le rendement logarithmique entre les instants $t-1$ et t :

$$R_{i,t} = \text{Ln}\left(\frac{P_{i,t} + C_{i,t}}{P_{i,t-1}}\right) \quad (2.2)$$

En supposant un intervalle de temps suffisamment petit, on peut définir un rendement instantané comme étant la valeur moyenne des valeurs prises par l'actif entre les instants t et $t+\delta t$, soit :

$$R_{i,t} = \text{Ln}\left(\frac{P_{i,t} + \delta_t}{P_{i,t}}\right) \quad (2.3)$$

L'équation montre que quand le pas de temps est faible, le rendement logarithmique est égal au rendement arithmétique. D'autre part, un portefeuille est la combinaison d'un ensemble d'actifs, cette combinaison se fait en des proportions différentes visant à avoir un portefeuille diversifié avec un rendement espéré bien déterminé tout en minimisant le risque couru par l'investisseur. De ce fait, le rendement d'un portefeuille P noté R_p , au cours d'une période T est la moyenne pondérée des rendements enregistrés pendant la période T des différents actifs qui le composent, sachant que les facteurs de pondération sont des proportions du portefeuille investies dans les différents titres i noté w_i . Le rendement du portefeuille s'écrit comme suit :

$$R_p = \sum_{i=1}^n w_i R_i \quad (2.4)$$

Le rendement espéré d'un portefeuille peut donc être considéré comme une somme pondérée de variables aléatoires, définies par le produit entre leurs proportions dans le portefeuille et leurs espérances des rendements respectives.

$$E(R_p) = \sum_{i=1}^n w_i E(R_i) \quad (2.5)$$

2.1.1.2 La variance d'un portefeuille

Markowitz a supposé que le risque d'un portefeuille est analysé en fonction de sa volatilité, cette volatilité étant définie comme la variance ou l'écart-type des rentabilités.

Le choix de la variance comme mesure de risque suppose que la distribution des rendements est symétrique. S'agissant du risque, l'investisseur cherche toujours à évaluer le risque ex ante. Toutefois, la variance ne peut être calculée que sur des fluctuations passées du taux de rendement. Les études antérieures montrent qu'empiriquement la volatilité des variations des cours des actifs financiers est relativement stable, ceci donne la possibilité de l'estimation du risque d'un actif à partir de ses données historiques ou ex post. Au centre de la théorie de Markowitz et son corollaire le MEDAF (développé par [Sharpe \(1964\)](#)), nous trouvons le postulat suivant : chaque titre comporte un risque qu'on peut décomposer en deux catégories :

- Le risque spécifique : la variance des différents actifs, ce risque est d'origine micro-économique.
- Le risque systématique : il est lié au mouvement du marché. Il exprime la manière dont le titre est susceptible d'être influencé par les mouvements de l'ensemble du marché, et qui peut être déterminé par des corrélations. Ce risque est d'origine macro-économique.

Ainsi la variance du portefeuille peut s'écrire :

$$\sigma_p^2 = \sum_{i=1}^n w_i^2 \sigma_{ij}^2 + \sum_{i=1}^n \sum_{i \neq j} w_i w_j \sigma_{ij} = RQ_p + RQ_s \quad (2.6)$$

Ou RQ_p est le risque spécifique et RQ_s est le risque systémique. Cependant pour une bonne diversification du portefeuille, le risque spécifique peut être éliminé. Nous aurons :

$$\sigma_p^2 = \sum_{i=1}^n \sum_{i \neq j} w_i w_j \sigma_{ij} \quad (2.7)$$

Nous pouvons donc exprimer ce risque en fonction du coefficient de corrélation étant donné que :

$$\sigma_{ij} = \sigma_i \sigma_j \rho_{ij}$$

La variance peut donc s'écrire sous la forme suivante :

$$\sigma_p^2 = \sum_{i=1}^n \sum_{i \neq j} w_i w_j \sigma_i \sigma_j \rho_{ij} \quad (2.8)$$

2.1.1.3 Les contraintes budgétaires

Chaque agent dans l'économie est supposé disposer d'une richesse initiale W_0 qu'il doit investir dans les actifs financiers disponibles. Les caractéristiques de ceux-ci étant définies, le seul problème pour chaque agent est de déterminer les quantités de chaque actif qu'il désire acheter ou vendre. Les prix étant donnés, on peut mesurer ces ventes et ces achats soit par leurs quantités, soit par leurs valeurs. On peut aussi les mesurer en rapportant les montants de ces opérations à la richesse initiale. Ainsi, si I_a est le montant investi dans le titre a , alors on notera X_a le ratio obtenu en rapportant I_a à la richesse initiale W_0 :

$$x_a = \frac{I_a}{W_0}$$

Si l'agent investit dans le titre a , on a $I_a > 0$ et X_a correspondra alors à la part de sa richesse qu'il investit dans le titre a . Les montants I_a et les parts X_a sont évidemment soumis à la contrainte budgétaire et aux contraintes mises en place par les autorités de marché. Dans le cadre de la théorie du portefeuille, on suppose que les marchés sont suffisamment parfaits pour permettre les ventes à découvert. La seule contrainte financière supportée par les agents est donc la contrainte budgétaire. Cette dernière implique le respect de la contrainte suivante pour les parts X_a .

$$\sum_a X_a$$

2.1.2 Le Modèle Moyenne-Variance de Markowitz

L'hypothèse d'efficience du marché a été abordée par [Fama \(1965\)](#). Cette hypothèse part du principe que lorsqu'un marché est suffisamment développé et que les informations sur ce dernier sont connues par tous les acteurs, ces derniers, étant rationnels, réagissent presque instantanément et de façon correcte. Trois formes d'efficience sont traditionnellement distinguées selon l'information disponible, supposée être reflétée dans les prix des actifs :

- L'efficience faible suppose que toute l'information peut être déduite de l'historique

des prix.

- L'efficacité semi-forte ou quand les investisseurs dans leurs choix de portefeuille se basent non seulement sur l'historique des prix mais également sur les informations publiques telles les statistiques, les bilans.
- L'efficacité forte lorsque toutes les informations sont publiques.

Markowitz a apporté une contribution à la théorie financière moderne. En mettant en place en 1952 son modèle Moyenne-Variance. Il a donné le point de départ de la théorie moderne de la gestion de portefeuille. Selon ce modèle tout investisseur recherche deux objectifs conflictuels qui sont la maximisation du rendement espéré et la minimisation du risque mesuré par la variance du rendement. Dans ce qui suit, nous allons exposer le modèle de base de choix de portefeuille en mettant l'accent sur les hypothèses qui le régissent ainsi que sur les insuffisances qu'il présente.

2.1.2.1 Les hypothèses

2.1.2.1.1 Les hypothèses relatives aux actifs

- Hypothèse 1 : « Tout investissement est une décision prise dans une situation de risque : le rendement R_i d'un actif financier i pour toute une période future est par conséquent une variable aléatoire, dont on fait l'hypothèse qu'elle est distribuée selon une loi normale, c'est à dire une distribution symétrique stable entièrement définie par deux paramètres, à savoir l'espérance mathématique du rendement $\mu = E(R_i)$ et l'écart-type $\sigma(R_i)$ de la distribution de probabilité du rendement. »
- Hypothèse 2 : « Les rendements des différents actifs financiers ne fluctuent pas indépendamment les uns des autres. Ils sont corrélés, c'est-à-dire, ils ont des covariances non nulles. »

$$Cov(R_i, R_j) \neq 0$$

ou :

$$\rho_{ij}(R_i, R_j) = \frac{Cov(R_i, R_j)}{\sigma_{R_i} \sigma_{R_j}} \neq 0$$

ρ_{ij} est le coefficient de corrélation des rendements des actifs i et j .

- Hypothèse 3 : « Les marchés sont parfaits : toutes les conditions pour que les prix correspondent à la réalité du moment sont réunies. L'information circule de manière totalement transparente et la concurrence est parfaite entre les acteurs composant le marché. »

2.1.2.1.2 Les hypothèses relatives aux comportements des agents

- Hypothèse 1 : « Le comportement de tous les investisseurs est caractérisé par un degré plus ou moins prononcé d'aversion vis-à-vis du risque. Ce dernier est mesuré par l'écart-type de la distribution de probabilité du rendement. »
- Hypothèse 2 : « Les investisseurs sont rationnels : bien que leur fonction de préférence soit purement subjective, ils opèrent, en référence à celle-ci, des choix strictement transitifs. »
- Hypothèse 3 : « Tous les investisseurs ont le même horizon de décision, qui comporte une seule période. Cette simplification peut paraître exagérée nous permet de mettre en œuvre un modèle de décision qui prend en compte le caractère hautement combinatoire du portefeuille. »

2.1.2.2 La détermination du portefeuille optimal

Sous ces hypothèses, un portefeuille p composé de n actifs risqués est caractérisé par une rentabilité espérée $E(R_p)$ et une variance $\sigma^2(R_p)$. L'objectif de Markowitz était de résoudre l'un des problèmes d'optimisation suivants :

$$\text{Min}_w \sigma^2(R_p) = \text{Min}_w \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n w_i w_j \sigma_{ij} \quad (2.9)$$

$$\text{Sous contraintes : } \begin{cases} \sum_{i=1}^n w_i = 1 \\ \sum_{j=1}^n w_j E(R_j) = E^* \end{cases}$$

Ou alors :

$$Max_w E(R_p) = Max_w \sum_{i=1}^n w_i E(R_i) \quad (2.10)$$

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n w_i = 1 \\ \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n w_i w_j \sigma_{ij} = V^* \end{cases}$$

E^* (respectivement V^*) est un rendement cible (respectivement un risque cible) donné. Il s'agit d'un problème ordinaire de minimisation avec des contraintes d'égalité. Le problème se résout par la méthode de Lagrange⁴ et en tenant compte du fait que la matrice de variance-covariance notée M est définie positive. Matriciellement et en absence de contraintes de positivité, le programme d'optimisation s'écrit :

$$Min_w w^T M w \quad (2.11)$$

$$\text{Sous contraintes : } \begin{cases} \sum_{i=1}^n w_i = 1 \\ \sum_{i=1}^n w_i E(R_i) = E^* \end{cases}$$

En présence de contraintes d'inégalité (par exemple contrainte d'interdiction de vente à découvert : $w_j \geq 0$), le programme d'optimisation devient plus compliqué. En 1959, Markowitz a mis au point l'algorithme dit de la ligne critique pour résoudre ce problème. Cet algorithme permet de déterminer la frontière efficiente lorsque le champ de variations des w_j est limité par des contraintes de type $l_{j,min} < w_j < l_{j,max}$. $l_{j,min}$ et $w_{j,max}$ étant respectivement les bornes inférieures et supérieures imposées à la proportion du titre j . C'est le cas lorsqu'on interdit la vente à découvert ou quand les w_j ne doivent pas dépasser un certain pourcentage.

2.1.3 Frontière et portefeuille efficient

Les portefeuilles efficients sont caractérisés par une espérance de rentabilité maximum à variance de rentabilité donnée (ou par une variance minimum à espérance de rentabilité

4. Voir Annexes

donnée), sachant que cette dernière doit être supérieure à celle du portefeuille ayant la plus petite variance. La frontière efficiente serait donc l'ensemble de tous les portefeuilles efficients. Il s'agit de trouver le vecteur des poids qui minimise la variance du portefeuille, à espérance $E(R_p)$ donnée (première contrainte, exprimant que la rentabilité espérée du portefeuille est la somme pondérée des espérances de rentabilité des titres individuels), et respectant le fait que la somme des poids des titres est égale à 1 (seconde contrainte). On trouve ainsi pour une $E(R_p)$ donné le portefeuille (dont les poids sont w_i) de variance minimum, en faisant varier son espérance, on obtient toute la frontière efficiente. Pour des raisons financières, il est préférable de raisonner dans le plan espérance/écart-type plutôt que le plan espérance-variance, le problème mathématique étant le même puisque minimiser la variance revient à minimiser l'écart-type. La frontière efficiente prend deux formes différentes, selon l'absence, ou pas, d'un actif sans risque. En absence d'actif sans risque, l'ensemble des points représentatifs de tous les portefeuilles possibles dans l'espace rendement/risque est constitué par l'ensemble des points représenté sur la figure et délimité par une hyperbole. Cependant, seuls sont efficients les portefeuilles situés sur la branche supérieure de l'hyperbole (nous comparerons les portefeuilles de même risque). Cette courbe est la frontière efficiente de Markowitz.

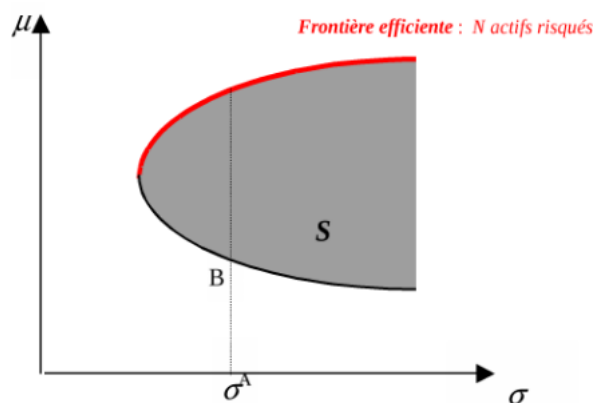


FIGURE 2.1 – La frontière efficiente

Par une diversification adéquate, nous pouvons réduire le risque sans faire baisser la rentabilité espérée. L'augmentation de l'espérance de rentabilité requiert une prise de risque supplémentaire. Ce principe constitue l'un des concepts les plus importants de la finance. Il est cependant efficient de se positionner dans la frontière efficiente. Il est possible, en plus d'investir dans des titres risqués, de prêter et d'emprunter au taux d'intérêt sans risque, noté r . Un portefeuille composé intégralement de cet actif sans risque est représenté par le point d'abscisse nulle et d'ordonnée r . figure 2.2.

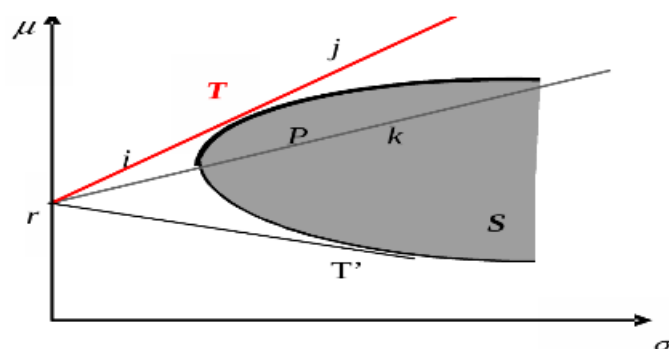


FIGURE 2.2 – La frontière efficiente avec actif non risqué

2.1.4 La théorie de portefeuille pour la planification énergétique

La théorie du portefeuille est largement utilisée par les investisseurs financiers pour créer des portefeuilles robustes produisant des résultats efficaces dans diverses conditions économiques. Les portefeuilles efficients doivent donc avoir la plus forte rentabilité possible pour un même risque, ils impliquent également, pour une même rentabilité, de se voir associer le niveau du risque le plus faible. Dans le cas de la politique énergétique, les techniques fondées sur la théorie de portefeuille peuvent suggérer plusieurs façons de développer des portefeuilles diversifiés avec des niveaux de risque connus et proportionnels à leurs coûts, autrement dit, l'idée serait que les portefeuilles efficaces de production électriques peuvent réduire le risque d'une fluctuation défavorable des prix de l'énergie. Les considérations de la sécurité énergétique⁵ sont généralement dédiées aux menaces de perturbations imprévues de l'approvisionnement ainsi que le risque d'augmentation

5. Green paper : Towards a European strategy for the security of energy supply [Communities \(2001\)](#)

inattendue des coûts de production d'électricité. La sécurité énergétique serait donc défaillante dès lors que l'on détient des portefeuilles inefficaces inutilement exposés à des risques de fluctuations de coûts. Dans ce qui suivra, nous nous proposerons de présenter des définitions de la gestion de portefeuille utilisée dans l'industrie de l'énergie :

- La gestion du mix électrique fait référence à la planification des ressources intégrant une variété d'options de production d'électricité. Cette approche est apparue ces dernières années pour décrire la méthode servant à la planification des ressources et leur approvisionnement dans les pays ayant restructuré leur industrie électrique.
- C'est une approche utilisée dans le but de trouver une solution optimale pouvant fournir des analyses utiles aux décideurs politiques, facilitant ainsi le choix et la sélection de mix électriques optimaux à moindre coût et à moindre risque et respectant certaines contraintes représentées dans le tableau ci-dessous (2.1) :

Disponibilité des ressources énergétiques	Capacité de transmission	Contraintes de stockage	Coûts sociaux
Régulation	Volatilité des prix des produits combustibles	Contraintes environnementales	Programmes d'efficacité énergétique
Sécurité énergétique	Fiabilité	Contrats d'approvisionnement	Degré de diversification

TABLE 2.1 – Les contraintes relatives à une consommation énergétique optimale

Plusieurs études montrent que les fluctuations des prix des produits pétroliers touchent défavorablement l'activité économique des pays importateurs. En effet, même de petites augmentations en pourcentage des prix peuvent engendrer des pertes économiques importantes⁶. Les portefeuilles de production d'électricité minimisent donc l'exposition à ces fluctuations, tout en assurant des coûts de production optimaux. La planification électrique traditionnelle se focalise sur la recherche de la combinaison d'alternatives à faible coût, bien que dans l'environnement actuel, il est probablement impossible d'identifier la combinaison prospective future la moins coûteuse, trouver cette dernière est analogue à essayer d'identifier la stratégie la plus performante aujourd'hui et la calquer pour les trente prochaines années. De toute évidence, la TMP offre de meilleurs outils. La planification électrique est équivalente donc à investir dans des titres financiers où les portefeuilles

6. Les pertes économiques peuvent atteindre des dizaines, voir des centaines de milliards de dollars ; [Sauter and Awerbuch \(2002\)](#)

financiers sont largement utilisés par les investisseurs pour gérer les risques et maximiser la performance. De même, il est important de concevoir la production d'électricité non en termes de coût d'une technologie spécifique, mais en termes de son coût par rapport à son appartenance à un portefeuille. De ce fait, la prise en compte d'une alternative spécifique peut avoir des coûts élevés tandis qu'une autre peut engendrer l'effet inverse, cependant une combinaison optimale des alternatives peut contribuer à minimiser l'ensemble des coûts de production par rapport au risque. La planification électrique doit donc se focaliser moins sur la recherche de la seule solution la plus économique (l'alternative ayant le coût le plus faible) et plus sur le développement efficace (optimal) générant des mix.

2.1.4.1 L'alternative à faible coût

En planification électrique, l'approche dite « l'alternative à faible coût » se distingue comme la méthode la plus couramment utilisée pour sélectionner les sources de production d'électricité. Cette méthode est basée sur l'évaluation du coût de production d'électricité pour chaque source d'énergie, la technologie choisie serait donc celle qui engendrerait le coût le plus faible. Malgré la forte adoption de cette méthode, plusieurs critiques s'opposent à cette dernière, elle devrait privilégier les technologies fortement dépendantes des combustibles fossiles au détriment des EnR. De ce fait et en se fiant à ce schéma, les externalités telles que les coûts environnementaux, ne seraient pas prises en compte dans la structure des coûts de la technologie, ce qui entraînerait une sous-estimation de l'ensemble des coûts. La TMP permet de surmonter cette contrainte, elle permet donc d'analyser les sources d'énergie en prenant en considération le couple coût-risque ou rendement-risque. De cette manière et en mettant l'accent sur le facteur risque, les sources d'EnR deviennent plus intéressantes que celles à base d'énergies fossiles. [Bar-Lev and Katz \(1976\)](#) étaient les premiers à appliquer la théorie du portefeuille à des sources énergétiques, ils ont analysé l'impact des prix d'achat des énergies fossiles pour la production de l'électricité aux Etats-Unis. [Awerbuch and Berger \(2003\)](#) définissaient les EnR comme énergies à coûts fixes et ne dépendant d'aucune fluctuation du prix des combustibles, ce qui générerait un risque beaucoup plus faible que celui qu'aurait généré les coûts des énergies non renouvelables.

Parmi les points forts de la TMP, le fait que cette approche a une plus grande capacité

et richesse conceptuelle que celle fournie par la perspective dite « alternative à faible coût ». La théorie de portefeuille permet la prise en compte de différentes caractéristiques de la source d'énergie étudiée comme le risque associé à la variation des coûts de production d'électricité ou bien le risque associé à l'intermittence de la production des EnR, plus précisément l'énergie éolienne. La TMP conseillera donc d'évaluer le coût relatif des sources d'énergie conventionnelle et renouvelable non sur la base de leurs coûts, mais sur la base de leurs coûts dans le portefeuille (leur coût par rapport à leur contribution au risque du portefeuille).

2.1.4.2 Revue de littérature de l'application de la TMP pour la planification énergétique

La théorie du portefeuille a été proposée pour la première fois par [Markowitz \(1952\)](#), cette théorie a été initialement appliquée en finance. [Bar-Lev and Katz \(1976\)](#) ont été les pionniers de son application dans le secteur énergétique ceci dans le but d'analyser l'approvisionnement des États-Unis en combustibles fossiles. Awerbuch a en outre utilisé cette méthode pour explorer des portefeuilles optimaux de production d'électricité, ses résultats ont servi de base à de nombreuses études de planification énergétique en termes de définition des fonctions objectives, de la frontière efficiente, ainsi que les différents types de contraintes techniques abordées, des variables étudiées et des horizons temporels analysés. Dans ce sens, [Awerbuch and Berger \(2003\)](#) ont évalué l'application de la TMP pour le développement de portefeuilles de production efficaces pour l'union européen, leurs résultats montrent que les mix obtenus sont sous-optimaux du point de vue risque-rendement. Leur analyse indique que d'autres portefeuilles plus efficaces peuvent être construits en ajoutant des technologies comme les EnR avec des coûts fixes élevés, mais de faibles coûts variables. Par la suite, certaines études ont passé en revue la littérature existante selon lesquelles, une variété de classification de l'application de cette théorie a été adoptée, telles que [Roques et al. \(2008\)](#), [Delarue et al. \(2011\)](#) et [Francés et al. \(2013\)](#). Récemment, sur la base d'une nouvelle classification des critères économiques de production d'électricité, [deLlano Paz et al. \(2017\)](#) ont effectué une revue complète d'un point de vue financier, en mettant l'accent sur les limites méthodologiques de l'application de cette théorie. Par rapport aux méthodes traditionnelles de planification de l'énergie, l'approche dite de l'al-

ternative à faible coût a été abandonnée et remplacée par le concept du coût global du portefeuille. De plus, l'analyse a été enrichie en incluant des facteurs de risque, de sorte que les résultats obtenus ont été significativement améliorés.

L'application de la TMP a suscité l'intérêt de plusieurs chercheurs qui ont adopté cette théorie financière en tant que méthodologie valide afin d'évaluer les mix de production d'électricité et les plans de développement énergétique à moyen et à long terme. [Allan et al. \(2010\)](#) a d'abord évalué les projections en Écosse des mix de production à horizon de 2020 et a constaté que tous les mix étaient non efficaces, car des portefeuilles à moindre risque pouvaient être obtenus sans augmenter les coûts du portefeuille. De ce fait, l'accent s'est progressivement porté sur l'évaluation des scénarios gouvernementaux adoptés. Par exemple, sur la base du « Plan énergétique pour les Iles Canaries », [Marrero and Ramos-Real \(2010\)](#) ont souligné l'inefficacité du mix de production d'électricité en termes de coût, de risque et d'absence de diversification du portefeuille. De même, [Losekann et al. \(2013\)](#) ont étudié l'efficacité du « Plan Énergie au Brésil » et ont montré que le mix prévu était relativement proche de la frontière efficace, même s'il existait encore une certaine capacité d'atténuation des risques afférents aux différents mix obtenus. [deLlano Paz et al. \(2017\)](#) ont analysé le degré d'efficacité des portefeuilles de production proposés par l'AIE pour l'Union européenne -27 (UE) en 2010, 2020 et 2030, les résultats ont montré que pour atteindre une « trajectoire de risque minimum », il était nécessaire d'augmenter la part des EnR dans le mix électrique. D'autres parts et en prenant en compte l'aspect de la durabilité, de la sécurité énergétique, [Stempien and Chan \(2017\)](#) ont évalué le mix de Singapour en adoptant la TMP, ils ont conclu que le mix de production obtenu était efficace.

En plus de l'évaluation du mix électrique, certaines études ont adopté différents scénarios pour explorer les mix efficaces ainsi que les impacts des politiques gouvernementales sur la planification énergétique. [deLlano Paz et al. \(2017\)](#) ont établi deux analyses de sensibilités basées sur la relaxation des contraintes limites des parts de technologies constituant le mix afin d'étudier le mix électrique efficace dans l'UE. Certaines études ont conçu les scénarios en fonction de l'incertitude du coût ou du prix. Récemment, des études ont évalué l'impact des politiques adoptées sur la construction des mix électriques.

[deLlano Paz et al. \(2017\)](#) ont analysé l'impact des différents objectifs gouvernementaux de réduction des émissions de GES sur le développement des EnR dans l'UE en 2020 et 2030. Divers objectifs politiques ont été évalués en comparant le coût du portefeuille, le risque, le niveau de diversification et le mix de production d'électricité selon les différents scénarios. Leur étude a montré que la maximisation des parts des EnR était nécessaire pour atteindre les objectifs de réduction des émissions. Plusieurs travaux ont démontré qu'il était possible de construire des portefeuilles efficaces en augmentant la part des énergies éoliennes ou d'autres EnR dans le mix électrique, cette incorporation réduirait donc le risque du portefeuille et même son coût, elle permet aussi de réduire les émissions de CO_2 .

Plusieurs études ont démontré l'impact significatif de l'incorporation des énergies propres sur la réduction des émissions de GES, c'est le cas de l'énergie éolienne aux États-Unis et l'énergie solaire et hydraulique la Suisse (2003), ou alors l'incorporation, pour les Pays-Bas, de l'énergie éolienne et de la biomasse (2030), cette intégration des énergies propres a induit à une réduction du risque du mix de 20%, et du coût de 4%. D'autres exemples comme l'éolien en chine à horizon 2020 ou l'énergie géothermique concernant le mix mexicain peut être présentée comme exemple concret de l'impact significatif des EnR. [Allan et al. \(2010\)](#) a démontré que les EnR, dont les coûts sont largement non corrélés à ceux d'énergies non renouvelables, peuvent offrir de multiples avantages tels que la réduction de la fluctuation défavorable des coûts de l'électricité et son impact sur l'activité économique. [Bhattacharya and Kojima \(2012\)](#) ont, quant à eux, observé que l'incorporation d'EnR dans le mix japonais peut réduire le risque, mais peut aussi augmenter les coûts d'approvisionnement et le rendement espéré du portefeuille. Cependant, l'augmentation de la part des EnR dans le mix pourrait dépendre de la politique énergétique gouvernementale, c'est le cas de l'énergie éolienne (offshore) aux Pays-Bas. Ces politiques seraient nécessaires entre autres, à la réglementation des prix des combustibles fossiles, et à la subvention des prix du carburant. Dans cette optique, plusieurs auteurs supportent la nécessité du soutien des instances gouvernementales par la promulgation des lois facilitant ainsi l'intégration effective des EnR dans le mix. D'autres parts, la prise en compte des taxes carbonées⁷ est fondamentale dans la construction de portefeuilles op-

7. La taxe carbone est une écotaxe sur les émissions de dioxyde de carbone, le principal gaz à effet de serre, qu'elle vise à réduire, dans le but de contrôler le réchauffement climatique. Cette taxe décourage

timaux, ainsi que dans le processus de l'intégration des technologies non polluantes pour l'atteinte des objectifs de réduction des émissions, en Écosse par exemple, une inclusion de 5% de l'énergie éolienne (offshore) permettrait de réduire le risque sans impacter défavorablement le coût total et ceci dans le cas d'un scénario haussier des prix du pétrole. [Gao et al. \(2014\)](#) ont élargi le domaine d'application de la TMP pour l'optimisation du système électrique global de la Chine en tenant compte de facteurs supplémentaires tels que le coût environnemental relatif à l'utilisation du charbon. Ils ont découvert que les EnR ont un énorme potentiel en Chine, mais qu'elles ne remplaceront pas l'énergie fossile dans les décennies à venir.

D'autre part, l'énergie nucléaire est une alternative parmi les différentes technologies pouvant être intégrées dans le portefeuille, cette technologie présente un risque économique faible. Dans ce sens, [Krey and Zweifel \(2006\)](#) ont appliqué la théorie du portefeuille pour déterminer le mix efficace pour générer de l'électricité pour la Suisse et les États-Unis, leurs résultats, dans le cas de la Suisse, suggèrent que, afin de maximiser le rendement espéré, une évolution vers la production d'énergie nucléaire ainsi que solaire serait efficace. Dans le cas du Taiwan par exemple, l'énergie nucléaire est la meilleure solution pour réduire le risque lié à la délimitation du développement des EnR, tandis qu'en Italie, l'inclusion de l'énergie nucléaire (avec une limite de 36%) entraînerait une réduction de 66% des technologies fossiles. [Lucheroni and Mari \(2017\)](#) indiquent que la volatilité des prix du carbone inciterait les investisseurs à accroître la part de l'énergie nucléaire dans leurs portefeuilles électriques.

2.1.4.3 Diversification des mix pour la gestion des risques

Du point de vue de l'investisseur, le risque pourrait être dû à différentes sources comme l'acceptation de la société des nouvelles technologies ou les coûts de transaction, dans cette optique, Allan a mis en évidence l'existence d'autres types de risques, tels ceux liés à l'intermittence des EnR et le coût élevé de leur intégration dans le système. [Hernández-Escobedo et al. \(2010\)](#) a présenté le risque émanant des difficultés de prévisions à court et à long terme. [Francés et al. \(2013\)](#) quant à lui, a proposé une ventilation intéressante des émissions polluantes en faisant payer les pollueurs à proportion de leurs émissions.

des risques liés à la planification énergétique à savoir les risques primaires (géopolitiques et technologiques), les risques secondaires (volatilité des prix, perturbations de l’approvisionnement, risque environnemental... etc.) et autres vulnérabilités pouvant affecter le mix. À la lumière des risques répertoriés dans ces travaux, deux possibilités peuvent s’offrir au gestionnaire pour anticiper et prévoir ces risques, à savoir le contrôle et l’évaluation. Le contrôle des risques peut être réalisé en adoptant des mesures de couverture qui permettent de compenser ou de couvrir le risque (des contrats futurs) ou par une optimisation du portefeuille assurant une meilleure diversification, cette dernière peut être atteinte par l’application de la TMP. Des auteurs comme [McLoughlin and Bazilian \(2006\)](#) ont choisi d’appliquer cette théorie pour la planification électrique à long terme en vue de contrôler le risque global du portefeuille. La diversification du mix permettrait donc de réduire le risque, ceci impliquerait qu’un portefeuille diversifié conduirait à des solutions plus robustes et à un niveau de sécurité d’approvisionnement plus important. En ce qui concerne la mesure de cette diversification, certains auteurs ont proposé d’étudier l’indice Herfindahl-Hirschman et celui de Shannon-Wiener pour l’évaluation de la sécurité d’approvisionnement. [Stirling \(2007\)](#) a fourni, dans ce sens, de bonnes critiques sur ces différents indices. Nous nous attarderons davantage pour l’évaluation des différents indices de diversité dans le dernier chapitre.

Cependant, il est possible d’améliorer la diversification en intégrant les EnR dans le portefeuille, cela permettrait d’accroître le degré de diversification et de ce fait rendre les risques plus faibles, dont ceux liés à la situation géopolitique et ceux dus aux ruptures d’approvisionnement. D’autre part, la couverture des risques est une autre technique très couramment utilisée sur le marché énergétique pour la maîtrise des risques. Cette méthode s’effectue par l’acquisition d’instruments dérivés (contrats à terme, options, etc.) afin de compenser les pertes possibles qui peuvent se produire.

2.1.4.4 Limites de l’adaptation de la TMP pour la planification électrique

Le but de ce paragraphe est d’examiner les principales limites de l’application de la TMP pour la planification énergétique (électrique). Les limites de ce type de méthodologie se trouvent dans la nature des actifs : actifs réels (centrales électriques par exemple) par opposition aux actifs financiers. De ce fait, la planification électrique par la TMP requiert

certaines adaptations conceptuelles. Il est donc supposé qu'il y ait des discontinuités dans les marchés de l'énergie, des problèmes de liquidité et de non-divisibilité des actifs, des problèmes d'inefficacité des marchés et d'absence de taxes et de commissions lors des transactions. Cependant et en dépit de l'existence de ces limites, une définition claire du problème et des contraintes ainsi qu'un traitement de données de qualité pourraient partiellement surmonter ces limites. À la lignée de ces limites, [Kruyt et al. \(2009\)](#) a rejoint dans son travail la critique apportée par Stirling, ce dernier a affirmé que malgré la disponibilité des données, le manque de connaissance de l'environnement étudié affecterait la diversification et la sécurité de l'approvisionnement et conduirait à des résultats erronés. En se basant sur ces affirmations, [Hickey et al. \(2010\)](#) a proposé l'évaluation de la fiabilité, la sécurité et la flexibilité du mix électrique et ceci en se référant à trois possibilités : la théorie du portefeuille, la théorie des options réelles et les indices de mesure de diversité de (Shannon-Wiener et Herfindahl-Hirschman). D'autres chercheurs ont défendu l'application de la TMP pour sa capacité à réduire le risque du portefeuille, ce qui permettrait une plus grande fiabilité et une minimisation des risques de ruptures d'approvisionnement. Une autre limite décelée de la théorie du portefeuille est l'évaluation de l'incorporation des technologies renouvelables dans le portefeuille. La TMP dans son approche conceptuelle ne prend pas en considération le respect des EnR de l'environnement, la création d'emploi, le développement économique des zones rurales ainsi que l'amélioration de l'indépendance de la région. De ce fait, une des options pour surmonter cette limite serait l'inclusion d'externalités dans la structure des coûts des technologies, cela permettrait de réduire l'écart entre les coûts des sources polluantes et celles des sources propres. Dans cette optique, de nombreux travaux ont inclus à la fois les coûts des émissions de CO_2 et les coûts d'externalités dans les coûts globaux. [Lucheroni and Mari \(2017\)](#) a confirmé qu'en introduisant des coûts variables liés aux émissions de CO_2 et d'externalités dans le portefeuille, les EnR deviendraient plus attrayantes. D'autre part, l'application de la théorie du portefeuille pour la planification électrique rencontre certaines limites liées à la disponibilité de données des coûts pour chaque technologie. Ceci dit, pour remédier à cette problématique, certains auteurs ont choisi de définir des variables dites «proxy», d'autres ont adopté les données proposées par [Awerbuch and Yang \(2007\)](#) concernant les corrélations mutuelles entre les coûts des O&M tandis qu'un autre groupe d'auteurs se

sont tournés vers les simulations pour déduire les distributions de probabilité des coûts, des rendements et de l'ensemble des variables considérées dans le modèle. Ci-dessous un tableau complémentaire dressant d'autres limites de l'application de la TMP pour analyser et optimiser les mix de production d'électricité. Nous présenterons un tableau récapitulatif des différences entre les portefeuilles électriques et ceux financiers.

Portefeuilles électriques	Portefeuilles financiers
Des critères non financiers associés aux sources de production d'électricité comme les préférences des consommateurs doit être prise en considération.	Les valeurs monétaires et économiques associée aux actifs financiers sont prises en considération
La nécessité de prendre en compte des critères supplémentaires comme l'horizon d'investissement à long terme, le processus de planification, les coûts d'engagement	La gestion par optimisation du risque et du rendement
Caractéristiques uniques des sources de production d'électricité rendant difficile la formulation d'hypothèses probabilistes pour minimiser le risque.	Prise en compte d'hypothèses probabilistes pour minimiser le risque

TABLE 2.2 – Tableau complémentaire des limites des mix de production d'électricité

2.1.5 Conclusion

Dans cette partie, nous nous sommes attardés sur la TMP, nous avons présenté son cadre théorique et nous nous sommes focalisés sur le modèle de moyenne variance, objet principal de notre thèse. Nous avons présenté le principe de diversification de portefeuille en présentant la frontière efficiente et le portefeuille optimal afférent. Il était important de présenter la méthode financière et son application dans le but d'une planification énergétique, pour ce faire, une revue de littérature a été présentée ainsi que les limites de l'adaptation de cette théorie de portefeuille pour la planification énergétique. Dans la section suivante, nous nous proposons d'adapter la TMP pour l'optimisation du mix électrique marocain à horizon de 2030. Pour ce faire, nous présenterons le cadre théorique de l'adaptation de cette théorie au secteur de la production d'électricité au Maroc, cette adaptation théorique concernerait entre autres l'introduction de nouveaux concepts comme le risque du portefeuille ou plus précisément le risque du coût par substitution

au rendement espéré du portefeuille, ou alors la mise en place d'une frontière efficiente résultante du couple coût-risque au lieu du couple rendement-risque.

2.2 Optimisation des mix électriques : une application au mix marocain.

Compte tenu de l'environnement incertain dans lequel les gouvernements adoptent leurs décisions d'investissement dans le secteur des énergies, il est donc évident de mettre en place une planification énergétique non à partir de l'évaluation des technologies alternatives, mais plutôt en se basant sur l'évaluation des portefeuilles composés de sources de production d'électricité. Pour ce faire, la TMP est adaptable pour résoudre cette problématique, cette dernière a été développée pour des fins financières afin de déterminer les portefeuilles de rendement maximal pour chaque niveau de risque. (Les portefeuilles à risque minimal pour chaque niveau de rendement). Elle a été auparavant appliquée dans d'autres domaines comme présentés dans les travaux de [Conroy \(1975\)](#) ainsi qu'à des fins d'optimisation des structures électriques ou plus couramment nommées « mix électriques ».

En matière d'approvisionnement en électricité, il est plus commun de remplacer le rendement des actifs par le coût unitaire pour chaque technologie (normalement le coût moyen prévisionnel en monnaie choisie par MWh) alors que le risque est la variation annuelle historique des coûts de production de l'électricité. Nous allons présenter les bases théoriques de cette approche dans un contexte de planification électrique à partir d'une perspective financière, où le coût de production électrique est le critère le plus important. Ceci étant dit et pour résumer, l'objectif principal de ce chapitre est la recherche d'un ensemble de mix électriques efficaces en utilisant la TMP, ces mix seraient optimaux en termes de coûts et/ou de risques. L'adoption de scénarios nous permettrait de mieux identifier ces derniers et d'étudier l'impact de l'intégration marginale d'une source d'énergie sur le couple coût-risque.

2.2.1 Optimisation du mix électrique : le cadre théorique

La TMP s'appuie sur le principe selon lequel un portefeuille d'actifs bien choisi peut réduire les risques et ceci s'il y a absence de corrélations mutuelles parfaites entre chaque paire des rendements des actifs, dans cette même perspective, le risque (du coût) du por-

tefeuille peut être réduit en choisissant les technologies de production d'électricité ayant les corrélations des coûts mutuels les plus faibles. Des études telles que celles d'Awerbuch et de Berger suggèrent que l'introduction d'EnR dans le mix électrique peut affecter favorablement et de façon significative le risque total du portefeuille.

Le paragraphe suivant propose quelques ajustements théoriques, de l'introduction du concept du risque du portefeuille ou plus précisément du risque du coût par substitution du rendement espéré. Dans cette nouvelle théorie adaptée au secteur électrique, il est nécessaire de mettre en place une frontière efficiente résultante du couple coût-risque.

2.2.1.1 La construction de la frontière efficiente

En gestion d'actifs, la frontière efficiente constitue un des concepts les plus essentiels, elle permet d'identifier l'ensemble des portefeuilles efficients, c'est-à-dire ceux qui, pour un risque donné, maximisent le rendement ou alors pour un rendement donné, minimisent le risque. Ce sont donc ces portefeuilles sur lesquels doivent se polariser les gestionnaires lors de la construction des portefeuilles. Dans cette perspective et par adaptation à la planification électrique, la frontière efficiente est une représentation graphique des risques (exprimés en unité monétaire par MWh) et des coûts de l'électricité pour l'ensemble des mix efficients. Un portefeuille est dit efficient lorsqu'il a, pour un même risque donné, la plus forte rentabilité ou, pour une rentabilité donnée, il présente le risque le plus faible. Le concept de risque de portefeuille sera expliqué plus en détail. L'adaptation de la frontière efficiente et sa transformation d'un rapport rendement-risque à un rapport coût-risque sont proposées pour les raisons suivantes. Le rendement a une autre signification financière qui diffère de celle de l'inverse du coût par unité d'énergie produite, d'autre part et d'un point de vue mathématique, l'inverse du coût du portefeuille ne serait pas égal au rendement du portefeuille. Une démonstration mathématique et graphique a été élaborée dans les annexes.

En dernier point, l'adaptation de la TMP par la conversion du coût de portefeuille, définie comme la réciproque du rendement pourrait poser problème, en effet les deux paramètres n'ont pas la même unité de mesure ce qui rendrait difficile la définition du risque du portefeuille. La frontière efficiente est le résultat graphique de l'application de la

TMP aux actifs financiers, c'est un ensemble de points correspondant à des portefeuilles efficients. Une telle représentation fait ressortir deux dimensions majeures : le rendement du portefeuille et son risque. La caractéristique essentielle d'un portefeuille efficient est que son rendement ne peut pas être amélioré sans affecter défavorablement son risque. D'un point de vue social, la question cruciale qui se pose est la suivante : quelles combinaisons de sources d'énergie à faibles coûts pourrions-nous combiner, pour des échelles de risque acceptables ? Pour répondre à cette question, plusieurs méthodes existent dans la littérature pour la construction des frontières efficientes, ces dernières définissent la relation entre le coût espéré des portefeuilles et les risques de ces coûts associés, et ceci pour l'ensemble des portefeuilles efficients, il serait donc primordial de définir le risque du portefeuille dans le cadre de la planification énergétique.

2.2.1.2 La détermination du risque du portefeuille

Le risque du portefeuille doit avoir une interprétation claire et précise pour permettre une définition pertinente des intervalles de confiance du coût du portefeuille. Pour atteindre cet objectif, il est impératif de calculer pour chaque source d'énergie considérée, les coûts associés, et de déterminer les valeurs supérieures et inférieures limites en se basant sur des données historiques de référence. La frontière efficiente serait donc le résultat graphique des différentes combinaisons des coûts et des risques respectant la condition d'efficience. Cette procédure est entièrement adaptée à l'application de la TMP. Le risque du portefeuille découlant de cet exercice peut être interprété de façon simplifiée ; ce n'est autre que l'écart type des coûts du portefeuille. Par conséquent, le risque du portefeuille permettrait aux décideurs d'intégrer quantitativement leurs stratégies énergétiques comme un prix d'énergie compétitif, la sécurité d'approvisionnement ou alors le respect de l'environnement. L'approche proposée permettrait donc aux décideurs de suivre l'évolution du couple coût-risque de l'électricité grâce à une norme bien définie ayant la sécurité d'approvisionnement énergétique comme instrument de mesure par exemple.

Dans ce qui suit une évaluation qualitative des risques associés aux différents types de technologies a été présentée par l'AIE dans le but de catégoriser les différentes technologies en terme de risques.

Technologie	Taille de la technologie	Coût capital/Kw	Coût O&M	Prix des combustibles	Emissions de CO2	Risque réglementaire
Gaz	Moyen	Faible	Faible	Elevé	Moyen	Faible
Charbon	Grand	Elevé	Moyen	Moyen	Elevé	Elevé
Nucléaire	Très grand	Elevé	Moyen	Faible	Nul	Elevé
Hydro	Grand	Tres petit	Très faible	nul	Nul	Elevé
Eolien	Petit	Elevé	Très faible	Nul	Nul	Moyen
Piles à combustibles	Petit	Très élevé	Moyen	Elevé	moyen	Faible
Solaire	Très petit	Très élevé	Très faible	Nul	Nul	Faible

TABLE 2.3 – Une comparaison qualitative des caractéristiques des technologies

Source : Agence Internationale de l’Energie

2.2.1.3 Le risque d’investissement

Les producteurs d’électricité dans un marché énergétique libéralisé font face à une multitude de risques réglementés. De ce fait, les investisseurs ne peuvent plus transférer automatiquement les coûts de ces risques aux consommateurs, ils ont besoin en revanche de se couvrir contre ces risques dont le principal est le risque de fluctuation du prix de l’électricité. Le tableau 2.3 dresse un bilan des caractéristiques qualitatives d’un ensemble de technologies. En effet, les risques présentés ci-dessus affectent les technologies génératrices d’électricité de différentes manières ; certains risques sont inhérents à la technologie utilisée, d’autres sont le résultat de leur interaction avec l’environnement dans lequel la technologie opère. Le tableau tiré des rapports de l’AIE dresse une évaluation qualitative des différents types de risques pouvant affecter la production d’électricité des principales technologies utilisées dans le marché mondial (centrale à gaz, charbon, centrales nucléaires, EnR... etc.). Le niveau de risque encouru et anticipé par un investisseur pour une centrale électrique sera reflété sur le rendement attendu de cet investissement. La production d’électricité fait face à divers types de risques classés par l’AIE comme suit :

- Les indicateurs économiques qui impactent significativement la demande en électricité ;
- Les politiques économiques et précisément les politiques énergétiques impactant les coûts et le financement des projets de construction des nouvelles centrales⁸.

8. Une des plus grandes incertitudes pour les investisseurs lors de la construction de nouvelles centrales électriques est l’évolution future des coûts Carbone. L’incertitude sur les contrôles des émissions de CO_2

- Les facteurs inhérents aux choix de l’entreprise, tels que l’importance des investissements, le choix des technologies faisant partie du mix, ou les coûts de construction, d’exploitation et de maintenance ;
- Les risques de fluctuation des prix et des volumes sur le marché de l’électricité ;
- La volatilité des produits pétroliers et, dans une moindre mesure, les risques de disponibilité ;
- Les risques financiers découlant du financement des investissements ;

Il serait donc difficile, lors du calcul du coût de production d’électricité, d’intégrer efficacement les risques et les incertitudes. Afin d’évaluer l’ensemble des risques, différents scénarios ou analyses de sensibilités sont habituellement étudiés qui ne présentent qu’une évaluation limitée des risques (voir chapitre 3).

2.2.2 Coûts, risques et coefficients de corrélation

Nous allons présenter les coûts d’électricité produite par technologie ainsi que les risques associés à ces coûts puis nous nous attarderons sur la définition du coût global du mix électrique ainsi que les composantes servant à le calculer.

2.2.2.1 Le coût de production d’électricité par technologie

Le calcul des coûts prévisionnels est un indicateur parmi d’autres que les gestionnaires peuvent prendre en compte lors de l’évaluation de leur investissement en technologies de production d’électricité. Certaines études suggèrent que le rôle du coût moyen prévisionnel devrait se limiter à donner une première évaluation de la viabilité de l’investissement, d’autres reconnaissent que se concentrer exclusivement sur les technologies dont les coûts sont les plus bas ou comme notés auparavant « alternatives à faible coût » ne serait pas une approche adéquate pour une prise de décision optimale. Le risque encouru dans ce cas serait la mauvaise interprétation des estimations de ces coûts de façon à qualifier une technologie moins coûteuse en dépit d’une autre. Une illustration du risque associé à cette mauvaise interprétation est la composante prédominante lors du calcul de ce coût, intitulé

va croître d’autant plus que les restrictions futures sur les niveaux de ces émissions demeurent inconnues.

le taux d'actualisation. Ce dernier est un élément essentiel au calcul du coût moyen prévisionnel, en effet l'impact du taux d'actualisation sur le calcul du coût moyen prévisionnel dépend des caractéristiques de la technologie. Les technologies à coût d'investissement élevé seront donc logiquement plus sensibles aux variations du taux d'actualisation, certaines technologies peuvent être sensibles à une hausse des taux d'actualisation.

2.2.2.2 Le risque du coût afférent au portefeuille

La théorie du portefeuille a été initialement conçue dans le but d'optimiser les portefeuilles financiers, son adaptation revient donc à définir le risque du portefeuille comme la variation annuelle du rendement du portefeuille. Dans ce qui suit, une illustration de l'adaptation de la théorie du portefeuille au secteur énergétique, où le coût de production de l'électricité définit en (€/kWh) comme l'inverse du rendement (kWh/€)⁹. Les coûts sont exprimés en unité monétaire par unité d'électricité produite. Tous les coûts ci-après sont exprimés en € par MWh. Les coûts unitaires sont ventilés comme suit :

- Les coûts d'investissement (INV)
- Les coûts des combustibles (FIOUL)
- Les coûts des opérations et maintenance (O&M)
- Les coûts environnementaux (ENV)

Pour une technologie donnée, le coût unitaire (€/MWh) est ventilé comme suit :

$$UNCOUT = INV + FIOUL + OM + ENV \quad (2.12)$$

Ci-dessous une schématisation de la ventilation des coûts de production d'électricité (figure 2.3). Il est à noter que les coûts d'O&M peuvent être éclatés en deux catégories, les coûts fixes et les coûts variables. Cependant, et en raison de la difficulté de collecter les données nécessaires, les chercheurs utilisent des données de coûts agrégées.

9. Nous présentons dans les annexes une démonstration théorique prouvant qu'une minimisation du coût pour l'identification des mix énergétiques optimaux n'est pas nécessairement équivalente à une maximisation du rendement.

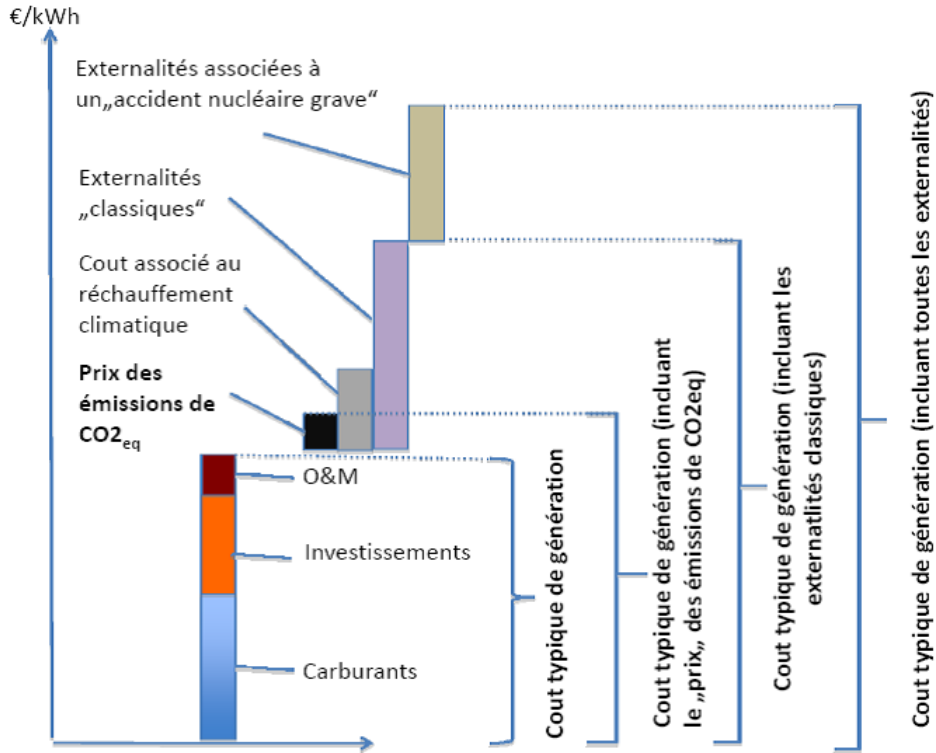


FIGURE 2.3 – La ventilation des coûts de production d'électricité

Le coût du portefeuille serait donc la moyenne pondérée des coûts de production d'électricité des différentes technologies constituant le mix :

$$E(C_p) = \sum_{i=1}^n x_i E(C_i) \quad (2.13)$$

Où x_i la part de la $i^{\text{ème}}$ technologie dans le mix, et $E(C_i)$ est son coût espéré de production d'électricité en unité monétaire par Mwh, n étant le nombre total des technologies faisant parti du mix. Chaque technologie est caractérisée par un ensemble de coûts, comprenant les dépenses en capital, les dépenses en fioul, les coûts d'O&M, et les coûts environnementaux (émissions de CO_2). D'autre part et pour chaque technologie, le risque est l'écart-type de la variation annuelle des coûts. Le risque total pour la technologie i est composé donc des risques des différentes catégories de coûts k :

$$\sigma_i = \sqrt{\sum_k \sigma_{i,k}^2} \quad (2.14)$$

Où σ_i est le risque du coût de la technologie i (€/MWh) et $\sigma_{i,k}$ représente le risque du coût de la catégorie des coûts k de la technologie i (€/MWh).

Il existe des corrélations entre les différentes catégories des coûts k des différentes technologies i . La corrélation ρ_{ih} entre le coût total des deux technologies i et h avec les catégories de coûts respectivement k et l .

$$\rho_{i,h} = \frac{\sum_k \sum_l \rho_{kl,ih} \sigma_{i,k} \sigma_{h,l}}{\sigma_i \sigma_h} \quad (2.15)$$

Avec $\rho_{kl,ih}$ est la corrélation entre les catégories des coûts k et l pour les technologies i et h . Le risque du portefeuille est la variation annuelle estimée des coûts de production, c'est aussi la moyenne pondérée des variances des coûts des technologies constituant le mix, et leurs covariances. Dans le cas de deux technologies, nous obtiendrons le risque du portefeuille par l'équation suivante :

$$E(\sigma_p) = \sqrt{x_1^2 \sigma_1^2 + x_2^2 \sigma_2^2 + 2x_1 x_2 \sigma_1 \sigma_2 \rho_{12}} \quad (2.16)$$

Où x_1 et x_2 sont les parts des deux technologies constituant le mix, σ_1 et σ_2 les écarts types des variations annuelles des coûts de la technologie 1 et 2 respectivement et le ρ_{12} est le coefficient de corrélation. Notons aussi que si les coûts sont parfaitement corrélés, alors le risque du portefeuille σ_p est égal à la moyenne pondérée des écarts types (risques) des différentes technologies composant le mix, si cependant les coûts ne sont pas parfaitement corrélés, alors le risque du portefeuille serait inférieur à la moyenne pondérée des variations des coûts (risques de coûts) des différentes technologies. Nous pouvons généraliser les équations précédentes pour n technologies :

$$\sigma_p^2 = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n x_i x_j \sigma_i \sigma_j \rho_{ij} \quad (2.17)$$

Ces résultats peuvent être implémentés en se basant sur un modèle d'optimisation non linéaire. Par exemple pour un mix composé de deux technologies, le modèle peut être formulé comme suit :

Minimiser :

$$x_1^2\sigma_1^2 + x_2^2\sigma_2^2 + 2x_1x_2\sigma_1\sigma_2\rho_{12} \quad (2.18)$$

Sous Contraintes :

- $x_1+x_2=1$ L'ensemble des pondérations est égal à 1 (100%)
- $x_1c_1+x_2c_2 \leq b$ La valeur maximale du coût du mix énergétique.
- $x_1 \leq L_1$ La pondération limite supérieure de la technologie 1
- $x_2 \leq L_2$ La pondération limite supérieure de la technologie 2
- $x_1, x_2 \geq 0$ La vente à découvert n'est pas autorisée

[Bodie et al. \(2002\)](#) a montré que seules les deux premières contraintes sont strictement nécessaires¹⁰ pour l'identification des pondérations optimales des technologies. La dernière contrainte concernant la non-autorisation de la vente à découvert peut cependant être prise en compte. Plusieurs questions ont été soulevées concernant la pertinence de la variance (écart-type) comme mesure du risque de la variation des coûts des technologies faisant partie du mix, et ceci dans le cas où la distribution de probabilité des coûts est non-gaussienne. Cela peut être le cas lorsque la distribution de probabilité est étalée à droite. La TMP suppose que la distribution de probabilité du rendement peut être approximée par une loi normale. La principale justification théorique du choix de la variance comme mesure d'analyse est l'approximation fondamentale de Samuelson, ce dernier montre en effet que dans de nombreuses circonstances, l'importance de tous les moments supérieurs à la variance est beaucoup plus faible que la variance, ne pas tenir compte donc des moments supérieurs à la variance n'impacterait généralement pas le choix du portefeuille. Après avoir présenté les coûts et les risques servant à construire le portefeuille, il est donc nécessaire d'étudier les corrélations qui peuvent exister entre les différentes composantes des coûts, dans la section suivante, nous nous attarderons sur le principe de diversification de Markowitz en dressant un exemple illustratif.

10. Bodie a, en effet, défini la deuxième contrainte du modèle comme une égalité $x_1c_1 + x_2c_2 = b$. En commençant par rendre toutes les pondérations des technologies égales, dans ce sens, il est recommandé d'utiliser un solveur Excel. La fonction objective doit être saisie en premier, l'ensemble des variables de décisions (les x_i) et toutes les contraintes doivent être intégrées dans le modèle. Et finalement, l'obtention de la solution optimale pour $c_p = b$. Pour identifier les autres points de la frontière efficiente, on répète la procédure pour des valeurs différentes. Ce processus complexe peut être réalisé par une l'intermédiaire des macros Excel (ou logiciels spécifiques).

2.2.2.3 Coefficient de Corrélation et principe de diversification

Le coefficient de corrélation ρ_{12} est une mesure de calcul de la diversité du portefeuille. Un coefficient de corrélation faible entre les différentes composantes du mix suggère une plus grande diversité, ce qui réduirait le risque du portefeuille σ_p . De manière générale, une diversification plus grande définie par l'absence de corrélation entre les différentes composantes du portefeuille réduirait le risque du portefeuille. Dans cette perspective, plusieurs auteurs supposent que l'intégration d'une énergie non fossile, c'est à dire sans risque, ou à coût fixe, impacterait favorablement une réduction du coût total du mix et ceci, quel que soit le niveau de risque. Une énergie i à coût fixe ou non fossile admet un $\rho_{ij} = 0$, ceci réduirait le risque total du portefeuille p . Enfin, il est facile de constater que σ_p diminue lorsque le coefficient de corrélation ρ_{ij} est inférieur à 1. Il est donc primordial d'évaluer :

- Pour chaque actif, et donc pour chaque technologie, le coût espéré de production d'électricité relative à la technologie.
- Pour chaque actif, et donc pour chaque technologie, le risque du coût (écart-type du coût total de production d'électricité par technologie).
- Pour chaque paire de technologies, les corrélations entre les coûts de production d'électricité de ces deux technologies.
- L'imposition de contraintes de restrictions pour l'intégration de technologies de production d'électricité (par exemple une part maximale pour les EnR dans le mix).

La théorie du portefeuille améliore le processus de prise de décision de deux façons. Premièrement, le décideur n'a besoin, pour faire son choix de sa composition du mix, que d'examiner les portefeuilles situés sur la frontière efficiente, plutôt que l'ensemble des portefeuilles, cela simplifierait de manière significative le processus de sélection des mix électriques. Pour la planification du système électrique, la théorie du portefeuille exploite les interrelations où les corrélations entre les différentes composantes des coûts de production de la technologie, un portefeuille non diversifié et dominé par des sources d'énergies fossiles serait exposé aux risques de fluctuations des prix des produits pétroliers. À l'inverse, les EnR, l'énergie nucléaire diversifient le mix et réduisent son risque, ceci est dû à la non-corrélation de leurs coûts avec les prix des combustibles. Deuxièmement, le déci-

leur peut mesurer l'impact d'une introduction supplémentaire de nouvelles technologies en fonction de leur contribution dans le mix en termes de coûts et de risques. Un mix composé essentiellement de technologies fossiles pourrait avoir un coût global faible, mais l'intégration d'énergie de sources non fossile dans un tel mix pourrait avoir un double avantage : l'accroissement de la diversité du mix électrique, la réduction de son risque tout en préservant le même coût de ce mix. Les chercheurs, en appliquant la TMP pour la planification énergétique, ont constaté que, dans la plupart du temps, les EnR qui ont tendance à avoir un coût de production d'électricité plus élevé que celles à base d'énergie fossile peuvent aider à réduire le risque du portefeuille pour un niveau donné de coût. L'effet de la diversification du mix électrique est illustré dans la figure 2.4 ci-dessous où à travers cette dernière, nous présenterons les couples coût-risque pour différents mix composés de deux technologies A et B.

- La technologie A représente une source d'énergie avec un coût plus élevé et un risque plus faible (le PV par exemple). La technologie A admet comme coût estimé environ 0,10/kWh, avec un risque de 8%.
- La technologie B, une centrale à gaz par exemple se caractérise par un coût plus faible et un risque plus élevé. Les coûts et les risques sont d'environ 0,055€/kWh et 12%, respectivement.

La corrélation entre le coût total des deux technologies est supposée égale à zéro. C'est une simplification puisqu'en réalité le coût de production de l'énergie solaire est nécessairement non corrélé avec le coût de la production d'électricité à base de gaz. De ce fait, l'intégration d'une part d'électricité de la technologie B à un portefeuille composé de 100% de l'énergie de A réduirait conséquemment le risque total du portefeuille. Par exemple, le portefeuille J comprenant 90% de la technologie A et 10% de B a un risque espéré plus faible que celui d'un portefeuille totalement construit de la technologie A. Ceci est contre-intuitif puisque la technologie B est plus risquée que A. Le portefeuille V à variance minimale a un risque d'environ 4%, ce qui correspond à la moitié du risque de A et le tiers de B. Cet exemple illustre bien le principe de diversification. Le Portefeuille K est plus efficient que le portefeuille constitué de 100% de A, il a cependant le même risque, mais un coût plus faible. En résumé, les décideurs pourraient ne pas détenir un portefeuille composé uniquement d'une seule technologie, mais plutôt d'un mix (le portefeuille K).

Une technologie prise seule est plus coûteuse, mais bien combinée avec d'autres technologies pourrait optimiser les coûts et les risques. Le mix K est non seulement plus efficient que le mix constitué totalement de A (100%), la plupart des décideurs affirmeraient qu'il est plus efficient que le mix constitué totalement de B, comparé à B le mix K réduit le risque par le tiers tout en augmentant le coût de seulement 10%, ce qui lui donne un ratio de Sharpe plus élevé que les autres mix. En résumé, l'optimisation des portefeuilles permet d'identifier les portefeuilles avec des coûts minimums pour tous niveaux de risque, l'ensemble de ces portefeuilles est représenté par la frontière efficiente, et donc le tronçon entre le mix V et celui noté B.

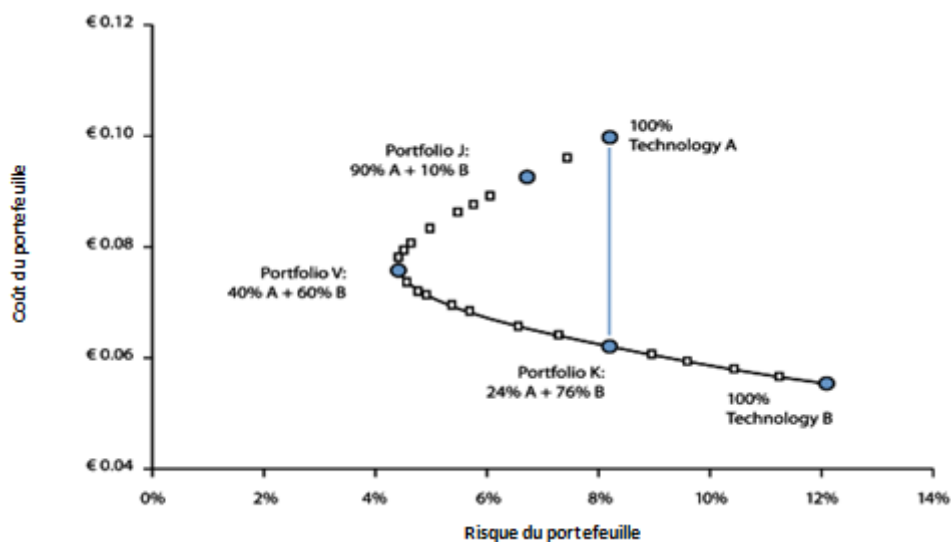


FIGURE 2.4 – Illustration de l'effet de diversification du mix électrique

Lors de la planification électrique par la TMP, les études concernent généralement une seule région ou un seul pays. Ces études portent sur une ou plusieurs années cibles à moyen ou à long terme. Une année cible est pour laquelle un mix de technologies de production d'électricité a été planifié par des organismes compétents sous des contraintes et des scénarios choisis. Dans le cadre de cette thèse, le futur mix imposé par les institutions gouvernementales compétentes pour une année de référence (2030) serait donc comparé à un ensemble de mix électriques élaborés à l'aide de la TMP. Pour ce faire, il est essentiel de faire la distinction entre les technologies existantes de celles nouvellement construites, cette distinction affecterait significativement les résultats. Dans notre analyse tout au long de ce chapitre, nous ne prenons pas en compte cette différenciation entre les technologies

existantes de celles nouvellement installées. Un autre facteur non négligeable qu'il faudrait prendre en considération lors de la planification électrique est le degré de diversité du portefeuille, ce dernier constituerait un indice significatif permettant de guider le choix du décideur dans sa prise de décision. Nous nous attarderons davantage sur le calcul des indicateurs des degrés de diversité dans le dernier chapitre.

Nous présenterons une illustration de l'efficacité des mix énergétiques par une présentation des différents points importants à l'analyse appartenant à la frontière efficiente.

2.2.3 L'efficacité des mix électriques

L'objectif de ce chapitre est de montrer l'existence ou non des mix électriques marocains qui seraient efficaces en termes de coût par rapport au mix institutionnel dicté par la stratégie nationale énergétique. Pour se préparer à l'interprétation des résultats de notre modèle d'optimisation, il est utile de présenter une illustration graphique générale de résultats possibles. La figure ci-dessous montre un nombre infini de différents mix électriques qui pourraient satisfaire les besoins en électricité de 2030. Les différents mix ont différents couples coût-risque représentés par la courbe bleue. Théoriquement, deux mix avec pratiquement des couples coûts-risques identiques (c'est-à-dire deux mix situés à proximité les uns des autres dans l'espace coût-risque) peuvent avoir une composition de technologie radicalement différente. De même, deux mix différents peuvent avoir des couples coût-risque presque identiques, ils pourraient donc être pratiquement co-implantés dans le même espace coût-risque. L'intuition étant simple : il y a une multitude de façons de combiner la production d'électricité par le biais de différentes technologies pour produire une quantité donnée d'électricité à un prix donné.

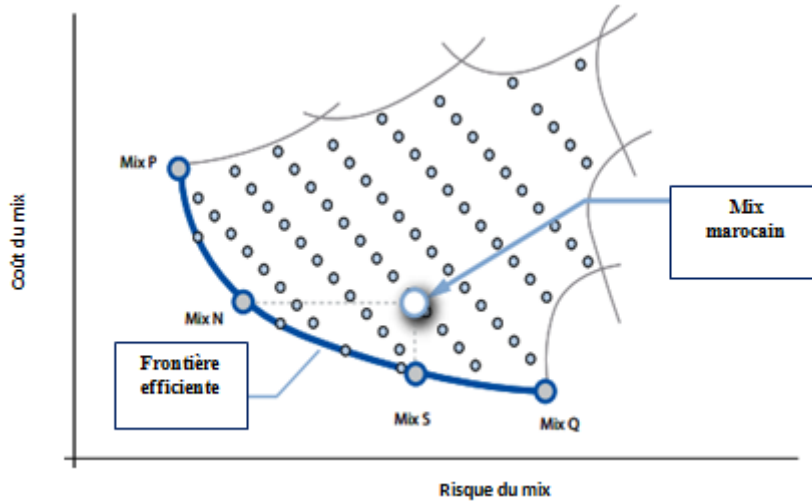


FIGURE 2.5 – Champ des mix faisables et frontière efficiente.

Source : Élaboration auteur

Le tronçon bleu (PNSQ) représente la frontière efficiente, c'est l'ensemble de toutes les combinaisons optimales au sens de Pareto¹¹. Cela suggère qu'il n'existe aucun mix plus optimal que ceux appartenant à l'ensemble défini par la frontière efficiente, et le long de cette dernière, seulement en acceptant un risque plus élevé et en réduisant de ce fait les coûts. Les mix représentés par les points bleus sur la figure sont sous-optimaux ou inefficients parce qu'il est encore plus possible de réduire à la fois les coûts et les risques par l'identification de mix sur la frontière efficiente. Comme présenté ci-dessus et de manière abstraite et théorique, le mix marocain de référence 2030 se situe au-dessus de la frontière efficiente. Bien qu'il existe un nombre infini de portefeuilles de production possibles appartenant à la frontière efficiente, nous mettrons l'accent sur quatre mix optimaux notés respectivement P, N, S, Q. En supposant le mix Maroc-2030 comme un mix de référence, les quatre mix sont définis comme suit :

- **Le mix P** est le mix ayant le coût le plus élevé et le risque le plus faible. C'est habituellement le mix le plus diversifié.
- **Le mix N** est le mix à coût égal mais à faible risque, c'est donc le mix avec le plus faible risque à coût égal que celui du mix de référence.
- **Le Mix S** est le mix à risque égal mais à coût plus faible que le mix de référence.

11. L'efficacité au sens de Pareto indique, dans ce cas, qu'aucune amélioration du rendement, et donc de coût ne peut être atteinte sans impacter défavorablement les risques et vice versa.

- **Le mix Q** est le mix à faible coût/risques élevé. C'est habituellement le mix le moins diversifié.

Le mix marocain est supposé non efficient. En effet, d'après l'efficience au sens de Pareto, nous pouvons réduire le risque du portefeuille en assurant un même coût (en passant du mix marocain au mix N) ou nous pouvons aussi réduire le coût avec un même risque (en passant du mix marocain à S) ou nous pouvons réduire et le coût et le risque (du mix marocain à toutes les combinaisons comprises entre notre mix et le tronçon NS). L'analyse du portefeuille ne préconise pas un choix particulier de mix de production d'électricité, mais plutôt nous présente une multitude de couples de coûts et de risques pour un ensemble de portefeuilles. Bien qu'il puisse exister des combinaisons dans la région du mix Maroc-2030. Par exemple pour les combinaisons de portefeuilles appartenant au tronçon NS, nous ne prétendons pas que nos résultats de l'optimisation des portefeuilles procurent des approches pour établir des objectifs pour 2030, l'idée serait de mettre en évidence et de quantifier les proportions constitutives des mix électriques optimaux. De plus, il est intéressant dans une étape suivante d'étudier l'impact d'une intégration marginale d'une technologie spécifique sur le mix et plus précisément, l'impact que pourrait procurer un ajout marginal sur le couple coût-risque du mix.

2.2.4 Analyse du déploiement marginal d'une technologie

L'identification d'un certain portefeuille optimal étant réalisée comme phase de départ, il est cependant intéressant d'étudier l'impact d'un ajout marginal de la production d'électricité d'une certaine technologie sur le couple coût-risque du portefeuille. L'analyse du ratio Sharpe peut nous aider à illustrer cet impact. Cette analyse montre le sens de déplacement de la frontière efficiente et donc le sens de déplacement du portefeuille en question dans l'espace coût-risque. La figure 2.6 nous présente une illustration graphique de l'impact d'un ajout marginal de la production d'électricité sur un portefeuille, sur son coût et son risque.

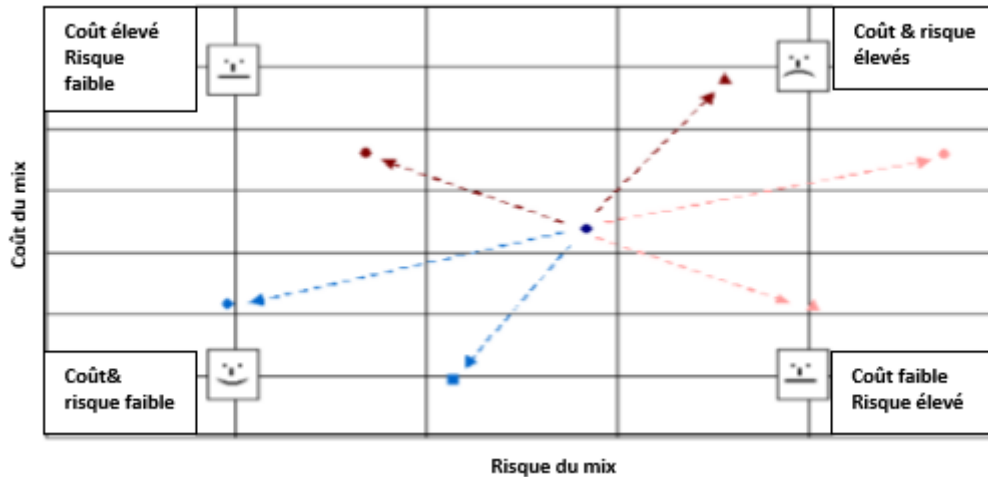


FIGURE 2.6 – Impacts sur le couple coût/risques

Les décideurs politiques peuvent choisir de mettre en place des normes pour des coûts maximaux du mix et ceci pour les prévisions futures. Ces normes peuvent être prises comme un standard pour le suivi de l'évolution des mix électriques et les coûts y afférents. Étant basé sur les coûts estimés de chaque technologie prise à part, le coût du portefeuille maximum peut facilement être estimé. Cependant, une estimation erronée des coûts de production d'électricité peut impliquer une exposition plus élevée aux risques (risques d'approvisionnement par exemple), l'application de la théorie du portefeuille au secteur électrique serait donc un outil adéquat permettant de superviser quantitativement la sécurité de l'approvisionnement en énergie. Dans cette partie, la TMP a été introduite comme nouvelle approche servant à prendre en compte les risques non systématiques et à essayer de les atténuer grâce au principe de diversification des portefeuilles. Cette même approche pourrait s'appliquer à des mix électriques ou les actifs financiers seraient, par analogie, des sources de production d'électricité. D'un point de vue social, le principal risque associé à la production d'électricité est le coût de production de l'électricité, il est donc primordial de prendre en considération la fluctuation future (favorable ou non) de ce coût lors de l'analyse quantitative et qualitative des mix. De ce fait, l'application de la TMP nous permet d'affirmer, entre autres et avec pertinence que l'introduction d'énergies ne dépendant pas de produits pétroliers comme les EnR, réduirait significativement le risque du portefeuille. L'adaptation de cette théorie pour le secteur électrique est relativement récente et encore en développement, ce chapitre nous a permis de mettre en avant les modifications théoriques présentées comme suit :

- L'introduction de la notion de frontière efficiente du couple coût-risque et non du couple rendement-risque.
- La définition du risque du portefeuille en termes de risques de coûts de ce portefeuille.
- Le développement d'un cadre théorique cohérent pour déterminer le risque du coût de production d'électricité pour chaque source d'énergie.

Nous nous attarderons sur l'analyse du mix électrique marocain dicté par les orientations gouvernementales. En effet et après une analyse de l'évolution du mix institutionnel, une application de la théorie du portefeuille est faite en supposant différentes hypothèses et scénarios construits sur la base des différentes sources énergétiques disponibles ou potentiellement disponibles, sur les différentes spécificités énergétiques nationales, mais aussi en se référant aux politiques gouvernementales adoptées lors de l'instauration de la stratégie énergétique nationale.

2.2.5 Le mix électrique marocain

Le Maroc a décidé en 2011 de changer sa politique énergétique. Il était nécessaire voir vital d'opter pour des options lui procurant une indépendance vis-à-vis des énergies étrangères. Pour atteindre cet objectif, le Maroc a opté pour le développement d'autres solutions en tirant parti des ressources locales. Dans cette perspective, les EnR ne pesaient que 19% dans le mix énergétique national en 2010, avec 16% d'hydraulique et à peine 3% d'énergie éolienne. Afin d'améliorer rapidement ce modèle énergétique, le Maroc a décidé de se lancer dans une transition accélérée : l'objectif étant d'atteindre 52% d'EnR dans son mix électrique en 2030. Le Maroc a complètement repensé son modèle énergétique en suivant trois axes de développement.

2.2.5.1 Le solaire comme base du modèle

Le solaire a séduit plusieurs investisseurs. Avec plus de 300 jours d'ensoleillement par an, le Maroc peut compter sur le soleil comme ressource alternative et inépuisable. En effet, le pays entend tirer profit de massivement cette énergie propre et inépuisable dans les prochaines années. L'objectif affiché du Maroc étant de diminuer sa dépendance éner-

gétique vis-à-vis de l'extérieur, cet argument a poussé le gouvernement à adopter la filiale solaire et la considérer comme principal axe de développement énergétique. L'ambition étant claire, augmenter la puissance de production solaire pour essayer d'avoisiner les 3000 MW en 2030. Cependant et même si la Banque Mondiale a désigné le Maroc comme étant un leader de l'énergie solaire, elle avait souligné deux obstacles majeurs : Les coûts de production de l'énergie électrique issue du solaire sont 2 à 3 fois plus élevés que ceux de l'énergie électrique dite classique, et l'impossibilité d'exporter de l'énergie créée par celles-ci à court et moyen terme.

2.2.5.2 Développer l'hydro-électricité

Le bouquet électrique marocain serait composé de 42% d'énergie verte en 2020 et de 52% en 2030, l'hydro-électricité devrait monter en puissance pour constituer à elle seule 14% en 2020, puis 12% en 2030. Le Maroc détient une grande capacité d'énergie hydro-électrique avec 1770 MW installés. Pour atteindre ce défi, le Maroc prévoit la construction de nouvelles unités hydro-électrique. Dans le même temps, le pays prévoit de poursuivre la construction de barrages afin de croître sa capacité, en passant de 139 barrages à l'heure actuelle à 170 barrages d'ici 2030. Cependant, l'axe de développement choisi pour soutenir l'expansion de l'hydro-électricité repose sur la création de stations de transfert d'énergies par pompage (STEP), le pays compte déjà une STEP en fonctionnement à Afourar qui produit 460 MW. Une autre STEP est déjà en construction à Abdelmoumen, entrée en fonction en 2020, elle devrait rajouter 350 MW de capacité supplémentaire.

2.2.5.3 Investir dans l'éolien

Le Maroc considère l'éolien comme une orientation majeure du développement de son bouquet énergétique. Un Projet de 850 MW a été lancé en 2016 et vise à augmenter le nombre d'unités de production d'énergie éolienne. L'ambition du Maroc étant de fournir l'énergie éolienne à l'un des prix les plus bas du marché mondial. Tous ces projets entamés ou finalisés ont comme but l'accroissement de l'offre d'énergie à partir des ressources nationales, la réduction de la dépendance énergétique et la préservation de l'environnement. Le détail de l'évolution du mix électrique national montre que l'éolien qui pesait 10% en 2015 représentera 15% en 2020 puis 18% en 2025 et enfin 20% en 2030. Le secteur élec-

trique national est confronté à de nombreux défis liés à la sécurité des approvisionnements, à la diversification des sources d'énergie, aux aspects organisationnels et juridiques et à la planification stratégique. Sur cette base le Maroc a placé la problématique du secteur électrique au centre de ses préoccupations majeures qu'il importe d'aborder dans le cadre d'une vision prospective, l'objectif étant de fixer parmi les priorités, l'adoption d'une politique électrique devant générer des plans d'action articulés autour d'une vision claire et précise. L'objectif global est d'assurer à tout moment une offre électrique compétitive au service de l'économie nationale. Conformément à cette approche, les objectifs du Maroc sont de mettre en avant leurs perspectives très importantes en termes d'EnR, d'ailleurs les objectifs du pays en terme d'EnR ont pourtant de bonnes chances d'être atteints au regard des nombreux projets en cours.

Dans ce qui suivra, nous présenterons l'évolution du mix électrique marocain ainsi qu'une projection « institutionnelle » de ce mix à l'horizon 2030, ce mix servira par la suite comme mix de référence dans le but de comparer ses caractéristiques (coût/risques) avec les mix construits et identifiés par TMP en adoptant différents scénarios.

2.2.5.4 Le mix institutionnel à horizon 2030

Les défis posés par le changement climatique supposent un changement significatif de nos modes de production, de distribution et de consommation d'énergie. La transition énergétique adoptée comme axe essentiel de la stratégie énergétique nationale fixe un certain nombre d'objectifs ambitieux qui visent à faire évoluer le mix énergétique national en réduisant fortement les consommations tout en augmentant la part des énergies renouvelables. Il est donc évident d'opérer une augmentation significative de la part des EnR dans le mix électrique national (52% en 2030 dont 40% du solaire et de l'énergie éolienne). Le tableau ci-dessous présente une évolution du mix institutionnel dicté par les instances gouvernementales, en prenant comme base de construction des mix électrique, la capacité installée ou celle pouvant être installée à moyen voir à long terme.

En %	2009	2015	2020	2030
Charbon	29	35	27	20
Fuel	27	19	10	3
Gaz	11	8	21	25
Hydro	29	21	14	12
Solaire	0	5	14	20
Eolien	4	12	14	20

TABLE 2.4 – Ventilation du mix électrique marocain (en %)

Le schéma d'évolution du mix électrique marocain à l'horizon 2030 a été arrêté par les instances gouvernementales, la capacité produite devrait tripler afin de répondre à une demande croissante de plus de 6% annuellement, en effet et après 8129 MW en 2015, la capacité atteindrait 15946 MW en 2020 et 20.000 MW en 2025 pour s'élever à 24.800 MW en 2030. Ce renforcement de capacité sera accompagné par une stratégie de transition énergétique marquant un tournant historique avec une importante réduction des consommations d'énergies fossiles et donc une accélération de l'offre en EnR dans le secteur électrique. Dans cette perspective, les EnR représentaient 34% du système électrique national, leur part doit évoluer pour peser 47% en 2025 avant d'atteindre 52% en 2030. Il est donc primordial pour le Maroc, afin d'atteindre ses objectifs en matière d'EnR de développer une capacité additionnelle de production d'électricité de sources renouvelables d'environ 10100 MW dont 4560 pour le solaire, 4200 dans l'éolien et 1.330 MW hydro-électrique. Ceci permettrait au Maroc, pour la première fois dans son histoire, d'afficher une part d'électricité produite à partir de sources renouvelables supérieure à celle obtenue à partir de sources fossiles et de réduire sa dépendance énergétique qui dépassait les 98% en 2009, à moins de 82% en 2030.

Le détail de l'évolution du mix électrique national nous montre que l'éolien qui pesait 12% en 2015 représentera 18% en 2025 et enfin 20% en 2030. En ce qui concerne l'énergie solaire, elle détenait une part de 5% en 2015 grâce à la centrale thermo-solaire d'Aïn Beni Mathar de 472MW, elle devrait atteindre 16% en 2025 puis 20% en 2030. La part de l'énergie hydroélectrique, quant à elle, s'inscrira en baisse passant de 21% en 2015, à 14% en 2020, puis à 13% en 2025, en 2030 elle perdra un autre point pour atteindre 12%. En outre, l'utilisation du fuel, qui constituait 19% du mix électrique en 2015 doit

tomber à 5% en 2025 puis à 3% à fin 2030. Outre la montée en puissance des EnR, cette baisse du fuel s'explique également par le développement de l'utilisation du gaz naturel à partir de 2021, en raison de la réalisation d'une capacité additionnelle de 4800MW de centrales à cycles combinés fonctionnant au gaz naturel entre 2020 et 2030 dans le cadre du plan national pour le développement du gaz naturel liquéfié qui est en cours de mise en œuvre. Ainsi, la part du gaz naturel doit bondir de 8% en 2015 à 21% en 2020 pour atteindre la barre de 25%. S'agissant du charbon, son rôle restera majeur même si sa part doit baisser entre 2020 et 2030. Ainsi, de 35% en 2015, cette part se stabilisera à 20% en 2030. En résumé, l'année 2030 sera un tournant historique pour le Maroc, actant l'accélération de la transition vers les EnR. Et pour cause, la part de l'électricité produite à partir de sources renouvelables (52%) dépassera celle produite par les énergies fossiles (48%). Cette quote-part devra évoluer de 34% actuellement à 43% en 2020 puis à 47% en 2025 pour atteindre les objectifs escomptés de 2030. La part de l'énergie hydraulique dans la puissance installée s'élèvera à seulement 12% contre 22% en 2016. Ce sont le solaire et l'éolien qui connaîtront une ascension fulgurante. La part de l'électricité produite par ces deux composantes devra s'établir à 40% en 2030 contre 13% en 2016 et seulement 2% en 2009.

La figure 2.7 présente l'évolution de la puissance totale installée, en d'autres termes, l'évolution de la composition du mix électrique marocain.

Les capacités électriques cumulées d'origine renouvelable vont progresser à un rythme accéléré, l'éolien qui avoisinait les 280 MW en 2010, atteindra les 2.000 MW en 2020 et 5520 MW en 2030. Quant aux centrales à concentration solaire (CSP), elles étaient de 20 MW en 2010, 125MW lancés à Ouarzazate. Avec les avancées technologiques et la baisse des coûts attendues, cette filière, outre la production électrique, pourra être utilisée pour le dessalement de l'eau de mer afin de combler le déficit en eau potable prévu à l'horizon 2020-2030 dans plusieurs régions côtières du Royaume. Cette source, vouée à un grand avenir pour produire de l'électricité en masse, pourra être développée par des partenariats intégrés dans le cadre régional à travers le Plan Solaire Méditerranéen¹², le

12. Le Plan Solaire Méditerranéen (PSM) est un des projets phares de l'Union pour la méditerranée (UPM), il vise à accroître l'utilisation des énergies renouvelables et à renforcer l'efficacité énergétique de chaque pays de la région.

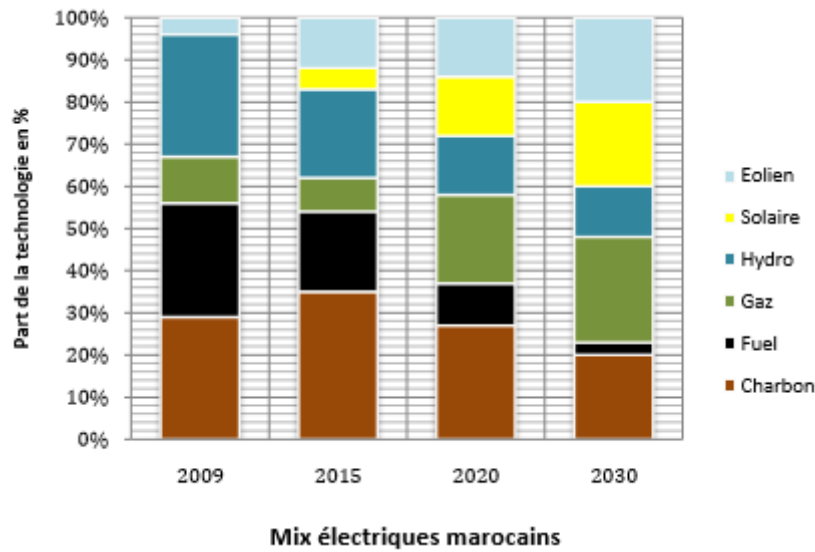


FIGURE 2.7 – Évolution du mix électrique marocain.

Source : Élaboration auteur

projet Desertec¹³ et le projet MedGrid¹⁴. A ces projets destinés à satisfaire la demande électrique intérieure, des installations pour l'exportation d'électricité d'origines éolienne et solaire pourront se réaliser à travers des conventions avec des promoteurs dans le cadre de partenariats régionaux.

- Le photo-voltaïque connecté au réseau 200MW en 2020 et 400MW en 2030, son expansion étant liée à l'adaptation du réseau.
- Le photo-voltaïque décentralisé 30 MW en 2012, 40 MW en 2020 et 80 MW en 2030.
- Les usines de grande hydro-électricité, la plupart des sites étant équipés, ne progresseront guère à partir de 2013 avec une puissance cumulée installée de 1339 MW, hors STEP (840 MW). Leur production sera mieux régulée par la construction de nouvelles STEP à raison de 400 MW chaque 7 ou 8 ans et le découplage des fonctions de turbinage et d'irrigation par l'installation de bassins de rétention.
- Les 200 sites identifiés pour la micro hydro-électricité seront équipés pour fournir localement de l'électricité hors réseau, en raison de leur faible puissance.

13. Le projet Desertec est un concept visant à utiliser la puissance et la fréquence de l'ensoleillement du Sahara afin de produire de l'électricité et de la distribuer, principalement vers les pays européens.

14. Un projet initiant l'étude des opportunités de transport à courant continu sur longue distance reliant des centrales solaires ou éoliennes de production d'électricité

- La biomasse mieux exploitée produira en équivalent électrique 200 MW en 2020 et le double en 2030 (environ 400MW).
- Les biocarburants seront développés pour réduire notre consommation en produits pétroliers à partir de plantes grasses et de micro-algues si elles ne compromettent pas notre sécurité alimentaire pour les premières et ne s'avèrent pas dangereuses, pour le milieu aquatique, pour les secondes.

La question qui se pose est la suivante : est-il possible de construire, par la TMP, des mix plus efficaces que ceux présentés dans la section précédente ? C'est-à-dire des mix plus efficaces que ceux adoptés par les instances gouvernementales dans le cadre d'une stratégie nationale. En plus de ces ressources en EnR, présenté ci-dessus, d'autres ressources peuvent être étudiées et prises en compte lors de la construction, par la théorie de portefeuille, du mix électrique marocain, nous citons, à titre d'exemple, l'électronucléaire, la biomasse et la valorisation des schistes bitumineux dont le Maroc possède la 4ème ressource mondiale. Cette intégration pourrait donc faire l'objet de réflexion lors de la présentation des scénarios du mix électrique marocain envisagés à l'horizon 2030. Cette réflexion s'attardera à l'étude d'impact de l'intégration de ces ressources sur les caractéristiques du futur mix (coût, risque). De ce fait, la sélection des technologies servant à construire le mix électrique marocain revêt une importance particulière et ceci avant l'élaboration même des scénarios qui seront adoptés par la suite.

2.2.6 Sélection des technologies pour le futur mix marocain

Il s'agit d'établir les caractéristiques et paramètres technico-économiques des centrales susceptibles de contribuer d'une façon significative dans le mix électrique marocain à l'horizon 2030. Dans ce cadre, huit options représentatives de centrales de production ont été sélectionnées et retenues dans le cadre de cette étude. Certains types de centrales électriques, même s'ils sont matures sur le plan technique, ne sont pas considérés dans cette étude. De plus, les technologies dont le potentiel ou les ressources sont faibles ne seront pas prises en compte. La classification et la typologie des centrales retenues selon l'énergie primaire sont présentées dans le tableau suivant :

	Combustible/ Source d'énergie
Fossile	Gaz naturel
	Charbon
	Fioul
Nucléaire	Nucléaire
Renouvelables	Solaire
	Eolien
	Hydraulique
	Biomasse

TABLE 2.5 – Les sources d'énergies pour la production d'électricité retenues pour l'étude

Afin de comparer les différentes technologies de production d'électricité, il est important de présenter les différents paramètres permettant cette comparaison. Ces paramètres, dont le résultat peut être quantifiable ou qualitatif, sont classés en quatre principales familles de critères :

- Les paramètres technico-économiques couvrant les différents coûts liés à la mise en place et l'exploitation des centrales (Coût d'investissement, coût d'O&M, risques, etc.) ainsi que les paramètres caractéristiques du mode de fonctionnement de ces centrales (rendement, disponibilité, etc.). Les coûts sont exprimés en euro constant par rapport à l'année 2010.
- Les paramètres environnementaux pour l'évaluation de l'impact sur les émissions des GES des différents types de centrales considérées et sur la consommation des ressources naturelles (eau et espace)
- Les paramètres socio-économiques exprimés en termes de taux d'intégration locale, la contribution à la sécurité d'approvisionnement et l'acceptabilité sociale.
- Les risques à savoir l'évaluation des conséquences liées aux risques techniques et économiques liés à l'utilisation des différentes technologies (Coût du combustible, les accidents et leurs conséquences).

La prochaine étape de cette étude consiste à mettre en place des scénarios pour la construction des mix électriques.

2.2.7 Les scénarios possibles du parc électrique et les variantes associées

Nous adopterons des scénarios de production d'électricité à long terme pour le Maroc. À la lignée de ce qui a été avancé lors de l'élaboration de la stratégie énergétique nationale, ces scénarios ont pour objectif principal d'aiguiller la recherche et l'identification des mix optimaux et d'analyser le marché marocain en vue de dresser des recommandations pertinentes quant à l'utilisation d'une technologie en faveur d'une autre. Les scénarios ont été utilisés d'autre part dans le but d'analyser, en terme de coûts et de risques, l'impact d'une large implémentation des EnR où d'une intégration de nouvelles sources de production d'électricité comme le nucléaire et la biomasse, en n'oubliant pas l'apport de l'interconnexion du Maroc avec l'Espagne et l'Algérie, deux fournisseurs du gaz naturel du Maroc.

De façon générale, les scénarios représentent des descriptions cohérentes de ce qui pourrait se passer dans le paysage électrique marocain. Nous présenterons en plus de ces scénarios, des variantes définissant différents changements de politiques adoptées par rapport à ces mêmes scénarios. En plus du scénario tendanciel « BAU » qui suppose la continuation des politiques énergétiques adoptées par le Maroc et plus précisément des politiques officiellement mises en place en matière d'EnR, nous analyserons deux autres scénarios intitulés le scénario « robuste » et le scénario « alternatif ». En plus des scénarios discutés, différentes variantes sont considérées. Pour les différents scénarios, nous dresserons la frontière efficiente ainsi qu'un tableau présentant les points culminants représentés par les mix P, mix N, mix S et le mix Q.

Sénaire	Variante	Technologies / Contraintes
	Tendancier (BAU)	Renouvelables : Continuation de l'intégration des EnR avec un taux de pénétration maximal de 50 % hors hydraulique en 2030. Charbon : Une pénétration tendancielle du charbon à hauteur maximale de 35%.
Scénario Robuste (SR)	Intensification du charbon (DivChar)	A partir de 2020, la part de l'électricité produite à base de charbon oscillerait entre 30% et 40% et ceci vient pour intensifier d'avantage cette source de production qui viendrait éliminer progressivement le Fioul. Renouvelables : Continuation de l'intégration des EnR.
	Utilisation du Gaz et du charbon (DivCharGaz)	Gaz et Charbon : Le gaz prendrait une nouvelle ampleur lors de la production de l'électricité (entre 21% et 25%).
Scénario alternatif (SA)	Pénétration du Nucléaire (DivNuc)	Nucléaire : Une part maximale de 3% adoptée. Renouvelables : Progression du déploiement des EnR.
	Pénétration du Nucléaire et de la biomasse (DivNucBio)	Nucléaire : Une part maximale de 3% adoptée. Biomasse : Une part maximale de 3% adoptée. Renouvelables : Progression du déploiement des EnR.

TABLE 2.6 – Tableau synthétique des différentes scénarios adoptés

2.2.7.1 Le mix institutionnel marocain (Mix de référence)

Dans un premier temps, nous proposons d'analyser le mix électrique institutionnel de référence « Maroc-2030 » caractérisé par un déploiement important des EnR (52% du mix électrique total) proposé et arrêté officiellement par les instances gouvernementales. Dans les différents scénarios présentés ci-dessous, nous supposons un coût de CO_2 nul (non-soumission du Maroc à l'Annexe I du protocole de Kyoto), ce coût serait augmenté lors des analyses de sensibilités (dernier chapitre), en ce qui concerne le gaz naturel, son prix est estimé à 8 €/MMBTU, le prix du charbon quant à lui est estimé à 80 €/t, le coût de la biomasse est de 5 €/GJ et enfin de l'uranium est de 6 €/MWh.

2.2.7.2 Le scénario tendanciel (BAU)

Ce scénario suppose la continuation des politiques énergétiques adoptées par le Maroc et plus précisément des politiques officiellement mises en place en matière d'EnR. Il s'agirait donc de produire de l'électricité essentiellement du solaire et de l'éolien du charbon et du gaz avec un déclasserment progressif des stations à base de fioul.

2.2.7.3 Le scénario «Robuste» (SR)

Ce scénario vise à développer un mix pragmatique et viable économiquement avec comme ligne de force le choix du charbon comme technologie de base. En effet et pour réduire notre dépendance pétrolière dans le mix, nous aurons recours à l'élimination progressive du fioul dans la production électrique au fur et à mesure de l'entrée en service des nouvelles centrales à charbon grâce à un programme national de requalification des différents sites pour le charbon. En ce qui concerne le gaz naturel, le développement de ce dernier constitue quant à lui un choix stratégique en vue de contribuer à la diversification des sources d'énergie et de préserver l'environnement. Ceci sera rendu possible dans le cadre d'un plan gazier visant la réalisation de l'infrastructure de base pour développer la distribution au niveau des régions potentielles et encourager l'utilisation du gaz naturel. Nous notons également le déclasserment progressif des centrales à fioul utilisées en base actuellement et le maintien uniquement comme source de « backup » (réserves froides). Concernant les EnR, le scénario suppose un développement important de l'éolien et du

solaire ainsi que l’optimisation des ressources hydro-électriques par la construction des STEP. Nous présentons les deux variantes de ce scénario comme suit :

- **Variante diversification charbon (DivChar)** : Intensification de l’intégration du charbon dans le mix électrique, pour une élimination progressive du fioul, avec une continuation des politiques énergétiques adoptées en matière d’EnR.
- **Variante diversification gaz (DivCharGaz)** : Intensification de l’utilisation du gaz naturel, ce dernier étant un choix stratégique.

2.2.7.4 Le scénario «Alternatif» (SA)

Ce scénario suppose l’exploration d’options alternatives, nous citons à titre d’exemple le développement du programme stratégique sur le nucléaire par une veille proactive sur les technologies nucléaires, ce programme nécessiterait donc le lancement d’une étude de faisabilité pour une centrale nucléaire (2 unités de 1000 MW) à l’horizon 2025 ainsi que la mise en œuvre des technologies nucléaires avec le lancement d’une étude pour une centrale électronucléaire à l’horizon 2025. Ce développement du nucléaire viserait à assurer son intégration régionale et à se présenter comme solution alternative au charbon à l’horizon 2030. Le tableau ci-dessous nous présente la quantité d’uranium récupérable par extraction. En effet, les données récoltées nous montrent que le Maroc se considère incontestablement comme un leader en matière d’uranium extrait du phosphate avec un taux de 76%, il est la 1^{ère} réserve mondiale d’uranium contenu dans le phosphate.

	Maroc	USA	Mexique	Jordanie	Kazakhstan et Russie	Autres
Quantité d’uranium récupérable par extraction	6,9	1,2	0,2	0,1	0,1	0,7
Uranium extrait du phosphate	76%	13%	2%	1%	1%	7%

TABLE 2.7 – Part relative des réserves marocaines

Source : MEMEE

De ce fait, le recours à cette alternative nucléaire à long voir à moyen terme paraît une évidence. Il en est de même du potentiel considérable de la biomasse, cette dernière

étant très peu développée au Maroc retient toute l'attention des acteurs nationaux.

	En millions	Millions de Mwh
Agriculture	6,5Ha/an	3,66
Bois de feu	6,3t/an	22,5
Déchets ménagers	5,3t/an	1,6
Eaux usées	300m3/an	0,18

TABLE 2.8 – Potentiel énergétique technique de la biomasse

Source : ADEREE

De ce fait, la deuxième variante du scénario stipule l'intégration de la biomasse dans le mix électrique marocain. En effet, il est intéressant de prendre en considération le potentiel des algues ainsi que les déchets organiques pour la production d'électricité estimée à 950 MW. D'autre part, la valorisation des déchets dans la production d'électricité, l'utilisation de la biomasse comme combustible et la prise en compte systématique des impacts écologiques des différents projets nous permettront d'accroître la protection de l'environnement. En résumé, les deux variantes de ce scénario sont :

- **Variante diversification nucléaire (DivNuc)** : Intégration du nucléaire dans le mix électrique marocain de 2030 avec une progression du déploiement des EnR.
- **Variante diversification nucléaire et biomasse (DivNucBio)** : Intégration en plus du nucléaire, de la biomasse avec une progression du déploiement des EnR.

De ce fait, et avant de commencer à analyser les différents mix électriques relatifs aux différents scénarios et variantes associés adoptés, il est essentiel d'analyser le scénario de Markowitz. Ceci dit, tous les résultats obtenus pour le scénario Markowitz en n'intégrant pas de contraintes techniques ne sont pas réalisables à horizon 2030, par exemple, une part de 100% du charbon, une participation très importante de l'énergie nucléaire ou une constitution du mix par 100% d'énergie éolienne. Ces résultats irréalistes sont principalement dus à l'absence de contraintes technologiques de faisabilité des différentes technologies. Cependant, l'identification des mix optimaux nécessite, en plus de la définition des scénarios et les hypothèses y afférent, une imposition de parts limites maximales et minimales adoptées en se basant sur des hypothèses bien définies, ces valeurs limites nous guideraient lors de l'identification des mix optimaux par scénarios.

2.2.8 Les contraintes techniques

En théorie, chaque technologie (source d'énergie) pourrait constituer totalement l'ensemble du mix électrique pour un horizon donné (par exemple un mix composé de 100% d'électricité à base du charbon). Cependant, il existe des contraintes techniques et économiques qu'il faudrait prendre en compte lors de la construction des mix en question. Par exemple, il est nécessaire, d'un point de vue technique, de considérer une part minimale non nulle pour la production d'électricité à base de fioul et de gaz, ces technologies étant nécessaires pour combler les charges de pointe. En ce qui concerne les technologies renouvelables, leurs parts dans le mix seraient dictées par la disponibilité en ressources naturelles ainsi qu'en installations disponibles. Le choix des contraintes techniques et économiques des différentes technologies pour l'identification des mix marocains optimaux relève du subjectif, ceci est une prise de décision subjective orientée par une vision référence et appuyée par différentes données et variables existantes. Dans cette perspective et en imposant des valeurs limites supérieures et inférieures présentées dans le tableau 2.9, nous supposons la continuation du développement des sources renouvelables, tout en prenant comme référence l'évolution historique des différents mix institutionnels, avec comme hypothèse l'adoption de deux scénarios dont les limites supérieures et inférieures de chaque technologie diffèrent d'un scénario à un autre.

Le solaire : Le Maroc a un potentiel solaire moyen de plus de 5kWh/m²/jour, nous supposons donc une borne limite inférieure avoisinant les 16%, cette valeur trouve justification au potentiel important dont dispose le pays, de l'historique des parts du solaire dans le mix marocain (14% en 2020) et de la politique énergétique adoptée par le Maroc depuis 2011. Cette borne inférieure dépend du scénario adopté. Concernant la borne supérieure limite, avec un intervalle de variation entre 0% en 2009 et 14% en 2020, nous supposons une part maximale de 25% pour le solaire.

L'hydro-électricité : Nous supposons que les sources hydroélectriques, qui fournissaient 14% de l'électricité produite au Maroc en 2020, seraient limitées à une part maximale de 12% en 2030. Ceci est dû d'une part à la régression qu'à subi les parts des sources

hydrauliques depuis 2009 (-48%), mais d'autre part à la volonté du Maroc de réduire le parc hydraulique, la production électrique de ce dernier dépend essentiellement des variations des précipitations.

Le nucléaire : Nous supposons une introduction progressive de l'électronucléaire à l'horizon 2030 de l'ordre de 3% (valeur maximale).

La biomasse : Nous assumons que la biomasse, qui ne figurait pas parmi les technologies constituant les différents mix marocains, et dont la part était égale à 0%, admettrait un part limitée à 3% en 2030, vu le potentiel important en la matière (un potentiel de 27 Millions de Mwh).

L'éolien : Avec un littoral de 3500 km, le Maroc dispose d'un énorme potentiel éolien. Le potentiel éolien technique est d'un peu moins de 5000 TWh/an. De ce fait nous supposons une borne inférieure avoisinant les 16% pour le premier scénario et 20% pour le second, ce dernier ayant comme principale ligne de conduite le déploiement massif de l'électricité à base de l'éolien. Avec un intervalle de variation entre 4% en 2009 et 14% en 2020, nous supposons une part maximale de 25% de l'éolien.

Le charbon : Cette technologie est utilisée comme technologie de base, nous imposons une borne inférieure limite de l'ordre de 20%, quant à la borne supérieure, elle dépend du scénario adopté et varie de 40% pour le premier scénario à 27 pour le second.

Le gaz : Une valeur limite de 10% à été adoptée comme borne inférieure limite, cette part couvre les demandes en électricité en heures de pointe¹⁵.

Le fioul : Nous adoptons la même politique en termes d'élimination de production d'électricité à base de fioul, ceci par l'imposition d'un intervalle étroit entre 3% et 10%.

le tableau 2.9 récapitulatif des contraintes techniques regroupant les bornes inférieures

15. Voir [Awerbuch and Berger \(2003\)](#), [Awerbuch and Yang \(2007\)](#) ou [Marrero and Ramos-Real \(2010\)](#) pour plus de détails sur les raisons techniques de ces restrictions et de ces contraintes.

et supérieures des différentes technologies selon les deux scénarios adoptés.

Technologie	Scénario robuste		Scénario alternatif	
	Borne Inf (%)	Borne Sup (%)	Borne Inf (%)	Borne Sup (%)
Charbon	20	40	10	15
Gaz	10	25	10	27
Fioul	3	10	3	10
Hydro	10	12	10	12
Solaire	16	25	20	25
Eolien	16	25	20	25
Nucléaire			1	3
Biomasse			1	3

TABLE 2.9 – Spécification des bornes supérieures et inférieures

*La partie en gris signifie la non-prise en compte de la biomasse et du nucléaire dans la construction des mix pour le scénario robuste.

Dans le dernier chapitre, nous effectuerons une analyse de sensibilité visant à relaxer ces contraintes imposées et à en définir d'autres contraintes techniques dans le but de montrer l'importance de l'imposition de ces valeurs et leur impact sur les résultats obtenus. La question que nous nous essayerons de répondre est de savoir si une modification de ces contraintes aura une incidence majeure sur l'identification mix électriques optimaux. La différence majeure de l'application de la théorie du portefeuille pour la planification électrique de celle pour l'optimisation des portefeuilles financiers classiques réside dans le fait que contrairement à l'application de la théorie de portefeuille aux actifs financiers, lors de la planification électrique, des valeurs de parts limites (maximales et minimales) pour chaque source d'électricité sont généralement imposées pour constituer les portefeuilles optimaux. Ces contraintes techniques sont aussi notées des contraintes de faisabilité du mix électrique. Awerbuch et Yang ont démontré dans leurs travaux que, concernant les EnR, les limites imposées dépendent essentiellement des niveaux de déploiement maximaux atteignables pour chaque technologie. Nous adopterons dans la suite l'approche de la prise en considération des spécifications des limites supérieures et inférieures de chaque technologie dans le mix électrique marocain.

Après avoir présenté les scénarios et les variantes associés, les contraintes techniques pour le cadrage du modèle d'optimisation, il est donc primordial de présenter les données

nécessaires pour l'identification des mix optimaux.

2.2.9 Les données pour l'identification des mix électriques

L'application de la théorie de portefeuille pour l'optimisation du mix électrique marocain nécessite l'introduction d'un ensemble de données primordiales pour identifier les différents mix, ces données ont été adaptées d'après la théorie financière de portefeuille et ceci dans le but de la planification électrique :

1. Les coûts de production d'électricité des différentes technologies choisies (les coûts d'investissement, les coûts des combustibles servant à la production de l'électricité, les coûts d'O&M et ceux d'émissions de CO_2 par unité produite (MWh) pour chaque type de technologie ;
2. Le risque ou l'écart type de chaque composante de ces coûts.
3. Les coefficients de corrélation entre tous les éléments de coûts et donc les corrélations existantes entre les différentes technologies.

Les paragraphes suivants traiteront des données énumérées et essentielles à l'identification des mix électriques en supposant la non soumission du Maroc au protocole de Kyoto¹⁶, cette hypothèse stipule la non-prise en compte des coûts de CO_2 dans le calcul des différents coûts servant à la production d'électricité. Un dernier chapitre fera objet des analyses de sensibilités par rapport à une prise en compte des coûts de CO_2 dans le calcul des différents coûts.

2.2.9.1 Le coût de production d'électricité

Les coûts des combustibles fossiles, composante essentielle dans la structure des coûts, sont tirés des projections de l'agence internationale de l'énergie (AIE). En ce qui concerne le coût du CO_2 , une valeur de 0€ a été adoptée comme hypothèse de base, cette hypothèse, dans le cas du respect du protocole de Kyoto, peut être interprétée comme un prix

16. « Le protocole de Kyoto est un traité international ayant pour objectif de réduire les émissions de gaz à effet de serre. Acté en 1997, il est le prolongement de la Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (CCNUCC) adoptée en 1992 au sommet de la Terre à Rio de Janeiro (Brésil). L'objectif initial du protocole de Kyoto était de parvenir durant la période d'engagement 2008-2012 à la réduction des émissions de gaz à effet de serre d'origine anthropique d'au moins 5% (dans les pays engagés) par rapport aux niveaux de 1990. Une seconde période d'engagement a été fixée lors du sommet de Doha en décembre 2012. Elle s'étend du 1^{er} janvier 2013 au 31 décembre 2020 »

de marché du CO_2 en supposant que les politiques économiques visent à internaliser le coût économique des émissions de CO_2 . En ce qui concerne le coût d'investissement, cette étude suppose des hypothèses servant à estimer les coûts futurs de production d'électricité par les différentes technologies, la structure des coûts repose sur des hypothèses de base servant à la simulation des catégories de coûts. Dans cette perspective, l'hypothèse est telle que le prix du charbon avoisinerait les 80€/t, quant au gaz naturel, son prix serait estimé à 8€/MMBTU. Les coûts d'investissement sont donc estimés d'un point de vue économique, nous supposons donc que la fixation des prix par les producteurs d'électricité dépend essentiellement des coûts investis, concernant les différents coûts de démantèlement, ils sont inclus dans les coûts d'investissement. Des coûts d'intermittence peuvent être pris en compte lors du calcul des coûts de production d'électricité à base de sources éoliennes, une valeur additionnelle reflétant ce type de coûts pour les technologies utilisant des sources intermittentes est définie par un montant fixé comme hypothèse, cet ajustement des coûts est important vu la spécificité de l'énergie éolienne intermittente. Notre analyse préconise des coûts d'intermittence de l'ordre de 7 euros par MWh.

Nous commençons par détailler les coûts moyens prévisionnels unitaires de l'électricité en €/MWh des huit technologies qui vont être prise en compte lors de la construction de nos mix en se référant aux simulations adopté pour le Maroc lors de l'élaboration de la stratégie énergétique nationale. Nous prenons en compte dans notre analyse les coûts d'investissement, les coûts d'O&M, les coûts des combustibles fossiles et les coûts externes tels que ceux des émissions de CO_2 . L'hypothèse adoptée lors de la présentation des coûts est la non soumission du Maroc à l'Annexe I du Protocole de Kyoto. Le coût d'investissement de l'éolien dépend du nombre d'heures du vent, et varie de 47 à 66 €/Mwh. Nous prenons dans notre étude la valeur minimale du coût, à savoir 47€/Mwh.

Les données ont été extraites des simulations du MEMEE pour l'élaboration de la stratégie énergétique à horizon 2030, le tableau ci-dessous nous présente les coûts de production d'électricité par les différentes technologies ventilées selon les différentes composantes du coût discutées auparavant :

	Coût d'investissement	Coût d'O&M	Coût combustible	Coût total (hors CO2)
Charbon	19	4	29	52
	36.54%	7.7%	55.76%	100%
Gaz	14	4	50	68
	20.58	5.88%	73.52%	100%
Fioul	61	12	74	147
	41.5	8.16%	50.34%	100%
Nucléaire	55	19	6	80
	68,75%	23,75%	7,50%	100%
Biomasse	36	13	33	82
	43,90%	15,85%	40,24%	100%
Hydro	26	5	22	53
	49,05%	9,43%	41,51%	100%
Solaire	377	15	0	392
	96.17%	3.83%	0%	100%
Eolien	47	13	0	67 ^a
	78.33%	21.66	0%	100%

TABLE 2.10 – Coût de production d'électricité par technologie en €/Mwh

Source : Élaboration auteur sur la base des données du MEMEE

^aLe coût d'intermittence est de l'ordre de 7€/Mwh

Dans notre d'étude, nous ne prenons pas en considération la différenciation, des coûts, entre les sources d'énergie existantes et celles nouvellement construites, ce genre de différenciation aurait, le cas échéant, un impact significatif sur la structure des coûts et donc sur le coût global du mix ainsi que sur les risques associés.

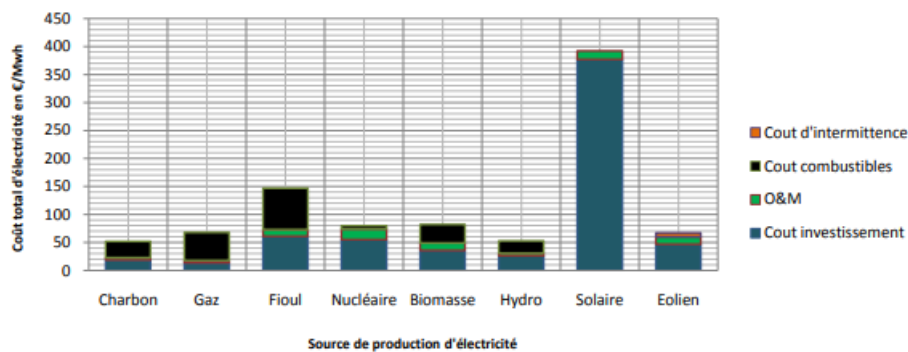


FIGURE 2.8 – Ventilation des coûts de production d'électricité par technologie

Source : Élaboration auteur à partir des données du MEMEE

La figure 2.8 présente les coûts moyens prévisionnels de production d'électricité au Maroc pour l'année de référence 2030 pour les différentes technologies prises en compte, ces données sont tirées et estimées sur la base des données officielles du MEMEE¹⁷, quant à la figure suivante, elle nous présente l'investissement, en millions d'euro, nécessaire pour construire 1MW correspondant à chaque technologie prise en compte dans cette étude.

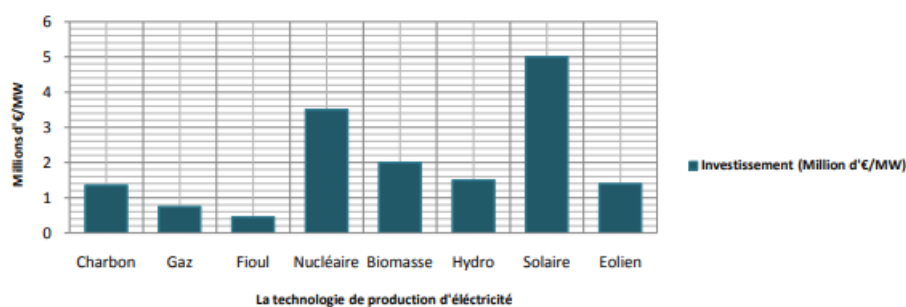


FIGURE 2.9 – Investissement en Million d'euro pour 1MW

Source : MEMEE

Nous constatons que le solaire est la source de production d'électricité qui nécessite le plus d'investissement, ceci par rapport aux autres sources de production. Cette constatation est vérifiée dans le tableau précédent de ventilation des coûts ou le coût d'investissement relatif à la production de l'électricité à base du solaire est le plus élevé.

2.2.9.2 Estimation des risques des coûts

Le tableau 2.11 dresse les estimations des risques de production de l'électricité par les différentes technologies adoptées dans notre étude, ces risques sont exprimés comme des écarts-types des différents coûts sur la base des données historiques de chaque élément de ces coûts.

Commençons par le risque du coût d'investissement nommé risque d'investissement, ce dernier varie selon le type de technologie et est généralement lié à la complexité et à la durée de la période de construction. Afin de récupérer ce risque, nous nous sommes fiés à une analyse de la banque mondiale, relayée par Bacon et al. (1996) et couvrant un grand nombre de projets présentant des estimations des risques d'investissement. Pour les

17. Ministère de l'Energie, des Mines de l'Eau et de l'Environnement

	Investissement	O&M	Combustibles	Risque total
Charbon	23	5.4	14	11.47
Gaz	15	10.5	19	14.31
Fuel	23	24.2	24	15.52
Nucléaire	23	5.5	24	15.96
Biomasse	20	10.8	18	11.51
Hydro	38	15.3	0	18.7
Solaire	5	3.4	0	4.8
Eolien	5	8	0	4.2

TABLE 2.11 – Risque de coût pour différentes technologies de production d’électricité (en %)

Source : Élaboration auteur se référant à plusieurs sources de données.

centrales thermiques au charbon, des estimations de ces risques sont de l’ordre de 23% et de 38% concernant les grandes centrales hydroélectriques. Dans notre analyse, nous appliquerons la valeur du risque d’investissement relative aux centrales thermiques pour le risque d’investissement des centrales nucléaires. Dans une certaine mesure, c’est une simplification arbitraire. En effet beaucoup de chercheurs pensent que ces risques sont beaucoup plus élevés, d’autres estiment que ces risques s’équilibreront tout au long de la durée de vie de la technologie. Les risques d’investissement pour l’énergie éolienne, l’énergie solaire et celle à base de gaz naturel ont été déterminés à partir des travaux présentés par Awerbuch (2005). Nous adopterons les valeurs des risques d’investissement des autres technologies (y compris les EnR et la biomasse) à partir des travaux de [Awerbuch and Yang \(2007\)](#).

Les risque des coûts combustibles servant à la production d’électricité ont été estimés, par la banque européenne d’investissement sur la base d’un historique¹⁸ (1980-2005) des prix à l’importation des combustibles fossiles tirés d’une base de données de l’AIE. L’écart type des coûts des combustibles varie de 14% pour le charbon à 24% pour le pétrole. De toute évidence, les technologies renouvelables et l’énergie géothermique ne nécessitent pas de dépenses en produits combustibles et donc le risque des combustibles est nul. En

18. Les séries temporelles des prix annuelles des combustibles : Un facteur de risque clé est le risque de fluctuation des prix des combustibles. Afin de déterminer les prix estimés des combustibles servant à la production de l’électricité et leur corrélation avec les différentes composantes du mix, les chercheurs préconisent l’utilisation des séries chronologiques, ces dernières devraient couvrir au moins une période de 10 ans. Les valeurs historiques des écarts-types des prix des combustibles fossiles représentent le point de départ de l’estimation de la volatilité attendue des prix des combustibles.

ce qui concerne les risques d'O&M, ils sont difficiles à estimer du fait de leur caractère confidentiel, d'autres parts les politiques d'O&M et les données y afférentes ne sont généralement pas conservées, d'un point de vue économique, les entreprises peuvent choisir, pendant les périodes de faible rendement, de différer les opérations de maintenance dans le but d'atteindre les objectifs de la société. Ainsi, les coûts peuvent être arbitrairement estimés comme une augmentation en capital. Les bases de données publiées par l'AIE et la Commission fédérale de la régulation de l'énergie (FERC) tiennent en compte toutes les technologies de production d'électricité. Ces dernières ont été utilisées pour estimer les écarts types des coûts. En utilisant ces données donc nous supposons implicitement que les risques d'O&M d'un mix électrique en Europe ne diffère pas sensiblement d'un mix marocain, cette hypothèse serait valable pour les risques des combustibles fossiles également. Le tableau 2.11 nous présente les risques d'O&M des différentes technologies constituent le mix allant de 3,4% pour le solaire à 24% pour le pétrole.

Le coût du CO_2 peut être interprété comme étant le coût économique de la mise en place des stratégies de réduction des émissions des GES. Le prix du CO_2 utilisé dans le calcul des coûts, dans ce cas nous stipulons la non soumission du Maroc à l'Annexe I du Protocole de Kyoto. De ce fait le risque de ce coût n'a pas été pris en considération lors de l'élaboration de la matrice des risques ci-dessous. Le risque total pour chaque technologie est calculé comme étant la moyenne pondérée des estimations des risques associés à chaque composante du coût, les pondérations étant les mêmes que celles utilisées lors du calcul du coût prévisionnel estimé pour chaque technologie. De toute évidence, les technologies renouvelables ne nécessitent pas de dépenses en coûts combustibles, donc le risque des combustibles est de 0%.

Dans notre analyse et comme précisé auparavant, nous ne prenons pas en considération la différence, en termes de coûts et de risques, qui subsistent entre les anciennes technologies de celle nouvellement installées. Une technologie déjà installée aurait un risque d'investissement nul.

2.2.9.3 Les coefficients de corrélation des différentes catégories de coûts

Dans la théorie des probabilités, le coefficient de corrélation est une mesure sans dimension comprise entre -1 et 1 qui représente la force et la direction d'une relation linéaire

entre deux variables aléatoires. Si les deux variables se déplacent dans la même direction, le coefficient de corrélation sera positif, en revanche si les variables se déplacent dans des directions opposées, le coefficient de corrélation sera négatif. En ce qui concerne les variables qui n'ont pas de relation apparente, le coefficient de corrélation serait égal à zéro, dans ce cas, les variables aléatoires sont dites indépendantes. De ce fait, le dernier élément nécessaire à la construction des mix électriques est la détermination des corrélations mutuelles entre les différents coûts de chacune des technologies prises en compte lors de la construction des mix. Nous estimons la corrélation entre les coûts des technologies comme étant basée sur deux composantes : la corrélation entre les coûts des combustibles, et celle entre les coûts d'O&M. Dans l'analyse de la théorie de portefeuille et son application à la planification énergétique, il est intuitivement vrai que les coûts de production d'électricité à base de produits fossiles comme le gaz, le fioul ou le charbon sont positivement corrélés. Ceci pourrait s'expliquer du fait que le coût est majoritairement composé des coûts de ces produits fossiles, ces coûts varient simultanément et suivent la variation mondiale de leur prix internationaux. D'autre part, nous supposons l'absence de corrélations entre les coûts de production des technologies renouvelables de celles non renouvelables, leur coefficient de corrélation étant nul. Dans la littérature, l'absence de corrélation entre les différentes catégories des coûts de la même technologie est vérifiée. Le tableau 2.12 présente les coefficients de corrélation pour les différentes composantes à base de combustibles. En effet les coefficients présentés ci-dessus stipulent une corrélation positive entre les catégories à base de produits fossiles à l'exception notamment de la biomasse. Concernant l'énergie nucléaire et bien que les données utilisées pour cette analyse n'obtiennent pas une corrélation négative pour le nucléaire, un certain nombre de chercheurs comme [Awerbuch and Berger \(2003\)](#) et [Roques et al. \(2006\)](#) ont trouvé, pour leurs études sur l'Europe, une corrélation négative entre l'énergie nucléaire et les combustibles fossiles, ce qui suggère une plus grande diversification.

	Charbon	Fioul	Gaz	Uranium	Biomasse
Charbon	1	0,27	0,47	0,12	-0,38
Fioul	0,27	1	0,49	0,08	-0,17
Gaz	0,47	0,49	1	0,06	-0,44
Uranium	0,12	0,08	0,06	1	-0,22
Biomasse	-0,38	-0,17	-0,44	-0,22	1

TABLE 2.12 – Les coefficients de corrélation entre les coûts des combustibles

Source : Élaboration auteur se référant à plusieurs sources de données.

Dans le cas des corrélations en lien avec les coûts d'O&M, nous avons eu recours à des estimations extraites des travaux d'Awerbuch et Yang pour l'Europe présenté dans le tableau ci-dessous. Comme nous l'avons expliqué auparavant, c'est une approximation vu la non disponibilité des données relatives aux corrélations entre les coûts d'O&M spécifique au Maroc. Cette approximation est adoptée par l'ensemble de la communauté scientifique en matière de planification électrique.

Technologie	Charbon	Gaz	Nucléaire	Fioul	Hydro	Eolien	Solaire	Biomasse
Charbon	1	0.25	0	-0.18	0.03	-0.22	-0.39	0.18
Gaz	0.25	1	0.24	0.09	-0.04	0	0.05	0.32
Nucléaire	0.00	0.24	1	-0.17	-0.41	-0.07	0.35	0.65
Fioul	-0.18	0.09	-0.17	1	-0.27	-0.58	-0.04	0.01
Hydro	0.03	-0.04	-0.41	-0.27	1	0.29	0.3	-0.18
Eolien	-0.22	0	-0.07	-0.58	0.29	1	0.05	-0.18
Solaire	-0.39	0.05	0.35	-0.04	0.3	0.05	1	0.25
Biomasse	0.18	0.32	0.65	0.01	-0.18	-0.18	0.25	1

TABLE 2.13 – Coefficient de corrélation entre les coûts d'O&M

Source : Les travaux d'Awerbuch et Yang 2008

Nous supposons que la matrice de corrélation des coûts d'O&M pour un mix européen ne diffère pas du mix marocain, cette hypothèse qui paraît arbitraire est largement utilisée par la communauté scientifique spécialisée dans le domaine. La matrice de corrélation est donc calculée sur la base des corrélations entre les différents coûts d'O&M des différentes technologies prises en compte dans le mix, ainsi que les corrélations entre les coûts des combustibles fossiles servant à la production de l'électricité.

La construction de la matrice des coefficients de corrélation ci-dessous est élaborée sur la

base des corrélations existantes entre les différentes catégories des coûts par un arbitrage entre les différentes corrélations. En effet, dans le cas où il y a existence de corrélation des deux catégories (O&M et coûts combustibles) pour les deux technologies étudiées, le calcul se fait suivant les parts des coûts dominantes des technologies. En d'autres termes, la corrélation entre deux technologies est choisie sur la base des parts des catégories de coûts les plus dominants lors du calcul du coût total de la technologie.

Technologie	Charbon	Gaz	Nucléaire	Fioul	Hydro	Eolien	Solaire	Biomasse
Charbon	1	0.47	0,12	0.27	0.03	-0.22	-0.39	-0.38
Gaz		1	0.24	0.49	-0.04	0	0.05	-0.44
Nucléaire			1	-0.17	-0.41	-0.07	0.35	0.65
Fioul				1	-0.27	-0.58	-0.04	-0.17
Hydro					1	0.29	0.3	-0.18
Eolien						1	0.05	-0.18
Solaire							1	0.25
Biomasse								1

TABLE 2.14 – Les coefficients de corrélation

Source : Élaboration auteur sur la base des différentes corrélations existantes entre les différentes catégories de coûts

2.2.9.4 Caractéristiques des différentes technologies

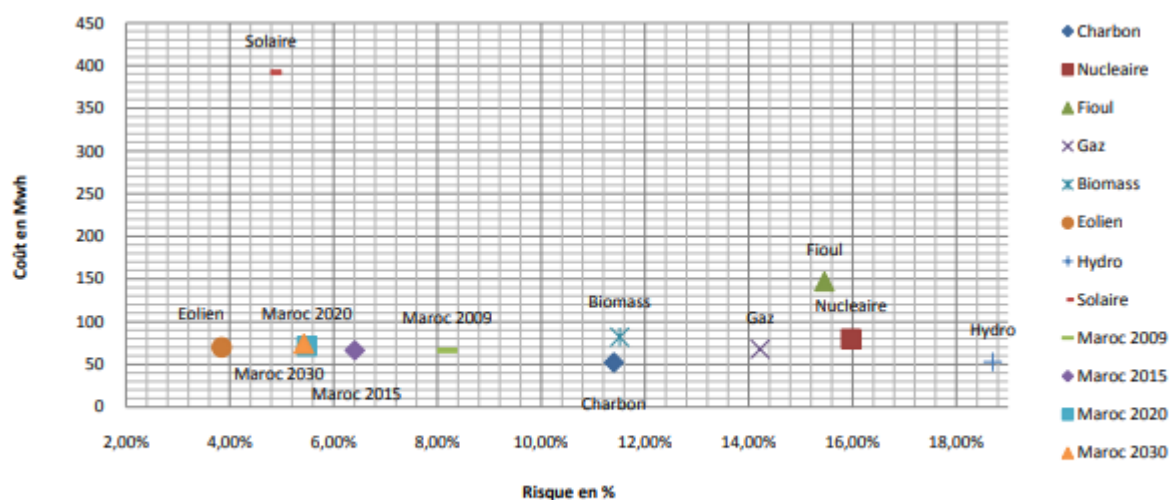
Les sous-sections précédentes ont décrit les coûts et les risques pour les différentes sources de production d'électricité. La ventilation des coûts et des risques a été combinée pour calculer le risque total agrégé pour chaque technologie où les poids sont les mêmes utilisés lors du calcul du coût global. Le tableau ci-dessous dresse un bilan synthétique des couples coût-risque des différentes technologies prises en compte dans l'analyse de notre cas d'étude.

Technologie	Charbon	Fioul	Gaz	Nucléaire	Biomasse	Hydro	Solaire	Eolien
Coût (€/MWh)	52	147	68	80	82	53	392	79
Risque (%)	11.4	15.4	15.5	16	11.5	18.7	5	4.3

TABLE 2.15 – Synthétisation des différents couple (coût risques) des technologies étudiées

Source : Élaboration auteur

La figure 2.10 présente les coûts pour chacune des technologies de production d'électricité à horizon 2030 et les risques associés, en supposant comme hypothèse que le coût du CO_2 est nul (0€/tonne). Nous présentons les coûts moyens prévisionnels et les risques associés des huit technologies de production d'électricité faisant l'objet de l'étude du Maroc dans l'espace coût-risque. Nous pouvons identifier un regroupement distinct des technologies non renouvelables dans un intervalle de coûts entre 50 et 150€/MWh avec des risques associés entre 11% et 22%. Les technologies renouvelables varient non seulement en termes de coût moyen prévisionnel par unité d'électricité produite (50-390), illustré par l'axe vertical, allant de l'énergie éolienne à l'énergie à base du solaire mais également en termes de risques, allant de l'énergie éolienne à l'énergie hydraulique (4.3% -18.7%).



*Estimations des couples coût-risque pour différentes technologies calculées sur la base d'un coût d'émission de CO_2 à 0€.

FIGURE 2.10 – Couple coût/risque pour les différentes technologies

Source : Élaboration auteur

Nous remarquons d'après la figure synthétique des différentes technologies de production d'électricité que le solaire représente la technologie admettant le coût le plus élevé, l'hydraulique quant à lui représente la source d'électricité la plus risquée, ceci pourrait être dû à la dépendance de cette source aux précipitations annuelles. Nous n'avons pas pris en compte les différences, en termes de coûts et de risques, qui peuvent exister entre les technologies déjà construites de celles nouvellement construites. Des études comme celles [Awerbuch and Yang \(2007\)](#) montrent une baisse du coût de production d'électricité

si les technologies utilisées sont nouvellement construites, ceci est dû à une amélioration de leur efficacité électrique. Les risques de coût liés aux nouvelles technologies quant à eux augmentent. Ceci est le résultat d'une exposition aux risques élevés de construction des nouvelles technologies. Après avoir présenté les couples coûts/risques des différentes technologies qui devraient être intégrées lors de l'identification des mix marocains, ainsi que les mix dictés par les différentes stratégies énergétiques, le paragraphe suivant traitera de l'identification des mix électriques efficaces en termes de coût et/ou risque. De manière générale, la prochaine étape sera consacrée à l'identification des frontières efficaces en se référant aux scénarios discutés et analysés dans ce chapitre. Pour se faire, il était important de présenter les contraintes techniques et économiques de chaque technologie, ces contraintes devront par la suite être mise en avant dans le processus de construction du système d'optimisation.

2.2.10 Identification des mix par scénarios

Nous allons présenter les résultats ainsi que les graphiques des différents mix électriques selon le scénario et la variante adoptés, l'optimisation des mix avec les coûts minimaux sous certaines contraintes imposées selon la variante étudiée est présentée comme suit.

2.2.10.1 Le scénario tendanciel (BAU)

Ce scénario suppose la continuation des politiques énergétiques adoptées par le Maroc et plus précisément des politiques officiellement mises en place en matière d'EnR. Le tableau suivant présente les résultats des différents mix importants analysés auparavant dans ce chapitre :

Le mix « Maroc-2030 » est le mix institutionnel dicté par une vision stratégique gouvernementale visant à réduire la part des énergies à base de combustibles fossiles et la remplacer par une part considérable en EnR (solaire, éolien, hydro avoisinant les 52%). Ce mix « Maroc-2030 » est caractérisé par un coût de 74,15€/MWh et un risque de 5.43%.

Cependant, l'objectif est de supposer l'existence de possibilités de diminuer le coût du mix en question pour un risque donné, ou de réduire son risque sans engendrer de coûts supplémentaires. Pour atteindre donc cet objectif, il est primordial d'adopter d'autres

Technologie		Mix P	Mix N	Maroc 2030	Mix S	Mix Q	Limite inf	Limite sup
Charbon	%	27,00	27,39	20,00	35,00	35,00	27	35
hydro	%	10,00	10,00	12,00	12,00	12,00	10	12
gaz	%	10,00	10,00	25,00	13,53	10,00	10	-
Eolien	%	18,00	25,00	20,00	20,47	24,00	16	25
Fioul	%	10,00	10,00	3,00	3,00	3,00	3	10
Solaire	%	25,00	17,61	20,00	16,00	16,00	16	25
Coût	€/MWh	79,654	74,2	74,150	68,250	68,213		
Risque	€/MWh	2,13%	3,16%	5,43%	5,43%	5,07%		

TABLE 2.16 – Résultats agrégés du scénario tendanciel (BAU)

Source : Élaboration auteur

alternatives en matière de décisions concernant les parts acceptables d'une technologie, ou la fixation des coûts et des risques limites. La figure ci-dessous présente la frontière efficiente associée à ce scénario.

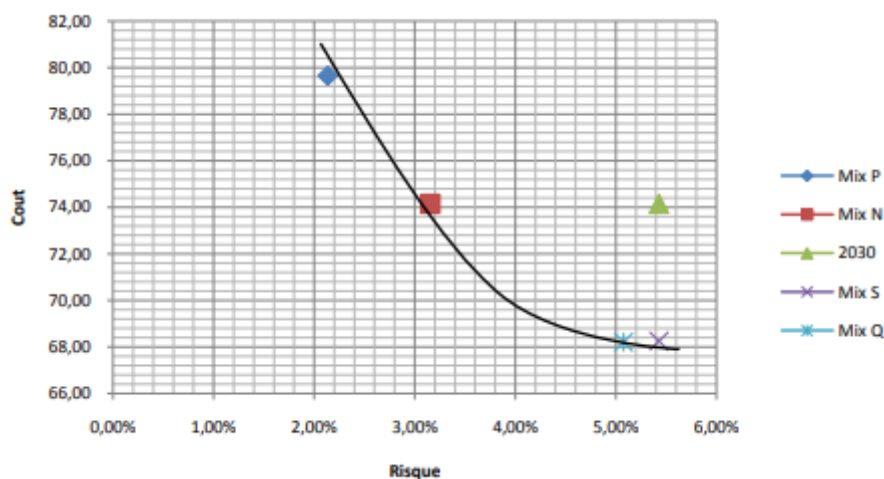


FIGURE 2.11 – La frontière efficiente (Scénario BAU)

Source : Élaboration auteur

La figure 2.11 nous présente la frontière efficiente pour le scénario BAU. Le coût global du mix varie de 68.25 à 79.65€/MWh et le risque varie de 2.13% à 5.43%.

Le mix de référence se situe dans la région inefficace, ceci indique que la continuation d'introduire plus d'EnR est susceptible de conduire à la construction d'un mix à moindre risque. Le Mix S proche du mix Q, vu la similitude de leurs caractéristiques, appartient à la frontière efficiente et il est positionné verticalement sous le mix de référence « Maroc-2030 ». Ce mix S a le même risque que le mix référence mais son coût estimé à 68,2€/MWh est plus faible. Ce mix est caractérisé par une intégration importante du charbon et une progression des parts des EnR, avec une baisse de la moitié de la part destinée au gaz naturel, de plus la part de l'énergie solaire se trouve réduite par rapport à celle du mix de référence, ceci est dû au coût de production d'électricité à base de solaire très élevé. En résumé, l'électricité à base de gaz et de solaire se trouve substituée par du charbon, de l'éolien et d'une hydro-électricité moins coûteuse. Le mix N appartient aussi à la frontière efficiente, il est positionné horizontalement à gauche du mix référence « Maroc-2030 ». Le mix N a le même coût que celui du mix référence mais son risque est beaucoup plus faible 3,16%. Les EnR sont bien représentées dans ce mix et plus précisément l'éolien avec une part de 25%. Le mix Q est caractérisé par le coût de portefeuille le plus faible pouvant être atteint et appartenant à la frontière efficiente, nous notons aussi que son risque a faiblement diminué par rapport au mix de référence (5,43% contre 5,07%). De ce fait et vu que les EnR sont moins coûteuses que celles à base de combustibles, nous remarquons l'introduction de parts significatives de ces dernières. Le dernier mix délimitant la frontière efficiente est le mix P, ce dernier est caractérisé par le risque le plus faible pouvant être atteint, 2,13% contre 5,43% avec une baisse de 3 points. Les EnR sont bien représentées dans ce mix avec une part du solaire, de l'éolien et de l'hydraulique respectivement de 25%, 18% et 10%. Le coût relativement élevé de l'électricité à base de solaire a un impact significatif sur la non introduction massive du solaire dans les mix identifiés, de plus la prise en considération de la non-soumission du Maroc au protocole de Kyoto (0€/tCO₂) comme hypothèse de base, impacte aussi l'optimisation des mix électriques.

Nous notons également le rôle des contraintes techniques dans l'identification des mix optimaux. Le but d'imposer des contraintes est de respecter une certaine continuité en

termes de sources d'énergie mises en place lors des différents mix marocains. La figure 2.12 présente les mix clés constituant la frontière efficiente.

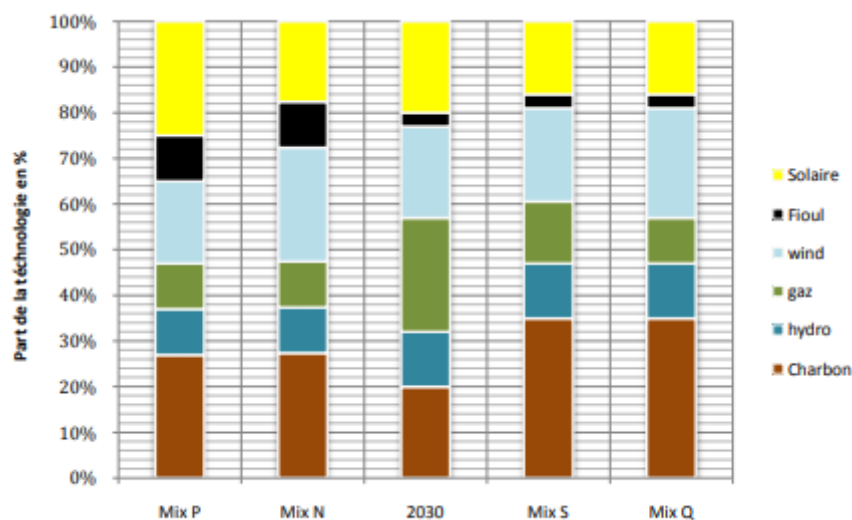


FIGURE 2.12 – Identification des mix électriques (Scénario BAU)

Source : Élaboration auteur

Dans ce qui suit, la présentation des deux scénarios étudiés ainsi que les variantes associées, les résultats seront dressés dans un tableau récapitulatif élaboré pour des fins de comparaison et de justification d'une amélioration des caractères décrivant les mix électriques, à savoir le couple coût/risque.

2.2.10.2 Scénario Robuste (SR)

Nous commencerons par la présentation des différents résultats du scénario robuste (SR) avec ses différentes variantes en prenant en compte les différents intervalles des parts supérieures et inférieures limites des différentes technologies prises en compte.

2.2.10.2.1 Diversification charbon (DivChar)

Cette variante stipule la continuation des politiques énergétiques adoptées par le Maroc, en matière d'EnR avec comme caractéristique majeure l'intégration massive du charbon dans le paysage électrique marocain. D'après le tableau des résultats présentant les mix identifiés, nous admettons donc l'existence de possibilités de diminuer les coûts d'élec-

tricité du mix de référence « Maroc-2030 », (de 74 à 67) pour un risque donné (5,43%), ou de réduire les risques de ce mix (de 5,43% à presque 3,42%) sans engendrer de coûts supplémentaires. Voir respectivement la colonne (mix S-1 et mix N-1). Il est à noter que les contraintes techniques adoptées tout au long de ce chapitre ont un impact significatif sur les résultats obtenus. Le tableau suivant dresse un bilan des différentes parts des technologies constituant les mix en comparaison avec les parts des technologies du mix de référence noté « Maroc-2030 ».

Technologie		Mix P-1	Mix N-1	Maroc 2030	Mix S-1	Mix Q-1	Limite inf	Limite sup
Charbon	[%]	30,00	30,00	20,00	39,72	40,00	30	40
Hydro	[%]	10,00	10,00	12,00	10,83	12,00	10	12
Gaz	[%]	10,00	10,00	25,00	10,00	10,00	10	-
Eolien	[%]	16,00	21,49	20,00	20,45	19,00	16	25
Fioul	[%]	10,00	10,00	3,00	3,00	3,00	3	10
Solaire	[%]	24,00	18,51	20,00	16,00	16,00	16	25
Coût	[€/MWh]	78,081	74,2	74,150	67,490	67,226		
Risque	[€/MWh]	2,82%	3,42%	5,43%	5,43%	5,57%		

TABLE 2.17 – Résultats agrégés du scénario DivChar

Source : Élaboration auteur

Le choix du charbon comme technologie principale de cette variante trouve justification du fait que ce dernier détient le nombre d'années de réserves prouvées/estimées le plus important et la volatilité historique de ses prix la plus faible comparée à l'uranium ou le pétrole par exemple. Ci-dessous un traçage de la frontière efficiente regroupant l'ensemble des différents mix efficaces.

La figure 2.14 présente graphiquement un récapitulatif des différents mix identifiés selon la première variante du scénario robuste notée DivChar.

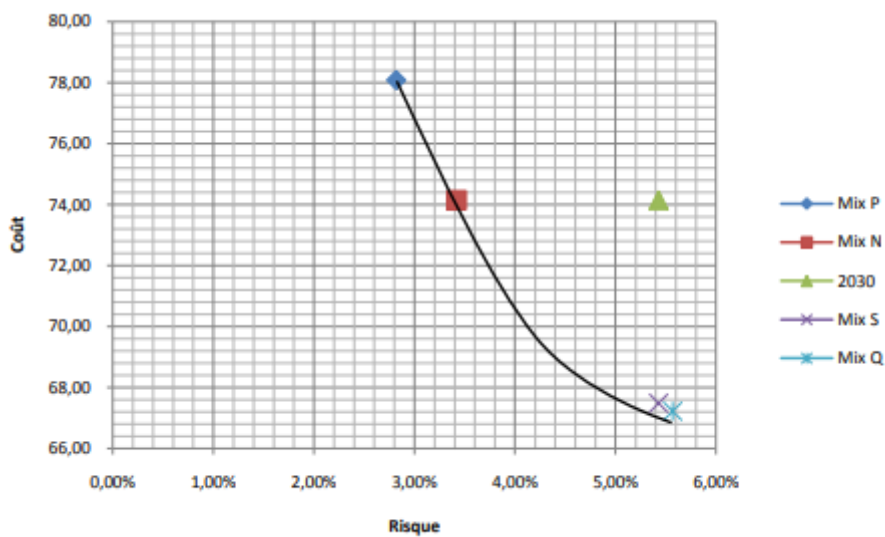


FIGURE 2.13 – La frontière efficiente relative au Scénario DivChar

Source : Élaboration auteur

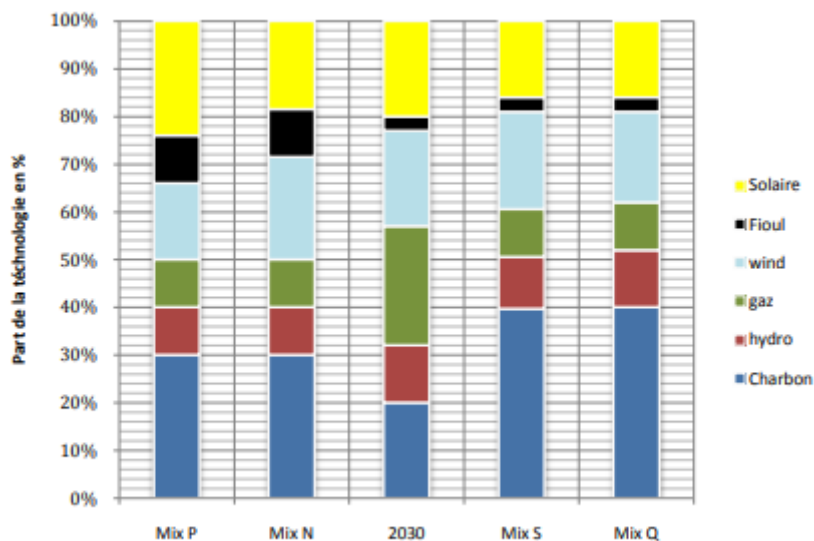


FIGURE 2.14 – Identification des mix électriques (DivChar)

Source : Élaboration auteur

Nous remarquons que la réduction du coût du mix de référence, ou de son risque trouve justification dans la substitution de la production de l'électricité par le gaz, par le charbon avec une faible réduction de la part du solaire dans le mix électrique, le solaire étant une

source ayant un coût de production des plus élevés.

2.2.10.3 Diversification gaz (DivCharGaz)

La deuxième variante de ce scénario est la variante qui favorise l'utilisation du charbon et du gaz naturel pour la construction des mix électriques marocains. Le Maroc, par l'adoption de cette variante, se voit bénéficier des interconnexions régionales avec l'Espagne et l'Algérie ainsi que la découverte du gaz naturel marocain sur des sites identifiés (Tendrara par exemple dans la région de l'Oriental). Le tableau suivant nous propose une optimisation du mix électrique de référence à horizon 2030. En effet il existe une possibilité de réduire le coût de ce dernier (de 74 à 70) pour un même risque ou alors de réduire son risque (de 5,43% à 4,36%) pour le même coût. L'éolien et l'hydraulique se trouvent représentés avec des parts similaires ou faiblement supérieures à celles définies dans le mix de référence « Maroc-2030 », quant au solaire, sa part dans les mix optimisés se trouve fixée aux limites inférieures adoptées auparavant, ceci est dû au coût élevé de production d'électricité par cette technologie. En résumé la part du gaz et du charbon dans le mix devraient avoisiner les 50% au lieu des 45% prévus avec l'élimination de l'électricité à base de fioul dans le mix.

Technologie		Mix P	Mix N	Mix 2030	Mix S	Mix Q	Limite inf	Limite sup
Charbon	[%]	20,00	20,00	20,00	27,00	27,00	20	27
hydro	[%]	10,00	10,00	12,00	10,83	12,00	10	12
gaz	[%]	21,00	21,00	25,00	21,00	21,00	21	25
Eolien	[%]	16,00	24,77	20,00	22,17	21,00	16	25
Fioul	[%]	10,00	8,23	3,00	3,00	3,00	3	10
Solaire	[%]	23,00	16,00	20,00	16,00	16,00	16	25
Coût	[€/MWh]	80,152	74,2	74,15	70,199	69,973		
Risque	[€/MWh]	3,66%	4,36%	5,43%	5,43%	5,54%		

TABLE 2.18 – Résultats agrégés de DivCharGaz

Source : Élaboration auteur

Nous présentons la frontière efficiente dans le graphique ci-dessous. Ce dernier nous montre que le mix de référence à horizon de 2030 est inefficace au sens de Pareto, c'est-à-dire qu'il existe d'autres mix plus efficaces que notre mix institutionnel de référence, en l'occurrence le mix noté S ou le mix noté N.

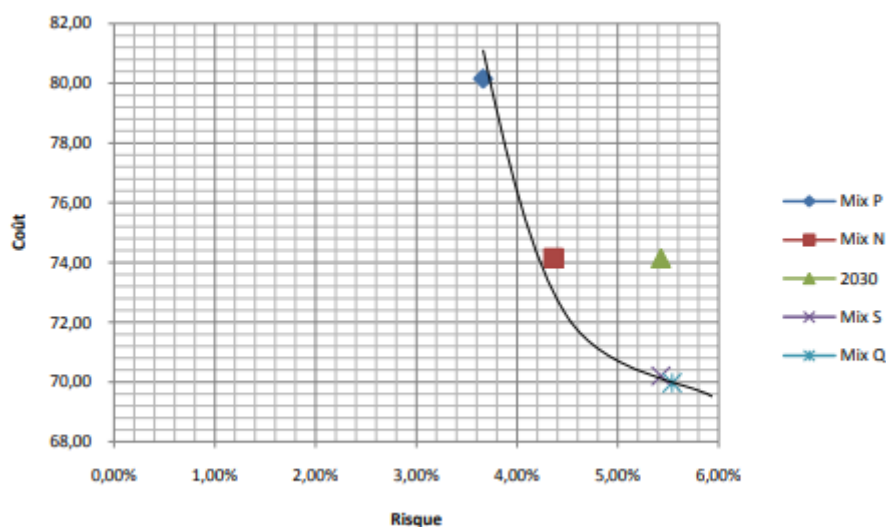


FIGURE 2.15 – La frontière efficiente relative au scénario DivCharGaz

Source : Élaboration auteur

La figure 2.16 présente graphiquement un récapitulatif des différents mix identifiés selon la deuxième variante du scénario robuste (DivCharGaz).

L'analyse du scénario robuste avec ces deux variantes nous a permis de dresser un bilan des mix électriques pouvant améliorer, en termes de coût et de risque le mix institutionnel marocain de référence noté « Maroc-2030 ». En effet la prise en compte des parts importantes de charbon pour la première variante et du gaz naturel pour la seconde nous a permis de montrer qu'un choix plus judicieux des parts constitutives du mix électrique pourrait améliorer son couple coût/risque. L'analyse du scénario robuste avec ces deux variantes nous a permis de dresser un bilan des mix électriques pouvant améliorer, en termes de coût et de risque le mix institutionnel marocain de référence noté « Maroc-2030 ». En effet la prise en compte des parts importantes de charbon pour la première variante et du gaz naturel pour la seconde nous a permis de montrer qu'un choix plus judicieux des parts constitutives du mix électrique pourrait améliorer significativement son couple coût/risque. Des analyses

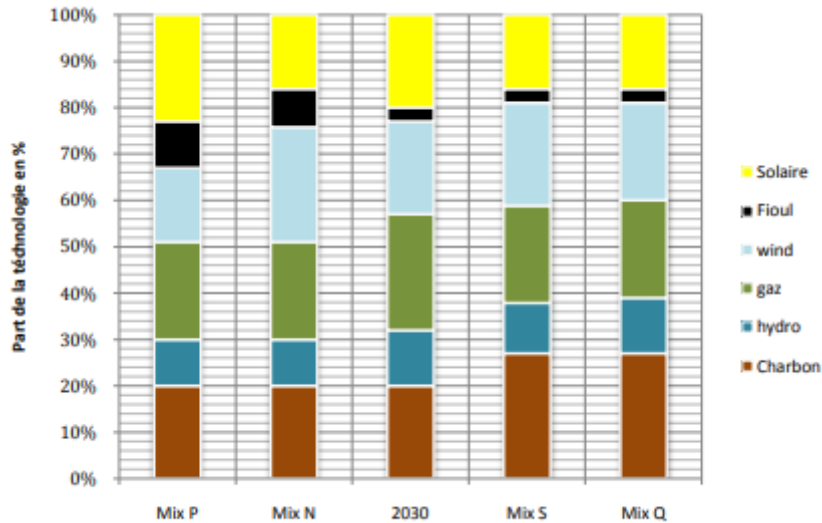


FIGURE 2.16 – Identification des mix électriques (DivCharGaz)

Source : Élaboration auteur

de sensibilités vont être présentées tout au long du dernier chapitre montrant l'impact d'un changement exogène au modèle des contraintes techniques sur la composition des mix identifiés.

2.2.11 Scénario Alternatif (SA)

Ce paragraphe traite de l'analyse du scénario alternatif (SA) laissant apparaître dans le futur mix marocain une part de nucléaire et de biomasse. Nous analyserons, par l'intermédiaire de ce qui suit, l'impact de l'ajout d'une part de nucléaire, comme source d'électricité, sur les caractéristiques du mix marocain (coût/risque), nous traiterons ensuite de l'utilisation simultanée de la biomasse et du nucléaire dans le mix électrique recherché.

2.2.11.1 Diversification nucléaire (DivNuc)

La variante (DivNuc) du scénario alternatif propose d'étudier l'intégration de l'électro-nucléaire dans le mix électrique, c'est la nouveauté par rapport au mix institutionnel marocain, le Maroc prévoit l'utilisation de l'électro-nucléaire en 2050, cependant dans notre analyse nous supposons l'accélération de mises en œuvre des politiques nucléaires et leur

mise en place opérationnelle en 2030. Nous nous sommes référés aux simulations des structures des coûts relatives à ceux qui ont servi à l'élaboration de la stratégie énergétique nationale. Le tableau ci-dessous nous présente les résultats obtenus ainsi que les parts limites instaurées comme contraintes techniques de faisabilité du mix électrique.

Technologie		Mix P	Mix N	Maroc 2030	Mix S	Mix Q	Limite inf	Limite sup
Charbon	[%]	15,00	15,00	20,00	15,00	15,00	-	15
hydro	[%]	10,00	12,00	12,00	12,00	12,00	10	12
gaz	[%]	19,00	23,41	25,00	27,06	27,00	10	27
Eolien	[%]	25,00	25,00	20,00	25,00	25,00	20	25
Nucléaire	[%]	1,00	3,00	a	1,94	1,00	1	3
Fioul	[%]	7,00	5,59	3,00	3,00	3,00	3	10
Solaire	[%]	23,00	16,00	20,00	16,00	16,00	16	25
Coût	[€/MWh]	80,097	74,2	74,150	72,916	72,940		
Risque	[€/MWh]	3,30%	4,75%	5,43%	5,43%	5,37%		

TABLE 2.19 – Résultats agrégés du scénario DivNuc

Source : Élaboration auteur

^aLe Nucléaire ne fait pas partie des sources constituant le mix électrique institutionnel Maroc-2030

Nous constatons premièrement que le nucléaire a atteint sa part maximale, ceci dans le cas où nous nous orientons vers une résolution du problème d'optimisation par une minimisation du risque. Le tableau nous montre la possibilité d'améliorer les caractéristiques du mix de référence en y intégrant l'électro-nucléaire. En effet l'impact de cette intégration se traduit par la réduction du risque du portefeuille qui passe de 5,43% à 4,75% pour une part avoisinant les 3%. La part du gaz se retrouve réduite de 2 point par rapport au mix de référence. Il est à noter aussi que les parts de l'éolien et du fioul ont atteint les limites supérieures définies comme contraintes techniques, quant au solaire, sa part s'est fixée à la limite inférieure dictée par les contraintes imposées, ceci est dû au coût élevé de la production de l'électricité à base de solaire.

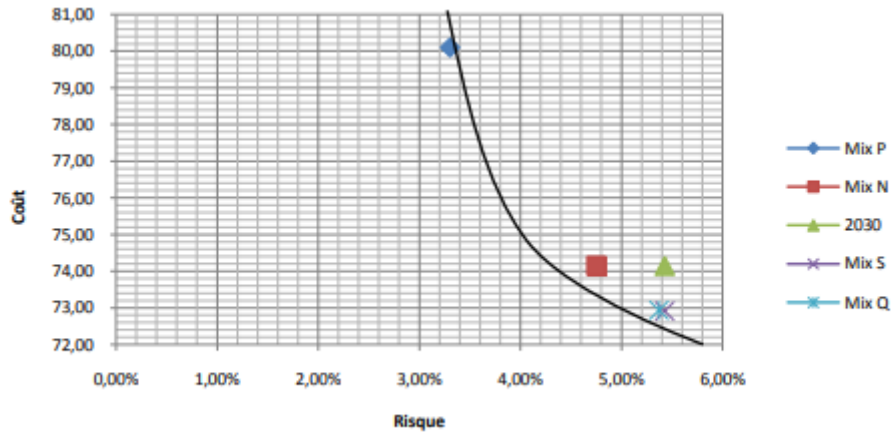


FIGURE 2.17 – La frontière efficiente relative à DivNuc

Source : Élaboration auteur

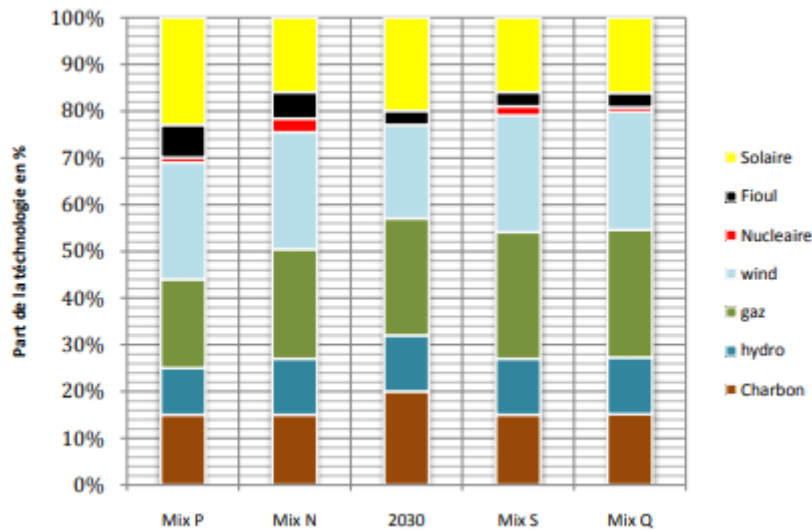


FIGURE 2.18 – Identification des mix électriques (DivNuc)

Source : Élaboration auteur

2.2.11.2 Diversification nucléaire et biomasse (DivNucBio)

La deuxième variante étudiée met en lumière la production d'électricité à base de biomasse, plus précisément l'impact de l'introduction, dans le mix, d'une part de biomasse sur les caractéristiques du mix. En d'autres termes, y'a t'il une possibilité de rendre meilleur le futur mix marocain par rapport à celui défini selon la stratégie énergétique nationale

de 2030. Le tableau dresse un bilan des mix identifiés, améliorant le mix « Maroc-2030 » en termes de coût et de risque. En effet, d’après les résultats obtenus, l’intégration de l’électro-nucléaire et de la biomasse permettrait de diminuer significativement le risque du mix de référence pour un même coût, cependant elle permet de réduire faiblement le coût du mix pour un risque donné. Quant au solaire, l’hydraulique et à l’éolienne, ils atteignent respectivement 16% (le minimum imposé), 12% (le maximum possible imposé par les contraintes) et 21%, représentant ainsi presque 50% du mix marocain, ce résultat rejoint celui adopté lors du scénario Maroc-2030. Nous notons également que le nucléaire et la biomasse réorientent la construction du mix pour une amélioration des caractéristiques coût/risque globales. Avec une substitution du charbon et du solaire par de l’éolien bon marché du nucléaire et de la biomasse.

Technologie		Mix P	Mix N	Maroc 2030	Mix S	Mix Q	Limite inf	Limite sup
Charbon	[%]	15,00	15,00	20,00	15,00	15,00	-	15
Hydro	[%]	10,00	12,00	12,00	12,00	12,00	10	12
Gaz	[%]	11,00	22,80	25,00	27,46	27,00	10	27
Eolien	[%]	25,35	25,00	20,00	24,54	25,00	20	25
Nucléaire	[%]	1,35	1,00	a	1,00	1,00	1	3
Biomasse	[%]	3,00	3,00	b	1,00	1,00	1	3
Fioul	[%]	10,00	5,20	3,00	3,00	3,00	3	10
Solaire	[%]	24,30	16,00	20,00	16,00	16,00	16	25
Coût	[€/MWh]	83,282	74,2	74,15	72,945	72,940		
Risque	[€/MWh]	3,77%	4,57%	5,43%	5,43%	5,37%		

TABLE 2.20 – Résultats agrégés de DivNucBio

Source : Élaboration auteur

^{a,b}Le Nucléaire et la biomasse ne font pas partie des sources constituant le mix électrique institutionnel Maroc-2030

La figure 2.19 présente graphiquement la frontière efficiente relative à la deuxième variante du scénario alternatif. La figure nous montre que le mix de référence n’est pas efficient au sens de Pareto et que ses caractéristiques, à savoir son coût et son risque associé peuvent être améliorés. La figure ci-dessous nous présente un récapitulatif des différents mix identifiés selon la même variante du scénario alternatif (DivNucBio).

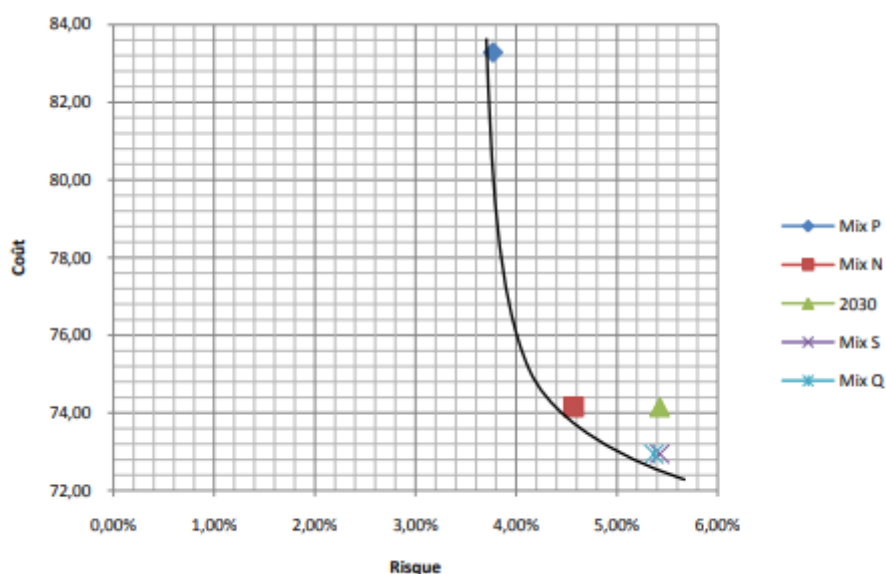


FIGURE 2.19 – La frontière efficiente relative à DivNucBio

Source : Élaboration auteur

Nous constatons qu’une faible intégration d’une alternative comme le nucléaire ou la biomasse ferait baisser le coût du mix de référence de presque deux points en supposant le risque invariant. Cette intégration dans le cas d’une invariance du coût, ferait baisser le risque de presque un point. Le mix électrique marocain a depuis longtemps reflété l’interconnexion liant un ensemble de facteurs comme les ressources naturelles, économiques, politiques et techniques. Il n’est pas à exclure que des changements importants seront opérés concernant les technologies utilisées pour produire de l’électricité au Maroc, les technologies ayant contribué à répondre à la demande d’électricité au cours des années précédentes atteindront fort probablement la saturation et deviendront de ce fait non efficaces. Dans cette optique, l’approche adoptée par le Maroc vise à contrecarrer cette saturation économique par le développement des EnR. Dans ce chapitre, nous avons développé quelques scénarios qui pourront être adoptés pour l’identification des mix marocain à horizon 2030 par la TMP. Cette approche, longtemps utilisée en finance, propose une preuve pertinente quant à l’aide à la prise de décision politique dans le but d’une planification électrique plus efficace.

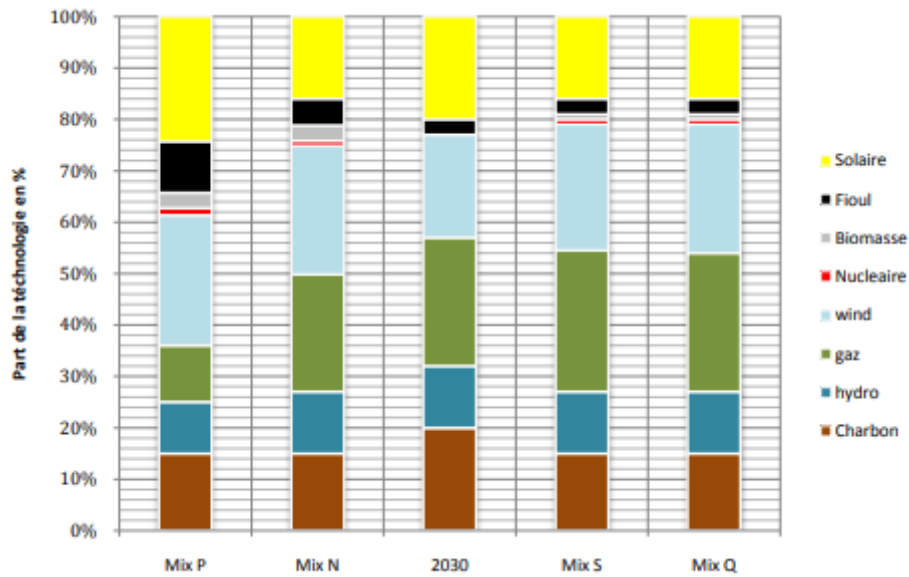


FIGURE 2.20 – Identification des mix électriques (DivNucBio)

Source : Élaboration auteur

2.2.11.3 Résultats non-quantifiables

Il existe une multitude de facteurs autres que ceux quantitatifs (coût et risque) qui peuvent cependant être pris en compte pour l'élaboration des scénarios adoptés. Nous mettrons en avant les facteurs non quantifiables suivants :

La consommation d'espace : puisque les centrales solaires et éoliennes demandent beaucoup d'espaces, les scénarios se distinguant par une forte pénétration des EnR seraient donc défavorables par rapport à ce critère. Pour affiner cette analyse, il faudrait prendre en compte non seulement l'espace consommé mais aussi la qualité du sol utilisé ainsi que la possibilité de réutiliser celui-ci après le démantèlement de la centrale. Ceci étant dit, il est de toute évidence plus dommageable d'utiliser un m² sur le littoral pour y construire une centrale nucléaire qu'un m² dans le désert qui serait dédié à une centrale solaire.

La sécurité d'approvisionnement : les variantes avec la plus faible sécurité d'approvisionnement sont les variantes notées DivCharGaz et DivNuc, du fait de la dépendance

d'une source d'énergie, le gaz et le combustible nucléaire non-domestique approvisionnés sur un marché extérieur monopolisé. Cependant il est important de signaler que tous les scénarios étudiés admettent des parts conséquentes en EnR, il résulte de ce constat que cette source renouvelable apporterait de meilleures conditions quant à la sécurité d'approvisionnement.

L'acceptabilité sociale : Ce critère est difficile à évaluer, nous suggérons que les scénarios admettant une part importante d'EnR seraient ceux qui apporteraient le plus grand consentement de la population marocaine.

Les risques économiques et techniques : (hors incident catastrophique nucléaire) sont plutôt faibles dans les cinq scénarios étudiés, cela est dû en partie au fait que les scénarios admettent de grandes parts d'EnR.

2.2.11.4 Synthèse des différents résultats

Dans ce chapitre, trois scénarios pour un futur mix électrique marocain à horizon 2030 ont été identifiés puis analysés. L'objectif de cette analyse est de comparer de manière qualitative et quantitative les scénarios adoptés et les résultats obtenus (différentes options de diversification comme l'intensification des EnR, du charbon, l'introduction du nucléaire et de la biomasse), par une adaptation de la TMP, au scénario de référence adopté par les instances gouvernementales marocaines. Le tableau synthétique suivant montre les principaux résultats de chaque identification de mix par scénario. Chacune des cinq variantes est exposée au défi de couvrir la demande électrique. Cela nécessite à la fois des investissements financiers très importants, mais aussi une demande conséquente en ressources énergétiques. Ainsi, selon les scénarios, les investissements nécessaires pour les nouvelles capacités de production sont importants. Comparés à la situation actuelle, les coûts totaux pour la production électrique augmenteraient fortement. S'ils sont similaires dans la plupart des scénarios, les coûts totaux varient fortement selon les coûts environnementaux. Si par exemple nous prenons en compte des coûts liés à une possible catastrophe nucléaire, les coûts pour la production électrique dans le scénario alternatif avec ses deux variantes augmenteraient considérablement. De ce fait, sans une politique

plus volontariste de maîtrise de l'énergie, il est très difficile de réduire l'impact environnemental ainsi que les coûts globaux de production d'électricité. L'augmentation de la demande d'énergies fossiles et des émissions liées au GES est nettement atténuée uniquement dans le scénario ayant une forte proportion d'EnR. De plus, le scénario robuste avec ses deux variantes DivChar et DivCharGaz n'apportent pas de réelle contribution à l'indépendance énergétique du Maroc. Dans les scénarios faisant appel au charbon ou au nucléaire, les émissions de dioxyde de soufre et de poussières fines ou la production de déchets radioactifs génèrent des problèmes environnementaux graves et inconnus.


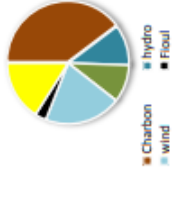
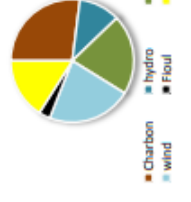
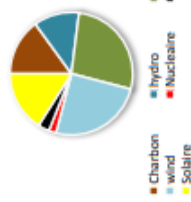
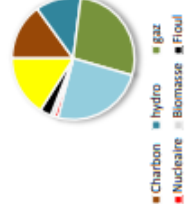
Scénario	Tendanciel	Diversification charbon	Diversification gaz/charbon	Diversification nucléaire	Diversification biomasse/nucléaire
Descriptif	La continuation des politiques énergétiques adoptées par le Maroc et plus précisément des politiques officiellement mises en place en matière d'EnR EnR : Continuation de l'intégration des EnR avec un taux de pénétration maximal de 50 % hors hydraulique en 2030. Charbon : Une pénétration tendancielle du charbon à hauteur maximale de 35%.	A partir de 2020, la part de l'électricité produite à base de charbon oscillerait entre 30% et 40% et ceci vient pour intensifier d'avantage cette source de production qui viendrait éliminer progressivement le fioul. EnR : Continuation de l'intégration des EnR.	Le gaz prendrait une nouvelle ampleur lors de la production de l'électricité (entre 21% et 25%).	Une part maximale de 3% du nucléaire est adoptée avec une progression du déploiement des EnR (solaire et éoliens)	Une part maximale de l'énergie nucléaire de 3% est adoptée, ainsi que l'intégration de la biomasse de l'ordre de 3%. Quant aux EnR, le scénario admet une progression continue par rapport au scénario de référence.
Mix électrique 2030					
Coût/risque fixe du mix institutionnel	68.25 €/Mwh (baisse de 6€/Mwh)	67.49€/Mwh (baisse de 7€/Mwh)	70.19€/Mwh (baisse de 4€/Mwh)	72.91€/Mwh (baisse de 2€/Mwh)	72.94€/Mwh (baisse légère de 2€/Mwh)
Paramètres non quantifiables par rapport au scénario institutionnel (2020)					
Consommation d'espace	Légèrement augmentée	Légèrement augmentée	Légèrement augmentée	Légèrement augmentée	Légèrement augmentée
Sécurité d'approvisionnement	Légèrement réduite	Légèrement réduite	Réduite	Réduite	Réduite
Acceptabilité sociale	Augmentée	Augmentée	Augmentée	Réduite	Réduite
Risques économique et techniques	Indifférent	Indifférent	Indifférent	Augmentés	Augmentés

FIGURE 2.21 – Récapitulatif des résultats principaux de l'identification des mix électriques par scénario

2.2.12 Conclusion

Il est primordial que la prise de décision politique prenne en compte l'approche de l'application de la théorie de portefeuille. Dans cette perspective, nous nous sommes attardés dans la première section de ce chapitre à la présentation de la TMP, son fondement théorique, son champ d'application en mettant l'accent sur les principales hypothèses ainsi que les limites d'application de cette théorie. Cette première section de ce chapitre représentait aussi une entrée en matière de l'adaptation de cette théorie financière à la planification énergétique.

Dans la deuxième section, il était question d'appliquer cette théorie et de l'adapter pour la planification électrique du Maroc, ceci dans le but de comparer les mix obtenus par cette théorie avec le scénario politiquement adopté par les instances gouvernementales. Les résultats obtenus sont significatifs et prouvent que la théorie adoptée permettrait non seulement de quantifier les inefficiences des mix électriques mais aussi de prescrire une approche méthodologique de construction des mix plus efficaces. De ce fait, il est important de tenir compte des limites de notre analyse pouvant entraîner une surestimation des résultats. Autre point essentiel suppose que nous ne sommes pas en mesure de tester la faisabilité de la construction des mix identifiés ou obtenus par la théorie de portefeuille selon les scénarios adoptés, il est donc possible que certains des mix efficaces identifiés ne puissent en réalité pas être réellement faisables, les coûts liés à la faisabilité peuvent constituer un réel obstacle, en particulier compte tenu de l'importance des parts renouvelables dans les mix identifiés. Dans ce deuxième chapitre nous avons présenté une optimisation des mix électriques marocains par le biais de la TMP. Les résultats suggéraient que des parts plus importantes de sources non fossiles, principalement solaires ou éoliennes peuvent aider à réduire les coûts et les risques du portefeuille de production d'électricité du Maroc à horizon 2030. Il a été également démontré qu'atténuer les contraintes que subissent les investissements dans le secteur des EnR réduirait les coûts de production globaux. Dans ce contexte, les politiques conçues pour accélérer le déploiement des sources de production d'électricité non fossiles semblent être fortement rentables.

Un des enseignements les plus importants de l'optimisation des mix électriques par la théorie de portefeuille est que l'ajout d'une technologie à coût fixe (comme l'énergie éolienne ou solaire) à un mix de production à risque réduirait significativement les coûts de portefeuille, quel que soit le niveau de risque associé. Cela met en avant l'importance des approches décisionnelles fondées sur des concepts de portefeuilles. L'adaptation de la théorie de portefeuille pour la planification électrique demeure un défi de taille car les indicateurs quantitatifs pour les marchés de l'énergie demeurent malheureusement principalement axés sur la performance spécifique de chaque source de production. En revanche, la théorie financière offre une mesure alternative pour guider les investisseurs afin de réorienter leurs analyses en termes de performance du portefeuille. De ce fait et en prenant en considération les contraintes techniques représentées par les parts maximales et minimales que la part de l'option en question peut prendre, l'analyse pourrait être éclatée en deux axes :

- Si l'optimisation se focalise sur un problème de minimisation des risques, l'énergie nucléaire et l'énergie biomasse atteindront leurs parts maximales lors de la construction des mix électriques relativement au scénario alternatif. Cependant, la volonté politique de transiter vers un mix relativement non fossile repose sur le développement de l'énergie solaire et éolienne. Le solaire ayant le coût d'investissement le plus élevé, le Maroc n'a adopté cette politique de investir sur les EnR que récemment. Le solaire atteint une part avoisinant la limite inférieure et ceci pour tout les scénarios étudiés.
- Inversement, si l'optimisation se base sur une minimisation des coûts, les technologies coûteuses telles que l'énergie solaire et la biomasse n'atteindront que les parts les plus faibles, tandis que les technologies bon marché et abordables telles que l'hydroélectricité, le gaz et l'éolien atteindront leurs parts les plus élevées. L'exécution d'un objectif de politique de production non fossile se traduira par une augmentation de l'énergie nucléaire et éolienne avec une introduction significative du charbon et du gaz.

Le dernier chapitre a pour objectif de compléter l'analyse faite tout au long des deux précédents chapitres sur la recherche et l'optimisation des mix électriques marocains à

horizon 2030. Pour se faire et dans ce qui suivra, nous nous essayons d'élaborer des analyses de sensibilités et de diversités nous permettant d'évaluer l'impact d'une variation de la structure des coûts de production d'électricité sur le couple coût/risque du mix, ou alors la relaxation d'une contrainte technique de faisabilité sur l'efficience du mix. D'autres parts, nous analyserons, dans une deuxième section de ce dernier chapitre la diversité des mix obtenues par rapport aux scénarios adoptées et ceci par l'intermédiaire d'un ensemble d'indicateurs de diversité et/ou de concentration.

Chapitre 3

Analyse de sensibilité et de diversité

Introduction

La planification électrique se caractérise par l'aspect dynamique et incertain nécessitant des procédures qui reposent sur la construction des portefeuilles électriques, ces derniers doivent tenir compte des différents risques, et plus principalement des risques du marché, tout en minimisant les coûts de production. La théorie du portefeuille a été adaptée dans ce sens afin de construire et adopter des mix efficaces permettant non seulement de réduire les coûts globaux de production d'électricité, mais aussi de renforcer la diversité et la sécurité énergétiques. Les mix obtenus par l'adoption de la TMP seraient donc considérablement plus robustes et plus efficaces que ceux construits arbitrairement sur la base de la notion des capacités installées ainsi que celle de l'alternative à faible coût. La TMP reflète la relation coût-risque entre les technologies de production d'électricité. Bien que cette mise en évidence des corrélations entre les différents coûts de production est cruciale pour une estimation correcte du coût global du mix électrique ainsi que le risque associé, les décideurs en matière de planification énergétique évitent d'utiliser cette relation empirique fondamentale et font appel à des analyses de sensibilité ainsi que d'autres techniques inadaptées pour évaluer les risques. La théorie de portefeuille offre donc des solutions qui améliorent la diversité et la sécurité énergétique et les mix résultants sont donc considérés comme plus robustes que ceux obtenus par l'analyse arbitraire des alternatives à faible coût expliquées auparavant.

Les résultats présentés dans ce chapitre sont certes explicatifs et comparatifs, mais ils démontrent la puissance des approches d'optimisation par la TMP et suggèrent de ce fait que la planification, en se basant seulement sur la capacité installée et les coûts y afférents, conduirait probablement à des estimations inefficaces. De plus, les producteurs d'électricité, lors de leur prise de décisions d'investir dans une technologie donnée, n'évaluent que les coûts et risques qui vont impacter directement leurs investissements. Ces décisions ne reflètent pas l'impact que les technologies choisies peuvent avoir sur la performance globale du mix de production d'électricité. À titre d'exemple, l'impact significativement positif d'investir dans la production d'électricité à base d'éoliennes sur la réduction des risques globaux de portefeuille ne peut pas être mis en évidence, ce qui entraînerait une sous-évaluation de l'impact positif d'investir dans ce type d'options par rapport à des niveaux optimaux du point de vue social.

De même, certains investisseurs peuvent adopter des technologies à forte consommation de produits combustibles et à risque élevé, telles que les turbines à gaz à cycle combiné, dont les coûts initiaux sont faibles. Les producteurs de gaz peuvent externaliser les risques liés aux produits combustibles et les transférer à leurs clients. En effet, ces investisseurs ne supportent pas tout le risque encouru pour la constitution de leur production, ce qui peut conduire à un surinvestissement en gaz par rapport à ce qui est optimal du point de vue du portefeuille global. De ce fait, ces exemples suggèrent qu'il est important d'adopter des politiques économiques et énergétiques favorisant les technologies offrant des avantages en termes de diversification. En résumé, l'analyse de sensibilité est une méthode significativement robuste pour la prise de décision. Cependant, la plupart des décisions admettent comme facteur incontournable l'incertitude, et de ce fait, l'analyse de sensibilité sert non seulement à minimiser cette incertitude par le remplacement des facteurs d'incertitude par des approximations, mais aussi à évaluer le risque de la stratégie adoptée.

Dans ce qui suivra, nous nous attardons sur la présentation de l'analyse de sensibilité, nous présenterons une revue de méthodes utilisées, nous appliquerons ensuite différentes analyses de sensibilité par rapport aux scénarios adoptés pour le cas du mix électrique marocain, ceci dans le but d'aider le décideur à une prise de décision optimale et efficiente.

3.1 L'analyse de sensibilité

L'analyse de sensibilité peut être interprétée de plusieurs manières différentes, ces interprétations peuvent dépendre de la communauté scientifique ou du contexte des recherches effectuées. Cette technique a été conçue et souvent définie comme une mesure locale de l'effet d'une entrée donnée sur une sortie donnée, ceci a été généralement obtenu en calculant, par une approche directe, les dérivées partielles telles que par exemple :

$$S_j = \frac{\partial Y}{\partial X_j} \quad (3.1)$$

Où Y est la sortie (résultat attendu) et X_j un facteur d'entrée. Comme présenté dans les recherches de Saltelli (1999), la plupart des analyses de sensibilité que nous pouvons trouver dans la littérature sont locales. La problématique serait différente pour les praticiens impliqués dans l'analyse du risque (industriel, financier...etc.), d'aide à la décision, d'évaluation environnementale, d'analyse de conformité réglementaire, d'évaluation d'impact. Pour cette catégorie de praticiens, le degré de variation des facteurs d'entrée est important et significatif. De ce fait, un des résultats de l'analyse étant une évaluation quantitative de l'incertitude entourant une variable d'entrée pour une meilleure estimation de la variable de sortie Y . L'analyse de sensibilité vise donc d'une part, à établir les priorités des facteurs composant le modèle, à déterminer le facteur qui nécessite le plus d'évaluation et à identifier les maillons faibles de la chaîne d'évaluation. D'autre part, l'analyse de sensibilité sert à identifier les facteurs qui impactent défavorablement la variance du modèle. L'analyse de sensibilité dans ce contexte est souvent effectuée à l'aide de techniques de régression, telles que les coefficients de régression standardisés, ces derniers jouent le rôle d'une mesure de sensibilité pour le facteur en question. L'un des avantages de ces méthodes est qu'elles explorent en principe tout le domaine de définition de chaque facteur. Nous appelons des méthodes de ce type «sensibilités globales», afin de les distinguer des méthodes dites «locales», dans lesquelles un seul point de l'espace des facteurs est exploré et les autres facteurs seraient modifiés en conséquence. Dans ce qui suit nous nous attarderons sur les objectifs clés de la mise en place d'une analyse de sensibilité.

3.1.1 Objets de l'analyse de sensibilité

Nous considérons un modèle mathématique qui, à un ensemble de variables d'entrée aléatoires X , fait correspondre, par l'intermédiaire d'une fonction F , une variable de sortie Y , notée aussi une réponse aléatoire :

$$F : \mathbb{R}^p \rightarrow \mathbb{R}$$
$$X \rightarrow Y = F(X)$$

La fonction F du modèle peut être très complexe. L'ensemble des variables d'entrée $X=(X_1, \dots, X_p)$ regroupe toutes les variables considérées dans le modèle. L'analyse de sensibilité a pour objectif d'étudier la façon dont des perturbations sur les variables d'entrée du modèle engendreraient des perturbations sur la variable de sortie ou la variable de réponse. L'analyse de sensibilité permet de répondre à un certain nombre de questions que nous énumérerons ci-dessous :

- Quelles seraient les variables qui contribuent le plus à la variabilité de la réponse du modèle ? Si cette variabilité est synonyme d'imprécision sur la valeur prédite de la sortie, il serait alors possible d'améliorer la qualité de la réponse du modèle à moindre coût. En effet, la variabilité de la réponse du modèle pourra être diminuée en concentrant les efforts sur la réduction de la variabilité des entrées les plus significativement impactantes.
- Quelles seraient au contraire les variables les moins influentes ? Il serait donc possible de les considérer comme des paramètres déterministes en les fixant par exemple à leur espérance, et obtenir ainsi un modèle plus léger avec moins de variables d'entrée.
- Quelles variables, ou quels groupes de variables, interagissent ? En effet l'analyse de sensibilité permet de mieux appréhender et comprendre le phénomène modélisé, en éclairant les inter-relations entre les variables d'entrée.

Le développement des modèles mathématiques qui, généralement utilisés pour approcher divers phénomènes physiques, environnementaux et socio-économiques complexes comprend plusieurs étapes logiques, dont une des plus importantes consiste à mettre en évidence les paramètres ayant le plus d'influence sur les résultats escomptés. De ce fait,

une analyse de sensibilité de ces paramètres est non seulement essentielle à la validation du modèle, mais sert aussi à orienter les efforts pour l'amélioration de nouvelles recherches. Les chercheurs effectuent des analyses de sensibilité dans le but de répondre à des problématiques spécifiques et aussi dans le but de déterminer :

- Quels paramètres nécessitent plus d'intérêt pour renforcer la base de connaissances réduisant ainsi l'incertitude des résultats.
- Quels paramètres sont non significatifs et peuvent donc être éliminés du modèle final.
- Quelles variables explicatives contribuent le plus à la variabilité de la réponse.
- Quels paramètres sont les plus fortement corrélés avec le résultat final.
- Une fois le modèle mis en application, quelles seraient les conséquences d'une modification d'une variable explicative sur la réponse du modèle.

Il est cependant essentiel de développer et de structurer les étapes nécessaires à la pratique et à la réalisation d'une analyse de sensibilité.

3.1.2 Les étapes d'une analyse de sensibilité

Les techniques d'analyse quantitative de sensibilité ont fait l'objet d'une attention considérable dans la littérature. De nombreuses techniques ont été développées pouvant être considérées comme des extensions aux méthodes de régression, car elles peuvent être appliquées même à des modèles non linéaires.

Dans ce qui suivra nous présenterons une description synthétique générale des étapes à suivre pour effectuer une analyse de sensibilité sur le modèle, indépendamment de la méthode utilisée. La première étape consiste à déterminer le but de l'analyse et par conséquent de définir la forme de la fonction de réponse qui répond à la problématique posée. Le choix des facteurs d'entrée à introduire dans l'analyse ainsi que le choix de la fonction de distributions adéquates est primordial pour la réussite de l'analyse. En effet, ce choix doit être dicté soit par un ajustement empirique ou alors sur la base de l'opinion d'experts. Le choix de la méthode d'analyse de sensibilité repose sur plusieurs critères :

- La problématique à laquelle nous nous essayons d'y trouver réponse, (problème de choix et de sélection des variables explicatives par exemple).

- Le nombre de répétition d'évaluations que nous pouvons intégrer dans le modèle ; en effet si le nombre de facteurs inclus dans l'analyse est élevé, nous devons choisir la méthode adéquate et ne nécessitant que peu d'évaluations du modèle
- La présence d'une structure de corrélation entre les facteurs d'entrée.
- La dernière étape serait donc l'analyse des résultats du modèle obtenus et la mise en place des conclusions et des recommandations.

Cependant, les facteurs pris en compte lors de l'analyse de sensibilité doivent être bien définis, une mauvaise qualification et compréhension de ces facteurs induirait à des erreurs fondamentales. Dans cette optique il est nécessaire de répertorier les différents critères qualifiant les facteurs d'où la nécessité de différencier entre le critère de la sensibilité de celui de l'importance.

3.1.3 La différence entre sensibilité et importance

Plusieurs spécialistes peuvent qualifier les variables affectant la variable dépendante ou autrement dit la sortie du modèle par des termes comme « sensible », « important », « influent », « principal contributeur », « efficace » et ceci de façon interchangeable ([Iman and Helton \(1988\)](#)). [Crick and Hill \(1987\)](#) a mis en évidence la distinction entre les paramètres dit « importants » comme ceux dont l'incertitude contribue de manière substantielle à l'incertitude des résultats de l'évaluation et les paramètres dits « sensibles », ces derniers ont une influence significative sur les résultats de l'évaluation. Les chercheurs ont conclu que les paramètres explicatifs du modèle impacteraient significativement le résultat final de deux manières différentes :

1. La variabilité, ou l'incertitude associée à un paramètre d'entrée est propagée dans le modèle ce qui entraînerait une contribution importante à la variabilité globale de la variable dépendante.
2. Les résultats du modèle peuvent être fortement corrélés avec une variable explicative du modèle de sorte que de faibles changements dans la valeur de cette dernière entraîneraient des changements importants dans la valeur de la variable dépendante ou notée aussi la réponse.

La distinction entre les paramètres dits importants de ceux sensibles réside dans le type d'analyse adopté. Nous distinguons deux types d'analyse. Une analyse d'incertitude pour le premier type de paramètres et une analyse de sensibilité pour le deuxième. Un paramètre qualifié d'important est toujours sensible. Un paramètre sensible par contre n'est pas nécessairement important car il peut être estimé avec une marge d'erreur déterminée par avance, son impact sur la variabilité de la réponse est donc négligeable. De ce fait, une analyse de sensibilité nécessite un « classement de sensibilité », des paramètres d'entrée. Ces derniers sont triés en fonction de l'influence de chacun sur la sortie du modèle. Néanmoins, les praticiens ont soulevé un certain désaccord en termes de classement de sensibilité, résultat du choix des différentes méthodes utilisées. Ce désaccord serait non significatif en pratique puisque les variables supposées être mal classées n'auraient que peu ou pas d'influence sur les résultats finaux du modèle.

Il existe différentes méthodes pour mettre en place des analyses de sensibilité, ces méthodes peuvent ne pas donner des résultats identiques pour une problématique donnée. En général, les analyses de sensibilité sont effectuées de différentes manières : soit en définissant le modèle avec ses variables indépendantes et dépendantes, en attribuant des fonctions de densité de probabilité pour chaque paramètre d'entrée ou alors en évaluant l'importance des influences relatives de chaque relation entrée/sortie. Nous présentons dans ce qui suit les principales méthodes servant à établir des analyses de sensibilité, basées sur l'hypothèse d'indépendance des variables d'entrée.

3.1.4 Une revue des méthodes

Dans ce qui suivra, nous nous attarderons sur une répertoriatio n d'un ensemble conséquent des méthodes les plus pratiquées pour mener à bien des analyses de sensibilités. En règle générale, le caractère pratique de la méthode est déterminé en fonction de la facilité de calcul et de l'utilité des résultats. Des descriptions conceptuelles des méthodes seront présentées pour montrer que le choix de la méthode pour effectuer des analyses de sensibilité repose sur plusieurs critères. Un ensemble de méthodes servant à opérer des analyses de sensibilité sera présenté et étudié dans ce qui suit. Tout au long de cette section, nous utiliserons, pour les différentes notations, le modèle généralisé, défini auparavant contenant plusieurs variables indépendantes, $X = (X_1 \dots X_R)$ et une variable dépendante Y , où

$Y = F(X)$. Ces méthodes peuvent également être appliquées à des modèles avec plusieurs variables dépendantes.

3.1.4.1 L'analyse de sensibilité différentielle

L'analyse différentielle, également appelée la méthode directe, est abordée en premier lieu car c'est l'épine dorsale de presque toutes les autres techniques d'analyse de sensibilité. Un coefficient de sensibilité est en théorie le rapport entre la variation de la variable d'entrée et celle de la sortie, tous les autres paramètres étant constants. Le résultat du modèle dans ce cas est défini comme le « résultat référence ». L'analyse de sensibilité différentielle repose sur la différenciation partielle du modèle sous forme agrégée. Une approximation de la série de Taylor du premier ordre est appliquée à la variable dépendante, Y , en fonction des variables indépendantes $X = (X_1, \dots, X_R)$. La variance de Y , $V(Y)$ est calculée à l'aide de la formule ci-dessous, la variance de la réponse Y est utilisée comme une mesure de l'incertitude pour les prévisions du modèle, tandis que la variance des variables explicatives X_i , pondérée par la partie du premier ordre de Y par rapport à X_i , fournit une mesure de la sensibilité du modèle par rapport à X_i [Iman and Helton \(1985\)](#), on écrit :

$$V(Y) = \sum_{i=1}^R \left(\frac{\partial Y}{\partial X_i} \right)^2 V(X_i) \quad (3.2)$$

Cette méthode n'est valable que pour de petites incertitudes sur les paramètres. L'analyse de sensibilité statistique consiste à calculer la variance et la valeur attendue de chaque sortie du modèle et à classer les contributions à la variance. Des chercheurs ont utilisé une approche matricielle pour résoudre le problème des dérivées partielles car la notation matricielle est efficace dans la résolution des problèmes complexes. Les analyses de sensibilité utilisant des techniques de différenciation partielle sont efficaces en termes de calcul, cependant l'effort requis pour résoudre ces équations peut être conséquent. Lorsqu'une équation algébrique décrit la relation entre les variables indépendantes et la variable dépendante, l'analyse de sensibilité est facile à réaliser. Dans ce cas, le coefficient de sensibilité, pour une variable indépendante particulière peut être calculé à partir de la dérivée partielle de la variable dépendante par rapport à la variable indépendante, c'est-à-dire :

$$\Phi_i = \frac{\partial Y}{\partial X_i} \left(\frac{X_i}{Y} \right) \quad (3.3)$$

Où le quotient X_i/Y est introduit pour normaliser le coefficient en supprimant les effets des unités. Ce calcul repose sur l'hypothèse que les dérivées partielles d'ordre plus élevés sont négligeables et qu'il n'y a pas de corrélation entre les paramètres d'entrée. Pour les grands ensembles d'équations, la dérivée partielle peut être approchée sous la forme d'une différence finie et les valeurs de sortie calculées pour de petits changements dans le paramètre d'entrée. Ainsi, si la non-linéarité est négligée, la dérivée partielle peut être approchée comme suit :

$$\Phi_i = \frac{\% \Delta Y}{\% \Delta X_i} \quad (3.4)$$

Gardner signale que l'approche par la dérivée partielle de l'analyse de sensibilité peut devenir très complexe et sa mise en œuvre irréalisable. De plus, comme cette approche n'est valide que pour de petits changements dans les valeurs des paramètres, lorsque la variabilité de paramètre est autorisée à adopter des valeurs « réalistes », l'approche directe est sérieusement violée. L'analyse différentielle est généralement beaucoup plus exigeante à mettre en œuvre que d'autres méthodes de sensibilité.

3.1.4.2 L'analyse de sensibilité locale

Sur le plan conceptuel, la méthode la plus simple pour opérer une analyse de sensibilité consiste à varier de manière répétée un paramètre à la fois tout en maintenant les autres fixes. Un classement de sensibilité peut être obtenu rapidement en variant chaque paramètre d'un pourcentage donné tout en laissant tous les autres constants et en quantifiant le changement de sortie du modèle. Ce type d'analyse a été qualifié d'analyse de sensibilité dite « locale » puisqu'il ne tient compte que de la sensibilité relative aux estimations ponctuelles choisies et non de la distribution entière des paramètres. Cette méthode prend en compte la variabilité du paramètre et son influence sur les résultats du modèle.

3.1.4.3 L'analyse factorielle

L'analyse factorielle consiste à choisir un nombre d'échantillons donné pour chaque paramètre et à exécuter le modèle pour toutes les combinaisons d'échantillons ([Rose \(1983\)](#)). Les résultats obtenus sont ensuite utilisés pour estimer la sensibilité des paramètres.

3.1.4.4 L'indice de sensibilité (IS)

Une autre méthode simple permettant de déterminer la sensibilité des paramètres consiste à calculer le pourcentage de la variation de la variable dépendante lorsque nous faisons varier la variable explicative (le paramètre d'entrée) de sa valeur minimale à sa valeur maximale. [Hoffman and Gardner \(1983\)](#) préconisent d'utiliser toute la gamme de valeurs possibles de chaque paramètre afin d'évaluer les véritables sensibilités des paramètres. L'indice de sensibilité (IS) est estimé en utilisant la formule suivante :

$$IS = \frac{V_{max} - V_{min}}{V_{max}} \quad (3.5)$$

Où V_{min} et V_{max} représentent les valeurs minimales et maximales respectivement, résultantes de la variation de l'entrée sur tout son domaine de définition.

3.1.4.5 L'analyse de sensibilité subjective

L'analyse subjective est basée sur l'analyse de paramètres individuels ([Downing and Lee \(1985\)](#)). Cette méthode est assez simple et exclusivement qualitative car elle repose sur les avis subjectifs de praticiens expérimentés pour déterminer, a priori, quels paramètres doivent être écartés en raison d'absence d'influence sur les résultats. L'avantage de cette méthode est que, contrairement aux autres méthodes présentées auparavant, pour les grands modèles, où la plupart des autres méthodes ne sont pas pratiques, la méthode subjective peut être utilisée dans une première étape dans le but de réduire le nombre de paramètres d'entrée. D'autres parts, la sensibilité a été évaluée sur des paramètres individuels sans prendre en considération la variabilité combinée résultant de la prise en compte simultanée de tous les paramètres d'entrée. L'analyse de sensibilité dépendrait donc aussi des interactions et des influences mutuelles de tous les paramètres pris en compte dans la construction du modèle.

3.1.4.6 La priorisation des facteurs (PF)

L'objectif de cette méthode d'analyse est d'identifier le facteur le plus important. Ceci est défini comme celui qui, s'il était déterminé (c'est-à-dire estimé à sa valeur réelle, bien qu'inconnue), conduirait à la réduction la plus importante de la variance de la sortie Y . De même, nous pouvons définir le deuxième facteur le plus important et ainsi de suite jusqu'à ce que tous les facteurs soient classés par ordre d'importance. Nous pouvons remarquer que nous avons bien défini le concept d'importance en le liant à une réduction de la variance de la fonction cible. Il convient également de noter qu'en général, on ne serait pas en mesure d'atteindre l'objectif de la définition de la priorisation des facteurs car cela impliquerait que nous sachions quelle est la véritable valeur d'un facteur. L'objectif de la définition de cette priorisation est de permettre un choix rationnel sous incertitude. Une autre chose à noter à propos de la définition de la PF est qu'elle suppose que les facteurs sont fixés un à chaque fois, cela empêcherait la détection d'interactions, c'est-à-dire qu'en adoptant la PF, nous acceptons le risque d'être ignorants au sujet d'une caractéristique importante du modèle qui fait l'objet de l'analyse de sensibilité qu'est la présence d'interactions dans le modèle. L'utilisation efficace de la PF permettrait donc l'identification du facteur qui mérite le mieux une meilleure mesure expérimentale afin de réduire au maximum l'incertitude de la réponse.

3.1.4.7 La fixation des facteurs (FF)

Cette approche consiste à fixer les facteurs jugés non influents. L'objectif de cette approche est d'identifier le facteur ou le sous-ensemble de facteurs d'entrée que nous pouvons déterminer à n'importe quelle valeur donnée dans leur intervalle d'incertitude sans réduire de manière significative la variance de sortie. Si un tel facteur ou un sous-ensemble de facteurs sont identifiés, les facteurs restants peuvent expliquer la majeure partie de la variance. Cela a des implications dans le processus de simplification des modèles complexes. Les facteurs qui n'influencent pas la sortie peuvent être fixés à leurs valeurs nominales sans aucune perte significative d'informations dans le modèle.

Nous avons présenté plusieurs techniques d'analyse de sensibilité. Les méthodes les plus utilisées sont la méthode de différenciation partielle, la corrélation partielle et les

techniques de régression. Cependant, l'approche la plus simple à mettre en place est la méthode dite « locale », dans laquelle les mesures de sensibilité sont déterminées en faisant varier chaque paramètre, tandis que tous les autres sont maintenus constants. L'analyse de régression utilisant une procédure de régression par étapes semble être la technique la plus complète et est relativement facile à réaliser. De ce fait pour simplifier la structure des modèles complexes, il est essentiel d'adopter un processus d'agrégation pour la réduction du nombre des paramètres supposés expliquer la variable dépendante. La méthode la plus fondamentale pour des analyses de sensibilité est la méthode directe, cette dernière consiste à calculer des dérivées partielles du modèle par rapport à chaque paramètre d'entrée. Cette technique n'est valable que pour une faible variabilité des valeurs de paramètre et les dérivées partielles doivent être recalculées pour chaque changement par rapport au résultat de référence. En revanche, les méthodes de sensibilité dites « locales » sont théoriquement les méthodes les plus simples. Enfin, l'utilisation des modèles complexes nécessiterait l'adoption d'analyses subjectives permettant d'éliminer des variables non importantes dans le but de réduire le nombre de paramètres.

En règle générale, les analyses de sensibilité ont pour objectif de déterminer les paramètres d'entrée qui ont le plus d'influence sur les résultats finaux du modèle. Ces informations permettent d'éliminer les paramètres non significatifs et non importants et d'orienter des recherches dans le but de réduire les incertitudes sur les paramètres choisis et d'accroître la précision du modèle. Le respect de la classification des paramètres de sensibilité est aussi important que la détermination des principaux paramètres auxquels le modèle réagit le plus. Une étude quantitative a été réalisée par Hamby (1995) dans ce sens pour comparer numériquement les méthodes¹ avancées auparavant pour fournir des recommandations sur leur utilisation.

3.1.5 Les limites des méthodes de l'analyse de sensibilité

Les méthodes traditionnelles présentées ci-dessus présentent des limites quant aux hypothèses relatives au modèles, les méthodes globales d'analyse de sensibilité viennent pour contrecarrer cette limite et d'y trouver une solution. En effet, ces méthodes sont indépendantes des hypothèses relatives au modèle telles que la linéarité ou l'additivité, elles

1. Voir Hamby (1993) pour plus de détails.

sont réalisables dans le but de tester la robustesse et la pertinence d'une analyse en présence d'incertitudes. De ce fait les propriétés d'une analyse de sensibilité sont synthétisées comme suit :

- Inclure la moyenne multidimensionnelle. Dans une approche locale de l'analyse de sensibilité (par exemple, $S_j = \frac{\partial Y}{\partial X_j}$), on calcule les dérivées partielles, comme indiqué ci-dessus. C'est l'effet de la variation d'un facteur lorsque tous les autres sont maintenus constants à la valeur centrale (nominale). Une méthode globale devrait plutôt évaluer l'effet d'un facteur alors que tous les autres varient également.
- Être indépendant du modèle. La méthode devrait fonctionner indépendamment de l'additivité ou de la linéarité du modèle. Une mesure de sensibilité globale doit pouvoir apprécier l'effet dit d'interaction, ce dernier étant particulièrement important pour les modèles non linéaires et non additifs.
- Être capable de traiter les facteurs groupés comme s'il s'agissait de facteurs simples. Cette propriété de synthèse est essentielle pour l'agilité et l'interprétation des résultats.

Il se peut fort bien qu'en utilisant différentes mesures de sensibilité, nous obtenions un classement relatif différent de l'influence des différents facteurs de production, cela se produit si l'objectif de l'analyse n'est pas précisé. Les analyses d'incertitude et de sensibilité sont plus souvent théoriques et explicatives qu'empiriques. Les attitudes trop confiantes des modélisateurs pourraient conduire à une sous-estimation de la prévision de l'incertitude et à une compréhension incomplète des relations entrées-sorties. Un autre facteur qui peut limiter l'application de l'analyse de sensibilité est qu'elle peut être réalisée de différentes manières. Si l'on peut obtenir différents ordres d'importance des facteurs à l'aide de différentes méthodes, ceci pourrait nous induire à des erreurs d'appréciation. Habituellement, les facteurs d'un modèle suivent une distribution d'importance très asymétrique, peu de facteurs expliquant la majeure partie de l'incertitude de la production, la plupart des facteurs jouant peu ou pas de rôle dans la construction de la réponse du modèle. Dans ce cas, différentes méthodes peuvent converger vers le même résultat. D'autre part, une définition rigoureuse de l'importance est nécessaire car le classement des facteurs par importance peut être une question d'une grande importance lorsque le modèle est utilisé, par exemple, dans l'analyse de risque ou dans une approche de prise de décision.

Dans ce qui suivra nous nous proposons d'effectuer des analyses de sensibilité pour le mix électrique marocain. Après avoir présenté les différentes méthodes servant à établir des analyses de sensibilité, nous utiliserons la méthode dite locale pour analyser l'impact de la variation d'une variable d'entrée, dans notre cas cette dernière pourrait être un coût de production de l'électricité par une source donnée, un risque ou une corrélation donnée sur la variable de sortie à savoir le coût global du mix ou son risque associé, autrement dit et de manière synthétique sur la frontière efficiente. Des analyses de sensibilité servent à évaluer l'influence des paramètres clés sur les résultats du calcul, ceci dans le but d'aider à la prise de décision.

3.1.6 L'effet de la taxe carbone

Dans l'Union Européenne, suite au Protocole de Kyoto et à l'introduction du Emission Trading Scheme (ETS), le coût des émissions de gaz à effet de serre a été en partie «internalisé». En effet celui-ci est désormais inclus dans le coût de production de l'électricité au même titre que les produits combustibles. Au Maroc un tel système n'existe pas encore, pour autant les émissions de GES peuvent avoir dès maintenant une valeur marchande, via les mécanismes de développement propre (MDP)². Un tel mécanisme permet à un acteur du marché européen d'acheter des Unités de Réduction Certifiée des Emissions (URCE) générées par des projets spécifiques dans un pays «hôte». Un projet dans le secteur énergétique marocain est éligible à partir du moment où il permet de réduire les émissions de GES par rapport à un scénario de référence. Dans ce qui suit, nous mettrons en place une analyse de sensibilité en mettant l'accent sur un changement de la structure des coûts de production d'électricité. L'objectif est d'imposer une taxe carbone de 20euros par tonnes d'émissions de CO_2 , cette imposition ferait changer la structure des coûts et plus précisément, les coûts relatifs aux options à base de combustibles. Tout au long de notre analyse dans le deuxième chapitre, nous avons supposé un coût de CO_2 nul.

Lors des analyses de sensibilité, nous supposerons une augmentation de ce coût de 20€ par tonne d'émissions de CO_2 que nous interprétons comme un prix du marché ou un prix

2. Voir annexe

fictif des émissions de carbone. Nous allons maintenant étudier l'effet de la tarification des émissions de CO_2 sur les caractéristiques de coût-risque du mix institutionnel de référence en 2030 et aussi sur les mix de production efficaces relatifs au scénario robuste qui admet une plus grande part de charbon et de gaz, et plus précisément au variantes DivChar et DivCharGaz. Dans ce qui suivra, nous ne prenons en compte que l'impact d'une augmentation d'un prix du carbone de zéro à un prix de $20\text{€}/tCO_2$ et nous nous focaliserons sur le mix de référence et sur les mix spécifiques N et S définis auparavant. La figure suivante présente les coûts de production d'électricité de certaines sources (majoritairement fossiles) qui augmentent avec la hausse des prix du CO_2 .

Nous présenterons le coût carbone en noir sur la figure 3.1 de ventilation des coûts de production d'électricité. La nouvelle structure des coûts a été tirée des simulations du ministère de l'énergie marocain lors de l'élaboration et la mise en place de la stratégie énergétique nationale à horizon 2030.

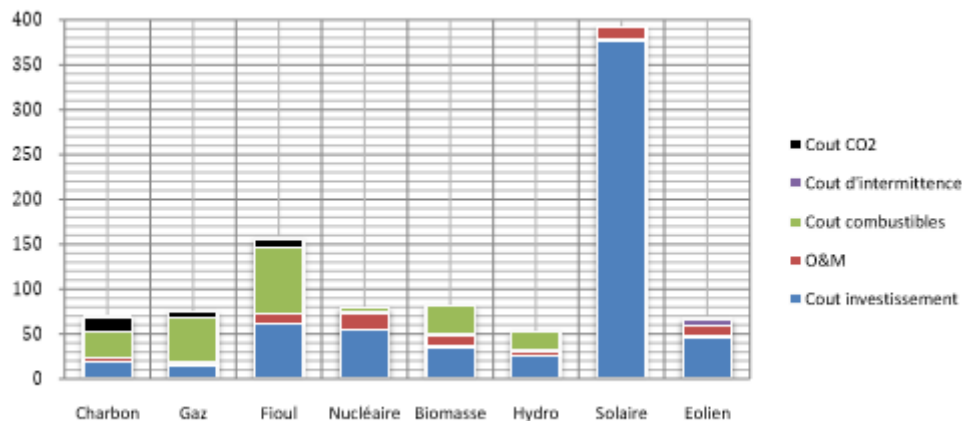


FIGURE 3.1 – Structure des coûts de production de l'électricité (Imposition d'une taxe carbone)

Source : Élaboration auteur sur la base des simulations du MEMEE

Ce constat de cause à effet est vrai aussi pour les couples coût-risque des mix étudiés et leurs alternatives efficaces (mix N et S) et aussi selon les scénarios adoptés. Le changement dans la structure des coûts de production de l'électricité selon les différentes technologies prises en compte impacterait un changement sur les risques associés aux différents coûts et de facto sur le couple coût-risque des différents mix électriques étudiés. De ce fait, le

risque de ces coûts est calculé et synthétisé dans le tableau ci-dessous.

Coût du CO_2 par tonne d'émissions				
0 €		20 €		
	Coût (€/Mwh)	Risque (%)	Coût (€/Mwh)	Risque (%)
Charbon	52	11.40	69	10.76
Gaz	68	14.22	75	13.27
Fioul	147	15.46	156	14.70

TABLE 3.1 – Tableau synthétique de la variation du coût/risques par rapport à la variation du coût de CO_2

Source : Élaboration auteur

L'analyse de la sensibilité concernerait, dans le cas d'une augmentation de la taxe carbone, les deux variantes du scénario robuste, en d'autres termes, elle concerne les variantes qui admettent des parts importantes du gaz et du charbon. Nous présenterons dans ce qui suit les frontières efficaces. Nous nous focaliserons sur le scénario robuste et ses deux variantes associées.

En ce qui concerne le mix électrique marocain adopté par les instances marocaines à horizon 2030, le prix des quotas d'émission de CO_2 est fixé à 0€/t CO_2 , ceci se traduit par la non prise en compte des coûts carbone dans la construction des mix électriques. Cela a évidemment un effet sur la pénétration des EnR dans les mix optimisés. Les technologies de production à base d'énergie fossile se trouvent non pénalisées pour leurs émissions. Ci-après les principaux résultats de sensibilité sous le scénario robuste en prenant en considération l'augmentation du prix du CO_2 de 0€/t CO_2 à 20€/t CO_2 . Il convient de noter que ce dernier niveau de prix du carbone a été adopté lors de la ventilation des coûts de production de différentes technologies pour l'élaboration de la stratégie énergétique nationale et les projections y afférents.

L'adoption d'une taxe carbone est d'une importance capitale pour l'évaluation du coût auquel la sécurité de l'approvisionnement énergétique dans le secteur de l'électricité peut être améliorée grâce à une transition (jusqu'en 2030 encore partielle) de la technologie de production à base de combustibles fossiles à la technologie de production à base d'EnR). Un prix du carbone sous le scénario robuste augmentant de 0€/t CO_2 à

20€/tCO₂ améliorerait considérablement la position sur le marché, notamment de l'éolien ainsi que de certaines technologies de biomasse à potentiel élevé et relativement bon marché. Les contraintes techniques imposées à notre modèle de la manière la plus réaliste possible compte tenu des informations disponibles comme les projections de la stratégie énergétique nationale et les potentialités des sources marocaines disponibles semblent limiter la pénétration des EnR.

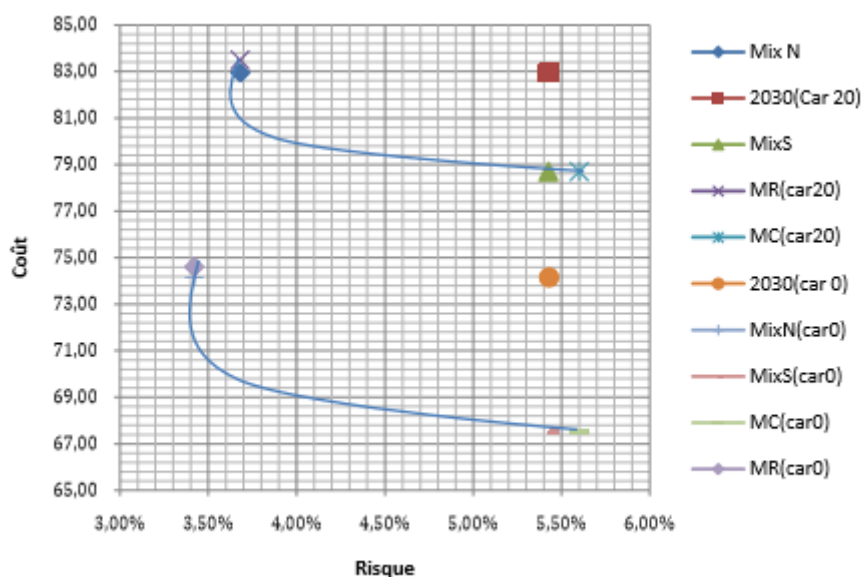


FIGURE 3.2 – Frontière efficiente de la variante «DivChar»

Source : Élaboration auteur

La représentation graphique des principaux résultats nous montre que les frontières efficientes initiales sans prise en compte de la taxe carbone se trouvent déplacer en haut. En ce qui concerne les parts des sources constituant le mix, nous remarquons une substitution du charbon par de l'hydraulique, ceci concernant la variante DivChar, ceci est dû à l'imposition du facteur carbone qui vient freiner le déploiement des sources à base de combustibles.

En ce qui concerne la variante DivCharGaz, le coût du mix optimal augmente de 12%, ou de 8,8 euros par MWh (de 74,15 à 82,95 € par MWh) par comparaison à la situation de la non prise en compte de la taxe carbone. Le risque de ce mix par contre reste invariant, ces résultats témoignent de la grande sensibilité des caractéristiques du mix sous le scénario robuste avec ses deux variantes à l'évolution des prix du CO₂. Ceci

est dû principalement à la part significative du charbon pour la production de l'électricité qui est de l'ordre de 38% pour le cas de la variante DivChar. En ce qui concerne la part de chaque technologie dans le mix DivChar, elles ne changent pas avec la hausse des prix du CO_2 . Nous remarquons une baisse très faible des parts du charbon de l'ordre de 1,20% dans le mix S par rapport à la situation initiale (Un coût de CO_2 nul). Concernant la variante DivCharGaz, l'augmentation de son coût est dû aux parts significatives du charbon et du gaz pour la production de l'électricité qui est de l'ordre de 47%. En ce qui concerne la part de chaque technologie dans le mix DivCharGaz, elles ne changent pas significativement avec la hausse des prix du CO_2 , si ce n'est une baisse très faible du charbon de l'ordre de 1,4% dans le mix S par rapport à la situation initiale (Un coût de CO_2 nul), avec une substitution du charbon par de l'hydraulique.

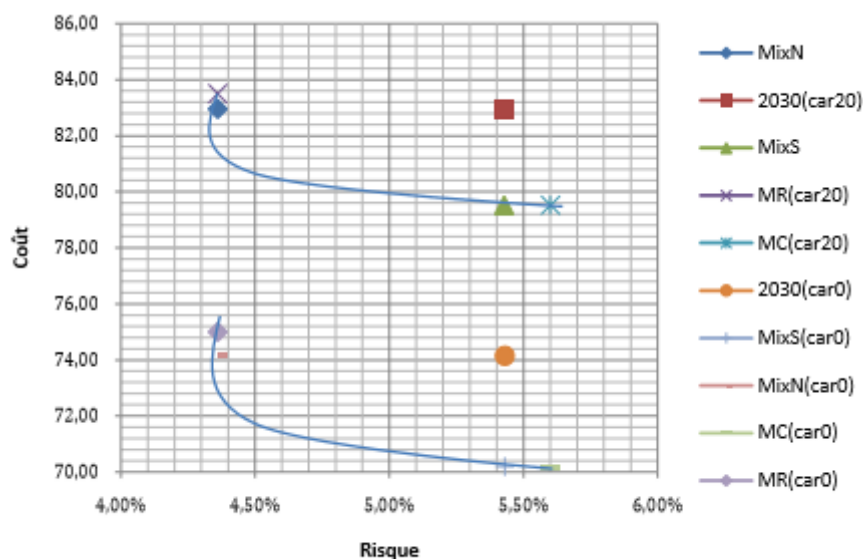


FIGURE 3.3 – Frontière efficiente du la variante «DivCharGaz»

Source : Élaboration auteur

De toute évidence, il est légitime de garder les parts technologiques constantes lorsque les prix du CO_2 augmentent. Avec la hausse de la taxe carbone, il est optimal de réduire la part des combustibles fossiles dans la production d'électricité. À mesure que le prix du CO_2 augmente, les mix optimaux sont réorganisés pour minimiser les coûts et les risques du portefeuille.

Dans cette section nous avons examiné l'effet de la tarification du carbone en considérant le mix S. En général, l'évolution des coûts du portefeuille et des émissions de CO_2 résulte de deux changements interdépendants : une hausse des coûts de CO_2 et la ré-optimisation des mix en réponse à cette hausse. Considérée isolément, la hausse du prix du CO_2 fait augmenter le coût de l'électricité. Cette augmentation reflète le coût du carbone (20euros/ tCO_2 multiplié par le nombre de tonnes de CO_2 émises). En résumé et comme le montre les deux figures relatives aux deux variantes étudiées, les coûts générés par le portefeuille augmentent d'environ 8euro/MWh, pour atteindre 83euros/MWh, la ré-optimisation du portefeuille déclenchée par la tarification du carbone, à travers la diminution de la part des combustibles fossiles dans le mix S essaye de compenser en partie la hausse des coûts de l'électricité résultant de la tarification du carbone. Enfin la hausse de la taxe carbone fait augmenter le coût global du mix électrique suivant les deux variantes du scénario robuste, les frontières efficientes se trouvent décalées et ceci pour les deux variantes exposées dans les deux précédents graphiques.

3.1.7 L'effet du progrès technologique

Dans ce qui suit, nous nous proposons d'adopter une analyse de sensibilité relative à un progrès technologique, à travers la modification de l'input coût de production de l'éolien et du solaire, résultat d'une avancée technologique. En effet, cette dernière dans le domaine des EnR est une orientation dans laquelle les entreprises du monde entier investissent massivement. De nombreuses entreprises sont convaincues que les technologies renouvelables sont l'avenir du secteur de l'énergie. Des recherches récentes menées par l'université de Harvard ont montré que les progrès réalisés dans les capacités des batteries pourraient permettre aux technologies utilisant des EnR de devenir plus efficaces et moins chères. La part des EnR avoisine actuellement 42% du mix énergétique marocain. L'objectif, pour les années à venir, est de porter cette part à 52% en 2030. La bonne nouvelle réside dans le fait que les énergies vertes sont de plus en plus compétitives et diminuent de manière significative leurs coûts de production. Les progrès technologiques et l'industrialisation ont amené les filières les plus matures à des niveaux compétitifs par rapport aux moyens de production conventionnels. A titre d'exemple, le solaire photo-voltaïque, qui continue de croître à un rythme très élevé, permet de produire une électricité à un coût de plus

en plus compétitif avec les autres options. Les producteurs d'électricité se livrent à une concurrence très vive par rapport aux prix proposés lors des appels d'offres. Le critère le plus tangible pour juger de la compétitivité d'une source de production d'électricité est de comparer le coût du kWh produit au prix facturé au consommateur final, toutes sources confondues. Lorsque ce prix s'abaisse au dessous de celui du marché de détail de l'électricité, on nomme cette situation par la « parité réseau ». Pour le solaire, cette parité est déjà atteinte dans une quinzaine de pays et régions du monde. Cette révolution, en quelques années, a été rendue possible par la baisse continue et mondiale du coût de production de l'électricité photo-voltaïque. Le moteur principal de cette baisse a été la chute du prix du module photo-voltaïque, élément essentiel de l'amont de la filière, le module PV est devenu une « commodité » internationale, c'est-à-dire un produit de base, standardisé, aux spécificités bien définies, comme l'a été autrefois le transistor. Son prix varie bien sûr selon la technologie employée, mais il est le même partout dans le monde. Si on se réfère par convention au prix d'un module « classique » au silicium, il a enregistré une baisse rarement vue dans l'industrie. Il est en 2016 autour de 0,40€ (euros) par watt de capacité installée sur le marché mondial. Il était de 24€ par watt en 1980. En plus de cette révolution, la concurrence entre les différents producteurs et les politiques d'encouragement des EnR ont été une des causes de cette situation.

En ce qui concerne l'éolien terrestre, cette option est la plus compétitive vis-à-vis des moyens traditionnels avec des coûts de production possible compris entre 50 et 80€/MWh³, Avec le développement de cette source, les coûts de production devraient baisser d'environ 10 à 15% à l'horizon 2030. Quand à la filière PV elle possède un potentiel d'innovation et des marges de progression très importants. En effet, les coûts d'investissements de la source PV ont été divisés par six entre 2007 et 2014. L'ADEME estime que les coûts devraient continuer à baisser d'environ 35% à horizon 2025. Ces projections sont révélateurs et encourageants pour l'évolution du mix électrique marocain car l'éolien et le solaire sont des sources qui présentent des opportunités de développement très importants pour la production d'électricité renouvelable. Pour atteindre les objectifs fixés par la stratégie énergétique nationale, des soutiens de l'Etat restent nécessaires

3. D'après les simulations des coûts relatives à l'élaboration de la stratégie énergétique nationale

pour accélérer le rythme d'investissement et de développement. Le soutien aux autres filières moins matures aujourd'hui (énergies nucléaire, biomasse...), est également important pour améliorer leur compétitivité et relever ainsi les défis de la transition énergétique.

Un autre point non négligeable est les systèmes de stockage d'électricité, ces derniers admettent un énorme potentiel de déploiement et de réduction des coûts, selon une étude de l'IRENA, les coûts d'installation pourraient chuter de 50% à 60% d'ici 2030. La durée de vie et les performances des batteries continueront également à s'améliorer. Dans cette perspective, les batteries ont vu leurs capacités multipliées par 10 depuis 2008, contribuant significativement à la pénétration rapide et croissante des sources renouvelables (voir graphique ci-dessous). De ce fait, le déploiement accéléré, motivé par des politiques gouvernementales intelligentes à la fois au niveau national et mondial a permis de réaliser des économies d'échelle et de faire évoluer les technologies plus rapidement que prévu.

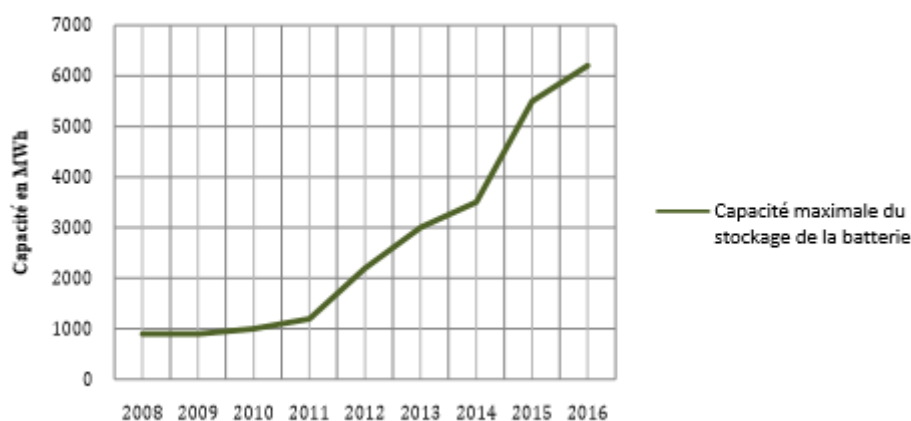


FIGURE 3.4 – Capacité maximale du stockage d'une batterie

Source : DOE (2017)

Reste à évaluer le « coût d'externalité » qui fait l'objet de polémiques. En effet le solaire étant une source intermittente, il faut des énergies d'appoint, par exemple des centrales à gaz qui assurent la continuité de la livraison d'électricité lorsqu'il n'y a pas de soleil. À l'avenir, une gestion décentralisée des réseaux électriques, notamment avec le développement des réseaux et des capteurs intelligents permettrait de développer les possibilités d'effacement⁴. Compte tenu de tous ces éléments, le coût du (MWh) de l'élec-

4. Un mécanisme qui consiste à restreindre volontairement la consommation d'électricité pendant une

tricité solaire varie beaucoup selon les régions du monde et les conditions économiques, notamment les taux de financement. Le coût apparaît plus clairement lors des appels d'offres où les postulants s'engagent sur un prix de vente donné, ceci étant dit, cette course mondiale aux records a généré deux inconvénients majeurs qui, au début de 2017, faisaient craindre un phénomène de « bulle » :

1. La concurrence entre constructeurs pour faire des offres de prix très basses peut menacer la rentabilité à long terme de projets qui restent souvent dépendants des politiques publiques sujettes à évolutions ;
2. L'essor du PV a conduit les producteurs de panneaux photo-voltaïques à investir dans de nouvelles unités de production provoquant une surcapacité.

De ce fait, la baisse des prix est dûe à la fois aux améliorations technologiques et aux enchères concurrentielles définissant des contrats de production d'énergie dans lesquels les sources d'EnR offrent de plus en plus d'options moins coûteuses que les autres options conventionnelles de production d'énergie. Il est donc à noter l'important progrès réalisé par les technologies d'énergie propre au cours des dernières années, notamment l'énergie solaire, éolienne, ainsi que les batteries de stockages. Dans ce qui suit, nous adopterons comme décrit auparavant, une baisse du coût de la production de l'électricité à base de l'éolien de 20% à l'horizon 2030, quant à l'évolution du coût de production de l'électricité à base de solaire, nous supposons une baisse de 50% à horizon 2030. Le taux d'apprentissage de l'énergie éolienne est modéré par rapport à celui du solaire (c'est-à-dire que les coûts d'investissement diminuent moins pour l'éolien que pour le solaire). Les simulations des coûts ont été tirées des simulations adoptées lors de l'élaboration de la stratégie énergétique nationale à horizon 2030. De ce fait, la structure des coûts de production de l'électricité évoluerait comme la figure 3.5.

période de temps donnée ou à la reporter.

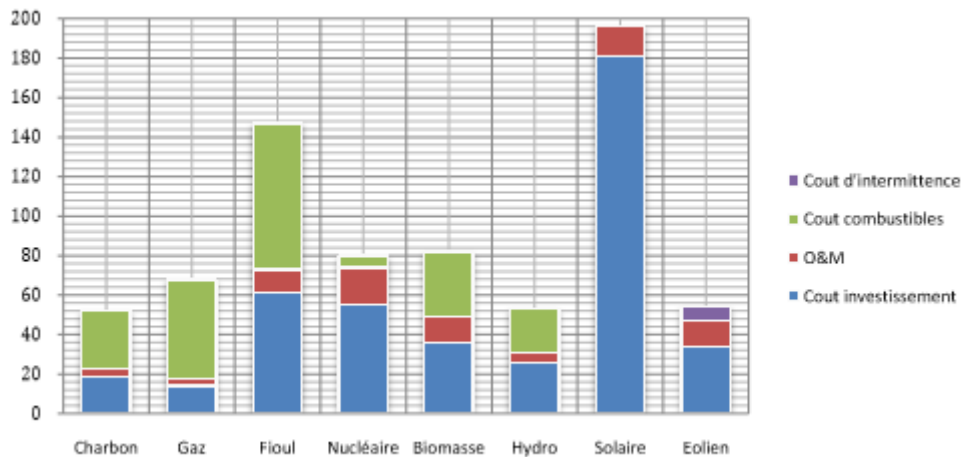


FIGURE 3.5 – Structure des coûts de production de l'électricité (Progrès technologique)

Source : Élaboration auteur sur la base des simulations de MEMEE

Nous avons recalculé le risque du coût relatif aux technologies en question, à savoir le solaire et l'éolien en se basant sur les nouveaux coûts adoptés. Dans ce qui suit, nous allons étudier les différents mix analysés auparavant, le choix de la totalité des mix dans ce qui suit a été dicté par l'existence d'une part non négligeable dans les différents mix du solaire et de l'éolien pour la constitution des mix électriques marocains. Nous constatons pour les différents scénarios que le coût global du mix a baissé d'environ 6 euros par Mwh en passant de 74 € par Mwh à 68. Cette diminution est dûe principalement à la diminution des coûts du solaire et de l'éolien. De ce fait, une ré-optimisation des mix marocains est nécessaire pour traduire cette baisse du coût de production sur les parts constitutives, solaires et éoliennes, des mix optimaux. Dans ce qui suit une représentation graphique de l'évolution des différentes frontières efficaces sous les différentes variantes associées aux deux scénarios étudiés.

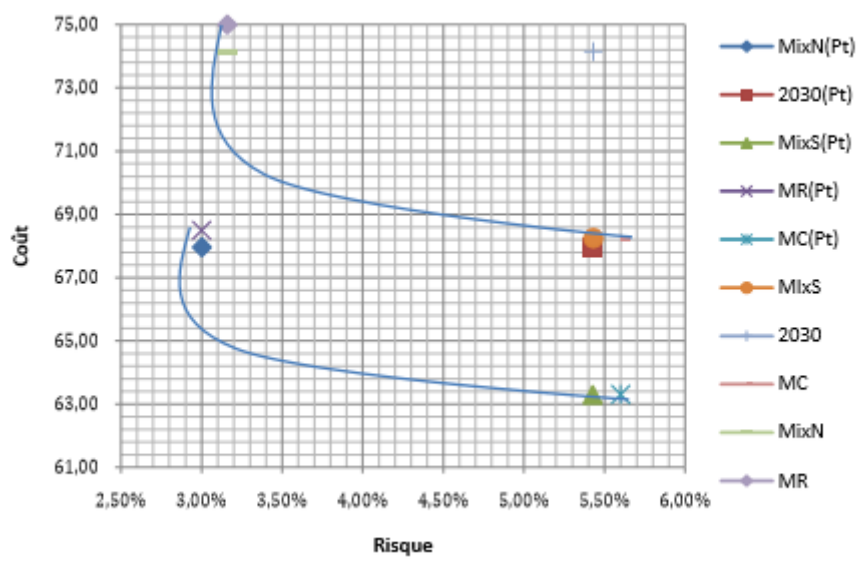


FIGURE 3.6 – Frontière efficiente du scénario BAU/Progrès technologique

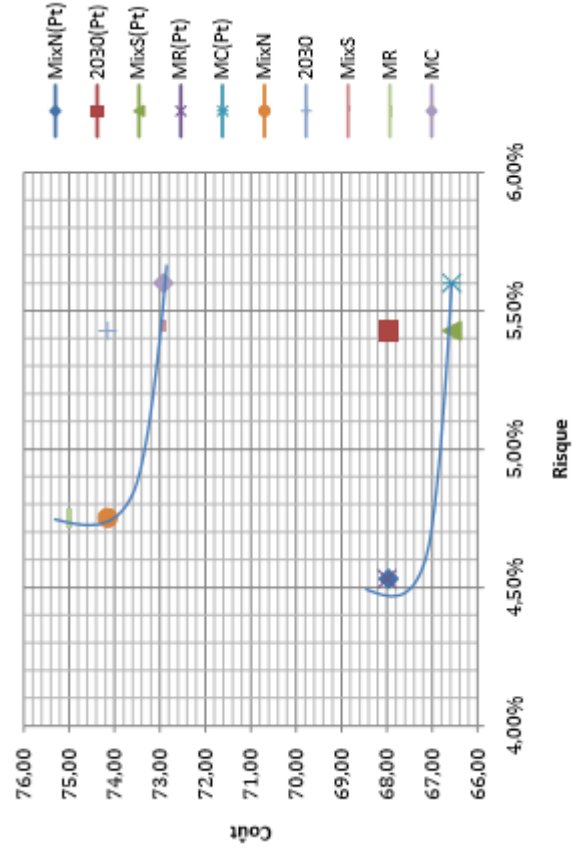
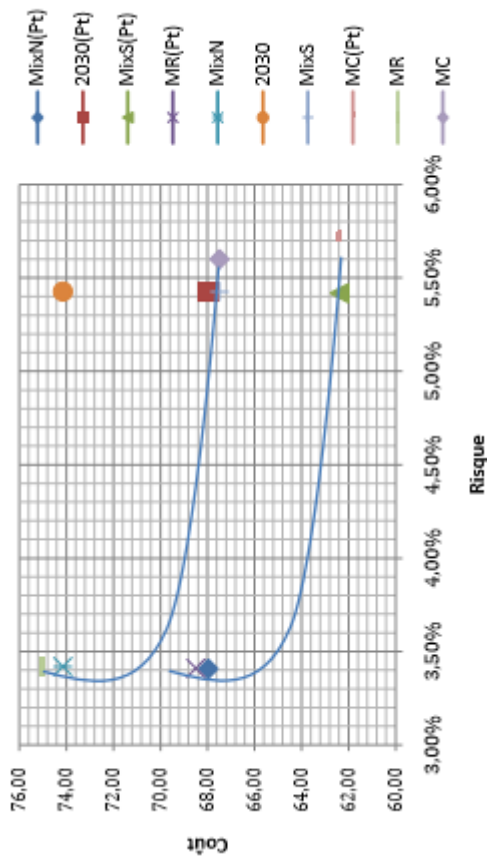
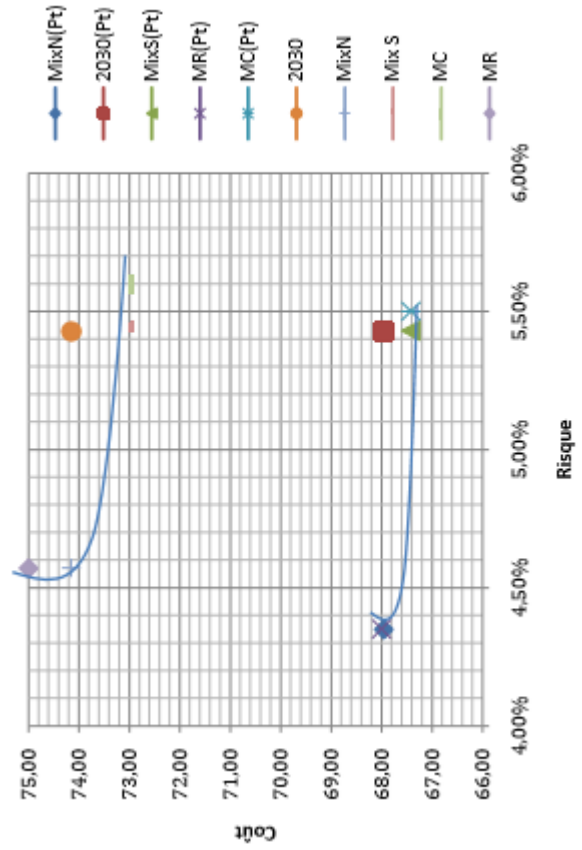
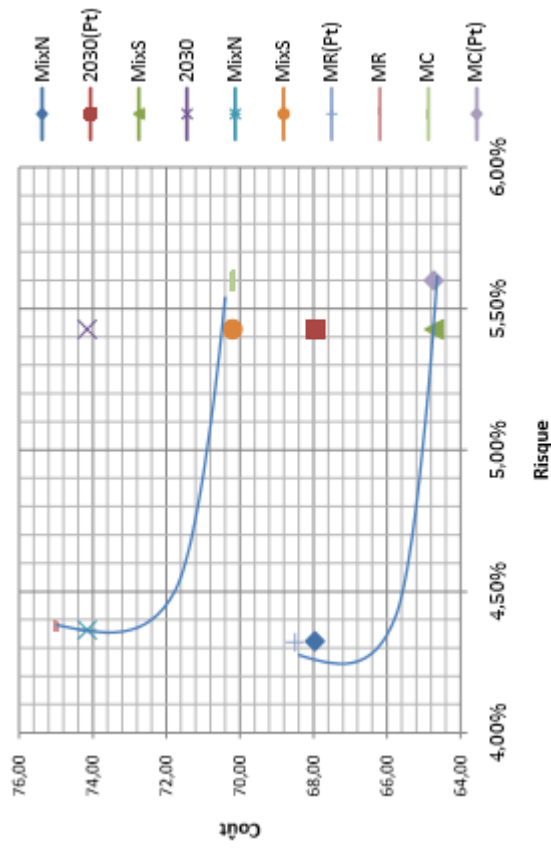


TABLE 3.2 – Les frontières efficaces de deux scénarios par rapport au progrès technologique

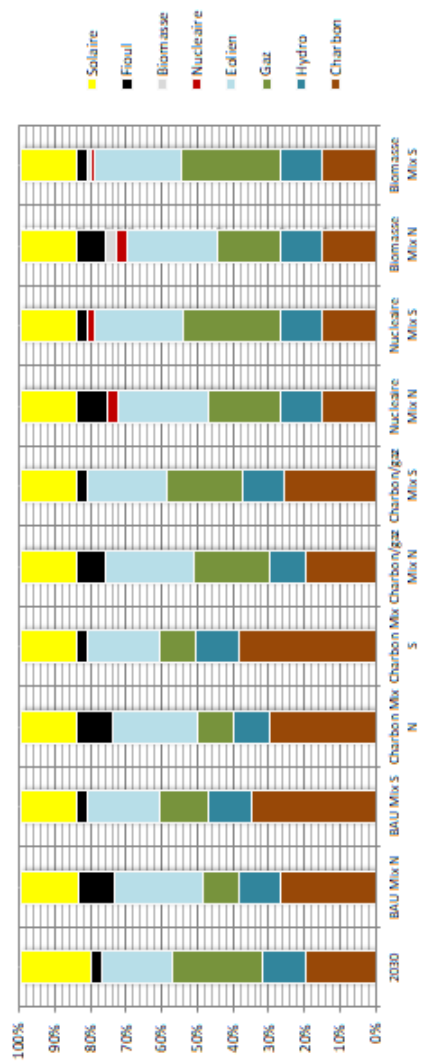


FIGURE 3.7 – La part des sources de production d'électricité (scénario taxe carbone)

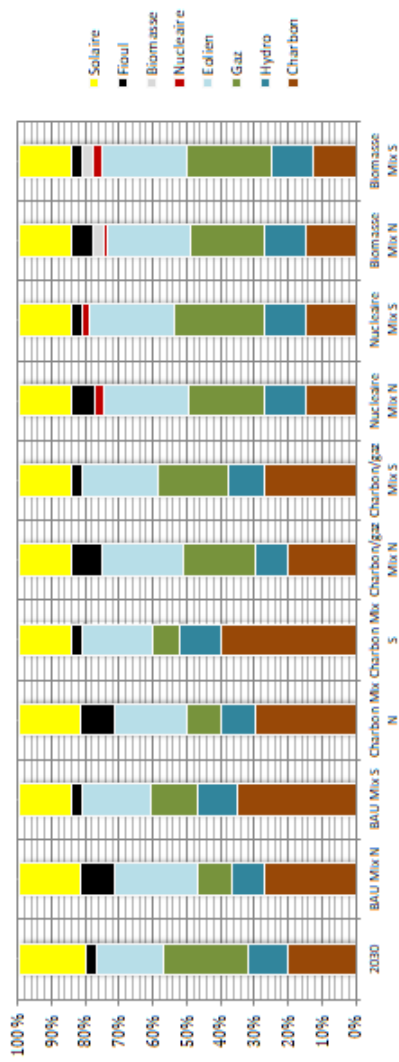


FIGURE 3.8 – Part des sources de production d'électricité (scénario progrès technologique)

3.1.8 L'effet de la relaxation des contraintes techniques

Dans ce qui suit, nous montrons que la relaxation des contraintes aurait un impact économique considérable sur le couple coût-risque. En effet, nous allons adopter des relaxations de contraintes adoptées auparavant pour démontrer l'impact du changement des limites inférieures et supérieures sur les caractéristiques des mix efficaces obtenus. Nous allons nous focaliser sur le scénario robuste avec ses deux variantes à savoir la variante DivChar et la variante DivCharGaz ainsi que la seule variante DivNuc vu les similitudes existantes entre les deux variantes composant le scénario alternatif. Nous commencerons pas la variante DivChar. Nous constatons que le charbon a atteint sa limite supérieure pour le mix S. De ce fait l'étude de l'impact de la relaxation de cette limite supérieure sur les caractéristiques du mix électrique serait intéressante. En effet, les résultats soutiennent l'hypothèse qu'une intégration du charbon dans le mix électrique marocain d'une unité supplémentaire (1%) aurait un impact positif sur le coût global du mix marocain, cet impact serait donc dû à la substitution du solaire (Mix S) et de l'éolien (Mix N) par du charbon. D'autre part, la réduction du charbon d'une unité (relaxation des limites inférieures dans le mix N) ferait baisser faiblement le risque total du mix.

Technologie	2030	Non relaxation		Relaxation	
		Mix S	Mix N	Mix S	Mix N
Charbon	20,00%	39,72%	30,00%	41,00%	29,00%
hydraulique	12,00%	10,83%	10,00%	10,00%	10,00%
gaz	25,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%
Eolien	20,00%	20,45%	21,49%	19,80%	22,83%
Nucléaire	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Biomasse	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Fioul	3,00%	3,00%	10,00%	4,20%	10,00%
Solaire	20,00%	16,00%	18,51%	15,00%	18,17%
Total	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Coût	74,150	67,490	74,2	67,271	74,2
Risque	5,43%	5,43%	3,42%	5,43%	3,32%

TABLE 3.3 – Analyse de sensibilité par rapport à la relaxation des contraintes techniques

De la même manière nous avons procédé à la relaxation des contraintes techniques pour le cas de la variante DivCharGaz, pour cette variante nous avons relaxé les contraintes techniques des sources ayant atteint les limites supérieures ou inférieures, à savoir dans

ce cas nous nous sommes attardés sur la technologie du gaz, du charbon et du solaire. Les résultats ont montré qu’une relaxation de 1% de la limite inférieure du gaz et sa substitution du charbon ferait baisser faiblement le risque du mix optimal. Concernant la variante DivNuc du scénario alternatif, la technologie nucléaire atteint sa limite supérieure pour le mix N, de ce fait il est essentiel d’étudier la relaxation des contraintes technique afférent à ce scénario et plus précisément la limite supérieure du nucléaire, une augmentation de 1% des parts du nucléaire ferait baisser faiblement le risque global du mix électrique. Ci-dessous un tableau représentatif des résultats de cette relaxation ventilée en trois niveaux ; le premier niveau représente la non relaxation des contraintes techniques relatives au nucléaire, le deuxième niveau une relaxation de 1% et le troisième de 2%.

Technologie	1^{er} niveau	2^{ème} niveau	3^{ème} niveau
Charbon	15,00%	15,00%	15,00%
Hydraulique	12,00%	12,00%	12,00%
Gaz	23,41%	22,69%	21,97%
Eolien	25,00%	25,00%	25,00%
Nucléaire	3,00%	4,00%	5,00%
Fioul	5,59%	5,31%	5,03%
Solaire	16,00%	16,00%	16,00%
Total	100,00%	100,00%	100%
Coût	74,2	74,2	74,2
Risque	4,75%	4,70%	4,65%

TABLE 3.4 – Analyse de sensibilité par rapport à la relaxation des contraintes techniques relative au nucléaire

Source : Élaboration auteur sur la base des différentes simulations

Finalement, en ce qui concerne les EnR constituant les mix optimaux suivant les différents scénarios, nous constatons que si nous substituons 1% de l’énergie solaire par de l’énergie éolienne, le coût du mix électrique serait impacté positivement. Le risque par contre du mix ne serait pas sensible à cette substitution. Ces résultats trouvent explication du fait que, d’après l’analyse des coûts de production de l’électricité, le coût de l’électricité produite par le solaire étant très élevé. L’énergie éolienne a donc un impact significatif et positif sur l’optimisation du mix électrique marocain. De ce fait, les résultats obtenus par ces analyses de sensibilité suggèrent donc la nécessité d’amorcer un débat économique et

politique sur le développement massif de l'éolien, et surtout l'éolien off-shore marocain. En résumé, les analyses de sensibilités établies montrent que la non exploitation optimale et pleine du potentiel marocain en ressources énergétiques (principalement renouvelables) aurait un impact négatif se traduisant par une augmentation significative des coûts de production et une progression significative des émissions de CO_2 .

3.1.9 Conclusion

Dans cette première partie du 3^{ème} chapitre, nous nous sommes attardés sur l'élaboration des analyses de sensibilités. Nous avons commencé, dans un premier temps par établir une définition théorique de l'analyse de sensibilité, nous avons présenté les objectifs afférents à l'élaboration de ces analyses, les différentes méthodes classiques servant à obtenir les résultats, ainsi que les limites de ces analyses. L'objectif de cette partie était d'établir un ensemble d'analyses de sensibilités nous permettant de tirer des conclusions quant à la façon optimale de construire des mix électriques marocains. De ce fait, trois différentes analyses de sensibilité sont étudiées. En raison de l'incertitude entourant le coût et le risque du mix électrique selon les différents scénarios adoptés, les résultats de cette étude doivent être analysés et étudiés avec prudence. Ceci dit, l'analyse de sensibilité reste un outil d'analyse très précieux. La composante relative aux émissions de CO_2 notée dans cette partie par le coût carbone est d'une importance capitale, elle représente un coût supplémentaire par lequel la sécurité d'approvisionnement, dans le secteur de l'électricité, tend à être améliorée ceci en s'orientant vers une intégration des technologies vertes à base d'EnR. En résumé, un coût carbone plus élevé améliorerait considérablement la position, sur le marché, des EnR. Une augmentation du prix du carbone ferait déplacer la frontière efficiente vers le haut, ceci se traduit par une détérioration du coût global du mix qui se trouve augmenté. Cette augmentation du coût global du mix et spécialement au mix relatifs au scénario robuste trouve justification dans l'existence d'une part importante du charbon et du gaz naturel dans le mix de production d'électricité afférent au scénario robuste. En raison de la part importante du gaz naturel dans le mix de production relatif au scénario robuste noté DivCharGaz, le coût et le risque attendus du mix optimal augmentent considérablement par rapport au mix BAU.

La deuxième analyse de sensibilité dans cette section était relative à un progrès technologique représenté par une baisse significative du coût de la production de l'électricité à base de solaire et de l'éolien. Les résultats ont montré une diminution significative du coût global du mix de production d'électricité, cette diminution serait due à la diminution des coûts du solaire et de l'éolien. De ce fait, une ré-optimisation des mix électriques marocains est nécessaire pour traduire cette baisse du coût de production sur les parts constitutives, solaires et éoliennes, des mix optimaux. La dernière analyse de sensibilité que nous avons effectuée consistait à la relaxation des contraintes techniques adoptées. Cette analyse a montré que l'éolien, par exemple, en raison de son risque relativement faible et son potentiel très important, peut réduire considérablement le risque du portefeuille. Dans les hypothèses de la première variante du scénario robuste, le resserrement des contraintes techniques liées au charbon entraînerait une augmentation des parts de l'éolien. En d'autres termes, la relaxation des contraintes relatives au charbon conduirait à une substitution du charbon par de l'éolien. Enfin, en ce qui concerne le scénario alternatif, il en résulte que chaque relaxation de la contrainte relative à l'alternative nucléaire par incrémentation de 1% à la fois ferait réduire le risque du mix optimal. Cependant, la biomasse n'étant prise en compte que lors du dernier scénario, sa part étant très limitée, les variations de prix ont très peu d'impact sur les coûts et les risques du mix optimal. Une augmentation du coût de la biomasse, ferait substituer cette dernière par du charbon ou de l'éolien. Ces deux options étant celles ayant le coût le plus faible. Les résultats des analyses de sensibilité qui ont été présentés dans ce chapitre ont montré que les caractéristiques de la technologie à base d'EnR sont intéressantes dans un but de réduction du risque du portefeuille. Deuxièmement, La construction des mix optimaux suivant les différents scénarios adoptés est sensible au changement d'un input du modèle d'optimisation. Dans ce chapitre, l'accent était mise sur une évolution des coûts carbone, ainsi que les coûts de production du solaire et de l'éolien à travers une sensibilité notée « progrès technologique ». Enfin nous terminons par une observation générale ; les distances caractérisant les in-eficiencies du mix de référence à horizon 2030 par rapport aux mix appartenant aux frontières efficientes pour chaque variante du scénario correspondant ainsi que les incertitudes sous-jacentes au coûts des différentes technologies suggèrent qu'il est assez difficile pour les décideurs politiques d'imposer des contraintes techniques de faisabilité

qui puissent conduire à des mix électriques qui vont être certes optimaux financièrement mais acceptables socialement et réalisables.

D'autres analyses de sensibilités peuvent être mises en place, nous citons l'évolution des prix des combustibles, cette dernière revêt une importance particulière pour les coûts de l'injection future en électricité et ceci pour les différents types de technologies qui utilisent des combustibles non renouvelables. De ce fait, la décision d'installer une centrale est toujours liée au choix d'un combustible pour une durée de plusieurs décennies. Par ailleurs, pour toutes les centrales fossiles, une part importante des coûts de production d'électricité est imputable aux coûts d'acquisition des combustibles, si bien qu'une éventuelle augmentation représente un risque considérable pour les fournisseurs d'électricité. L'évolution future des prix des combustibles dépend en outre de nombreux facteurs et se caractérise en conséquence par un haut niveau d'incertitude. Ceci dit, dans l'hypothèse d'un prix du gaz «élevés» (élevés par rapport aux scénarios adoptés dans cette étude), le potentiel d'atténuation des risques pour les options de production basées sur les EnR serait fortement amplifié. D'autres analyses de sensibilité sont par ailleurs concevables comme par exemple, l'estimation haute ou basse de l'investissement, ou l'estimation basse du taux d'intérêt relative à cet investissement. Ces analyses ne font pas partie intégrante de cette thèse, la prise en compte d'un taux d'intérêt faible aurait pour effet d'accentuer l'impact des investissements réalisés. Par conséquent, la construction de technologies qui requièrent des investissements spécifiques élevés (comme le nucléaire) conduirait à une hausse des investissements. Dans la dernière section de ce chapitre, nous nous proposons d'intégrer l'aspect de la diversité lors de l'optimisation des mix électriques marocains, dans le but d'évaluer le degré de diversité des mix obtenus et de les comparer au degré de diversité du mix de référence.

3.2 L'analyse de la diversité

La diversité énergétique joue un rôle très important dans la mise en évidence de la problématique de la sécurité énergétique, ceci a suscité l'intérêt de plusieurs chercheurs qui, en plus des décideurs politiques, se sont intéressés à la problématique de la sécurité d'approvisionnement en énergie, ces derniers ont montré l'existence d'un impact significatif du degré de diversité des mix sur la sécurité d'approvisionnement. Nul n'obligeait la recherche scientifique à se contenter seulement de la recherche des mix, il était donc primordial d'élargir les champs d'application du concept de l'adaptation de la TMP pour la planification électrique.

Deux courants ont été observés dans la littérature, le premier est celui d'[Awerbuch and Berger \(2003\)](#) et [Roques et al. \(2006\)](#) et découle de la TMP et concerne la gestion des risques des coûts des différentes technologies intégrées ou faisant partie du mix électrique. Nous avons démontré, tout au long du deuxième chapitre, qu'il était possible d'adapter la TMP pour une planification électrique efficace dans le but d'obtenir un ensemble de mix efficaces contenus dans la frontière efficace et respectant différents scénarios adoptés. Ce courant se base fondamentalement sur la construction des frontières efficaces sur la base de la théorie de portefeuilles de Markowitz. Le deuxième courant concerne la question de la diversité dans l'approvisionnement en énergie ainsi que l'élaboration d'indicateurs quantitatifs de diversité ([Stirling \(2007\)](#), [Grubb and Twomey \(2006\)](#)). Stirling a exploré de manière exhaustive les fondements théoriques de divers indices non paramétriques de la diversité des systèmes dans diverses disciplines, notamment en économie et en écologie et a conclu que ces indices non paramétriques ne nécessitent, lors de leurs constructions et analyses, aucune connaissance préalable des mesures telles que le coût ou la volatilité. De ce fait, les deux approches ont été utilisées pour différentes perspectives. En effet, les approches fondées sur l'application de la théorie de portefeuille s'essayaient d'obtenir des compromis optimaux et efficaces entre les deux facteurs clés, à savoir le coût et le risque. La théorie de diversité quant à elle a été appliquée de deux manières différentes. Premièrement, cette théorie a été adoptée dans un but d'analyse et de description des situations ([Grubb and Twomey \(2006\)](#)); comme par exemple l'impact d'un changement de degré de diversité sur l'évolution des mix et leurs compositions. Grubb a par exemple adopté cette

théorie dans le but de déterminer si les politiques de réduction des émissions de CO_2 du secteur de l'électricité amélioreraient également la diversité. Une deuxième application a été de soutenir les processus permettant d'explorer les compromis entre la diversité des mix électriques et les caractéristiques spécifiques de chaque technologie [Stirling \(2010a\)](#). Contrairement à la TMP, cette approche ne permet pas d'obtenir une combinaison optimale d'options, l'objectif étant plutôt de mettre en avant le degré de diversité des mix et le lien avec les caractéristiques des technologies prises en compte lors de la construction de ces mix, dans le but de comparer le degré de diversification des mix efficaces obtenus. Cependant il est évident que la détermination du degré de diversité des mix électrique est dépendante de la prise de décision politique ainsi que le paradigme du marché dicté par les prix et les coûts perçus et payés par les différents intervenants, ces derniers peuvent toutefois valoriser la diversité en adoptant d'autres approches, ils peuvent en effet attribuer une valeur arbitraire à la diversité des mix dans le but d'améliorer leur rendement et légitimer leurs décisions politico-opérationnelles.

Dans ce qui suit, nous proposons une approche quantitative de l'évaluation de la diversité, ceci en évaluant les méthodes utilisées pour la quantifier et en ne prenant pas en considération l'impact des mécanismes du marché sur ces indicateurs de diversité. [Weitzman \(1992\)](#) a mis en avant dans son travail fondamental, le principe de diversité et a montré que la valorisation et l'amélioration de la diversité dans un système énergétique impacteraient d'autres aspects importants à savoir la performance, cette dernière dépend en effet de plusieurs attributs. En effet les investisseurs privés lors de la construction de leurs mix tiendront compte des risques technologiques, politiques, de ceux du marché et des coûts. Les gouvernements prendraient en compte les externalités telles que les émissions de CO_2 , ces externalités demeurent intégrées dans les décisions politiques et prises en compte dans des mécanismes tels que le système européen d'échange de quotas d'émission⁵. L'utilisation du coût comme indicateur indirect de la performance globale nous permet de se focaliser sur la quantification de la diversité. Selon cette approche, la

5. Le système d'échange de quotas d'émission de l'UE (SEQE-UE) [PERONNE and BECQUE \(PERONNE and BECQUE\)](#) est une pièce maîtresse de la politique de l'Union européenne en matière de lutte contre le changement climatique et un outil essentiel pour réduire de manière économiquement avantageuse les émissions de gaz à effet de serre. Premier grand marché mondial du carbone, il est aussi le plus vaste.

performance globale d'une option technologique intégrée dans le mix peut être le résultat de la pondération subjective des différents attributs, tels que le coût, la dépendance à l'importation, la disponibilité des ressources, etc. Dans ce qui suivra, nous mettons en avant les liens qui peuvent exister entre la diversité et la sécurité d'approvisionnement, mais avant d'aborder cette relation, nous nous proposons de présenter une définition du concept de la sécurité d'approvisionnement.

3.2.1 La sécurité d'approvisionnement

La sécurité d'approvisionnement se définit par la capacité d'un système à fournir un flux d'énergie converti par la suite en une électricité, pour répondre à une demande dans une zone géographique à un prix sans impacter défavorablement le cours de l'économie. Les systèmes énergétiques ayant une sécurité d'approvisionnement faible ont cependant tendance à subir une fluctuation à la hausse des prix de l'énergie ou des interruptions soudaines de l'offre et aussi des ruptures d'approvisionnement à long terme. Notre analyse porte principalement sur les questions de la dépendance à long terme. Un système plus diversifié est susceptible d'être moins vulnérable à la plupart des types de problèmes cités auparavant auxquels il serait confronté. En ce qui concerne l'électricité, il existe un certain nombre de sources de risque d'approvisionnement ([Zsidisin \(2003\)](#)), nous citons les exemples suivants :

- La défaillance des réseaux de transmission due à un manque de maintenance.
- La défaillance des capacités de production causée par un sous investissement.
- Des défaillances opérationnelles dues à une protection insuffisante face aux pertes soudaines de production ou de transmission.
- Des défaillances des sources principales des énergies primaires en raison de la dépendance possible des importations.

A l'instar de la sécurité d'approvisionnement, le concept du risque a été défini par différents auteurs et de diverses manières. [Awerbuch and Berger \(2003\)](#) ont appliqué une approche probabiliste pour évaluer les considérations économiques de la sécurité d'approvisionnement (une menace de la hausse des prix, résultat d'un monopole par exemple), l'avantage de cette approche est qu'elle permet l'utilisation de techniques statistiques pro-

babalistes ainsi que la théorie du portefeuille pour modéliser l'impact de la variation des couples risque-rendement de chaque technologie sur l'ensemble du mix électrique.

De ce fait, il est essentiel de faire la distinction entre le risque et l'incertitude, plusieurs économistes comme Knight (1921) dans sa publication intitulée « Risk, uncertainty and profit en 1921 » a établi une distinction formelle entre les situations où les probabilités sont connues notées situations risquées et celles où elles ne le sont pas dites situations incertaines. Stirling a quant à lui affirmé que cette analyse probabiliste ne reflète qu'un des trois types d'incertitude, à savoir le risque. De ce fait, Stirling soutient la théorie selon laquelle les deux autres incertitudes, à savoir l'ignorance et l'ambiguïté sont les aspects les plus importants de la sécurité énergétique. Stirling a proposé une typologie fondée sur une distinction entre le concept du risque, de l'incertitude, d'ambiguïté et d'ignorance, ceci en fonction de la connaissance des résultats possibles d'une part, et celle de la probabilité d'apparition d'autre part, ci-dessous figure 3.9 schématisant les cas de figure possibles.

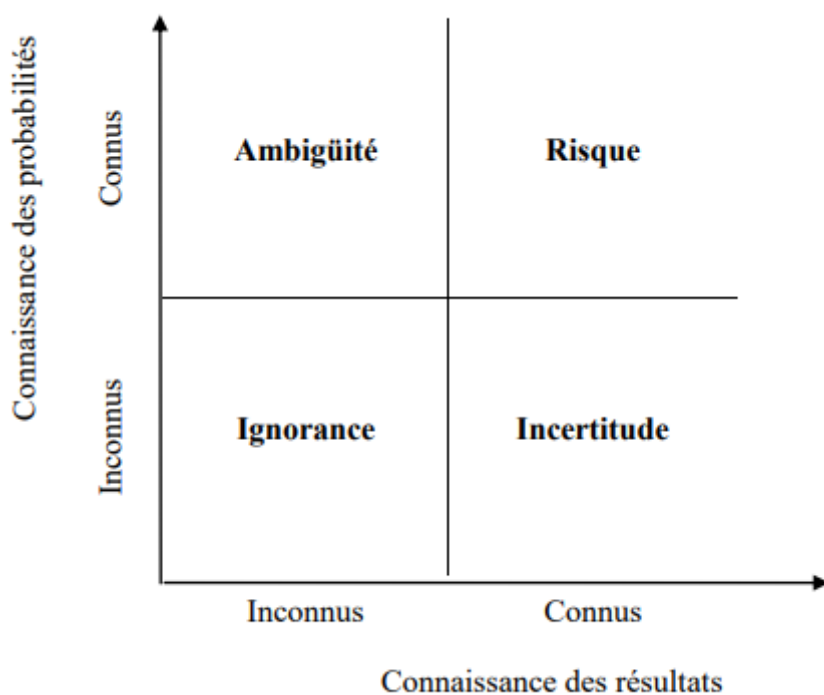


FIGURE 3.9 – Risque, incertitude, ambiguïté et ignorance

En application à la problématique de la planification énergétique, la quantification de la probabilité d'occurrence d'un choc susceptible de causer l'interruption de l'approvisionnement d'une des sources énergétiques disponibles (acheminement du gaz ou du charbon,

exploitation des stations nucléaires inacceptables due à des événements extrêmes) soulève autant de problèmes qu'elle n'en résout. Plusieurs chercheurs ont mis en place des indicateurs mesurant le degré de la sécurité d'approvisionnement ([Costantini et al. \(2007\)](#), [von Hirschhausen and Neumann \(2003\)](#)) et dont les fondements peuvent être subdivisées en deux approches principales :

1. Approche relative à la dépendance ou la vulnérabilité, en effet la dépendance représente l'impact d'une source d'énergie ou une technologie de production d'énergie sur l'économie, tandis que la vulnérabilité représente l'exposition de l'économie à l'approvisionnement énergétique ou aux chocs des fluctuations de prix.
2. Approche relative à l'aspect physique ou économique ; Les mesures physiques décrivent le niveau relatif des importations ou les perspectives de pénuries ou de perturbations, tandis que les mesures économiques décrivent les coûts des combustibles ou les perspectives de l'impact de fluctuations des prix.

La sécurité d'approvisionnement a cependant un lien étroit avec le principe de diversification, dans ce qui suit, nous mettrons en évidence ce lien.

3.2.2 La relation entre la diversification et la sécurité d'approvisionnement

La diversification énergétique est étroitement liée à la sécurité d'approvisionnement, cette affirmation peut être prouvée en utilisant la TMP appliquée à la planification énergétique. La diversité d'un portefeuille d'actifs énergétiques dépend du nombre et de la disparité des technologies utilisées dans l'approvisionnement en énergies primaires. De ce fait, évaluer le risque d'un actif revient à estimer la variabilité du rendement espéré de cet actif (la variance ou l'écart type) et par conséquent, pour évaluer le risque d'un portefeuille constitué d'un ensemble d'actifs, il est essentiel d'estimer la variabilité du rendement espéré de l'ensemble des actifs constituant ce portefeuille (les variances de ces actifs), ainsi que les liens existants entre les différents actifs (les covariances). Dans le cas où les actifs du portefeuille ne sont pas corrélés (très disparates), la covariance s'annule ; si nous considérons par simplification que toutes les variances sont égales et que les actifs détenus sont dans les mêmes proportions, la formule permettant de calculer le risque est

simplifiée ; elle est égale au ratio variance/nombre d'actifs. Nous observons donc dans ce cas que plus le nombre d'actifs augmente, c'est-à-dire plus le portefeuille se diversifie, plus le risque de portefeuille tend vers 0. En posant un nombre d'actifs égal à l'infini, on élimine le risque. De plus, plus le coefficient de corrélation entre les rendements des actifs est faible et plus les bénéfices de la diversification sont importants ; un coefficient de corrélation égal à 1 annule le bénéfice de la diversification, le risque de portefeuille étant égal à la moyenne des risques des actifs composant le portefeuille ; un coefficient égal à -1 rend maximal le bénéfice de la diversification.

Mesurer l'effet de la diversification sur le risque est un moyen d'estimer l'impact de cette diversité sur la sécurité d'approvisionnement, puisqu'on mesure la stabilité et l'ampleur du rendement espéré de l'investissement de diversification, qui sont les éléments déterminants du choix d'investissement des producteurs. De manière concrète, un mix plus diversifié serait probablement moins affecté par les ruptures d'approvisionnement. La diversité du mix constitue donc une protection contre tout choc susceptible de rendre les sources combustibles ou renouvelables soudainement indisponibles ou extrêmement coûteux. Par exemple, le recours aux importations du gaz expose les pays à tout événement perturbateur. En revanche, [Roques et al. \(2006\)](#) a montré que la diversification peut être remise en cause par certaines défaillances de marché. En effet, l'impact positif de la diversification, comme par exemple l'impact d'un investissement en technologie nucléaire qui ferait augmenter la diversité des technologies de production apparaît comme une externalité qui a une valeur négligeable sur un marché où les prix de l'électricité sont fortement corrélés avec ceux du gaz et du charbon. La corrélation entre les prix de l'électricité et le coût du combustible de la technologie dominante impliquerait donc une réorientation biaisée des choix d'investissement en faveur de la technologie dominante. Un tel biais peut justifier l'intervention du régulateur pour encourager la diversité des technologies de production sur les marchés électriques.

La diversité du mix est une problématique complexe, elle ne concerne pas seulement le problème du choix des sources d'énergies à intégrer, mais aussi l'emplacement géographique des sources d'énergies importées. Ces considérations ont un impact significatif sur

le lien existant entre la diversité du mix et la sécurité d’approvisionnement. Ceci dit, à titre de comparaison, le charbon peut être facilement expédié alors que le gaz est principalement importé par des pipelines empruntant des itinéraires de transit vulnérables à l’instabilité politique des pays de transit, dans cette perspective, le développement d’un marché mondial du gaz naturel liquéfié (GNL) pourrait grandement contribuer à la diversification des risques d’approvisionnement et ainsi les atténuer. Les élasticités des prix de l’énergie sont généralement beaucoup plus élevées à long terme qu’à court terme et varient par combustible et par région. Dans une étude récente de l’Agence internationale de l’énergie (AIE), cette dernière estime que l’élasticité moyenne pondérée du prix du pétrole brut par rapport à la demande totale de pétrole dans toutes les régions est inférieure à 0,03 à court terme et 0,15 à long terme. De plus, la demande en électricité est très inélastique par rapport au prix, avec des estimations allant de 0,01 à 0,14 à long terme et encore plus faible à court terme. Ceci est dû à l’existence de plusieurs options comme le charbon ou le gaz qui peuvent substituer la demande en électricité.

Cependant la relation qui peut exister entre la dépendance énergétique extérieure et la sécurité d’approvisionnement reste très controversée. En effet, des auteurs comme [Bohi and Toman \(2012\)](#) ont mis en avant d’autres facteurs comme la dépendance mutuelle liant les importateurs et les exportateurs des produits énergétiques mais aussi la nature des marchés internationaux, ces derniers facteurs peuvent aussi impacter la sécurité d’approvisionnement. Les auteurs présentent dans leur travail quelques sources d’interruption de l’approvisionnement comme les tensions politiques, la fiabilité des routes et des transits. L’impact des fluctuations des prix du pétrole et du gaz sur l’économie est proportionnellement lié à l’intensité des importations en énergie, cette intensité varie selon les régions et les pays. Les importations du pétrole ont fortement diminué dans plusieurs régions depuis les années 1980, notamment en Europe alors, qu’au contraire, certains pays en développement ont vu leur consommation de combustibles fossiles augmenté comme la Chine et l’Inde. De nombreux travaux comme ceux d’[Awerbuch and Sauter \(2006\)](#) ont montré que la hausse des prix de pétrole et leur volatilité freinent la croissance économique, font augmenter l’inflation et le taux de chômage tout en causant une dépréciation globale des valeurs des actifs financiers des pays consommateurs de pétrole.

En résumé, la diversité est un moyen de contrecarrer les risques associés à la production d'énergies par les différentes technologies. Néanmoins, évaluer la diversité d'un mix et la rendre optimale n'assureraient pas essentiellement la sécurité d'approvisionnement. Par exemple, Le mix français, basé sur l'énergie nucléaire, est peu diversifié, l'accent est mis sur un seul combustible, une seule technologie ainsi qu'un ensemble d'options complémentaires. Le mix français est sûr, résistant aux événements politiques extérieurs et aux impacts économiques défavorables, d'autres parts l'insécurité pourrait provenir des erreurs techniques humaines, des menaces terroristes et des accidents nucléaires graves (cas de la station de Tchernobyl en est l'exemple parfait).

3.2.3 Les conséquences macro-économiques de la diversification

La diversification du mix électrique est intéressante par les avantages macro-économiques qui en découlent. Elle est censée répondre au risque de fluctuation, dans la majeure partie du temps défavorable, du prix du pétrole. L'intérêt grandissant du gaz comme option intéressante pour la construction des mix de nombreux pays, dont le Maroc, notamment pour la production d'électricité, était censé répondre aux fluctuations défavorables du prix du pétrole. Les décideurs politiques ont opté pour cette approche en se basant sur l'historique des cours du gaz qui étaient relativement faibles. Actuellement le prix du gaz augmente suivant tendanciellement les évolutions du cours du pétrole. Dans cette perspective, le développement des EnR joue un rôle crucial dans la diversification des mix électriques. Awerbuch et Sauter ont montré qu'en valeur absolue, les coûts subis à cause de l'intégration des EnR par la construction des stations à base de sources renouvelables sont compensés par un pourcentage significatif économisé en PIB, qui aurait été consommé dans le cas de la non intégration des EnR. De ce fait, en s'orientant progressivement vers l'utilisation d'autres sources énergétiques comme les EnR, cette approche impacterait positivement l'économie par une baisse significative des pertes macro-économiques dues à la causalité pétrole-PIB. [Awerbuch and Sauter \(2006\)](#) montrent qu'une hausse de 10% de la part des EnR éviterait des pertes de PIB de l'ordre de 29 à 53 milliards de dollars aux Etats-Unis et dans l'UE (de 49 à 90 milliards de dollars pour les pays de l'OCDE). Pour les Etats-Unis, les chiffres montrent que chaque kW additionnel issu d'EnR en moyenne

fait éviter 250 à 450\$ de pertes de PIB, ce chiffre varie considérablement en fonction des technologies considérées (200\$ par kW pour l'éolien et le solaire, 800\$ par kW pour la géothermie et la biomasse). Outre les gains macro-économiques générés par le développement des EnR, ces dernières amélioreraient la diversité du mix. Dans cette optique les EnR seraient donc un moyen pertinent de se prémunir contre les risques de portefeuille. Stirling a analysé la force de l'argument de diversité très souvent utilisé par un ensemble de gouvernements pour approuver une dépendance accrue dans leur structure énergétique. Il a montré que les EnR apporteraient les mêmes avantages de diversité.

D'autres parts la croissance relativement importante de la dépendance aux produits combustibles dans la production de l'électricité due à la libéralisation de certains marchés de l'électricité a suscité diverses inquiétudes quant aux effets macro-économiques néfastes de la réduction de la diversité des mix. La question serait de savoir si la dépendance croissante vis-à-vis des produits combustibles dans la production d'électricité ferait augmenter la sensibilité de l'économie par rapport à la volatilité des prix de ces produits. L'ampleur de l'effet direct d'une fluctuation défavorable (augmentation dans ce cas) du prix du pétrole, dans le cas des pays importateurs, sur le revenu national peut être conceptualisée comme une fonction du ratio des importations de pétrole sur le produit intérieur brut (PIB). Ceci peut être aussi estimé comme une fonction de la quantité de pétrole consommée pour un niveau de revenu donné (intensité du pétrole).

La section suivante a pour but de développer le concept de la diversité adaptée au problème de planification électrique, elle soutient le fait qu'une plus grande diversité renforcerait la robustesse d'un système électrique face aux chocs d'approvisionnement et de ce fait elle procure des avantages économiques. Cependant un système diversifié n'est pas une condition suffisante pour garantir une sécurité d'approvisionnement. De ce fait, il est nécessaire donc de bien définir ce concept, la quantification des impacts positifs de la diversité sur les coûts demeure difficile à atteindre. Cette section propose une approche quantitative de l'évaluation de la diversité d'un système électrique (en l'occurrence le mix marocain). Il est cependant important de mettre en avant les différentes approches qui ont été adoptées pour construire des indicateurs capables d'évaluer et de quantifier la

diversité. Des études supplémentaires devraient être mises en place pour quantifier les coûts économiques associés à une plus grande diversité. Les différentes contributions dans ce sens présentent des applications innovantes de l'adaptation des théories financières pour la quantification de la diversité des mix électriques pour des besoins de prise de décisions politiques.

3.2.4 L'impact de la diversité dans la prise de décision politique

L'objectif de ce paragraphe est de présenter les liens qui existent entre la diversité et la durabilité dans le but d'une prise de décision politique. En effet, de multiples débats ont été menés sur les politiques énergétiques adoptant comme approche principale la diversification et la transition dans le but d'assurer la durabilité. Ces concertations n'ont cependant pas abouti aux résultats escomptés. Historiquement, les discussions sur la diversité énergétique ont été consacrées à la sécurité d'approvisionnement. Ces discussions ont été principalement motivées par les chocs pétroliers successifs et les préoccupations géopolitiques concernant la distribution et le transit des combustibles fossiles ([Verraastro and Ladislaw \(2007\)](#)). Les débats sur l'énergie durable, en revanche, ont eu tendance à se concentrer sur les recommandations environnementales et plus particulièrement, sur la réduction des émissions de carbone ([DTI \(2006\)](#)). Ces deux thèmes, à savoir la diversité et la durabilité sont considérés comme des piliers distincts certes mais complémentaires de toute politique énergétique.

Bien que la diversité soit considérée comme le moyen le plus prépondérant pour assurer une sécurité énergétique, un ensemble de mesures adoptées pourrait substituer la diversité. Par exemple, l'aspiration omniprésente d'accroître la dépendance à l'égard des ressources locales peut parfois être défendue en tant que stratégie de sécurité énergétique, même si cela réduirait la diversité. Généralement, le fonctionnement efficace des marchés de l'énergie est souvent présenté comme le principal moyen d'optimiser la sécurité énergétique. Bien que les préoccupations en matière de sécurité énergétique soient souvent politiques, toutes sont conditionnées par le fait que les combustibles fossiles sont rares et en voie d'épuisement. L'utilisation persistante de ces ressources non durables peut donc être considérée à la fois comme une conséquence et un facteur de marginalisation des inté-

rêts pour les futures générations. Diminuer donc la dépendance vis-à-vis des combustibles fossiles, de plus en plus rares, répondrait aux objectifs de sécurité d’approvisionnement et de développement durable. Il est important de ne pas mettre en cause toute appréciation des liens sous-jacents qui existent entre le degré de diversité et la durabilité énergétique et ceci en ne tenant pas compte des spécificités des options prises en compte lors de la construction des mix. En effet, les véritables liens découlent du fait que la diversité est une propriété intrinsèquement liée à toute structure énergétique plutôt qu’une option appartenant à cette dernière. Associer la diversité à certaines options qui peuvent être marginales plutôt qu’à d’autres soulève des questions cruciales sur l’ampleur relative ou l’efficacité des avantages de la diversité offerte par d’autres options moins privilégiées. Cela a longtemps été la politique énergétique de la France, où l’énergie nucléaire a généralement été traitée comme un substitut de la diversité. La question a toujours été de chercher comment le nucléaire pourrait se comparer à d’autres options pour assurer une même diversité. Pour comprendre la diversité en tant que «propriété d’une structure électrique», il est impératif d’adopter une perspective plus globale. Une série de convergences entre les programmes de la diversité et ceux de la durabilité a été mise en avant, nous notons la réduction de l’impact de la production d’énergie sur la santé, la pauvreté énergétique, le renforcement de la cohésion sociale, ainsi que l’objectif crucial de la lutte contre le changement climatique. Cependant pour assurer une bonne mise en place de ces convergences, il serait vital d’impliquer les responsables politiques dans les choix des technologies à adopter. La transition vers des systèmes énergétiques réellement durables nécessitera donc une intensité d’innovation sans précédent, tant au niveau de la technologie utilisée que dans les institutions et les pratiques comportementales y afférent.

C’est dans ces défis plus ambitieux de la durabilité que nous trouvons les liens fondamentaux entre la durabilité et la diversité énergétique. Par exemple, diversifier son mix électrique ne permet pas seulement de se prémunir contre les incertitudes liées aux perturbations énergétiques, ceci offre également une précaution pour une flexibilité et une adaptabilité face à d’autres risques potentiels. De même, la recherche d’une diversité des ressources énergétiques et technologiques permet de mieux prendre en compte le contexte géographique et culturel de la région étudiée. La diversification offre un moyen

à la société dans son ensemble de mieux prendre en compte les valeurs sociales plurielles qui caractérisent les stratégies de durabilité. Il est cependant important de positionner la problématique de la durabilité en phase avec les préoccupations politiques majeures en matière de compétitivité. La littérature économique reconnaît depuis longtemps que la diversité institutionnelle et technologique est un facteur clé pour une innovation plus efficace et socialement plus robuste. C'est également par des stratégies de diversification prudentes que nous pouvons nous prémunir contre un verrouillage prématuré de ce qui pourrait être à long terme des trajectoires technologiques sous-optimales. La diversification par définition implique une hiérarchisation des options prises en compte lors de la construction des mix.

L'évaluation de la diversité garantie dans tout mix dépendra de la performance attribuée aux options énergétiques individuelles et des contributions qu'elles apportent pour la diversité. De ce fait, il est à noter que des zones d'ombres dans la manière d'expliquer l'importance de la diversité existent toujours et causent de ce fait un probable désaccord entre les décideurs en matière de politique énergétique. Cependant, l'analyse de la diversité est d'autant plus significative si d'autres facteurs sont prises en compte notamment l'approvisionnement régional en produits pétroliers ou la concentration du marché. Il est cependant important que tous ces aspects soient pris en compte lors de l'analyse et l'évaluation de la diversité énergétique.

3.2.5 La diversité des structures électriques

Le principe de la diversité, appliqué à la planification énergétique, a attiré l'intérêt des chercheurs lorsque des tensions politiques ont soulevé des questions sur la fiabilité des importations des combustibles fossiles. Cependant Roques a affirmé dans ces travaux que la diversité d'une structure énergétique demeure mal définie à la fois quantitativement et qualitativement, ceci peut s'expliquer par un large éventail de caractéristiques que contient un système énergétique notamment la combinaison des combustibles utilisés pour la production d'électricité et les technologies installées. Cette partie se concentre sur la diversité du mix électrique qui apparaît comme la principale source de diversification de la production d'électricité. Une plus grande dépendance vis-à-vis des importations de

combustibles causerait différentes conséquences potentielles sur l'économie et la sécurité d'approvisionnement à court et à long terme, à titre d'exemple, une interruption soudaine, partielle ou totale, de l'approvisionnement en gaz affecterait différemment l'économie du pays importateur de gaz. En outre, les avantages de la diversité du mix dépendent de la faisabilité technique de la diversification du mix. En effet, la plupart des stations électriques ont une longue durée de vie, de sorte qu'à court terme, les décideurs politiques se limitent à sélectionner des sources d'énergie à partir d'options existantes en termes d'installations, cependant à long terme, les décideurs pourraient envisager les options énergétiques qu'ils utiliseraient et qui seraient en adéquation avec la vision politique adoptée. La quantification de la diversité serait donc une approche empirique importante pour traduire la vision politique et la prise de décisions et mesures dans le but d'optimiser les ressources disponibles, de satisfaire les besoins exprimés ou d'en construire d'autres options.

3.2.5.1 Évaluation et quantification de la diversité

Bien qu'il soit difficile d'évaluer le gain macroéconomique de la diversification du mix de production d'électricité, il était cependant essentiel de chercher la manière de quantifier l'impact de cette diversité, ceci dans le but de proposer une approche empirique et normative aux décideurs en matière de planification énergétique. Dans ce sens, Costello a mis en garde l'utilisation opportuniste de la diversité pour des buts monopolistiques, cela sous entend la nécessité de développer des outils analytiques pour quantifier l'impact de la diversification des mix. Cette section présentera dans un premier temps les propriétés essentielles de la diversité, et se focalisera dans un deuxième temps à la présentation de divers indices pouvant être utilisés pour quantifier cette diversité.

Stirling, un des premiers à avoir travaillé sur les indices de diversité, a grandement contribué à mettre en place une définition de la diversité d'un mix électrique ([Stirling \(2010b\)](#)). La diversité doit être évaluée dans le but d'assurer l'équilibre optimal entre les coûts additionnels liés à ce processus de diversification et les risques réduits afférent. La diversité des mix offre une couverture contre les chocs des fluctuations défavorables des prix du pétrole, ou contre des chocs d'approvisionnement dus à une perturbation physique de la chaîne d'approvisionnement. Investir dans de nouvelles technologies de production

d'électricité permettrait d'atténuer toute exposition aux perturbations de l'approvisionnement en combustibles fossiles et de se couvrir contre les risques de fluctuation des prix. Evaluer une telle couverture nécessiterait une approche distincte des évaluations statiques traditionnelles comme le choix de « l'alternative à faible coût ». En d'autres termes, déterminer le degré optimal de diversité du mix pour un pays ou une région nécessiterait de mettre en place des méthodes d'évaluation des investissements dans la production d'électricité comprenant les risques et les rendements des différentes options.

3.2.5.2 Les propriétés de la diversité

La diversité, appliquée à l'énergie est un concept qui pourrait être appréhendée à partir de trois dimensions distinctes : la variété, l'équilibre et la disparité. La variété est un nombre entier positif mesurant le nombre de catégories des différentes sources d'énergies primaires. La variété reflète donc le nombre de catégories des différentes sources d'énergie, ou d'une manière plus appropriée, des différentes technologies de transformation de l'énergie prises en compte lors de la construction des mix. Cette dimension répond à la question suivante : combien d'options pouvons-nous avoir pour la construction de notre mix ? Cet aspect de la diversité a en effet été mis en évidence par Stirling dans le cadre des approches conventionnelles qui se basent sur le comptage des catégories comme le charbon, le gaz, le nucléaire, et les EnR. Ceci étant dit, tout étant égal par ailleurs, plus la variété est élevée, plus la diversité énergétique est grande. L'équilibre quant à lui est une notion mesurant l'homogénéité des proportions relatives des différentes sources d'énergies primaires, le nombre de sources d'énergies primaires étant donné, la diversité énergétique est d'autant plus élevée que l'on observe une régularité importante de la distribution de ces sources d'énergies. Afin de montrer l'importance de considérer la propriété de l'équilibre pour la construction des mix, nous prenons comme exemple illustratif le cas du Japon et celui de la France, ces derniers ont entamé depuis le choc pétrolier de 1973 le processus de diversification de leurs mix pour contrecarrer la dépendance importante en énergies fossiles et ceci par l'intégration de l'énergie nucléaire (2% pour le Japon contre 8% pour la France). Dans le cas du Japon, la diversification a conduit à un équilibre important entre les différentes options à savoir le nucléaire, le charbon et le gaz ([Lesbirel \(2004\)](#)). En France en revanche, la diversification a conduit à la substitution de 40% de dépendance en

énergie fossile pour une autre dépendance plus importante en nucléaire (presque 77%)⁶ ce qui a par conséquent entraîné une diminution du degré de diversité.

La dernière dimension à appréhender est la disparité, cette dernière étant la propriété la plus importante, elle a été soulevée lors des débats gouvernementaux sur l'énergie. Cette dimension fait référence à la nature des catégories de sources d'énergies primaires et mesure le degré de différenciation des catégories entre elles, la disparité est un aspect de la diversité intrinsèquement qualitatif, subjectif et dépendant du contexte, cette propriété répond à la question suivante; comment les options sont différentes les unes des autres? Par exemple, les catégories «pétrole» et «gaz naturel» soient moins disparates que celles de «pétrole» et «EnR». Ceci étant dit, tout étant égal par ailleurs, plus la disparité est élevée, plus la structure énergétique est diversifiée. D'une manière quantitative, la disparité reflète la distance entre deux technologies en termes de leurs caractéristiques intrinsèques, elle peut être représentée, dans le cas de deux technologies i et j par d_{ij} qui, conventionnellement, admet une valeur entre 0 et 1. Dans cette perspective, il existe deux approches différentes pour déterminer cette distance, la première consiste à utiliser une structure de ramification, cette méthode est utilisée en toxicomanie et en biologie, la disparité selon cette première approche serait la distance, en se déplaçant tout au long du diagramme, de gauche à droite, avant que deux technologies se rencontrent. La distance entre deux technologies similaires, l'éolien on-shore et off-shore par exemple est relativement faible, quant à la distance entre les sources d'EnR et celles à base de combustibles est élevée, (exemple du gaz et de l'hydro-électricité). L'approche de ramification dans le cas du Maroc pourrait être réalisée dans un but d'une planification énergétique. Une deuxième approche consiste à évaluer la distance entre deux différentes options par rapport à toutes les caractéristiques intrinsèques et de les combiner dans un espace euclidien à n -dimensions, (Stirling (2007); Rao (1982) Ricotta and Szeidl (2006)). Les attributs associés à une paire d'options technologiques peuvent être comparés dans le but d'établir une « distance » ou une « disparité » entre les deux options en termes de caractéristiques

6. Voir le rapport de l'Agence internationale de l'Énergie, 2002

sous-jacentes. La formule suivante pourrait quantifier cette distance :

$$d_{ij} = \sqrt{(\alpha_1^i - \alpha_1^j)^2 \cdots (\alpha_N^i - \alpha_N^j)^2} \quad (3.6)$$

Ou α_x^i est la valeur de l'attribut x pour l'option i. La disparité revêt également une importance cruciale pour la recherche de l'équilibre. Ceci étant dit, la dimension de la disparité est très importante pour mener à bien la détermination de la diversité énergétique. Si nous prenons l'exemple d'un mix électrique composé de 95% d'une des trois ressources les plus disparates (par exemple, le gaz russe avec les 5% restants constitués d'énergie nucléaire, éolienne et hydroélectrique). Ce mix pourrait être considéré comme étant moins diversifié qu'un mix composé de quatre options beaucoup moins disparates (par exemple, le gaz russe, le gaz algérien et celui britannique avec un gaz liquéfié transporté résultant d'échanges internationaux). De même, l'équilibre d'un portefeuille est négligé lorsque l'évaluation est orientée vers la variété exclusivement. Plusieurs questions peuvent donc se poser nous citons les plus importantes :

- A quelle échelle de contribution une option est-elle prise en compte pour l'amélioration de la diversité des mix ?
- Peut-on comparer différentes options en termes de degré d'impact sur la diversité énergétique ?
- A quelle limite d'échelle de contribution à la diversité une option commence-t-elle à être prise en compte ?

Pour conclure, la diversité d'un mix dépend du nombre de technologies intégrées et de leurs disparités. Nous pouvons envisager de constituer un mix par différentes énergies primaires, qui sont plus ou moins disparates (énergies fossiles, EnR, énergie hydraulique, ou nucléaires). Les choix d'investissement des producteurs dans telle ou telle technologie sont étroitement associés au risque. La conséquence donc de cette triple compréhension de la diversité serait la reconnaissance du fait que, bien que la disparité soit fondamentale, chaque propriété contribue mutuellement à la définition des deux autres. Ci-dessous une figure schématisant les différentes dimensions de la diversité.

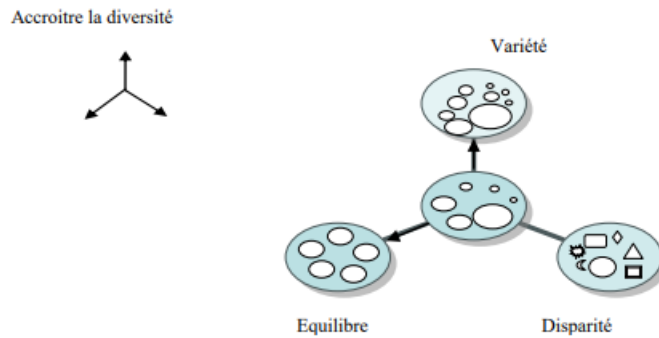


FIGURE 3.10 – Schématisation des propriétés de la diversité

- Variété : elle reflète le nombre d'éléments dans le mix.
- Équilibre : cette propriété traduit la régularité dans les contributions.
- Disparité : elle reflète le degré de différences.

De ce fait nous nous proposons de présenter différents indicateurs quantitatifs capables d'estimer le degré de diversité d'un mix électrique en prenant en compte, soit une des dimensions soit une combinaison de plus d'une seule dimension présentée auparavant.

3.2.5.3 Les indicateurs de diversité

La définition des critères de diversité dans le domaine de l'énergie s'est largement basée sur les recherches fondamentales des indicateurs de biodiversité. Il nous est donc essentiel d'exposer cette revue de littérature et de montrer comment ces indicateurs longtemps utilisés pour des fins biologiques ont été adaptés aux systèmes énergétiques. La diversité d'un système a tendance à être représentée par le nombre des éléments qui le constituent. Les recherches sur les mesures de diversité en biologie ont montré que le nombre d'éléments constituant le mix est insuffisant pour appréhender la diversité. Baumgärtner a proposé des indicateurs permettant de comparer deux structures en fonction de leur diversité respective, pour cela, il a défini plusieurs indicateurs de diversité en prenant en compte, non seulement la seule donnée «nombre d'espèces dans le système », mais aussi les caractéristiques de répartition de ces espèces. Ceci étant dit, un système est plus diversifié qu'un autre s'il se définit par un nombre d'espèces différentes plus élevé, mais aussi si les espèces dans le système sont plus dissemblables entre elles. La construction

d'indicateurs de biodiversité doit prendre en compte la contribution de chaque composante par son abondance relative dans le système. Une première série d'indicateurs a été abondamment utilisée et qui ne tient compte que de deux caractéristiques, à savoir le nombre des composantes et les parts relatives de chaque composante dans le système. Les indicateurs sont donc définis et calculés à partir de l'indice fondamental de Hill (1973) permettant d'évaluer le caractère relatif de l'impact (influence) de chaque composante sur la diversité.

$$\vartheta_\alpha(n, p) = \left(\sum_{i=1}^n p_i^\alpha \right)^{\frac{1}{1-\alpha}} \quad (3.7)$$

avec $\alpha \geq 0$ et n représente le nombre maximal des composantes i , p_i est l'abondance relative des n composantes selon la formule suivante :

$$p_i = \frac{a_i}{\sum_{i=1}^n a_i} \quad (3.8)$$

Avec $\sum_{i=1}^n p_i = 1$ et $0 \leq p_i \leq 1$

L'indice ou plus exactement son logarithme, \log est une notion courante en théorie de l'information, appelée entropie⁷ généralisée (entropie d'ordre α de la distribution de probabilités p). L'indice prend la valeur minimale quand le système est dominé par une seule composante, toutes les autres composantes du système ayant des abondances relativement négligeables : $p_i \approx 0$ pour tout i et $p_{i^*} = 1$ avec i^* est la composante dominante. Les développements en matière d'indices relatives à la bio-diversité ont été repris en grande partie par Stirling pour définir des indicateurs de diversité dans le domaine de l'énergie. Plusieurs indices ont été développés suivant cette approche pour différents domaines reflétant des concepts tels que la diversité ou la concentration, ces domaines comprennent la biologie, les sciences écologiques, la théorie de l'information, ou l'économie. L'intérêt porté aux indicateurs de diversité a pris plus d'ampleur. Cette évolution d'intérêt se caractérise par la réinvention et la redécouverte de nouveaux concepts et de nouvelles approches de

7. La thermodynamique statistique a permis d'éclairer la signification de l'entropie d'un système, grandeur physique relativement abstraite. Elle mesure le degré de désordre d'un système au niveau microscopique. Plus l'entropie d'un système est élevée, moins ses éléments sont ordonnés, liés entre eux, capables de produire des effets mécaniques, et plus grande est la part de l'énergie inutilisée ou utilisée de façon incohérente. Le concept d'entropie a progressivement pénétré un grand nombre de domaines.

mesures. Stirling conçoit la diversité comme un moyen de résistance des systèmes face à l'incertitude, le risque ou l'ignorance, cette dernière composante constitue un degré très élevé d'incertitude, caractéristique de systèmes complexes et dynamiques, où certains agents ont le pouvoir d'influencer des événements supposés exogènes, et pour lesquels il est difficile de définir une distribution de probabilités ou d'identifier des résultats prévisibles. Stirling a utilisé la forme fondamentale de l'indice de biodiversité de Hill, tenant compte de la variété et de l'équilibre :

$$\Delta_a = \sum_i (p_i^a)^{\frac{1}{1-a}} \quad (3.9)$$

p_i étant la part de l'énergie i dans le mix. En posant $a=1$ puis $a=2$ nous obtenons respectivement l'indice de shannon-Wiener (SWI) noté Δ_1 et l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI) noté Δ_2 . Les deux indices sont mathématiquement décrits comme suit :

$$\Delta_1 = - \sum_i (p_i) \ln(p_i) \quad (3.10)$$

$$\Delta_2 = \sum_i (p_i^2) \quad (3.11)$$

Ces indices sont les plus couramment utilisés dans la littérature en énergie⁸. Ces deux indicateurs ont été largement appliqués dans le domaine de la planification énergétique et électrique (Grubb and Twomey (2006), Stirling (2010a)).

Un tableau représentant une répertoriatio des indicateurs les plus importants est présenté dans les annexes. Nous trouverons dans ce répertoire d'indices, l'indice de Simpson, ce dernier reflète plus la similarité que la diversité.

La variété a un impact significativement positif sur la diversité, en effet plus la diversité est élevée, plus l'équilibre de la structure serait meilleur. En utilisant l'indice de diversité de Simpson, seule la source d'énergie la moins coûteuse constituerait le mix énergétique si et seulement si la diversité ne serait pas prise en compte. En effet, l'amélioration de la diversité impacterait l'augmentation de l'équilibre ainsi que la variété, ceci apparaît

8. Stirling s'est intéressé à la possibilité de saisir les différentes dimensions de la diversité au moyen d'un indicateur quantitatif simple et robuste. Il montre qu'il est difficile de définir un indicateur qui appréhende le concept complexe et fondamentalement subjectif de disparité. Il propose un indice multicritère de diversité possédant selon lui les trois propriétés de variété, d'équilibre et de disparité.

évident dans le domaine de la planification électrique. Herfindahl et Hirschman ont appliqué la même formulation mathématique pour le calcul de la diversité en économie, l'indice HH a été appliqué par la commission fédérale américaine et le bureau britannique de la concurrence pour évaluer la concentration du marché, c'est devenu donc un outil essentiel pour la mise en place des politiques énergétiques.

Dans la littérature, il est essentiel de se questionner concernant la pertinence d'un indicateur par rapport à un autre. Grubb montre que dans la plupart des cas, les indices HH et de SW présentent des résultats cohérents. L'indice de SW incorpore les deux propriétés de la variété et de l'équilibre reconnaissant qu'un système reposant sur un nombre donné de types de combustibles peut être plus ou moins diversifié, selon la proportion de production représentée par chacune de ces sources de combustibles. La valeur minimale prise par l'indice est zéro, dans ce cas il n'y a qu'une source d'énergie. Ceci étant dit, il n'est pas facile de donner la signification précise des différentes valeurs que peut prendre l'indicateur vu le caractère intrinsèque de ce dernier incorporant plusieurs propriétés mais nous pouvons avancer une représentation graphique simpliste de ces deux indicateurs (voir les figures ci-dessous) montrant comment les deux indices de diversité pour des systèmes à n contributions égales et indépendantes varie lorsque n augmente.

En ce qui concerne le premier indice, SWI, une structure à 2 composantes admet un degré de diversité de 0,69, avec 3 composantes égales, la diversité progresse à 1,1 et avec 10 composantes égales, la diversité devient 2.3, l'indice de diversité dépasse 2 pour un système comportant plus de 8 composantes.

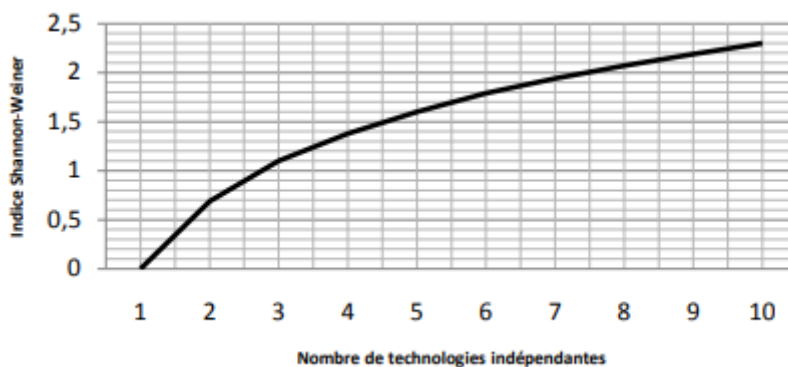


FIGURE 3.11 – Indice de Shannon-Wiener

Il ressort de la figure qu'une valeur inférieure à 1 indique un mix hautement concentré et dépendant d'une ou deux sources au maximum dans ce cas de figure, la sécurité d'approvisionnement serait affectée défavorablement. Une valeur supérieure à 2 indique un système avec une multitude de sources, aucune d'entre elles ne jouant un rôle dominant. Un tel système peut raisonnablement être considéré comme assez sûr face au risque d'interruption. Le deuxième indicateur de diversité et celui de Herfindahl-Hirschman (HHI) qui mesure le degré de concentration du marché, cet indice prend en compte la part relative de chaque type d'énergie ainsi que sa répartition. La figure 3.12 présente la variation de l'indice en question par rapport à la variation du nombre des sources d'énergies prises en compte dans le mix.

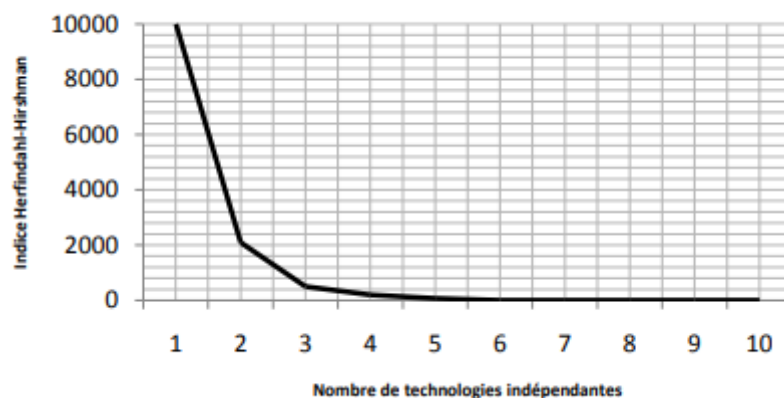


FIGURE 3.12 – Indice Herfindahl-Hirshman

Dans le cas de la concentration du mix électrique en une source d'énergie (par analogie à la concentration du marché, le monopole), l'indice égal à 10000 et tend vers zéro dès que nous adoptons une diversification des sources d'énergies utilisées (par analogie à une concurrence parfaite). Comme illustration à cette évaluation, le département américain de la justice a utilisé l'indice HHI pour évaluer la concentration du marché et a conclu qu'un résultat en dessous de 1000 indique que le marché en question est compétitif, en revanche un indice avoisinant 1800 suggère un marché significativement concentré. Cependant ces différents benchmarks ne sont pas nécessairement appropriés pour l'évaluation du marché de l'énergie. Stirling a montré qu'il n'existe aucune mesure de la diversité qui prend en compte de manière pertinente la propriété de la disparité, l'indice de SW a été considéré

comme étant le meilleur choix, il n’incorpore certes pas le principe de disparité mais met en avant le concept de variété et d’équilibre. Stirling a en effet utilisé cet indice pour quantifier la diversité énergétique de la structure de l’Angleterre. Jansen a élaboré l’indice de diversité SW pour concevoir des indicateurs de sécurité d’approvisionnement énergétique à long terme et analysant quelques aspects macro énergétiques.

3.2.5.4 Les limites des indicateurs de diversité

Les indices de diversité conventionnels admettent une limite majeure se caractérisant par la négligence de la propriété de la disparité. En d’autres termes, la disparité n’est pas représentée convenablement par les indices de diversité conventionnels. Dans le cas ou l’analyse du mix met l’accent sur la concentration des types d’énergies définissant le mix. Ces derniers étant supposés également disparates, les résultats obtenus peuvent être fortement biaisés, comme présentés dans la figure ci-dessous, en effet un indice de diversité ne prenant en compte dans les calculs que les propriétés de variété et d’équilibre ne serait pas en mesure de mettre en évidence le fait qu’une intégration d’une option plus disparate dans le mix le rendrait plus diversifié (mix A par rapport à B).

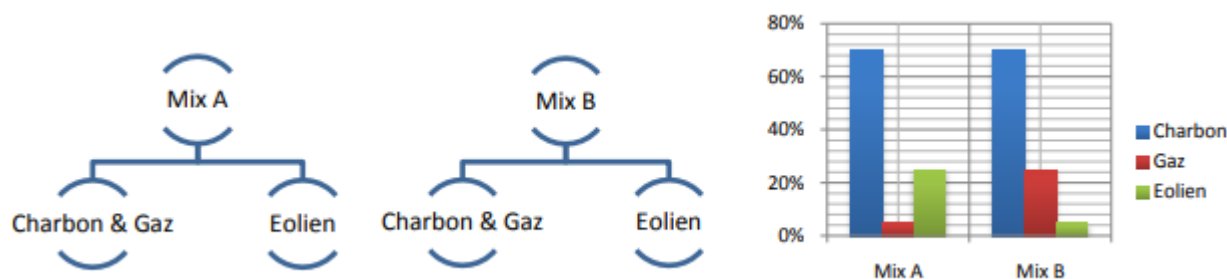


FIGURE 3.13 – Illustration où la variation de la disparité n’est pas discriminée par les indices de diversité

Dans ce cas illustratif et en supposant que le mix A est plus diversifié que le mix B, l’option disparate en question est l’éolien, de ce fait par comparaison des contributions des différentes options constituant les deux mix A et B nous obtenons les répartitions afférentes. D’après l’exemple illustratif ci-dessus, l’indice de diversité ne peut pas faire la différenciation entre la contribution d’une option plus disparate lors de la construction des mix. L’objectif de cette illustration suppose l’hypothèse que l’éolien est plus disparate que les deux combustibles fossiles (le charbon et le gaz), les deux combustibles fossiles appar-

tenant à la même famille des sources d'énergie, en termes de la propriété de la distance. La figure ci-dessous illustre les concepts de base en représentant les catégories d'options introduites dans le mix sous forme de symboles, la taille relative des symboles représente la propriété de l'équilibre, les différentes formes et nuances de symbole représentent la disparité, chaque symbole représente une technologie ou une option. Les disparités sont représentées par les différences entre les types de symbole, il est clair que la variété, l'équilibre et la disparité peuvent varier indépendamment, chaque concept apporte une contribution nécessaire mais insuffisante à la diversité globale.

	Variété		Equilibre		Disparité	
Variété*	2	3	3	3	3	3
Equilibre*	50% 50% 0%	33% 33% 33%	50% 17% 33%	33% 33% 33%	50% 17% 33%	50% 17% 33%
Disparité*	Petite	Petite	Petite	Petite	Petite	Grande

FIGURE 3.14 – Exemple illustratif des concepts de la variété, de l'équilibre et de la disparité

C'est une représentation simplifiée des propriétés décrites auparavant, ceci nous mène à la conclusion suivante : La diversité est une combinaison des attributs propres à chaque option (différence, nombre, degré de représentation), nous parlons généralement d'une combinaison des attributs de différence, de nombre et de degré de représentation, plutôt que de l'un de ces concepts pris isolément. L'identification des catégories distinctes sur la base de leurs différences mutuelles est une condition préalable nécessaire à tout dénombrement, car si les options ne peuvent pas être distinguées, nous ne pouvons pas les dénombrer. En ce sens, il ne peut y avoir de concept de variété sans celui de disparité. De même, sans l'existence du concept de variété, il ne peut y avoir de concept de diversité. Enfin, la notion de représentation est primordiale pour la définition de la diversité. Ceci dit, dans quelle mesure une option donnée peut être considérée comme faisant partie, ou

non, du mix en question ? De ce fait, sans un tel concept d'équilibre, il ne peut y avoir de concept de diversité. L'approche adoptée dans ce qui suivra par la suite consistera à calculer des indicateurs de diversité pour un ensemble de scénarios futurs adoptés pour le cas du mix marocain, chaque scénario décrit la combinaison des sources d'énergies qui constitue le futur mix électrique. Les différents scénarios adoptés ont été présentés et développés tout au long du deuxième chapitre. Cette section nous permet d'identifier l'impact du changement des caractéristiques des scénarios (Part des sources, politiques adoptées, ...etc.) sur la diversité et donc sur la sécurité et la stabilité du mix électrique. Tout au long de cette section nous utiliserons les deux indices les plus pertinents qui incorporent la variété et l'équilibre, à savoir les indices de SW et HH pour mener des analyses dites analyses de diversité pour le Maroc.

3.2.6 Application au mix électrique marocain

Dans ce qui suit, nous allons analyser les indices de diversité du mix électrique marocain selon les scénarios adoptés auparavant. Nous avons choisi d'étudier deux indicateurs spécifiques, à savoir l'indice de SW ainsi que celui de HH. Ces deux indices incorporent les deux propriétés de la variété et de l'équilibre. Cette analyse par scénario nous permettrait de classer les différents scénarios par degré de diversité. Les données présentées tout au long de ce travail permettent d'examiner l'évolution de la diversité des mix électriques pour chacun des scénarios adoptés (Voir chapitre 2 pour plus de détails sur les spécificités de chaque scénario).

3.2.6.1 Évolution de la diversité des mix de référence

Nous commençons cette analyse de diversité par une comparaison de l'historique des mix électriques institutionnels marocains depuis 2009. Le calcul des différents indices de diversité et de concentration (respectivement l'indice de SW et de HH) est présenté dans la figure [3.15](#).

Concernant le degré de diversité du mix de référence, depuis 2009 il a été remarqué une progression significative en termes de diversification du mix marocain, ceci démontre que la construction des mix de production d'électricité, en intégrant une part significative d'EnR ferait augmenter la diversification et de ce fait la sécurité énergétique. Ce constat

est démontré par la comparaison des degrés de diversité du mix de référence de 2030 avec celui de 2009, 1,44 contre 1,67. Dans ce qui suivra, nous nous attarderons au calcul et à l'analyse des indicateurs de diversité et de concentration, choisis auparavant, suivant les différents scénarios adoptés tout au long de cette étude. Ces comparaisons et analyses vont être confrontées aux résultats du mix institutionnel marocain à horizon 2030 dans le but de tirer des conclusions pertinentes sur la façon la plus optimale d'améliorer le degré de diversité du mix électrique marocain.

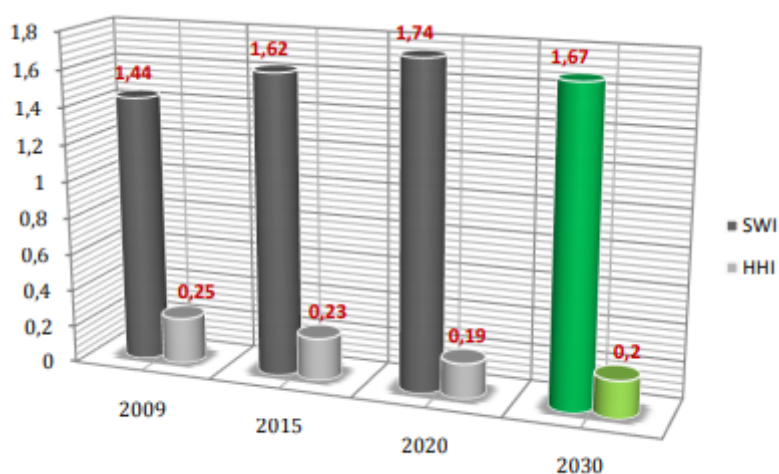


FIGURE 3.15 – Evolution des indicateurs de diversité SWI et HHI du mix institutionnel marocain

3.2.6.2 Évolution de la diversité du mix marocain relativement aux variantes associées

La figure 3.19 montre les indices de Shannon-Wiener ainsi que l'indice de Herfindahl-Hirshman correspondant aux données disponibles en comparaison des différents scénarios par rapport au mix de référence à horizon 2030, en ne prenant en compte ni l'imposition d'une taxe carbone, ni l'adoption d'un progrès technologique.

Lorsque nous n'imposons pas de contraintes d'émissions de GES, comme une taxe carbone, le degré de diversité diminue dans le cas de la variante DivChar et celui de la variante DivCharGaz relatives au scénario robuste, cette baisse est due à une augmentation de la part de la production générée par le charbon et le gaz naturel. De ce fait, la conséquence de cette baisse de diversité est l'augmentation de l'insécurité, le système électrique étant

de plus en plus exposé à une source dominante de produits combustibles. Le Maroc serait dans le cas de ces deux variantes, et donc du scénario robuste exposé aux fluctuations défavorables des prix de produits combustibles, qui constituent une part prédominante de mix électrique marocain suivant le scénario robuste avec ses deux variantes. En revanche, la diversité augmente et ceci dans les deux autres variantes du scénario alternatif, à savoir la variante DivNuc et DivNucBio. Cette hausse est due d'une part à la diminution de la prédominance des parts du gaz et de charbon, mais d'autres parts à l'augmentation des technologies constituant le mix marocain, passant de six technologies à huit⁹.

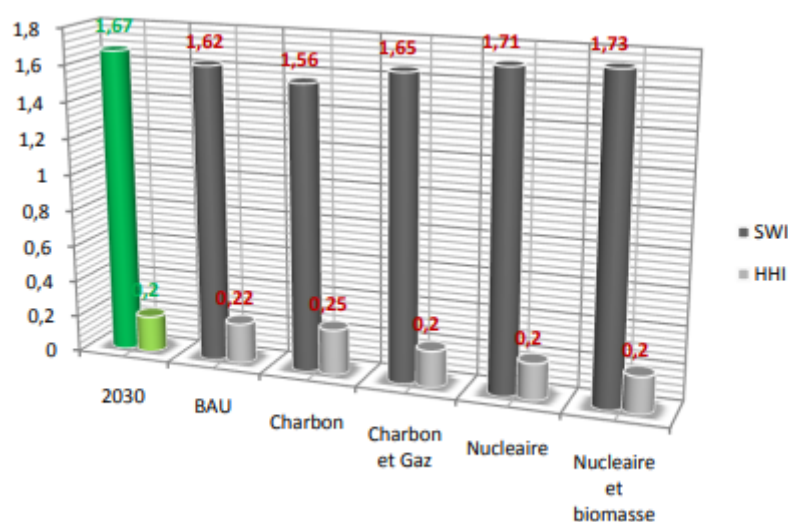


FIGURE 3.16 – Comparaison des indices de SW et de HH pour les différents scénarios par rapport au mix de référence

Ces résultats de base appellent deux observations. Premièrement, dans les deux variantes à savoir la DivChar et la DivCharGaz, les résultats concernant la diversité sont influencés par l'évolution de la part de production du charbon et du gaz dans la production de l'électricité. L'augmentation de la part du charbon explique, par exemple la diminution de la diversité dans la variante DivChar. En ce qui concerne les deux variantes DivNuc et DivBio, Le degré de diversification est élevé, ceci est dû au nombre plus grand de technologies composant le mix. Dans ce qui suivra, nous étudierons le degré de diversité des différents scénarios en supposant l'adoption d'une taxe carbone dans un premier lieu,

9. Nous prenons en compte l'agregation des différentes composantes de la technologie du solaire pour le comptage des technologies composantes du mix marocain.

mais aussi l'adoption du progrès technologie visant à diminuer le coût de production de l'électricité à base de solaire et d'éolien de 50% et 20% respectivement.

3.2.6.3 Cas de l'imposition d'une taxe carbone

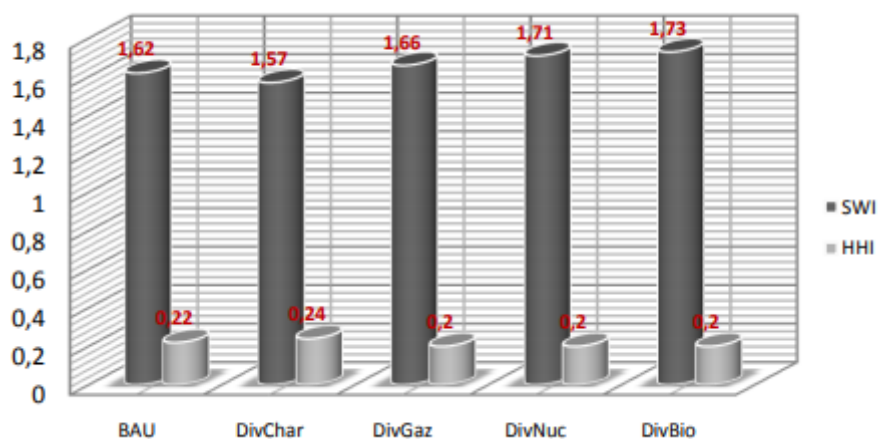


FIGURE 3.17 – SWI et HHI dans le cas de l'imposition d'une taxe carbone

3.2.6.4 Cas d'un progrès technologique

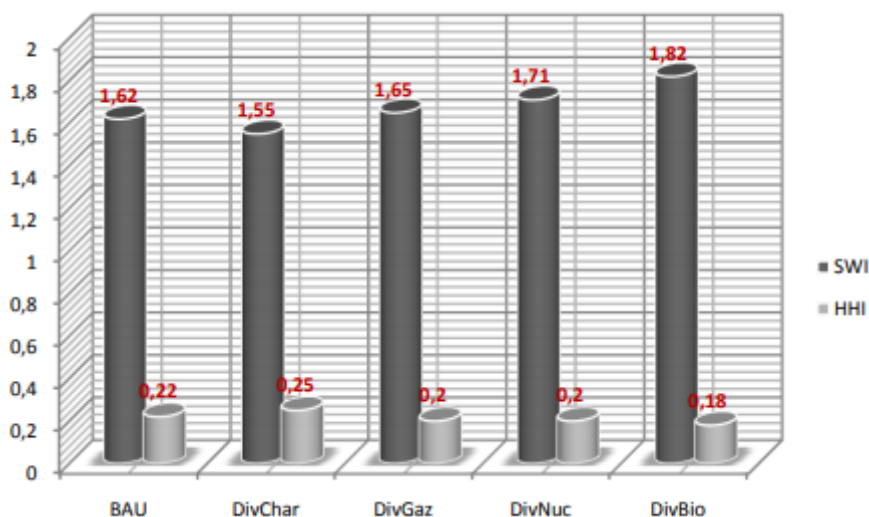


FIGURE 3.18 – SWI et HHI dans le cas d'un progrès technologique

Afin de comparer les caractéristiques de diversification sous les différents scénarios adoptés, nous nous référons aux indicateurs de HH et SW. Les résultats concernant le scénario BAU montrent que la valeur de l'indice HH augmente tandis que la valeur de

l'indice SW diminue en passant du mix à risque minimum RM au mix à coût minimum CM. L'introduction de contraintes technologiques se traduit par des portefeuilles diversifiés comparé à une non introduction de progrès technologique.

Les intervalles de variations des indices de HH et de SW sont petits sous les approches de sensibilités, et ils varient de 0.17-0.25 et 1.55-1.83 respectivement pour le cas du progrès technologique comme montré dans le tableau 3.6 . En ce qui concerne la variante DivChar du scénario robuste, l'indice HH augmente tandis que l'indice SW diminue par rapport à la variante BAU, ceci démontre que l'introduction de sources non renouvelables comme le charbon, dans notre cas, ferait baisser la diversité du mix électrique et de ce fait la sécurité énergétique se trouve dégradée. Concernant les mix à risque minimum RM et à coût minimum CM, la variation des indices de HH et de SW n'est pas significative, ceci suggère que les orientations vers des mix électriques à part renouvelable importante dans le but d'améliorer le degré de diversification ne sont pas influencées par l'approche de l'optimisation. Cette approche serait soit une minimisation des coûts traduite par le mix à coût minimal noté (CM), soit une minimisation du risque du mix, ce résultat est traduit par le mix à risque minimale (RM).

Dernière remarque est que l'adoption de sources alternatives comme la biomasse et le nucléaire améliorerait le degré de diversité du mix de production d'électricité. La comparaison des résultats obtenus selon les deux approches de sensibilité, à savoir le progrès technologique et l'imposition d'une taxe carbone ne propose que peu d'écart en termes de valeur des indices de diversité. Ceci pourrait être dû à la taxe carbone pas très élevée, cette dernière impacte peu la structure des coûts de production d'électricité par les différentes sources et donc les parts constitutives des différents mix électriques se trouve inchangées ou peu changées.

Ces résultats de base appellent deux observations. Premièrement, dans les deux variantes à savoir la DivChar et la DivCharGaz, les résultats concernant la diversité sont influencés par l'évolution de la part de production du charbon et du gaz dans la production de l'électricité. L'augmentation de la part du charbon explique, par exemple la diminution de la diversité dans la variante DivChar. En ce qui concerne les deux variantes DivNuc et DivBio, Le degré de diversification est élevé, ceci est dû au nombre plus grand

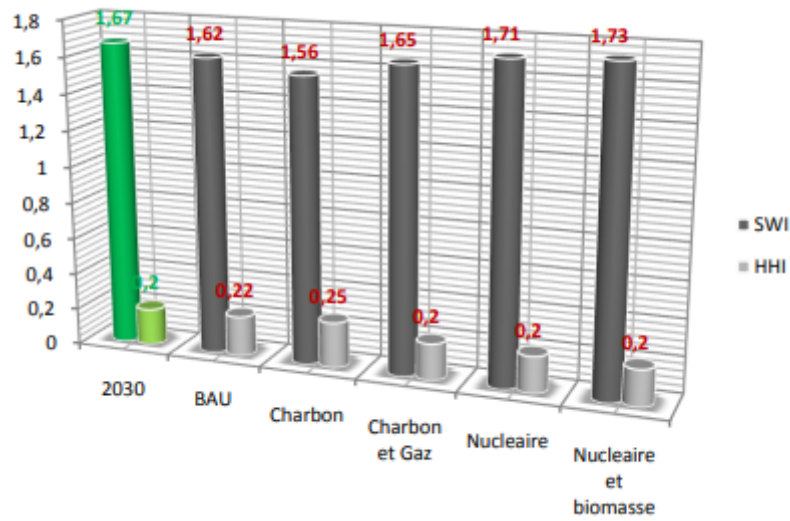


FIGURE 3.19 – Comparaison des indices de SW et de HH pour les différents scénarios par rapport au mix de référence

de technologies composant le mix. Dans ce qui suivra, nous étudierons le degré de diversité des différents scénarios en supposant l'adoption d'une taxe carbone dans un premier lieu, mais aussi l'adoption du progrès technologie visant à diminuer le coût de production de l'électricité à base de solaire et d'éolien de 50% et 20% respectivement.

<i>Taxe carbone</i>	<i>RM portfolio</i>					<i>CM portfolio</i>				
	<i>BAU</i>	<i>Charbon</i>	<i>Gaz</i>	<i>Nuc</i>	<i>Bio</i>	<i>BAU</i>	<i>Charbon</i>	<i>Gaz</i>	<i>Nuc</i>	<i>Bio</i>
<i>Coût</i>	82,9	83.50	83.50	82.95	82.9	78.95	78.70	79.52	80.25	80.30
<i>Risque</i>	3,44%	3.68%	4.36%	4.03%	3.77%	5.43%	5.60%	5.60%	5.43%	5.43%
<i>SW</i>	1,71	1.69	1.72	1.82	1.9	1.62	1.57	1.66	1.71	1.73
<i>HH</i>	0,19	0.2	0.18	0.17	0.16	0.22	0.24	0.2	0.2	0.2

TABLE 3.5 – Coût, risque, SWI et HHI relatifs aux scénarios adoptés en considérant l'imposition d'une taxe carbone

<i>Progré technologique</i>	<i>RM portfolio</i>					<i>CM portfolio</i>				
	<i>BAU</i>	<i>Charbon</i>	<i>Gaz</i>	<i>Nuc</i>	<i>Bio</i>	<i>BAU</i>	<i>Charbon</i>	<i>Gaz</i>	<i>Nuc</i>	<i>Bio</i>
<i>Coût</i>	67.96	68	68	68	67.96	63.30	62.39	64.72	66.57	67.42
<i>Risque</i>	3%	3.41%	4.32%	4.53%	4.35%	5.43%	5.42%	5.43%	4.43%	5.50%
<i>SW</i>	1.7	1.69	1.73	1.8	1.83	1.62	1.55	1.65	1.71	1.82
<i>HH</i>	0.19	0.2	0.18	0.18	0.17	0.22	0.25	0.2	0.2	0.18

TABLE 3.6 – Coût, risque, SWI et HHI relatifs aux scénarios adoptés en considérant un progrès technologique

De ce fait, nous mettrons en place une analyse des frontières efficientes en prenant en compte, non seulement le critère du coût et du risque pour la construction de ces frontières, mais nous ajouterons une troisième dimension présentée auparavant à savoir les indices de diversité.

3.2.6.5 Frontière efficiente à trois dimensions

Nous nous attardons sur l'optimisation des mix électriques marocains par rapport à un mix de référence et en prenant en considération les différents scénarios et variantes associées, cette optimisation traduite par la recherche de la frontière efficiente reposerait sur trois critères à savoir le coût global du mix électrique, le risque associé à ce coût et finalement le degré de diversité de ce mix. L'objectif étant de choisir le mix électrique marocain le plus optimal en termes de coût, de risque et de degré de diversité calculé par l'intermédiaire des indices de diversité présentés auparavant. Les figures suivantes représentent respectivement les courbes des indicateurs HH et SW respectivement en bleu, ceci dans le cas du scénario BAU. Ces courbes indiquent que la valeur de l'indicateur de concentration HH augmente et que la valeur de l'indice de SW diminue en se déplaçant du portefeuille à risque minimum RM au portefeuille à coût minimum CM. La frontière efficiente est représentée en rouge quant aux indicateurs spécifiques à chaque mix sont représentés par des lignes orthogonales au plan coût risque. Les deux indicateurs étudiés tout au long de ce chapitre à savoir le HHI et le SWI reflètent le niveau de diversification du mix électrique, la combinaison de production d'électricité la plus dispersée correspond au portefeuille à risque minimum RM, qui est le plus coûteux des mix électriques mais le moins risqué par rapport aux autres mix optimaux. En revanche, le mix CM a le coût le plus bas, le risque le plus élevé et le degré de diversification le plus bas en comparaison avec le portefeuille à RM. La ligne verte orthogonale au plan coût risque représente le couple coût risque du mix de référence ainsi que son indice de diversité associé.

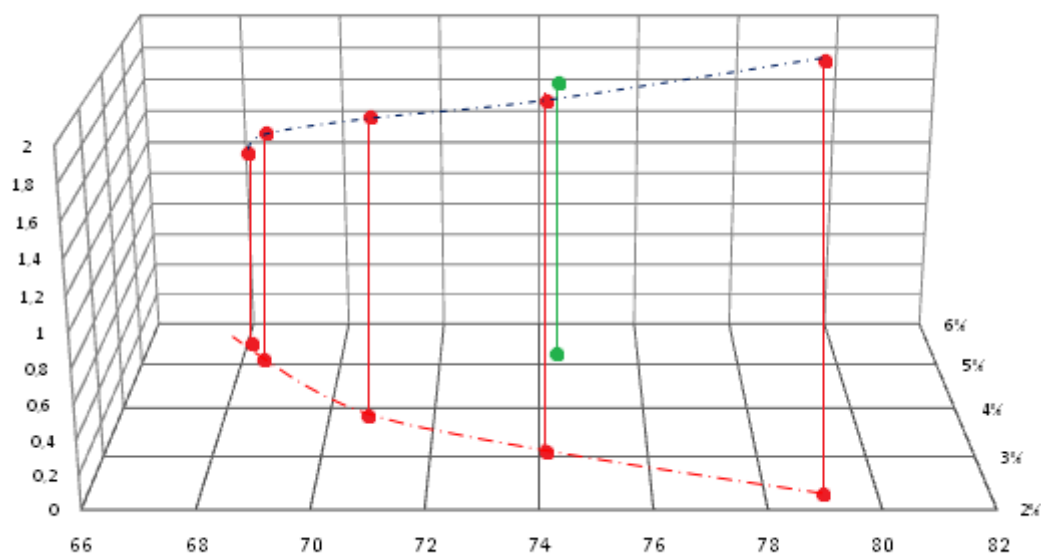


FIGURE 3.20 – Indice de Shannon-Wiener pour le scénario BAU, le mix de référence marocain à horizon 2030, mix à risque minimum et mix à coût minimum.

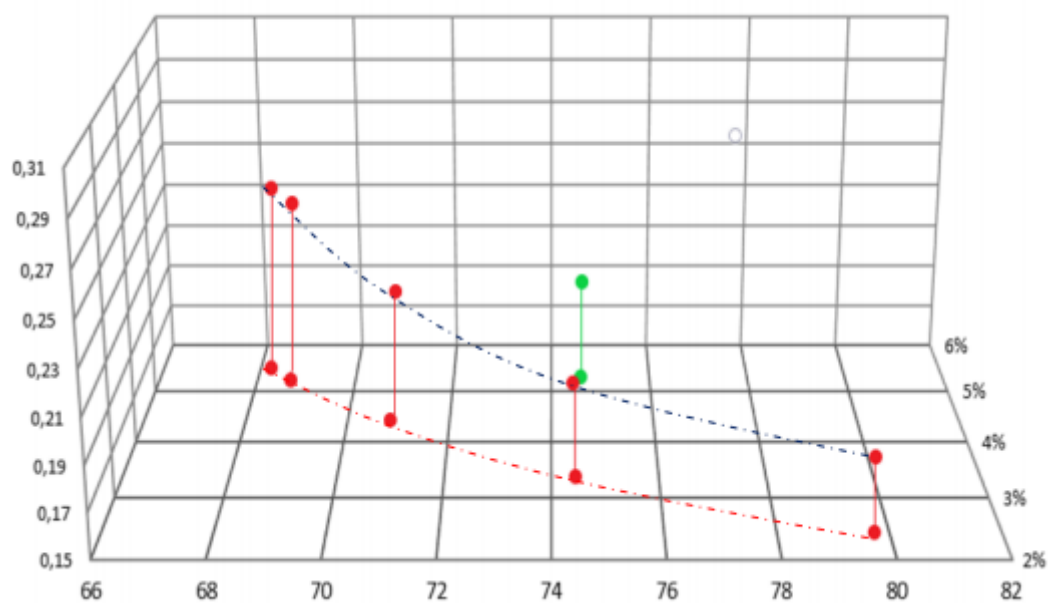


FIGURE 3.21 – Indice de Herfindahl-Hirschman pour le scénario BAU, le mix de référence marocain à horizon 2030, mix à risque minimum et mix à coût minimum

Nous représenterons les deux indicateurs de diversité à savoir celui de Shannon-Wiener et l'indicateur de concentration d'Herfindahl-Hirschman des mix marocains relativement aux différents scénarios et variantes adoptées et étudiées auparavant ainsi que la variation du coût global de production de l'électricité pour chaque variante adoptée, ceci dans le

cas d'une imposition d'une taxe carbone ou d'un progrès technologique.

3.2.6.5.1 Taxe carbone

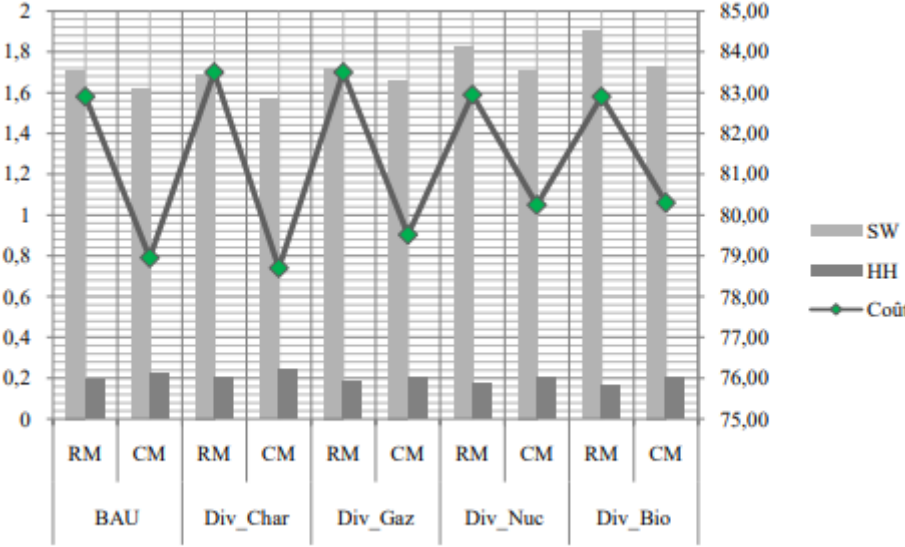


FIGURE 3.22 – Croisement des différents résultats dans le cas de l'imposition d'une taxe carbone

3.2.6.5.2 Progrès technologique

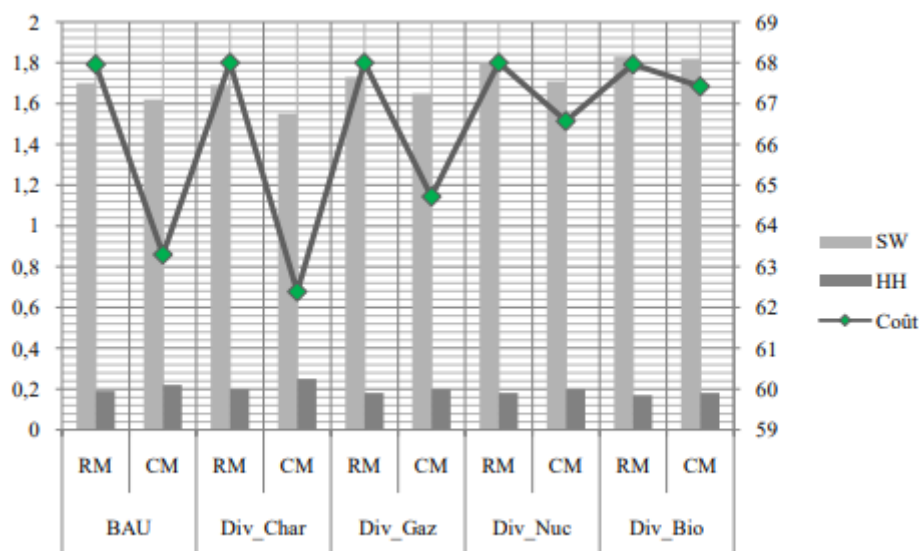


FIGURE 3.23 – Croisement des différents résultats dans le cas de l'imposition d'un progrès technologique

Dans la dernière partie de ce chapitre, l'accent était mis sur l'approche quantitative de l'évaluation de la diversité des mix énergétiques. Pour ce faire, il était essentiel, dans un premier temps, de mettre en évidence le lien existant entre la diversification et la sécurité énergétique, cette dernière étant un objectif fondamental de toute planification énergétique. Nous avons développé le concept de diversification et les conséquences macro-économiques qui peuvent lui être liées. L'objectif de cette partie est de nous présenter une approche quantitative servant à évaluer la diversité d'un mix énergétique, en l'occurrence le mix marocain. Il est cependant important de mettre en avant les différentes approches qui ont été adoptées pour construire des indicateurs capables d'évaluer et de quantifier la diversité. Ces indicateurs trouvent leur fondement de base dans les sciences biologiques, il était donc nécessaire d'adapter ces indicateurs pour aider le décideur à prendre une décision politique relative à une planification énergétique. Afin de choisir les indicateurs les plus adéquats pour l'évaluation de la diversité des mix, une revue d'indicateurs avec les critères spécifiques relatifs a été présentée dans le but de décider de la pertinence du choix de l'indicateur.

Dans cette partie, nous avons évalué le degré de diversité du mix marocain relatif aux

différents scénarios adoptés et variantes associées, présentés tout au long de ce travail dans le but de comparer les différents degrés de diversification avec le mix de référence à horizon de 2030 et de tirer les conclusions pertinentes quant à l'imposition d'une politique environnementale sur la diversification du mix et de facto sur la sécurité énergétique. Cette dernière partie complète l'optimisation des mix énergétique par le biais de la théorie moderne de portefeuille réalisé dans le deuxième chapitre. En effet cette partie met en avant une optimisation tridimensionnelle se basant sur trois critères, sujet d'optimisation, à savoir le coût de production d'électricité par les différentes options constituant le mix, le risque de fluctuation de ce coût, et finalement le degré de diversité.

3.2.7 Conclusion

Tout au long de ce dernier chapitre, nous nous sommes attardés sur les analyses de sensibilités et de diversité des mix électriques. Pour ce faire, il a été essentiel de décrire les l'objectif et les fondements théoriques de l'analyse de sensibilité, de présenter une revue des différentes méthodes servant à la conduire. Trois analyses ont été présentées, une première sensibilité adoptée traduite par un développement technologique noté tout au long de ce chapitre par « progrès technologique ». Cette première analyse tente d'évaluer l'impact d'une réduction du coût de production d'électricité à base d'énergie du solaire et d'éolien sur les caractéristiques du mix global. Une deuxième sensibilité exprimée par une mise en place d'une taxe carbone, impactant de ce fait la structure des coûts de production d'électricité, et donc les parts constitutives des mix électriques recherchés, et enfin une dernière sensibilité relative à une relaxation des contraintes techniques du modèle d'optimisation.

Dans une deuxième partie de ce chapitre, l'accent à été mise sur l'élaboration des analyses de diversité. En effet avant d'évaluer le degré de diversification des mix électriques par l'intermédiaire des indicateurs quantitatifs, il était nécessaire de mettre en évidence l'impact de la diversité sur la prise de décision politique pour justifier et légitimer cette analyse de diversité. En ce qui concerne les différents indicateurs de diversité utilisés, habituellement utilisés en biologie, ils ont été adaptés pour des besoins d'évaluation de diversité et de concentration des mix énergétique. Deux indicateurs ont été utilisés pour

le calcul de ce degré de diversité des mix obtenus selon les scénarios adoptés.

Ce chapitre met en avant d'autres objectifs gouvernementaux en matière de production d'électricité à base non fossiles et de production d'EnR, traduits par une intégration significative du solaire et de l'éolien. De ce fait, l'évaluation des mix efficaces en supposant l'adoption d'un objectif gouvernemental comme « l'intégration massive d'EnR » ou en imposant des analyses de sensibilités se traduisant par un « progrès technologique » ou « l'imposition d'une taxe carbone » est nécessaire pour une comparaison des caractéristiques de coûts, de risques de ces coûts et du degré de diversité des mix obtenus relativement aux différents scénarios adoptés. Il est à noter que ces scénarios reflètent les objectifs et les piliers de développement de la stratégie énergétique nationale à horizon 2030. Ceci étant dit, l'objectif de ce chapitre était d'appliquer différentes analyses de sensibilités afin de comparer les résultats obtenus représentés par les coûts de portefeuille, les risques, les frontières efficaces, mais aussi d'adopter des indicateurs de diversité dans le but d'évaluer des niveaux de diversification relatifs aux différents cas et scénarios étudiés.

Les résultats obtenus ont soutenu l'idée que la mise en place d'une politique d'implémentation de parts significatives d'EnR aura un effet significativement positif sur la réduction du coût et du risque du portefeuille ainsi que l'amélioration du niveau de diversification ceci dans le cadre de l'imposition d'une taxe carbone. Cette dernière favoriserait l'introduction de sources non fossiles dans le mix de production. L'analyse de sensibilité indique donc qu'il serait avantageux d'imposer des contraintes environnementales et viser des objectifs ambitieux de progrès technologiques dans le but de réduire les coûts globaux et les risques associés des mix de production d'électricité. En ce qui concerne la relaxation des contraintes technique, ces dernières devraient être objectivement raisonnables pour pouvoir aider à obtenir des résultats réalistes. En effet, l'imposition de contraintes techniques est nécessaire pour atteindre des résultats réalistes. En comparaison avec un modèle sans contraintes technique, les intervalles des coûts et des risques du mix se trouvent biaisés. Cependant, la relaxation de ces contraintes techniques nous permet de démontrer que la prise de décision politique est très importante dans la construction des mix électriques.

En résumé, les diverses préférences pour les technologies de production non fossiles sont grandement influencées par des perspectives de réduction des coûts ou des risques. De ce fait, les orientations politiques pour la construction de mix à base de sources non fossiles trouve justification dans l'objectif de réduire le coût de production de l'électricité, de contrecarrer les fluctuations défavorables des prix à travers la réduction des risques associés aux coûts de production ou finalement d'améliorer le degré de diversification du mix électrique afin de renforcer la sécurité énergétique et électrique du Maroc.

Conclusion Générale

L'utilisation de l'énergie a rendu possible la vie actuelle moderne (automobiles, communications, alimentation, santé, divertissement, etc.). L'énergie est devenue l'un des problèmes les plus importants du 20ème siècle. Chaque voie de production d'énergie est caractérisée par sa propre combinaison de conséquences économiques, techniques, sociales, climatiques et environnementales. Chaque pays doit déterminer son propre portefeuille énergétique, en cohérence avec sa dotation en ressources énergétiques, et en utilisant des technologies, qui sont économiquement viables et socialement équitables, et ont un impact négatif minimal. Cependant, il n'y a pas de solution miracle pour parvenir à réduire les émissions de CO_2 en une seule fois, pour la simple raison que les choix énergétiques que nous faisons pour chaque type d'utilisation d'énergie, et plus particulièrement la production d'électricité, nécessitent différents types de solutions pour réduire les émissions de CO_2 . La problématique que nous s'essayons d'analyser et d'y trouver une réponse, objet de cette thèse est relative aux pays en développement, ces derniers sont confrontés à des défis sans précédent dans le secteur de l'énergie, d'autant plus que ces défis ne peuvent être relevés que par l'adoption d'une analyse innovatrice. Un des défis les plus importants auquel sont confrontés les pays en développement comme le Maroc réside dans le besoin croissant en financement dans le secteur énergétique. Ce défi résulte non seulement d'une croissance rapide de la demande d'énergie, et donc de la capacité d'approvisionnement, mais aussi de l'intensité capitaliste croissante de l'industrie de l'approvisionnement énergétique.

Le propos de notre thèse était de rechercher, par cette analyse innovatrice, le mix électrique marocain à horizon 2030 par l'adoption de la TMP, dans le but de quantifier l'in-efcience au sens de Pareto du mix institutionnel marocain dicté par les instances

gouvernementales. Le travail présenté propose des apports théoriques certes mais aussi empiriques et quantitatifs. Dans un premier temps, nous nous sommes proposés de présenter la situation énergétique marocaine et de répertorier toutes les sources d'énergie disponibles ou potentiellement disponible sur le territoire, ainsi que les projets et programmes adoptés ou en cours de mise en œuvre. Il est cependant clair que le Maroc, de part son positionnement géographique dispose de sources d'EnR abondantes lui permettant de se positionner comme un des leaders mondiaux en production d'électricité verte et donc se pencher vers une transition énergétique (électriques) durable à travers l'intégration massive d'EnR dans le mix de production d'électricité. Il était aussi nécessaire de mettre en exergue les liens causaux existants entre l'énergie, la croissance et les émissions de polluants. Le sens de ces liens suggère la mise en place de politiques gouvernementales adéquates. Dans cette perspective, plusieurs leçons importantes ont été tirées à la fois par les analystes énergétiques et les décideurs au cours des 10 à 15 dernières années, ces leçons se résument sur l'importance d'une approche intégrée de l'analyse énergétique et d'une exploration plus systématique des liens énergie-macroéconomie. Cependant, la deuxième section du premier chapitre vient justifier empiriquement la mise en œuvre de politiques agressives d'intégration d'EnR dans le mix marocain et donc légitimer la prise en compte de parts conséquentes en EnR dans les scénarios adoptés. D'autre part, pour que l'énergie durable soit prise au sérieux et capte l'attention des décideurs politiques, il est nécessaire d'assurer une bonne compréhension des problèmes financiers, des impacts environnementaux et sociétaux liés à l'utilisation accrue des énergies non renouvelables et de se pencher d'avantages sur les énergies alternatives. Dans ce sens, Shimon Awerbuch, pionnier de l'adaptation de la TMP pour la planification énergétique, s'est penché sur la question de l'impact des EnR, sur différents aspects de l'économie. Shimon a perçu les EnR sous une perspective révolutionnaire. Il a été parmi les premiers à souligner que la production d'électricité par le biais des EnR permet de réduire significativement le coût global de l'électricité. Pour prouver ses propos, il a utilisé la TMP de Markowitz pour montrer que les EnR, en raison de leurs coûts fixes, font augmenter la robustesse des systèmes électriques (la sécurité énergétique) face aux fluctuations des prix des combustibles fossiles. A la ligné de ce qui a été réalisé par Awerbuch, nous nous sommes proposés, dans cette thèse d'appliquer la TMP et d'évaluer son application pour le développement et la

construction des mix électriques efficaces et optimaux au sens de Pareto du Maroc pouvant améliorer la sécurité énergétique et aidant à atteindre les objectifs de diversification. Notre analyse traite le cas du Maroc et met en valeur le modèle de Markowitz. La thèse présente des conclusions préliminaires sur les effets de l'inclusion de plus de sources d'EnR dans le portefeuille marocain par comparaison au portefeuille institutionnel pris comme référence et suggère des orientations intéressantes pour une ouverture vers d'autres études plus approfondies. L'analyse a découlé de la perception que la TMP, axée sur la finance, peut apporter de précieuses améliorations à la planification énergétique et aux concepts de sécurité et de diversité énergétiques. De toute évidence, la combinaison d'une meilleure construction de portefeuille et d'une tarification plus précise devrait conduire à des décisions plus optimales. Cette thèse représente donc un effort pour compléter les approches traditionnelles et orienter les chercheurs et les planificateurs. Pour se faire, l'analyse de la TMP est réalisée pour la construction des mix de production électriques au Maroc à horizon de 2030 selon différents scénarios adoptés et variantes associées, avec une préférence particulière au développement de l'électricité renouvelable ainsi que l'adoption d'un scénario alternatif mettant en valeur le nucléaire et la biomasse.

Les coûts de production d'électricité par technologie ont été choisis conformément aux données simulées de la stratégie énergétique nationale du Maroc à horizon 2030 par la MEMEE. Ces données gouvernementales ont été composées avec la plus grande attention et le plus grand soin, cependant, les véritables coûts futurs restent fortement dépendants de facteurs externes. Dans notre thèse, nous n'avons pas pris en considération la différenciation, des coûts, entre les sources d'énergies existantes et celles nouvellement construites, les simulations faites lors de l'élaboration de la SNE prennent en compte les données agrégées, une différenciation dans de futurs travaux aura un impact sur la structure des coûts et donc sur le coût global du mix ainsi que sur les risques associés. Les coûts des combustibles ont été tirés des projections de l'AIE. Les paramètres des différents scénarios et les hypothèses sur la taxe carbone ainsi que celles sur le progrès technologique peuvent faire l'objet de discussions. En effet, la mise en place de contraintes techniques, devrait faire objet d'un consensus pour plus de rigueur et d'objectivité. Les estimations des risques relatifs aux différents coûts sont adoptées selon des études de la banque mondiale et de la

banque européenne d'investissement. Ceci étant dit, les estimations des différents risques relatifs aux différentes options demeurent très complexes à réaliser. De plus, les estimations des corrélations entre les différentes composantes des coûts sont indicatives et basées sur des jugements de chercheurs.

Les résultats permettent de démontrer l'in-efficacité au sens de Pareto du mix marocain à horizon de 2030 comparé aux différents mix construits (différents scénarios et variantes associées), c'est-à-dire que nous pouvons évaluer des réductions de coût ou de risque ou les deux qui sont possibles. Cependant, notre approche nous a permis de quantifier l'ampleur des in-éfficiences, qu'elles soient évaluées en termes de «risque excessif» ou en terme de «sur-coût» lorsqu'elles sont mesurées par rapport à des mix faisables appartenant à une frontière efficiente. Des réductions des risques et des coûts peuvent être obtenues en augmentant la part des options de production d'EnR (notamment l'énergie éolienne) et en baissant la part du gaz et du solaire du BAU par exemple. Ces opportunités peuvent être quantifiées comme une réduction du risque global allant de 12% pour le scénario nucléaire à 37% pour le scénario charbon ainsi qu'une réduction du coût global du portefeuille selon le scénario étudié allant de 1% pour la biomasse à presque 8% pour le scénario BAU.

D'autre part, les résultats obtenus sont sensibles aux hypothèses d'une imposition d'une taxe carbone ou d'un progrès technologique, comme défini tout au long du chapitre traitant des analyses de sensibilités, avec un coût de taxe carbone de 20€/tonne d'émissions de CO_2 , la frontière efficiente se trouve déplacée en haut et une augmentation de 10% du coût global est constatée, en comparaison avec un cas de non imposition de taxe carbone. En résumé, la restructuration du mix électrique marocain génère une baisse significative en termes de coût et de risque par rapport au mix de référence. L'impact sur le risque et le coût dépend fortement des hypothèses de scénario (notamment le prix du CO_2 , les contraintes techniques ou le prix du charbon) et les hypothèses sur la construction des coûts des EnR. Le dernier apport de ce travail réside sur le fait d'adapter des indicateurs de concentration du marché pour l'évaluation du degré de diversité des mix construits en comparaison avec le mix de référence. En effet, le degré de diversité augmente selon le

scénario alternatif et diminue selon le scénario robuste relativement aux deux variantes, ce dernier constat trouve justification à la dépendance du mix marocain à une source combustible dominante faisant de ce fait baisser la sécurité énergétique. En d'autres termes, le Maroc dans ce cas de figure se trouve dépendant des fluctuations des produits comme le gaz et le charbon. Dans cette thèse, nous avons mis en place une analyse des frontières efficaces en prenant en compte, non seulement le coût et le risque pour la construction de ces frontières, mais nous avons ajouté l'indicateur de diversité pour analyser l'efficience tridimensionnelle.

L'approche analytique exposée dans cette thèse est basée sur la méthodologie élaborée par Shimon Awerbuch dans les années 1990. Un certain nombre de perfectionnements méthodologiques ont été proposés et mises en œuvre, nous citons quelques adaptations :

- L'introduction de la notion de la frontière efficace basée sur le coût et non le rendement.
- La prise en compte des caractéristiques relatives à la production de l'électricité au lieu de la construction des mix en se référant aux capacités installée disponible.
- L'expression du risque en termes de risque des coûts.

Une autre contribution de cette thèse réside dans l'adaptation d'indicateurs de concentration et diversité de marché pour le calcul et l'évaluation de la diversité des mix électriques. Les questions de recherche pour améliorer encore la fiabilité et élargir le champ d'application de cette approche relative à la planification électrique doivent se focaliser d'avantages sur :

- Une amélioration de l'utilisation des données historiques des valeurs des coûts pour obtenir des projections relatives aux valeurs des risques. Par exemple, incorporer des techniques GARCH (par exemple [Humphreys and McClain \(1998\)](#)).
- Une estimation plus pointue des fluctuations des coûts combustibles ainsi que les coefficients de corrélation pour tirer des conclusions et des évaluations plus pertinentes.
- Une amélioration de la méthodologie pour dériver la matrice de corrélation, montrant les interrelations supposées entre les composantes de coût du portefeuille.

- Élargir la composante des coûts des ajouts environnementaux en incluant le coût des émissions non polluantes aux GES comme les NO_x et le SO₂.
- Conversion d'une analyse à une période à une analyse à plusieurs périodes, permettant non seulement d'identifier des portefeuilles efficaces au cours d'une certaine année cible, mais également de déterminer les trajectoires optimales pour rééquilibrer les portefeuilles de l'année de base à l'année cible. Quelques pistes sont présentées par [Steinbach \(2001\)](#) et [Kleindorfer and Li \(2005\)](#).

Ceci étant dit, la transition vers un avenir énergétique et donc électrique durable nécessite un déploiement massif d'EnR et d'efficacité énergétique pour réduire la consommation de combustibles fossiles dans la production d'énergie et l'utilisation finale afin de répondre aux défis énergétiques et climatiques urgents. De plus, la planification électrique porte sur des systèmes inter-connectés (approvisionnement en énergie, transports, ménages, etc.) nécessitant des outils de planification opérationnelle capables de prendre en compte de multiples besoins et contraintes. En outre, bien que l'analyse et la formulation des politiques au niveau national est centralisée, la mise en œuvre efficace des politiques nécessite l'utilisation maximale des forces et institutions décentralisées du marché. Dans cette perspective, les 12 régions du Maroc ainsi que les collectivités locales et régionales doivent jouer un rôle clé dans la réalisation des objectifs de la politique climatique et énergétique, car elles sont responsables de la définition et de la mise en œuvre des politiques.

Cependant, malgré le grand nombre d'outils d'aide à la décision mis à disposition par la communauté scientifique, les décideurs politiques hésitent encore à utiliser des méthodologies analytiques pour soutenir le processus d'élaboration des politiques et leur faible connaissance des structures énergétiques locales représente toujours un obstacle majeur. En outre, la sensibilisation des consommateurs à l'énergie représente un problème essentiel à prendre en compte, car les changements de comportement peuvent fortement contribuer à accroître l'efficacité énergétique. Il est donc nécessaire de promouvoir l'utilisation de méthodologies consolidées et généralisées pour la planification stratégique ainsi que de favoriser les initiatives volontaires et la mise en œuvre de mesures grâce à un engagement actif des parties prenantes. La question de définir le « mix » électrique futur

qui sera adopté ne relève pas de l'approche technique, mais elle requiert des échanges démocratiques et des choix politiques avec une prise au sérieux des questions climatiques et socio-économiques.

Annexes

Annexe1A

Le Mécanisme pour un Développement Propre (MDP) est l'un des mécanismes de flexibilité instaurés par le Protocole de Kyoto (PK) pour aider les pays à atteindre leurs objectifs de réduction de gaz à effet de serre (GES). En vertu de ce mécanisme, les pays développés (Annexe I) peuvent s'acquitter en partie de leurs engagements vis-à-vis dudit Protocole, en réalisant des projets dans des pays en voie de développement. Ces projets doivent contribuer au développement durable des pays hôtes. Ils peuvent être développés dans des secteurs aussi variés que l'énergie (Efficacité Énergétique et EnR), le traitement des déchets, les procédés industriels, le transport, ou le boisement et le reboisement. Pour participer à l'effort mondial d'atténuation des émissions en GES, consolider et renforcer la politique nationale de Développement Durable, le Maroc a ratifié la Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (CCNUCC) en décembre 1995 et le Protocole de Kyoto en janvier 2002. Dans le cadre de cet engagement notre pays s'est doté, de structures institutionnelles requises pour opérationnaliser ce mécanisme, pour renforcer les capacités nationales dans ce domaine et pour promouvoir le potentiel MDP du Maroc au niveau national et international. Ainsi, notre pays a instauré une Autorité Nationale Désignée du MDP (AND-MDP) au sein du Ministère Délégué chargé de l'Environnement. Cette AND approuve les projets avant leur soumission au Conseil Exécutif du MDP établi par la CCNUCC. Ce Département en tant qu'Autorité Nationale Désignée du MDP a organisé la 10ème session du Conseil National du MDP qui a vu l'approbation du premier Programme MDP dans le domaine des déchets solides. Ce programme qui constitue le fruit d'une collaboration avec la Banque Mondiale et le Fonds d'Équipements Communal, offrira aux Collectivités Locales la possibilité de développer et enregistrer des projets MDP tout en réduisant les délais et les coûts de transaction des projets. Cette session a

approuvé également deux autres projets notamment la récupération et la valorisation de biogaz dans la décharge d'Oujda et la Station d'Épuration des Eaux Usées de Marrakech.

Annexe 1B

L'inventaire des centrales électriques au Maroc en 2016

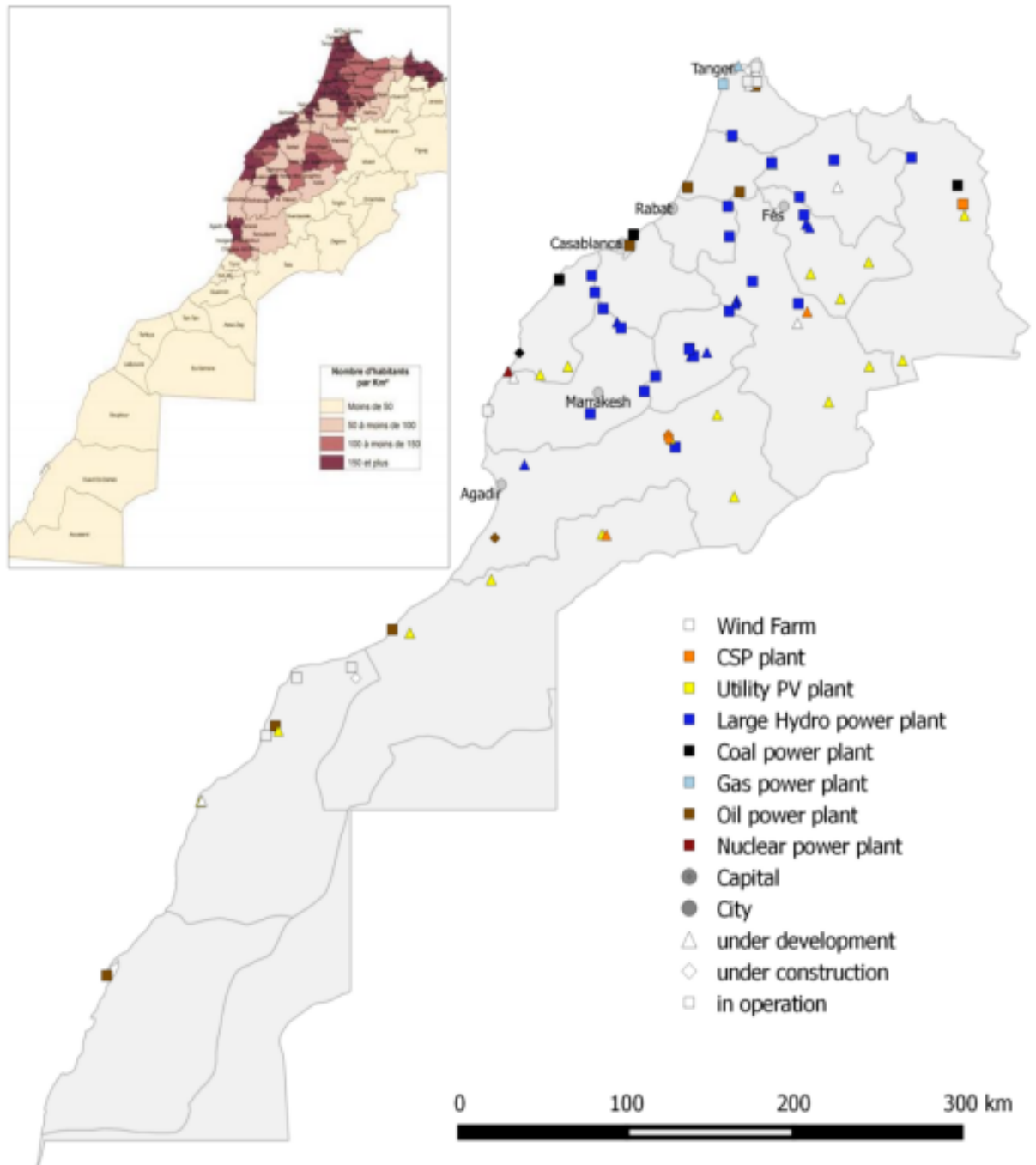


FIGURE 3.24 – L'inventaire des centrales électriques au Maroc en 2016 (tiré du rapport de MEMEE 2016)

	<i>Station</i>	<i>Technologie</i>	<i>Capacité installée (MW)</i>	<i>Statut</i>
	Nour Argana Boulman	Solar PV	n.d	En développement
	Nour Argana errahmana	Solar PV	n.d	En développement
	Nour Argana Tensift	Solar PV	n.d	En développement
	Nour Atlas			
	Ait Béni Methar	Solar PV	n.d	En développement
	Nour Atlas Boudrib	Solar PV	n.d	En développement
	Nour Atlas Bouanane	Solar PV	n.d	En développement
	Nour Atlas			
	Bouizakarne	Solar PV	n.d	En développement
	Nour Atlas Enjil	Solar PV	n.d	En développement
	Nour Atlas			
	Outat el Haj	Solar PV	n.d	En développement
PV	Nour Atlas			
	Tantan	Solar PV	n.d	En développement
	Nour Atlas Tata	Solar PV	n.d	En développement
	Nour			
	Tafilalt-Erfut	Solar PV	25	En développement
	Nour			
	Tafilalt-Missour	Solar PV	25	En construction
	Nour			
	Tafilalt-Zagora	Solar PV	25	En construction
	NourO IV	Solar PV	70	Opérationnel
NourB	Solar PV	80	En développement	
NourL	Solar PV	20	En développement	
CSP	NourO I	Solar CSP	160	Opérationnel
	NourO II	Solar CSP	200	Opérationnel
	NourO III	Solar CSP	150	Opérationnel
	NourO M	Solar CSP and PV	400	En développement
	NourO T	Solar CSP and PV	400	En développement
	Ain Béni Methar	Solar CSP and PV	20	Opérationnel
Eolien	Akhefrir 1	Eolien	100	Opérationnel
	Akhefrir 2	Eolien	100	En construction
	Boujdour	Eolien	100	En développement
	Amogdul	Eolien	60	Opérationnel
	Fourma Alouad	Eolien	50	Opérationnel
	Jbel Alhadid	Eolien	200	En développement
	Khalladi	Eolien	120	En construction
	Koudia Baida	Eolien	300	En développement
	Lafarge	Eolien	32	Opérationnel
	Midelt	Eolien	100	En développement
	Tanger I	Eolien	140	Opérationnel
	Tanger II	Eolien	150	En développement
	Ynna Bio power	Eolien	20	Opérationnel
	Tarfaya	Eolien	301	Opérationnel
	Taza	Eolien	200	Opérationnel
	Eolien Essaouira	Eolien	50	En développement
Tiskrad	Eolien	300	En développement	
Haouma	Eolien	50	Opérationnel	
A. Torres	Eolien	50	Opérationnel	

	Afourer	Hydro	94	Opérationnel
	Ahmed El Hansali	Hydro	92	Opérationnel
	Al Massira	Hydro	128	Opérationnel
	Allal El Fassi	Hydro	240	Opérationnel
	Al Wahda	Hydro	240	Opérationnel
	Bin el Ouidane	Hydro	135	Opérationnel
	Boutferda	Hydro	12	En développement
	Tillouguite I	Hydro	12	En développement
	Tillouguite II	Hydro	12	En développement
	El Menzel	Hydro	125	En développement
	Hassan I	Hydro	67,2	Opérationnel
	Hassan II	Hydro	11,7	Opérationnel
	Idriss I	Hydro	40	Opérationnel
	Mdez El Menzel	Hydro	170	En développement
	Mohammed V	Hydro	23	Opérationnel
	Ouljet Essoultane	Hydro	19	Opérationnel
Hydro	Step Abdelmoumen	Hydro	350	En développement
	Step afourer	Hydro	464	Opérationnel
	Tanafnit-El borj	Hydro	40	Opérationnel
	Mansour dahbi	Hydro	10	Opérationnel
	Daourat	Hydro	17	Opérationnel
	Lalla Takerkoust	Hydro	12	Opérationnel
	El kansara	Hydro	14	Opérationnel
	Imfout	Hydro	32	Opérationnel
	Moulay Youssef	Hydro	24	Opérationnel
	Oued El Makhazine	Hydro	36	Opérationnel
	Imezedifane	Hydro	63	En développement
	Taskdert	Hydro	38	En développement
	Tajemout	Hydro	28	En développement
	Mechra sfa	Hydro	30	En développement
	Tarmast	Hydro	14	En développement
	Asfalou	Hydro	20	Opérationnel
	Sidi Saïd Maachou	Hydro	20,8	Opérationnel
Nucléaire	Sidi Boulbra	Nucleaire	900-1300	En développement
	Mohammedia	Charbon	300	Opérationnel
	Safi	Charbon	1386	En construction
	Jerrada	Charbon	318	Opérationnel
Charbon	Jorf Lasfar	Charbon	350	Opérationnel
	Jorf Lasfar	Charbon	350	Opérationnel
	Jorf Lasfar	Charbon	350	Opérationnel
	Jorf Lasfar	Charbon	350	Opérationnel
	Jorf Lasfar 1	Charbon	350	Opérationnel
	Jorf Lasfar 2	Charbon	350	Opérationnel

Gaz	Mohammedia	Fioul gaz	300	Opérationnel
	Mohammedia CCGT	Gaz	450	En développement
	Kenitra Gt	Gaz	450	En développement
	Jorf Lasfar	Gaz	1200	En développement
	Dhar doum	Gaz	1200	En développement
	Oued El makhazine CCGT	Gaz	1200	En développement
	Al Wahda CCGT	Gaz	1200	En développement
	Tahadart CCGT	Gaz	600	En développement
	Tahadart	Gaz	384	Opérationnel
	Ait béni Methar	Gaz	450	Opérationnel
Fioul	Kenitra	Fioul	300	Opérationnel
	Tiznit	Fioul	72	En construction
	Dakhla	Fioul	16	Opérationnel
	Tan-Tan	Fioul	100	Opérationnel
	Laayoune	Fioul	150	Opérationnel
	Mohammedia	Fioul	300	Opérationnel
	Sidi Kacem	Fioul	16	Opérationnel
	Tanger	Fioul	40	Opérationnel
	Tétouan	Fioul	105	Opérationnel
	Tit Melil	Fioul	102	Opérationnel

Annexe 1C

On dit qu'une série y_t est strictement stationnaire si la distribution conjointe de $(y_{t_1}, \dots, y_{t_k})$ est identique à celle de $(y_{(t_1+t)}, \dots, y_{(t_k+t)})$ quelque soit t , k est un entier positif arbitraire et $(t_1 \dots t_k)$ une liste de k entiers positifs arbitraires. Elle suppose que la distribution conjointe de $(y_{t_1}, \dots, y_{t_k})$ est invariante quand on fait glisser le temps. Cette condition est difficile à vérifier et on utilise en général, une version plus faible de stationnarité. Elle est vérifiée quand la moyenne de y_t et la covariance de y_t et de $y(t-1)$ sont invariantes par translation du temps. En cas où l'espérance et la variance se modifient dans le temps, la série est considérée comme non stationnaire.

Un processus stochastique y_t est dit stationnaire si la moyenne est constante et indépendante du temps, et la variance est finie et indépendante du temps et la covariance est indépendante du temps. Pour qu'une variable aléatoire soit prévisible, il faut qu'elle soit stationnaire. Dans le cas étudié en premier chapitre, la stationnarité des séries est étudiée en utilisant les tests de racine unitaire proposés par Dickey-Fuller et Philips-Perron que nous allons exposer ci-après.

Test de Dickey Fuller Simple (1979)

Les tests de Dickey-Fuller permettent de mettre en évidence le caractère stationnaire ou non d'une chronique par la détermination d'une tendance déterministe ou stochastique. Le principe de base est le suivant :

Sous l'hypothèse $H_0 : \phi_1 = 1$ on dit que l'un des trois modèles auto-régressifs d'ordre 1 est un processus non stationnaire :

$$x_t = \phi_1 x_{t-1} + \varepsilon_t$$

Modèle autorégressif AR(1) avec dérive sans constante ni tendance.

$$x_t = \phi_1 x_{t-1} + \beta + \varepsilon_t$$

Modèle autorégressif avec constante et sans tendance déterministe.

$$x_t = \phi_1 x_{t-1} + \beta_t + c + \varepsilon_t$$

Modèle autorégressif avec constante et tendance déterministe.

Avec ε_t un bruit blanc. L'hypothèse nulle ne correspond au cas de marche aléatoire pure (processus DS, I (1)) et l'hypothèse alternative correspond au cas d'un modèle AR(1) stationnaire. Pour mener ce test, on calcule la statistique de Student, mais cette statistique ne suit plus sous l'hypothèse nulle une loi de Student, puisque sous l'hypothèse nulle, le processus est non stationnaire de type DS et les propriétés asymptotiques ne sont plus standards. Ainsi, la différence avec un test standard repose sur les valeurs critiques à utiliser pour conclure sur le test. Il faut utiliser les valeurs critiques, qui ont été re-tabulées par Dickey et Fuller. Les auteurs ont choisi de tester la valeur $(\phi_1 - 1)$ au lieu de ϕ_1 pour des raisons purement statistiques. En effet, le modèle auto-régressif d'ordre 1 :

$$x_t = \phi_1 x_{t-1} + \varepsilon_t$$

S'écrit aussi :

$$x_t - x_{t-1} = \phi_1 x_{t-1} - x_{t-1} + \varepsilon_t$$

$$\Delta x_t = (\phi_1 - 1)x_{t-1} + \varepsilon_t$$

Il est donc équivalent de tester comme hypothèse : $H_0 : \phi_1 = 1$ ou $\phi_1 - 1 = \rho = 0$

Le principe général des tests est le suivant :

- On estime par les moindres carrés ordinaires du paramètre $\phi_1 - 1 = \rho$ pour les trois modèles.
- L'estimation des coefficients et des écarts types du modèle par les moindres carrés ordinaires fournit \hat{t}_p qui est analogue à la statistique de Student. Si $\hat{t}_p > t_{tabul}$ alors on accepte l'hypothèse H_0 , il existe une racine unité, le processus n'est pas donc stationnaire.

On ajoute le nombre des retards dans la régression afin de prendre en compte l'auto-

corrélation et donc de blanchir les résidus. On parle de correction paramétrique de l'auto-corrélation en appelant les tests de Dickey-Fuller augmenté (ADF).

Test de Dickey Fuller Augmenté (1981)

Dans les modèles précédents, utilisés pour les tests de Dickey-Fuller Simples, le processus ε_t est par hypothèse, un bruit blanc. Les tests ADF reposent sur l'hypothèse selon laquelle, il n'existe aucune raison pour que l'erreur soit non corrélée. Ces tests sont fondés, sous l'hypothèse alternative $|\varepsilon_1| < 1$, sur l'estimation par les MCO des trois modèles.

$$\Delta x_t = \rho x_{t-1} - \sum_{j=2}^p \phi_j \Delta_{t-j+1} + \varepsilon_t$$

$$\Delta x_t = \rho x_{t-1} - \sum_{j=2}^p \phi_j \Delta_{t-j+1} + c + \varepsilon_t$$

$$\Delta x_t = \rho x_{t-1} - \sum_{j=2}^p \phi_j \Delta_{t-j+1} + c + bt + \varepsilon_t$$

Pour le choix de la valeur de retard, on prend en général la valeur 4. Le processus de détermination de caractère des séries est similaire aux tests simples de Dickey-Fuller, ce sont les tables statistiques seules qui sont différentes.

Test de Phillips-Perron (1988)

Phillips-Perron (1988) proposent une méthode non paramétrique pour corriger de la présence d'autocorrélation, sans avoir à ajouter des endogènes retardées comme dans la méthode de DFA (méthode plus robuste en cas d'erreurs MA notamment). Les deux auteurs suggèrent de joindre à la statistique du Student un facteur de correction basé sur des estimateurs convergents des paramètres qui éliminent l'effet de l'hétéroscédasticité. Le test de Phillips-Perron se déroule en deux étapes suivantes :

1. Estimation des trois modèles de base de test de Dickey-Fuller par la méthode des MCO et calcul des statistiques associées.
2. Estimation d'un facteur correctif établi à partir de la structure des covariances des erreurs des modèles précédemment estimés de telle sorte que, les transformations réalisées conduisent à des distributions identiques à celles de Dickey-Fuller.

Calcul de la statistique de PP :

$$t_*^{\phi_1} = \sqrt{k} \frac{(\hat{\phi}_1 - 1)}{\hat{\sigma}_{\phi_1}} + \frac{n(k-1)\hat{\sigma}_{\phi_1}}{\sqrt{k}}$$

Avec $k = \frac{\sigma^2}{s_t^2}$ (qui est égal à 1 de manière asymptotique si ε_t est un bruit blanc).

Ce calcul statistique est à comparer aux valeurs critiques de la table de MacKinnon. La statistique de test de Phillips-Perron (PP) est une statistique de Student corrigée de la présence d'auto-corrélation par la prise en compte d'une estimation de la variance de long terme de t_e (calculée par la densité spectrale de t_e à la fréquence zéro), robuste à la présence d'auto corrélation et d'heteroscedasticite.

Annexe 2A

La méthode du multiplicateur de Lagrange (1736-1813) est définie comme suit :

Formulation mathématique :

$$Min_w \sigma^2(R_p) = Min_w \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n w_i w_j \sigma_{ij} \quad (3.12)$$

$$\text{Sous contraintes : } \begin{cases} \sum_{i=1}^n w_i - 1 = 0 \\ \sum_{j=1}^n w_j E(R_j) - E^* = 0 \end{cases}$$

La fonction objective L est définie comme suit :

$$L = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n w_i w_j \sigma_{i,j} + \lambda_1 \left(\sum_{i=1}^n w_i E(R_i) - E^* \right) + \lambda_2 \left(\sum_{i=1}^n w_i - 1 \right)$$

Par Annulation des dérivées partielles de L par rapport aux w_i , à λ_1 et à λ_2 .

$$\frac{\partial L}{\partial w_2} = 2w_i \sigma_i^2 + 2w_j \sigma_{i,j} + 2w_N \sigma_{i,N} + \lambda_1 E(R_i) + \lambda_2 = 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda_2} = w_1 E(R_1) + w_2 E(R_2) + w_N E(R_N) - E^* = 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial w_2} = w_1 + w_2 + \dots + w_N - 1 = 0$$

On a ainsi $N + 2$ équations à $N + 2$ inconnues, en faisant varier E^* on dérive peu à peu la frontière efficiente. Les poids obtenus peuvent tous s'écrire comme suit :

$$w_1 = c_1 + d_1 E^*$$

$$w_2 = c_2 + d_2 E^*$$

$$w_N = c_N + d_N E^*$$

Les c_i et d_i étant des constantes.

Inconvénient de la méthode du Lagrangien

On ne peut inclure la contrainte d'interdiction des ventes à découvert. Or, cette contrainte est souvent nécessaire pour des raisons légales, ou simplement parce que les investisseurs ne voudront pas prendre des positions trop spéculatives.

Annexe 2B

Gaz	8€/MMBTU
Charbon	80€/tonne
CO2	0€/tonne
Uranium	6€/MWh
Biomasse	5€/GJ

Le prix du CO_2 utilisé dans le calcul des coûts étant de 0€, ceci reflète la non soumission du Maroc à l'Annexe I du Protocole de Kyoto, et donc l'absence des coûts de CO_2 dans les ventilations des coûts globaux de production d'électricité par les différentes technologies prise en compte dans cette étude. Dans le 3ème chapitre, nous avons traité l'impact de la prise en compte d'un prix de CO_2 lors de l'identification des mix électriques efficients par la théorie de portefeuille et ceci par l'intermédiaire des analyses de sensibilité. Nous avons imposé une augmentation de la taxe carbone de 20€/tonne d'émissions de CO_2 .

Annexes 2C

dans ce qui suit, nous montrons clairement que la minimisation des coûts n'est nécessairement pas équivalente à la maximisation du rendement. Awerbuch et Berger ont utilisé dans leurs travaux le rendement des actifs financiers comme variable essentielle dans leur analyse du portefeuille (en se référant à la théorie de la moyenne-variance du portefeuille). L'adaptation de cette théorie financière et son application au secteur électrique stipulait la nécessité de définir le rendement comme l'inverse de la moyenne pondérée des coûts des technologies composant le mix. Pour illustrer cela, nous considérons l'exemple ci-dessous : un portefeuille constitué de deux actifs, le rendement de ces actifs est calculé comme suit :

$$R_1 = \frac{1}{c_1}$$

avec c_1 est le coût de production d'électricité, exprimé en devise/Kwh, produite par la technologie 1, de manière similaire, pour la technologie 2, le rendement est défini comme suit :

$$R_2 = \frac{1}{c_2}$$

Pour évaluer le rendement du mix (composé de 1 et 2 R_{12}) : $R_{12} = x_1 R_1 + x_2 R_2$ Avec x_1 et x_2 sont respectivement les pondérations des technologies (actifs) 1 et 2.

L'équation précédente peut être simplifiée :

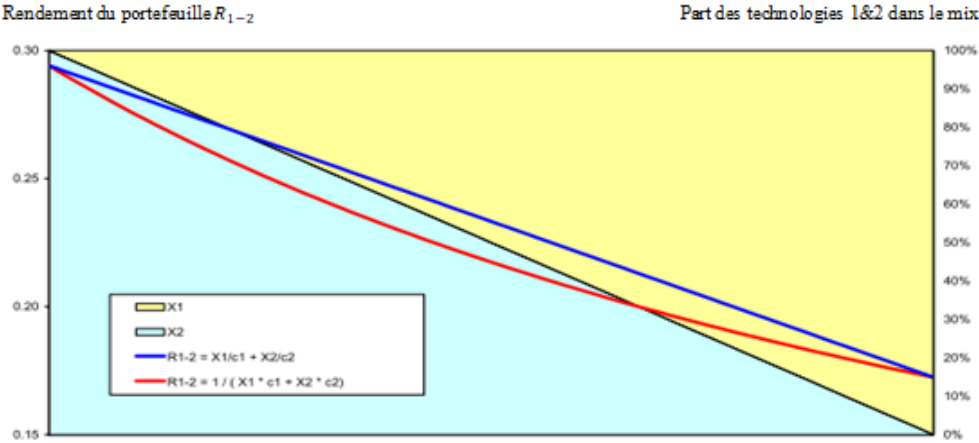
$$R_{12} = \frac{x_1}{c_1} + \frac{x_2}{c_2}$$

Il est faux de calculer d'abord le coût pondéré, puis de prendre sa valeur inverse, comme présenté dans l'expression ci-dessous :

$$R_{12} = \frac{1}{x_1 c_1 + x_2 c_2}$$

Les deux dernières équations ne sont pas égales (pour au moins $(X_1, X_2) \neq 1$).

La figure ci-dessous illustre bien la différence :



Indicateur	Formulation	Champ d'application	Attribute de la diversité
Gini (1912) ^b	$\frac{\sum_{i,j=1}^N p_i - p_j }{2N}$	Répartition de la richesse	Equilibre
Simpson (1949)	$\sum_{i=1}^N p_i^2$	Sciences écologiques/Biodiversité	Variété, Equilibre
Herfindahl-Hirschman (1945)	$\sum_{i=1}^N p_i^2$	Mesure de la concentration du marché	Variété, Equilibre
Shannon-Wiener (1962)	$-\sum_{i=1}^N p_i \ln(p_i)$	Sciences économiques/Sciences de l'information / Biodiversité	Variété, Equilibre
Rao (1982)	$\sum_{i,j=1, i \neq j}^N d_{ij} p_i p_j$	Biologie	Variété, Equilibre, disparité
Stirling (1998) Quadratique	$\sum_{i,j=1, i < j}^N d_{ij} p_i p_j$	Planification énergétique	Variété, Equilibre, disparité
Stirling (2007)	$\sum_{i,j=1, i < j}^N d_{ij}^b p_i^b p_j^b$	Planification énergétique	Variété, Equilibre, disparité

* p_i la part de la technologie i

** d_{ij} la distance entre la technologie i et j

FIGURE 3.25 – Liste des indicateurs de diversité

Bibliographie

AIE (2014). Energy policies beyond iea countries - morocco 2014.

AIE (2018). World energy balances, 2018.

AIE (2019a). Energy policies beyond iea countries : Morocco 2019.

AIE (2019b). World energy balances 2019 preliminary edition www.iea.org/statistics.

Akpan, G. E. and U. F. Akpan (2012). Electricity consumption, carbon emissions and economic growth in nigeria. *International Journal of Energy Economics and Policy* 2(4), 292.

Allan, G., I. Eromenko, P. McGregor, and K. Swales (2010). The regional electricity generation mix in scotland : a portfolio selection approach.

Amegroud, T. (2018). Morocco's power sector transition : Achievements and potential.

Ang, J. B. (2007). Co2 emissions, energy consumption, and output in france. *Energy policy* 35(10), 4772–4778.

Ang, J. B. and W. J. McKibbin (2007). Financial liberalization, financial sector development and growth : evidence from malaysia. *Journal of development economics* 84(1), 215–233.

Apergis, N., J. E. Payne, K. Menyah, and Y. Wolde-Rufael (2010). On the causal dynamics between emissions, nuclear energy, renewable energy, and economic growth. *Ecological Economics* 69(11), 2255–2260.

Awerbuch, S. and M. Berger (2003). Applying portfolio theory to eu electricity planning and policy-making. *IEA/EET working paper* 3, 69.

- Awerbuch, S. and R. Sauter (2006). Exploiting the oil–gdp effect to support renewables deployment. *Energy Policy* 34(17), 2805–2819.
- Awerbuch, S. and S. Yang (2007). Efficient electricity generating portfolios for europe : maximising energy security and climate change mitigation. *EIB papers* 12(2), 8–37.
- Bacon, R. W., J. E. Besant-Jones, and J. Heidarian (1996). *Estimating construction costs and schedules : experience with power generation projects in developing countries*. The World Bank.
- Bar-Lev, D. and S. Katz (1976). A portfolio approach to fossil fuel procurement in the electric utility industry. *The Journal of Finance* 31(3), 933–947.
- Bazilian, M. and F. Roques (2009). *Analytical methods for energy diversity and security : portfolio optimization in the energy sector : a tribute to the work of Dr. Shimon Awerbuch*. Elsevier.
- Bhattacharya, A. and S. Kojima (2012). Power sector investment risk and renewable energy : A japanese case study using portfolio risk optimization method. *Energy Policy* 40, 69–80.
- Bodie, Z., A. Kane, and A. Marcus (2002). *Investments*, fifth edition.
- Bohi, D. R. and M. A. Toman (2012). *The economics of energy security*. Springer Science & Business Media.
- Bridle, R. and L. Kitson (2014). The impact of fossil-fuel subsidies on renewable electricity generation. *IISD, Winnipeg*.
- Chontanawat, J., L. C. Hunt, R. Pierse, et al. (2006). Causality between energy consumption and gdp : evidence from 30 oecd and 78 non-oecd countries. Technical report, Surrey Energy Economics Centre (SEEC), School of Economics, University of Surrey.
- Communities, T. E. (2001). *Green paper : Towards a European strategy for the security of energy supply*. Office for Official Publications of the European Communities.
- Conroy, M. E. (1975). The concept and measurement of regional industrial diversification. *Southern Economic Journal*, 492–505.

- Coondoo, D. and S. Dinda (2002). Causality between income and emission : a country group-specific econometric analysis. *Ecological Economics* 40(3), 351–367.
- Costantini, V., F. Gracceva, A. Markandya, and G. Vicini (2007). Security of energy supply : Comparing scenarios from a european perspective. *Energy policy* 35(1), 210–226.
- Crick, M. J. and M. D. Hill (1987). The role of sensitivity analysis in assessing uncertainty. *Uncertainty analysis for performance assessments of radioactive waste disposal systems*.
- Delarue, E., C. De Jonghe, R. Belmans, and W. D’haeseleer (2011). Applying portfolio theory to the electricity sector : Energy versus power. *Energy Economics* 33(1), 12–23.
- deLlano Paz, F., A. Calvo-Silvosa, S. I. Antelo, and I. Soares (2017). Energy planning and modern portfolio theory : A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 77, 636–651.
- DOE, U. (2017). Global energy storage database.
- Downing, S. E. and J. C. Lee (1985). Enhanced adrenergic sensitivity of the diabetic neonatal heart. *American Journal of Physiology-Heart and Circulatory Physiology* 248(1), H125–H131.
- DTI, H. (2006). The energy challenge energy review report 2006. Technical report, Tech. rep., Department of Trade and Industry, UK.
- Engle, R. F. and C. W. Granger (1987). Co-integration and error correction : representation, estimation, and testing. *Econometrica : journal of the Econometric Society*, 251–276.
- Evans, A., V. Strezov, and T. J. Evans (2009). Assessment of sustainability indicators for renewable energy technologies. *Renewable and sustainable energy reviews* 13(5), 1082–1088.
- Fama, E. F. (1965). The behavior of stock-market prices. *The journal of Business* 38(1), 34–105.

- Farhani, S. and J. Ben Rejeb (2012). Energy consumption, economic growth and co2 emissions : Evidence from panel data for mena region. *International Journal of Energy Economics and Policy (IJEPP)* 2(2), 71–81.
- Francés, G. E., J. M. Marín-Quemada, and E. S. M. González (2013). Res and risk : Renewable energy's contribution to energy security. a portfolio-based approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 26, 549–559.
- Gao, C., M. Sun, B. Shen, R. Li, and L. Tian (2014). Optimization of china's energy structure based on portfolio theory. *Energy* 77, 890–897.
- Grubb, Michael, L. B. and P. Twomey (2006). Diversity and security in uk electricity generation : The influence of low-carbon objectives. *Energy policy*. 34.18.
- Gujarati, D. N. (2009). *Basic econometrics*. Tata McGraw-Hill Education.
- Halicioglu, F. (2009). An econometric study of co2 emissions, energy consumption, income and foreign trade in turkey. *Energy Policy* 37(3), 1156–1164.
- Hamby, D. (1993). A review of sensitivity analysis techniques. Technical report, Westinghouse Savannah River Co., Aiken, SC (United States).
- Hamby, D. (1995). A comparison of sensitivity analysis techniques. *Health physics* 68(2), 195–204.
- Hepbasli, A. (2008). A key review on exergetic analysis and assessment of renewable energy resources for a sustainable future. *Renewable and sustainable energy reviews* 12(3), 593–661.
- Hernández-Escobedo, Q., F. Manzano-Agugliaro, and A. Zapata-Sierra (2010). The wind power of mexico. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14(9), 2830–2840.
- Hickey, E. A., J. L. Carlson, and D. Loomis (2010). Issues in the determination of the optimal portfolio of electricity supply options. *Energy Policy* 38(5), 2198–2207.
- Hill, M. O. (1973). Diversity and evenness : a unifying notation and its consequences. *Ecology* 54(2), 427–432.

- Hoffman, F. and R. Gardner (1983). Evaluation of uncertainties in environmental radiological assessment models. *Radiological assessments : a textbook on environmental dose assessment 11*, 1.
- Humphreys, H. B. and K. T. McClain (1998). Reducing the impacts of energy price volatility through dynamic portfolio selection. *The Energy Journal 19*(3).
- Iman, R. L. and J. C. Helton (1985). Comparison of uncertainty and sensitivity analysis techniques for computer models.
- Iman, R. L. and J. C. Helton (1988). An investigation of uncertainty and sensitivity analysis techniques for computer models. *Risk analysis 8*(1), 71–90.
- IRENA (2013). Morocco wind atlas [atlas éolien du maroc]. Étude de cas d'irena 2013 (agence internationale des énergies renouvelables).
- Jorgenson, D. W. and P. J. Wilcoxon (1993). Reducing us carbon dioxide emissions : an assessment of different instruments. *Journal of Policy Modeling 15*(5-6), 491–520.
- Kleindorfer, P. R. and L. Li (2005). Multi-period var-constrained portfolio optimization with applications to the electric power sector. *The Energy Journal 26*(1).
- Knight, F. H. (1921). *Risk, uncertainty and profit*, Volume 31. Houghton Mifflin.
- Kraft, J. and A. Kraft (1978). On the relationship between energy and gnp. *The Journal of Energy and Development*, 401–403.
- Krey, B. and P. Zweifel (2006). Efficient electricity portfolios for switzerland and the united states. Technical report, Working Paper.
- Kruyt, B., D. P. van Vuuren, H. J. de Vries, and H. Groenenberg (2009). Indicators for energy security. *Energy policy 37*(6), 2166–2181.
- Lesbirel, S. H. (2004). Diversification and energy security risks : the japanese case. *Japanese Journal of Political Science 5*(1), 1.
- Losekann, L., G. A. Marrero, F. J. Ramos-Real, and E. L. F. de Almeida (2013). Efficient power generating portfolio in brazil : Conciliating cost, emissions and risk. *Energy Policy 62*, 301–314.

- Lucheroni, C. and C. Mari (2017). Co2 volatility impact on energy portfolio choice : A fully stochastic lcoe theory analysis. *Applied Energy* 190, 278–290.
- Lund, H. (2007). Renewable energy strategies for sustainable development. *Energy* 32(6), 912–919.
- Markowitz, H. (1952). The utility of wealth. *Journal of political Economy* 60(2), 151–158.
- Marrero, G. A. and F. J. Ramos-Real (2010). Electricity generation cost in isolated system : the complementarities of natural gas and renewables in the canary islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14(9), 2808–2818.
- McLoughlin, E. and M. Bazilian (2006). Application of portfolio analysis to the irish electricity generating mix in 2020. *Sustainable Energy Ireland (SEI)*.
- Menyah, K. and Y. Wolde-Rufael (2010). Energy consumption, pollutant emissions and economic growth in south africa. *Energy economics* 32(6), 1374–1382.
- Nelson, C. R. and C. R. Plosser (1982). Trends and random walks in macroeconomic time series : some evidence and implications. *Journal of monetary economics* 10(2), 139–162.
- Ozturk, I. and G. Salah Uddin (2012). Causality among carbon emissions, energy consumption and growth in india. *Economic research-Ekonomska istraživanja* 25(3), 752–775.
- PERONNE, C. and N. BECQUE. Le marché européen du carbone.
- Piebalgs, A. (2006). Green paper : a european strategy for sustainable, competitive and secure energy. In *CESifo Forum*, Volume 7, pp. 8–20. München : ifo Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München.
- Pollin, R., H. Garrett-Peltier, J. Heintz, H. Scharber, et al. (2008). Green recovery : A program to create good jobs & start building a low-carbon economy. Technical report, Political Economy Research Institute, University of Massachusetts at Amherst.
- Rao, C. R. (1982). Diversity and dissimilarity coefficients : a unified approach. *Theoretical population biology* 21(1), 24–43.

- Ricci, F. (2007). Channels of transmission of environmental policy to economic growth : A survey of the theory. *Ecological Economics* 60(4), 688–699.
- Ricotta, C. and L. Szeidl (2006). Towards a unifying approach to diversity measures : bridging the gap between the shannon entropy and rao’s quadratic index. *Theoretical population biology* 70(3), 237–243.
- Roques, F. A., D. M. Newbery, and W. J. Nuttall (2008). Fuel mix diversification incentives in liberalized electricity markets : A mean–variance portfolio theory approach. *Energy Economics* 30(4), 1831–1849.
- Roques, F. A., W. J. Nuttall, D. M. Newbery, R. de Neufville, and S. Connors (2006). Nuclear power : a hedge against uncertain gas and carbon prices? *The Energy Journal* 27(4).
- Rose, K. A. (1983). A simulation comparison and evaluation of parameter sensitivity methods applicable to large models. *Developments in Environmental Modelling. Vol. 5*.
- Saltelli, A. (1999). Sensitivity analysis : Could better methods be used? *Journal of Geophysical Research : Atmospheres*.
- Sauter, R. and S. Awerbuch (2002). The oil–gdp effect : A survey and implications for renewables. Technical report, IEA Research Report, International Energy Agency, Paris.
- Sharpe, W. F. (1964). Capital asset prices : A theory of market equilibrium under conditions of risk. *The journal of finance* 19(3), 425–442.
- Soytas, U. and R. Sari (2007). The relationship between energy and production : evidence from turkish manufacturing industry. *Energy economics* 29(6), 1151–1165.
- Soytas, U. and R. Sari (2009). Energy consumption, economic growth, and carbon emissions : challenges faced by an eu candidate member. *Ecological economics* 68(6), 1667–1675.

- Soytas, U., R. Sari, and B. T. Ewing (2007). Energy consumption, income, and carbon emissions in the united states. *Ecological Economics* 62(3-4), 482–489.
- Steinbach, M. C. (2001). Markowitz revisited : Mean-variance models in financial portfolio analysis. *SIAM review* 43(1), 31–85.
- Stempien, J. and S. Chan (2017). Addressing energy trilemma via the modified markowitz mean-variance portfolio optimization theory. *Applied Energy* 202, 228–237.
- Stirling, A. (2007). A general framework for analysing diversity in science, technology and society. *Journal of the Royal Society Interface* 4(15), 707–719.
- Stirling, A. (2010a). Multicriteria diversity analysis : a novel heuristic framework for appraising energy portfolios. *Energy policy* 38.4.
- Stirling, A. (2010b). Multicriteria diversity analysis : a novel heuristic framework for appraising energy portfolios. *Energy policy* 38(4), 1622–1634.
- Trieb, F., D. Hess, J. Kern, T. Fichter, M. Moser, U. Pfenning, N. Caldez, C. De la Rua, A. Türk, F. Frieden, et al. (2015). Wp3 : North africa case study final report. *Bringing Europe and Third countries closer together through renewable Energies, North Africa Case Study* 616378.
- Varun, R. P., I. K. Bhat, et al. (2009). Energy, economics and environmental impacts of renewable energy systems. *Renewable and sustainable energy reviews* 13(9), 2716–2721.
- Verrastro, F. and S. Ladislaw (2007). Providing energy security in an interdependent world. *Washington Quarterly* 30(4), 95–104.
- von Hirschhausen, C. and A. Neumann (2003). Security of (gas) supply : Conceptual issues, contractual arrangements, and the current eu situation. In *INDES Workshop-Paper, Amsterdam*.
- Weitzman, M. L. (1992). On diversity. *The Quarterly Journal of Economics* 107(2), 363–405.
- Yoo, S.-H. (2006). Oil consumption and economic growth : evidence from korea. *Energy Sources* 1(3), 235–243.

- Zhang, X.-P. and X.-M. Cheng (2009). Energy consumption, carbon emissions, and economic growth in china. *Ecological Economics* 68(10), 2706–2712.
- Zsidisin, G. A. (2003). Managerial perceptions of supply risk. *Journal of supply chain management* 39(4), 14–26.

Table des figures

1.1	L’approvisionnement total en énergie primaire (ATEP)	24
1.2	L’approvisionnement total en énergie primaire (ATEP) du Maroc en comparaison avec celui d’autres pays importateurs de pétrole	25
1.3	Prévision de la demande en énergie	26
1.4	Évolution du taux d’électrification rurale au Maroc depuis 1995	26
1.5	CTEF par secteur de 1973 à 2017	27
1.6	Intensité énergétique du Maroc 2000-2016	28
1.7	Évolution du mix électrique marocain	29
1.8	Importation net d’électricité	30
1.9	Consommation du gaz naturel au Maroc	30
1.10	Emission de CO_2 par combustible de 1973 à 2015	32
1.11	Emission de CO_2 par secteur de 1973 à 2016	33
1.12	La production d’électricité à partir de sources renouvelables en % de production totale, 2005-2017	35
1.13	Projection de la capacité installée des EnR (2015-2030)	36
1.14	Le potentiel des EnR au Maroc.	37
1.15	Les EnR en % de l’ATEP au Maroc.	38
1.16	Nombre de postes créés pour 1M\$ investi	40
1.17	Transition du marché électrique dans les pays en voix de développement . .	41
1.18	Évolution du PIB par tête	54
1.19	Évolution de la consommation d’énergie par tête	54
1.20	Évolution des émissions de CO_2 par tête	54
2.1	La frontière efficiente	81

2.2	La frontière efficiente avec actif non risqué	82
2.3	La ventilation des coûts de production d'électricité	99
2.4	Illustration de l'effet de diversification du mix électrique	104
2.5	Champ des mix faisables et frontière efficiente.	106
2.6	Impacts sur le couple coût/risques	108
2.7	Évolution du mix électrique marocain.	114
2.8	Ventilation des coûts de production d'électricité par technologie	127
2.9	Investissement en Million d'euro pour 1MW	128
2.10	Couple coût/risque pour les différentes technologies	134
2.11	La frontière efficiente (Scénario BAU)	136
2.12	Identification des mix électriques (Scénario BAU)	138
2.13	La frontière efficiente relative au Scénario DivChar	140
2.14	Identification des mix électriques (DivChar)	140
2.15	La frontière efficiente relative au scénario DivCharGaz	142
2.16	Identification des mix électriques (DivCharGaz)	143
2.17	La frontière efficiente relative à DivNuc	145
2.18	Identification des mix électriques (DivNuc)	145
2.19	La frontière efficiente relative à DivNucBio	147
2.20	Identification des mix électriques (DivNucBio)	148
2.21	Récapitulatif des résultats principaux de l'identification des mix électriques par scénario	151
3.1	Structure des coûts de production de l'électricité (Imposition d'une taxe carbone)	169
3.2	Frontière efficiente de la variante «DivChar»	171
3.3	Frontière efficiente du la variante «DivCharGaz»	172
3.4	Capacité maximale du stockage d'une batterie	175
3.5	Structure des coûts de production de l'électricité (Progrès technologique)	177
3.6	Frontière efficiente du scénario BAU/Progrès technologique	178
3.7	La part des sources de production d'électricité (scénario taxe carbone)	180
3.8	Part des sources de production d'électricité (scénario progrès technologique)	180
3.9	Risque, incertitude, ambiguïté et ignorance	189

3.10	Schématisation des propriétés de la diversité	202
3.11	Indice de Shannon-Wiener	205
3.12	Indice Herfindahl-Hirshman	206
3.13	Illustration ou la variation de la disparité n'est pas discriminée par les indices de diversité	207
3.14	Exemple illustratif des concepts de la variété, de l'équilibre et de la disparité	208
3.15	Evolution des indicateurs de diversité SWI et HHI du mix institutionnel marocain	210
3.16	Comparaison des indices de SW et de HH pour les différents scénarios par rapport au mix de référence	211
3.17	SWI et HHI dans le cas de l'imposition d'une taxe carbone	212
3.18	SWI et HHI dans le cas d'un progrès technologique	212
3.19	Comparaison des indices de SW et de HH pour les différents scénarios par rapport au mix de référence	214
3.20	Indice de Shannon-Wiener pour le scénario BAU, le mix de référence marocain à horizon 2030, mix à risque minimum et mix à coût minimum.	216
3.21	Indice de Herfindahl-Hirschman pour le scénario BAU, le mix de référence marocain à horizon 2030, mix à risque minimum et mix à coût minimum	216
3.22	Croisement des différents résultats dans le cas de l'imposition d'une taxe carbone	217
3.23	Croisement des différents résultats dans le cas de l'imposition d'un progrès technologique	218
3.24	L'inventaire des centrales électriques au Maroc en 2016 (tiré du rapport de MEMEE 2016)	231
3.25	Liste des indicateurs de diversité	243

Liste des tableaux

1.1	Résultats des tests de racine unitaire	59
1.2	Résultats du test de cointegration de Johansen	60
1.3	Estimation de la vitesse d'ajustement de long terme	61
1.4	Relations de causalité de long terme au Maroc (PIB)	62
1.5	Relations de causalité de long terme au Maroc (ENERGIE)	62
1.6	Relations de causalité de long terme au Maroc (CO_2)	63
1.7	Récapitulatif des liens de causalité	63
2.1	Les contraintes relatives à une consommation énergétique optimale	83
2.2	Tableau complémentaire des limites des mix de production d'électricité	91
2.3	Une comparaison qualitative des caractéristiques des technologies	96
2.4	Ventilation du mix électrique marocain (en %)	112
2.5	Les sources d'énergies pour la production d'électricité retenues pour l'étude	116
2.6	Tableau synthétique des différents scénarios adoptés	118
2.7	Part relative des réserves marocaines	120
2.8	Potentiel énergétique technique de la biomasse	121
2.9	Spécification des bornes supérieures et inférieures	124
2.10	Coût de production d'électricité par technologie en €/Mwh	127
2.11	Risque de coût pour différentes technologies de production d'électricité (en %) %)	129
2.12	Les coefficients de corrélation entre les coûts des combustibles	132
2.13	Coefficient de corrélation entre les coûts d'O&M	132
2.14	Les coefficients de corrélation	133
2.15	Synthétisation des différents couple (coût risques) des technologies étudiées	133

2.16	Résultats agrégés du scénario tendanciel (BAU)	136
2.17	Résultats agrégés du scénario DivChar	139
2.18	Résultats agrégés de DivCharGaz	141
2.19	Résultats agrégés du scénario DivNuc	144
2.20	Résultats agrégés de DivNucBio	146
3.1	Tableau synthétique de la variation du coût/risques par rapport à la variation du coût de CO_2	170
3.2	Les frontières efficientes des deux scénarios par rapport au progrès technologique	179
3.3	Analyse de sensibilité par rapport à la relaxation des contraintes techniques	181
3.4	Analyse de sensibilité par rapport à la relaxation des contraintes techniques relative au nucléaire	182
3.5	Coût, risque, SWI et HHI relatifs aux scénarios adoptés en considérant l'imposition d'une taxe carbone	214
3.6	Coût, risque, SWI et HHI relatifs aux scénarios adoptés en considérant un progrès technologique	214

Table des matières

Dédicace	3
Remerciement	4
Sommaire	7
Notations	8
Introduction générale	10
1 Analyse de la situation énergétique du Maroc	20
1.1 Le marché énergétique marocain	22
1.1.1 Descriptif du marché énergétique marocain	23
1.1.2 La dépendance aux énergies fossiles	28
1.1.3 Changement climatique et émissions de GES	32
1.1.4 Les opportunités d'EnR au Maroc	33
1.1.5 Les défis majeurs	44
1.1.6 Conclusion	47
1.2 La causalité croissance-énergie-environnement	49
1.2.1 Une Revue de littérature des liens de causalité entre énergie-croissance- pollution	50
1.2.2 Une approche méthodologique	53
1.2.3 Le cas du Maroc	58
1.2.4 Conclusion	64
2 Théorie de portefeuille et mix électriques	68
2.1 La théorie moderne de portefeuille	73
2.1.1 Cadre théorique du modèle moyenne-variance	74
2.1.2 Le Modèle Moyenne-Variance de Markowitz	77

2.1.3	Frontière et portefeuille efficient	80
2.1.4	La théorie de portefeuille pour la planification énergétique	82
2.1.5	Conclusion	91
2.2	Optimisation des mix électriques : une application au mix marocain.	93
2.2.1	Optimisation du mix électrique : le cadre théorique	93
2.2.2	Coûts, risques et coefficients de corrélation	97
2.2.3	L'efficience des mix électriques	105
2.2.4	Analyse du déploiement marginal d'une technologie	107
2.2.5	Le mix électrique marocain	109
2.2.6	Sélection des technologies pour le futur mix marocain	115
2.2.7	Les scénarios possibles du parc électrique et les variantes associées	117
2.2.8	Les contraintes techniques	122
2.2.9	Les données pour l'identification des mix électriques	125
2.2.10	Identification des mix par scénarios	135
2.2.11	Scénario Alternatif (SA)	143
2.2.12	Conclusion	152
3	Analyse de sensibilité et de diversité	155
3.1	L'analyse de sensibilité	157
3.1.1	Objets de l'analyse de sensibilité	158
3.1.2	Les étapes d'une analyse de sensibilité	159
3.1.3	La différence entre sensibilité et importance	160
3.1.4	Une revue des méthodes	161
3.1.5	Les limites des méthodes de l'analyse de sensibilité	166
3.1.6	L'effet de la taxe carbone	168
3.1.7	L'effet du progrès technologique	173
3.1.8	L'effet de la relaxation des contraintes techniques	181
3.1.9	Conclusion	183
3.2	L'analyse de la diversité	186
3.2.1	La sécurité d'approvisionnement	188
3.2.2	La relation entre la diversification et la sécurité d'approvisionnement	190
3.2.3	Les conséquences macro-économiques de la diversification	193

3.2.4	L'impact de la diversité dans la prise de décision politique	195
3.2.5	La diversité des structures électriques	197
3.2.6	Application au mix électrique marocain	209
3.2.7	Conclusion	219
	Conclusion générale	222
	Annexes	229