



HAL
open science

Évaluation et évolution des politiques de promotion des énergies renouvelables : la transition des secteurs électriques en Amérique Latine

Germán Bersalli

► To cite this version:

Germán Bersalli. Évaluation et évolution des politiques de promotion des énergies renouvelables : la transition des secteurs électriques en Amérique Latine. Economies et finances. Université Grenoble Alpes, 2017. Français. NNT : 2017GREAE003 . tel-01577840v1

HAL Id: tel-01577840

<https://theses.hal.science/tel-01577840v1>

Submitted on 28 Aug 2017 (v1), last revised 4 Oct 2017 (v2)

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 LA COMMUNAUTÉ UNIVERSITÉ GRENOBLE ALPES

Spécialité : **Sciences Economiques**

Arrêté ministériel : 25 mai 2016

Présentée par

Germán BERSALLI

Thèse dirigée par **Patrick CRIQUI**

préparée au sein du **Laboratoire GAEL**

dans l'**École Doctorale de Sciences Economiques**

« Evaluation et évolution des politiques de promotion des énergies renouvelables : la transition des secteurs électriques en Amérique Latine »

Thèse soutenue publiquement le **9 mai 2017**, à **Grenoble**

devant le jury composé de :

M. Yannick PEREZ

Maître de conférences (HDR), Université Paris Sud (Rapporteur)

M. Patrice GEOFFRON

Professeur des universités, Université Paris Dauphine (Rapporteur)

M. Daniel LLERENA

Professeur des universités, Université Grenoble-Alpes (Président)

Mme. Carine STAROPOLI

Maître de conférences (HDR), Université Paris 1 Panthéon Sorbonne
(Examineur)

Mme. Carina GUZOWSKI

Professeur adjoint, Université Nacional del Sur (Examineur)

M. Patrick CRIQUI

Directeur de recherche CNRS, Université Grenoble-Alpes
(Directeur de thèse)



A mes parents Mirta et Ubaldo

Remerciements

Suite à un premier échange universitaire au Brésil et alors que je travaillais à la banque publique en Argentine et que je donnais quelques cours à l'université -début 2012- j'ai commencé à concevoir mon projet de thèse et j'ai décidé de le réaliser à l'étranger. J'avais vraiment envie de découvrir d'autres pays, d'autres cultures, d'autres façons de faire. J'ai candidaté donc à une bourse dans le programme ARTESS (*Argentina towards Europe for Social Sciences*). Mes chances étaient faibles car il y avait seulement huit bourses doctorales pour toutes les Sciences Sociales et les candidatures arrivaient de toutes les universités en Argentine. Pendant ma candidature j'ai été soutenu par plusieurs de mes professeurs à la faculté de *Ciencias de la Administración* de l'UNER. Un premier grand merci donc à M. Gabriel Antoniutti, M. Rogelio Biaszo, Mme. Stella Toler et mes professeurs, collègues et amis de Concordia.

Quelques mois plus tard, j'ai reçu une excellente nouvelle : mon projet avait été retenu et je comptais donc avec le financement nécessaire pour commencer mon doctorat. Parmi les universités présentes dans le programme ARTESS, Grenoble a attiré rapidement mon attention. Il y a dans la faculté d'Economie un groupe de recherche qui travaille sur l'énergie et l'environnement depuis quelques décennies. De plus, la France m'attirait particulièrement par la richesse de sa culture et par la langue Française dont j'avais appris les bases à l'école secondaire. C'est grâce à M. Jacques Fontanel que je suis arrivé au laboratoire EDDEN (Economie du Développement Durable et de l'Energie) qui fait actuellement parti du laboratoire GAEL. Un grand merci à M. Fontanel par son accompagnement et ses conseils amicaux durant la première étape de cette aventure. Je tiens à remercier à la Commission Européenne que, à travers le programme mentionné, m'a financé la plupart de mon doctorat.

Le doctorat représentait pour moi un vrai défi professionnel. J'ai décidé de réaliser un projet de recherche et écrire une thèse doctorale en Economie appliquée à l'énergie et à l'environnement, un domaine que je connaissais peu mais qui m'attirait particulièrement et que je considérais stratégique pour mon pays l'Argentine toute comme pour l'Amérique Latine et notre planète dans son ensemble.

J'ai commencé donc à suivre les cours du master II en Economie de l'Energie et du Développement Durable à Grenoble Ensuite il fallait trouver un directeur de thèse (M. Fontanel est partie à la retraite fin 2012). J'ai été présenté à M. Patrick Criqui qui a accepté de diriger ma thèse. Je tiens à lui remercier de ses conseils scientifiques tout au long de ces 4 ans.

Je remercie également à tous les membres du GAEL pour les échanges scientifiques et tous les moments de détente. En grand merci à M. Philippe Menanteau et à M. Jean-Christophe Simon qui ont lu et analysé différents chapitres de cette thèse et qui se sont toujours montrés disponibles et à l'écoute. La liste est très longue, mais pour mentionner certains des chercheurs qui m'ont aidé, un merci à Mme. Catherine Locatelli et à Mme. Anna Risch pour les conseils avant la soutenance et sur l'analyse économétrique. Mme. Céline Rival, Mme. Danièle Revel et toute l'équipe

d'appuie la recherche ont fortement contribué à ce projet grâce à leur professionnalisme et dévouement.

Je n'oublie pas mes chers collègues doctorants avec qui j'ai partagé une infinité de discussions et d'activités. En merci en particulier à Miléna avec qui, plus qu'un bureau, on a partagé une belle amitié. Merci de ta compression lors des moments de joie mais aussi dans les moments plus compliqués.

Au-delà du défi scientifique la thèse demandait un grand effort de rédaction en Français. Des corrections d'orthographe de syntaxe et de sémantique étaient nécessaires pour aboutir à un manuscrit final clair et précis. Je remercie mes collègues et amis qui m'ont aidé avec des relectures dans différentes parties de la thèse : Myriam, Benjamin, Jonathan et en particulier à Mme. Brigitte Bernard et à l'association Coup de Pouce. Brigitte m'a donné tout son soutien pendant la difficile période de rédaction et je lui remercie sincèrement.

Je suis également redevable envers les membres du jury qui ont lu, analysé et critiqué cette thèse. Je suis honoré par leur participation ; leurs remarques et commentaires me seront très précieux pour la suite de mes recherches.

Mon séjour à Grenoble aurait été incomplet et gris sans l'amitié de toutes ces belles personnes que j'ai rencontrées pendant ces années. Des amis Français, Espagnols, Brésiliens, Anglais, Chiliens, américains, guatémaltèques, néo-zélandais, allemands, etc, etc, etc...On a partagé tellement d'expériences de vie que rien ne pourrait remplacer. Merci pour votre soutien tout au long de la thèse et pour votre amitié précieuse. J'ai remercié aussi mes amis et collègues du théâtre CREARC qui m'ont montré d'autres façons de regarder le monde.

Enfin, je remercie ma famille en Argentine qui m'a accompagné malgré la distance. Depuis petit, quand j'habitais à la campagne à Entre Ríos, je rêvais de partir à découvrir le monde. Plus tard, au lycée, je rêvais de faire un doctorat en Sciences Economiques. J'ai eu l'immense chance de pouvoir réaliser ce rêve accompagné par des personnes magnifiques.

Résumé

La transition énergétique globale suppose un développement accéléré des énergies nouvelles et renouvelables pour la production d'électricité (ENRe), ce qui implique de nouveaux défis d'ordre technique, économique et de régulation du secteur électrique. Or, un engagement plus fort des pays émergents et en développement dans des trajectoires de décarbonation profonde de l'économie nécessite un renforcement des politiques de promotion ainsi que la conception d'instruments de régulation mieux adaptés aux spécificités de leurs contextes économiques et institutionnels.

Cette thèse traite de la question de la conception, de la mise en place et de l'évaluation de politiques de promotion des ENRe adaptées au contexte des pays d'Amérique Latine. Dans ce but, nous avons tout d'abord recours à l'économie environnementale pour analyser les différents instruments de régulation disponibles, les caractériser et proposer des critères d'évaluation, en nous appuyant sur une revue approfondie de la littérature. Nous réalisons ensuite une étude économétrique de panel afin d'identifier les facteurs déterminants des investissements en nouvelles capacités d'ENRe et de mesurer l'efficacité des politiques. Dans un troisième temps, nous mobilisons la théorie évolutionniste du changement technologique pour analyser en profondeur le processus de mise en place des politiques, les barrières existantes et les résultats obtenus. Cette analyse s'appuie sur trois études de cas du secteur électrique au Chili, au Brésil et en Argentine. Enfin nous explorons les enjeux liés au déploiement massif des ENRe en Amérique Latine à l'horizon 2030-2040 : l'intégration des énergies intermittentes, l'accès au financement et le défi industriel.

Nos analyses mettent en évidence que les transformations du contexte économique et institutionnel impulsent une dynamique qui conditionne les choix des politiques publiques ainsi que leur performance. Nous proposons donc les bases d'un cadre analytique pour la conception et l'évaluation de politiques de promotion ambitieuses sur le long terme. Ces politiques doivent être intégrées dans un projet multidimensionnel et cohérent pour le secteur énergétique. Concernant spécifiquement le choix de l'instrument de promotion et ses éléments de design, nous avons mis en exergue quatre principes à prendre en compte spécialement dans le contexte des pays émergents : le niveau de risque pour les investisseurs, le coût total de la politique pour le consommateur, l'adéquation institutionnelle de l'instrument et, enfin, sa flexibilité pour soutenir des technologies ayant différents degrés de maturité technico-économique. Cette flexibilité doit également répondre à des objectifs multiples liés au processus de développement socio-économique de chaque pays.

Mots clés : énergies renouvelables, secteur électrique, transition énergétique, pays émergents, Amérique Latine, politique énergétique, changement climatique.

Titre en Anglais :

" Assessment and evolution of renewable energy policy: the transition of the Latin-American electricity sectors "

Abstract

The transition to a more sustainable energy system requires a much faster development of new and renewable energy technologies for electricity generation (RENe). Thus, involving new challenges in the regulation of electricity sector. Additionally, a stronger commitment by emerging and developing countries for a deeper decarbonization trajectory, calls for the strengthening of renewable energy policies. Such policies include designing regulatory instruments that are better adapted for their specific economic and institutional needs.

This thesis deals with the evaluation and the redesign of policies that encourage the diffusion of RENE in the context of Latin America's countries. To this end, we first use Environmental Economics theory to analyse the different regulatory instruments available, characterize them and to propose evaluation criteria based on a thorough review of the literature. We then carry out a panel data econometric study, to identify the determining factors of investments in regards to new RENE production capacity; and in particular, to measure the effectiveness of such policies. In a third phase, we mobilize the evolutionary theory of technological change to analyse the process of policy implementation, the existing barriers and the obtained results. This analysis is based on three case studies in the electricity sector of Chile, Brazil and Argentina. And finally, we focus on the challenges related to the massive deployment of RENE in Latin America by 2030-2040: the integration of intermittent energy sources, the access to financing and the industrial challenge.

Our research shows that the evolution of the economic and institutional context encourages a dynamic which conditions public policy choices as well as their performance. We therefore propose the basis of an analytical framework for the design and assessment of ambitious long-term promoting policies. These policies must be integrated into a multidimensional and coherent project for the energy sector. More specifically, concerning the choice of the policy instrument and its design elements, We have therefore highlighted four principles to be considered, especially in the context of emerging countries. The level of risk for investors, the total cost of the policy for consumers, the institutional competency of the instrument and its flexibility to support technologies with various degrees of technical and economic maturity. Such flexibility must also address multiple objectives related to the socio-economic development process of each country.

Key words: renewable energy policy, power system, regulation, energy transition, emerging countries, Latin America, climate change.

Liste des abréviations et des acronymes

AIE : Agence Internationale de l'Énergie.

AL : Amérique Latine.

CO₂ : dioxyde de carbone.

CCS : *carbon capture and storage* (capture et stockage du carbone)

CVN : certificats verts négociables.

ENRe : énergies nouvelles et renouvelables pour la production d'électricité.

ER : électricité (d'origine) renouvelable.

ERV : énergies renouvelables variables.

FIP : *feed-in premium* (primes).

FIT : *feed-in tariff* (tarifs d'achat garantis).

GES : gaz à effet de serre.

IRENA : *International Renewable Energy Agency*.

LCOE : *Levelized cost of electricity*

PCH : petite centrale hydroélectrique.

PV : (solaire) photovoltaïque.

PIB : produit intérieur brut.

SEC : système d'enchères concurrentielles.

RD&D : recherche, développement et démonstration.

UE : Union Européenne.

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE.....	10
Contextualisation du travail de recherche	11
Délimitation de l'objet d'étude	19
Objectifs de la recherche et introduction du cadre d'analyse.....	20
Structure de la thèse	22
PARTIE I.....	25
Evaluation et évolution des instruments de politique environnementale appliqués au domaine des énergies renouvelables.	25
CHAPITRE I : Le design de politiques : Analyse théorique des instruments de promotion et de leur applicabilité dans les pays émergents.....	26
1. La promotion des énergies renouvelables : justification et genèse des instruments de soutien.....	29
2. Analyse théorique des instruments-prix	44
3. Analyse théorique des instruments-quantités	62
Conclusion du chapitre I	81
CHAPITRE II : Evaluation des politiques de promotion des ENRe : une analyse comparative des instruments et des possibles impacts négatifs.	25
1. Les critères d'évaluation des politiques et leurs indicateurs	84
2. Analyse comparative de la performance des instruments.....	105
3. Les critiques et les impacts indirects des politiques de promotion	123
Conclusion du chapitre II.....	132
CHAPITRE III: L'efficacité des politiques en Europe et en Amérique Latine : une étude économétrique de panel.....	134
1. Le cadre théorique : les facteurs déterminants des investissements dans les nouvelles énergies renouvelables	136
2. Construction de la base de données et définition du modèle.....	149
3. Analyse économétrique de panel.....	161
Conclusion du chapitre III	173

PARTIE II.: Les politiques de promotion dans une perspective de transition énergétique en Amérique Latine : analyse du secteur électrique.....	176
CHAPITRE IV : Développement électrique durable en Amérique latine : le rôle des ENRe ...	174
1. L'énergie dans une perspective de développement durable : le trilemme énergétique et ses implications pour l'Amérique Latine.....	176
2. L'évolution du secteur électrique et le développement récent des ENRe.....	197
3. Les motivations des politiques de promotion	211
Conclusion du chapitre IV	226
Chapitre V : Evaluation de la mise en place des politiques à partir de trois études de cas	227
1. Le contexte d'application des politiques : les apports du courant évolutionniste en économie.	229
2. L'Argentine : des politiques volontaristes face à un contexte macroéconomique et institutionnel instable.	242
3. Le Brésil : la renaissance du système d'appels d'offres	263
4. Le Chili : le système de certificats verts négociables	288
Conclusion du chapitre V.....	299
Chapitre VI : Les ENRe dans les scénarios 2030-2040 : un cadre d'analyse pour le (re)design et l'évaluation des politiques.....	302
1. Les ENRe au XXI siècle : une dynamique renforcée par l'accord de Paris 2015.	304
2. Un cadre d'analyse pour le (re)design et l'évaluation des politiques dans le domaine des énergies renouvelables.	319
3. Les défis pour le secteur des ENRe en Amérique Latine	330
Conclusion du chapitre VI.....	348
CONCLUSION GENERALE	350
BIBLIOGRAPHIE	361
ANNEXES	381
Annexe A : Analyse statistique – chapitre III.	382
Annexe B : Principaux résultats des modèles de PANEL	390
Annexe C : Potentiel technique estimé pour le solaire PV et l'éolien en Amérique Latine .	399
Annexe D : Questionnaire sur la diffusion des ENRe en Amérique Latine.....	401
Annexe E : Guide d'entretien sur les barrières à la diffusion des ENRe en Argentine	405
Annexe F : Carte du potentiel éolien de l'Argentine	407
Annexe G : Les hydrocarbures non conventionnels en Argentine : mirage ou vraie solution ?	408
Annexe H : La production d'électricité au Brésil : ressources, coûts et perspectives.	412

INTRODUCTION GENERALE

Cette thèse traite de la question de la gouvernance de la transition vers un développement énergétique durable et, en particulier, des politiques de promotion des énergies nouvelles et renouvelables dans le secteur électrique (ENRe) adaptées au contexte des pays d'Amérique Latine. La première partie de la thèse se concentre sur la conception des politiques de promotion à partir de différents instruments économiques et sur l'évaluation de leur performance. La seconde partie étudie la mise en place de ces politiques dans le contexte de pays émergents sujets à de fortes contraintes liées au processus de développement socio-économique. A ce titre, nous avons choisi de nous focaliser sur le secteur électrique en Amérique Latine, une région où la diversité d'approches de politiques nous offre une matière riche pour une analyse économique de cette problématique.

Après avoir bénéficié de plusieurs décennies de progrès techniques, les ENRe représentent actuellement un groupe de technologies en pleine émergence économique dans un grand nombre de pays¹. Elles présentent une série de caractéristiques favorables par rapport aux technologies énergétiques traditionnelles, notamment dans la dimension environnementale. En effet, elles sont perçues comme une des composantes de la transition vers un système économique plus durable et notamment moins carbonée (Verbruggen et al., 2010). A partir des années 1990, un nombre croissant de pays, principalement en Europe, a établi des objectifs pour augmenter la part des « énergies vertes » dans la production d'électricité. Plus tard, dans les années 2000, de nombreux pays émergents et en développement ont également fixé des objectifs plus ou moins ambitieux concernant le déploiement de ces nouvelles technologies.

Néanmoins, de la même manière que d'autres filières énergétiques dans le passé comme le charbon, le pétrole et le nucléaire, le développement des ENRe a nécessité et nécessite encore du soutien public. Celui-ci s'opère principalement au moyen de différents instruments économiques et réglementaires. Or, le choix de l'instrument de régulation et ses caractéristiques spécifiques de conception, couplé aux conditions du contexte économique et énergétique de chaque pays et à son système institutionnel, pourrait exercer une influence majeure sur les résultats de ces politiques.

Sur le plan académique il s'agit d'un champ de recherche dynamique en économie de l'énergie et de l'environnement qui vise à comprendre et à éclairer les décisions de politique économique dans ce domaine. Si cette problématique ne concernait auparavant qu'un groupe de pays développés, ce sont aujourd'hui les pays émergents qui investissent le plus dans les ENRe².

¹ L'année 2015 a marqué un nouveau record pour les investissements mondiaux dans les énergies renouvelables électriques hors grande-hydraulique. Le montant investi dans les ENRe a atteint 286 milliards de dollars (Frankfurt School-UNEP Centre/BNEF, 2016).

² L'année 2015 marque également une rupture quant à la répartition des investissements entre les pays développés et en développement. Ces derniers (y compris la Chine, l'Inde et le Brésil) sont pour la première fois les premiers investisseurs en ENRe, suite à une hausse interannuelle de 19% (Frankfurt School-UNEP Centre/BNEF, 2016).

De nouvelles questions se posent alors concernant la motivation des politiques de soutien, les instruments et les éléments de design les plus adaptés aux conditions particulières des pays émergents, le processus de mise en place, l'évaluation des résultats et, *in fine*, les possibles effets négatifs de ces politiques. Ce travail de recherche vise donc à apporter des éléments de réponse nouveaux à cette problématique.

CONTEXTUALISATION DU TRAVAIL DE RECHERCHE

La question de la promotion des énergies nouvelles et renouvelables est apparue au cours des années 80 pour tenter de faire évoluer nos systèmes énergétiques, et plus généralement nos économies vers des modes de croissance moins consommateurs de ressources et plus durables. Ce processus de transition qui impose des transformations profondes nécessite la mise en place de politiques volontaristes à différentes échelles. Mais, si auparavant il s'agissait de politiques permettant un déploiement des ENRe limité à des niches dans certains pays, actuellement les politiques visent un déploiement massif des énergies renouvelables ce qui soulève de nouveaux défis au niveau mondial.

Entre urgence climatique et nouvelle révolution industrielle : la transition énergétique mondiale.

Depuis le déclenchement de la révolution industrielle au début du XIX^{ème} siècle, le développement économique a été fondé sur l'exploitation massive des énergies fossiles. Aujourd'hui au XXI^{ème} siècle, l'humanité est confrontée au besoin d'une rupture historique dans le modèle de développement qui suppose en particulier une transition mondiale vers un système énergétique renouvelable à faible contenu carbone. Cette transition énergétique est motivée par une double dynamique. D'une part, le besoin d'une réponse vigoureuse et rapide à l'urgence climatique, car la stabilité du climat planétaire requiert un plafonnement puis une diminution rapide des émissions de gaz à effet de serre (GES) dans les décennies à venir³. D'autre part, les progrès techniques remarquables dans le domaine des technologies bas-carbone, couplés à ceux

³ « Les émissions de GES ont augmenté depuis l'ère préindustrielle, largement contrôlées par la croissance démographique et la croissance économique et sont aujourd'hui plus élevées que jamais. Ceci a conduit à des concentrations atmosphériques de dioxyde de carbone, de méthane et d'oxyde nitreux sans précédent depuis au moins 800.000 ans. Leurs effets, conjugués à ceux d'autres facteurs anthropiques, ont été détectés au sein du système climatique et sont, avec une probabilité extrêmement élevée, la cause dominante du réchauffement observé depuis le milieu du XX^e siècle » (...) « Il existe des multiples trajectoires d'atténuation probablement capable de limiter le réchauffement à moins de 2°C par rapport aux niveaux préindustriels. Ces trajectoires nécessiteraient des réductions substantielles des émissions au cours des prochaines décennies et des émissions de CO₂ et des autres GES à longue durée de vie voisines de 0 d'ici la fin du siècle. La mise en œuvre de telles réductions pose d'importants défis technologiques, économiques, sociaux et institutionnels, qui augmentent lorsque l'atténuation supplémentaire est différée et si les technologies ne sont pas disponibles » (GIEC, 2015).

du domaine des TICs, facilitent d'ores et déjà l'utilisation de sources d'énergie propres sans pour autant nuire au processus de développement socio-économique. Certains auteurs placent cette dynamique au cœur d'une quatrième révolution industrielle⁴, basée sur les technologies de l'information et de la communication et sur la sobriété en ressources et en énergie.

Cependant, cette rupture historique du modèle de développement économique et énergétique est confrontée à de nombreux verrous et pose différentes questions. Ainsi, si la transition d'un système basé sur les énergies fossiles vers un autre basé sur les énergies renouvelables semble inéluctable, le rythme et la « profondeur » de cette transition restent des questions ouvertes. Les ressources fossiles, certes épuisables, sont encore très abondantes. Les réserves de charbon, pétrole et gaz (spécialement les non conventionnelles) suffiraient pour répondre aux besoins en énergie pendant plusieurs décennies encore. A l'horizon 2050, le monde ne sera certainement pas confronté à une pénurie en énergie (Criqui, 2016). Le problème réside dans le besoin de maîtriser les conséquences environnementales, économiques et sociales néfastes de l'exploitation incontrôlée de ces ressources.

Dans l'arène des négociations internationales sur le changement climatique, l'accord de Paris de 2015 marque un point d'inflexion. Les 195 pays participant à la COP 21⁵ ont adopté un accord universel juridiquement contraignant sur le climat. L'article 2 du texte stipule que le réchauffement devra être contenu « bien en-deçà de 2°C » par rapport à l'ère préindustrielle (actuellement le réchauffement se situe déjà autour de 0,8°C). A la demande d'ONGs et de petits Etats insulaires (les plus menacés par le changement climatique), l'accord stipule également que des efforts devront être réalisés pour tenter de rester en dessous de 1,5°. C'est un symbole important même si les spécialistes du climat s'accordent à dire que le franchissement de la barre de 1,5°C est presque inéluctable.

Que l'on retienne l'objectif de 2° ou de 1,5°, cela suppose des efforts très significatifs en termes de diminution des émissions de GES. La continuité de la trajectoire actuelle nous conduirait à un réchauffement de 5°C ou plus à la fin du siècle ce qui implique une menace majeure pour la vie de nombreuses espèces sur terre y compris l'homme (GIEC, 2015). Une décarbonation profonde de l'économie mondiale suppose à la fois une diminution de l'intensité énergétique du PIB et de l'intensité carbone de l'énergie consommée (Criqui et Kitous, 2012). Cela implique donc une vision en faveur de la continuité de la croissance mais à la condition qu'elle soit plus sobre en ressources énergétiques et matérielles et que les choix technologiques tiennent compte de leurs impacts environnementaux. En outre, les engagements de réduction des émissions de GES ne concernent plus seulement les pays industrialisés. Un nombre croissant de pays émergents prennent également part à l'effort international ; un mouvement qui pourrait se renforcer les prochaines années.

A ce stade, on peut s'interroger sur les trajectoires souhaitables et possibles d'une transition énergétique mondiale, notamment sur les grands axes d'action permettant de décarboner

⁴ Klaus Schwab, « The Fourth Industrial Revolution: what it means, how to respond », World Economic Forum, 14 janvier 2016.

⁵ La vingt-et-unième Conférence des parties de la Convention-cadre des Nations Unies sur le Changement Climatique (CCNUCC), célébrée à Paris en décembre 2015.

les systèmes énergétiques au cours de ce siècle. Ainsi, les exercices de modélisation prospective des systèmes énergétiques, menés par différents centres de recherche⁶, proposent des scénarios à moyen et long terme respectant des profils d'émissions de GES compatibles avec les objectifs issus de la négociation internationale (Criqui, 2016). Ces scénarios bas carbone sont comparés avec des scénarios tendanciels sans contrainte climatique. Parallèlement, puisque les voies de la décarbonation dépendent des contraintes et des opportunités présentes à l'échelle nationale, des exercices de modélisation sont réalisés dans de nombreux pays afin d'explorer différents choix technologiques (cf. DDPP⁷).

Ainsi, malgré les différences entre les pays, plusieurs traits structurant la transition énergétique pour les années à venir ressortent (Criqui, 2016) :

- Une maîtrise de la demande à partir d'une amélioration significative du niveau de l'efficacité énergétique dans les grands secteurs du bâtiment, des transports et de l'industrie. Cela s'appuie également sur une planification urbaine appropriée et sur des systèmes techniques locaux intelligents ;
- Une diminution rapide de l'intensité carbone du système électrique en mobilisant les énergies renouvelables et, si nécessaire, d'autres technologies bas carbone comme la capture et le stockage du CO₂ dans les centrales thermiques ;
- Un remplacement de l'utilisation des vecteurs énergétiques carbonés par des vecteurs décarbonés, notamment l'extension de l'usage de l'électricité dans les transports.

Ces exercices de modélisation mettent en évidence l'importance de l'électricité dans les futurs systèmes énergétiques bas carbone et le rôle central des énergies renouvelables. En effet, parmi les technologies permettant de décarboner le mix énergétique (i.e. diminuer l'intensité carbone), les énergies renouvelables occupent une place centrale. La diversité des technologies disponibles, les progrès techniques réalisés et à réaliser, la disponibilité apparente des ressources (en énergie solaire, éolienne, marine, *etc.*) ainsi que leurs impacts socio-économiques globalement positifs, font des énergies renouvelables l'une des options de décarbonation la plus viable pour de nombreux pays et dans divers secteurs. D'autres technologies bas carbone ne doivent pas être écartées (comme la capture et le stockage du CO₂, la transformation du CO₂, entre autres) pourtant elles se trouvent encore plus éloignées de la maturité économique.

Les investissements dans les ENRe devraient ainsi progresser fortement dans les décennies à venir et les énergies vertes occuper une part croissante dans les mix électriques. Dans cette dynamique d'investissements qui s'affranchira progressivement de l'intervention publique, le secteur privé devrait jouer un rôle de plus en plus important. Cependant, malgré les progrès dans de nombreuses régions, il existe encore un écart considérable entre les investissements actuels et ceux qui seraient nécessaires pour atteindre les objectifs énergétiques et climatiques à long-terme.

⁶ Consulter notamment l'*Energy Modeling Forum* et l'*International Energy Workshop*

⁷ <http://deepdecarbonization.org/>

Dans une large mesure, les énergies renouvelables sont encore considérées comme des investissements à haut risque ce qui entrave leur déploiement dans de nombreuses régions. Spécialement dans de nombreux pays en développement, les risques macro-économiques, tels que l'instabilité politique et la volatilité de la valeur de la monnaie se combinent avec des risques spécifiques au secteur comme l'intermittence des énergies solaire et éolienne et les fortes variations du prix de l'électricité (IRENA, 2016). Ainsi, l'intégration des énergies renouvelables variables pose de nouveaux défis techniques en ce qui concerne la stabilité globale du système électrique. Cela représente un obstacle d'envergure pour leur déploiement au-delà d'un certain pourcentage du mix électrique. Compte tenu de ces contraintes techniques et économiques, le déploiement des ENRe nécessite la mise en place de politiques publiques adaptées.

La transition et les politiques multi-échelles

Les enjeux socio-économiques et environnementaux d'une transition énergétique se déclinent à plusieurs échelles : international, régional (continental), national et local (infranational). Les politiques au travers des échelles, soutenant le développement, la diffusion et le transfert de technologie peuvent compléter et accroître l'efficacité des mesures qui promeuvent directement l'atténuation et l'adaptation (GIEC, 2015).

Premièrement, à l'échelle internationale ou globale, les négociations entre les pays cherchent à parvenir à un accord international pour diminuer les émissions de gaz à effet de serre et limiter ainsi un réchauffement climatique accru qui aurait des conséquences encore plus dévastatrices, spécialement pour les pays les plus vulnérables. Plusieurs instruments de politiques ont été explorés, notamment l'instauration d'une taxe carbone au niveau mondial ou la création d'un marché global de permis d'émission de CO₂. Si, en principe il s'agit d'instruments économiques efficaces pour faire chuter les émissions, le manque de volonté politique n'a pas permis jusqu'à présent de les mettre en place. En revanche, l'accord de Paris 2015 a été construit à partir des contributions nationales de chaque pays (INDCs⁸) qui contiennent les mesures à prendre afin de réduire les émissions de GES. Il s'agit donc d'une approche ascendante (dite *bottom-up*, par opposition à *top-down*), selon laquelle chaque pays doit présenter une trajectoire de décarbonation en choisissant les politiques et les technologies les mieux adaptées au contexte national.

Deuxièmement, à l'échelle continentale ou macro-régionale, le rôle qu'ont joué les institutions européennes dans la mise en place de politiques visant une transition énergétique sur le Vieux Continent est incontestable. En revanche, en Amérique Latine il n'existe pas une définition de politiques communes dans le domaine énergie-climat, comme c'est le cas pour l'Europe. Or, les questions énergétiques occupent une place significative dans les différents accords et unions entre les pays de la région (*Mercosur*, *Comunidad Andina*, entre autres). L'intégration des systèmes électriques et la coordination des politiques énergétiques deviennent

⁸ *Intended Nationally Determined Contributions*

ainsi essentielles si l'on considère le développement des énergies intermittentes comme l'éolien et le solaire. Des initiatives d'intégration énergétique régionale telles que le SIEPAC (Système d'Interconnexion Electrique des Pays d'Amérique Centrale) peuvent alors jouer un rôle très important à l'échelle régionale.

Troisièmement, c'est à l'échelle nationale (ou fédérale selon le pays) que les principales politiques concernant la transition énergétique sont conçues et mises en œuvre. C'est à cette échelle que nous focaliserons l'attention sur l'analyse des politiques d'incitation au déploiement des énergies renouvelables dans le secteur électrique. Cette thèse n'est pas centrée sur le processus politique par lequel les objectifs pour les ENRe sont adoptés. En revanche, elle traite d'une part la question de l'efficacité de différents instruments de politique pour atteindre les objectifs au moindre coût possible et d'une manière équitable et, d'autre part, la question des barrières et de *drivers* qui limitent ou qui facilitent la diffusion des ENRe. En outre, si des retours d'expérience de divers pays seront évoqués, l'analyse de la mise en place de politiques au niveau national se focalisera sur les trois pays choisis comme études de cas : l'Argentine, le Brésil et le Chili.

Quatrièmement, à l'échelle régionale, les régions (ou les provinces, états ou départements, selon la dénomination dans chaque pays) jouent aussi un rôle important dans les processus de transition énergétique. D'abord parce qu'elles élaborent la réglementation environnementale dans une large mesure, ensuite parce qu'elles peuvent instaurer des systèmes incitatifs complémentaires pour faciliter les investissements énergétiques (des exonérations fiscales, par exemple). Bien évidemment, les prérogatives des provinces dépendent de l'organisation institutionnelle de chaque pays.

Finalement, la transition énergétique se déroule également au niveau des villes, des communes ou même des quartiers (niveau infra-urbain). Dans des pays leaders dans le domaine des ENRe, comme l'Allemagne ou le Danemark, les coopératives locales jouent un rôle majeur dans le développement des nouvelles filières. Ainsi, Deshaies (2014) signale qu'en Allemagne à partir des années 1980 et 1990, on a vu se multiplier les mouvements de citoyens organisés autour de ce concept de transition énergétique. De nombreuses initiatives locales se sont ainsi développées, comme par exemple la fondation de la Solar-Agentur de la région de Freiburg en Breisgau en 1993, ou celle d'Eurosolar qui dès 1994 propose un programme pour le développement du solaire au niveau communal. Plus récemment, un nombre croissant de maires de grandes villes de tous les continents commencent à travailler ensemble pour la construction de villes plus vertes et plus intelligentes.

Ces différents niveaux de gouvernance de la transition énergétique ne sont pas incompatibles. Au contraire, ils sont complémentaires tout en requérant une coordination afin d'éviter des mesures de politiques inefficaces ou même contradictoires. Dans le cas des ENRe, les politiques nationales sont la réponse à des engagements internationaux (explicites : accords, ou implicites). Elles se traduisent par des cadres réglementaires plus favorables et surtout des instruments d'incitation spécifiques (l'objet de la thèse) qui sont les fondamentaux du

développement des filières. Ensuite, le volontarisme des régions / villes sur le plan de l'information, de la réglementation, *etc.* va ou non faciliter l'efficacité des dispositifs nationaux.

Transition énergétique et développement socio-économique : la situation d'Amérique Latine

Il s'agit de traiter le développement énergétique et notamment le développement électrique, en lien avec deux questions essentielles de notre temps : d'une part le développement économique pour lutter contre la pauvreté et favoriser le bien-être, d'autre part la qualité de l'environnement avec la lutte contre le réchauffement de la planète et la pollution sous toutes ses formes. Les décisions politiques concernant les choix énergétiques exercent une influence majeure sur la recherche de soutenabilité du développement économique. Il s'agit de rendre celui-ci pérenne, en fonction de critères qui prennent en compte l'environnement, et, in fine, l'homme. Les pays d'Amérique Latine sont directement concernés par ces choix.

La production et la consommation d'énergie ont des impacts considérables sur l'environnement au niveau mondial, national et local. Dès aujourd'hui, il est nécessaire de réfléchir aux horizons 2030 et 2050, pour ne pas être dépassé par l'urgence de changements technologiques perçus comme étant nécessaires qualitativement et inévitables physiquement. Il s'agit de rendre le développement économique moins dépendant des ressources énergétiques du XX^{ème} siècle et de trouver des technologies moins consommatrices d'énergies non renouvelables, et polluantes. Il convient de proposer l'amélioration de l'efficacité de l'usage des énergies, de les rendre propres, moins productrices d'effets nocifs pour l'homme et la planète. Cette politique s'impose, elle suppose la prise en compte à la fois de la qualité et de la quantité d'énergie disponible pour favoriser un développement économique « socialement équitable » dans le temps et dans l'espace.

Malgré l'existence de fortes inégalités entre les pays et à l'intérieur de ceux-ci, la plupart des nations latino-américaines se situent actuellement à un stade intermédiaire de développement et ont connu des taux de croissance économique relativement importants dans les deux dernières décennies. Les conditions d'exercice et de réalisation de cette croissance restent encore fragiles, dépendantes de facteurs nationaux et internationaux difficilement prévisibles et maîtrisables. Le rythme de la croissance, autour de 4 % par an en moyenne, a été accompagné d'une forte augmentation de la consommation énergétique et, dans le même temps, d'une « carbonisation » du mix électrique en raison d'une augmentation de la part des énergies fossiles.

La progression de la demande en énergie et en particulier en électricité devrait continuer dans les décennies à venir : d'après les dernières prévisions de l'AIE pour l'Amérique Latine (WEO, 2016), la demande en électricité pourrait passer de 20 Mtep en 2014 à 34 Mtep en 2040, c.-à-d. une augmentation de l'ordre de 2% par an en moyenne. Il s'agit d'un taux inférieur à celui d'autres régions en développement comme l'Asie non-OCDE (3%) mais nettement supérieur à celui des pays de l'OCDE (0,5%). La fourniture fiable d'énergie, notamment d'électricité, à des prix compétitifs est considérée comme l'une des conditions de base pour maintenir un processus de développement économique. Cependant, plusieurs pays de la région ont dû augmenter l'importation de combustibles pour la production d'électricité (particulièrement du GNL) ce qui

s'est traduit par un accroissement des coûts. Dans le même temps, on observe une meilleure prise de conscience des conséquences environnementales des décisions concernant le développement énergétique, que ce soit à l'échelle locale (conséquences de la construction de grands barrages, de la pollution de l'air...) ou internationale (les changements climatiques). En outre, l'amélioration de l'accès à l'énergie électrique, du point de vue de la disponibilité des infrastructures et des coûts d'accès, demeure un objectif pour la plupart des gouvernements du continent.

Dans cette optique, Altomonte (2016) souligne quatre points essentiels de l'agenda énergétique actuel de l'Amérique Latine : la sécurité des approvisionnements, la promotion de la sobriété et de l'efficacité de la consommation d'énergie, la diversification du mix énergétique à travers le développement des nouvelles sources notamment les énergies renouvelables et l'amélioration de l'équité sociale dans l'accès et la consommation d'énergie.

Au cours des dix dernières années, la plupart des pays de la région ont mis en œuvre des politiques de promotion au déploiement des ENRe qui sont perçues comme une option viable pour satisfaire les besoins croissants en électricité d'une manière durable. Les instruments de régulation utilisés diffèrent selon les pays et les résultats obtenus sont également très différents. Jusqu'à présent, les travaux portant sur l'évaluation de ces politiques sont peu nombreux et il manque un cadre analytique qui facilite la conception et l'évaluation des politiques de promotion des énergies renouvelables dans le contexte particulier des pays émergents.

La question est de savoir quelles sont les politiques à mettre en place dans les divers pays d'Amérique Latine pour faciliter simultanément l'objectif de décarbonation du système énergétique, tout en assurant la sécurité énergétique, les bénéfices socio-économiques et la protection de l'environnement local.

Cette question appelle à la réflexion sur plusieurs points étroitement liés :

- Quelle est la place des nouvelles énergies renouvelables dans les futurs *mix* électriques des pays de la région ? Quelles trajectoires sont attendues ?
- Quelles sont les barrières techniques, économiques et institutionnelles qui empêcheraient le déploiement de ces technologies ?
- Une intervention publique pour soutenir ce type d'énergies est-elle nécessaire et économiquement justifiable ?
- Existe-t-il un ou plusieurs instruments économiques qui permettraient d'atteindre les objectifs de développement avec le moindre coût possible ?
- Quelle est l'influence de l'organisation institutionnelle du secteur électrique dans le choix et la performance des instruments de politique ?

Le choix des instruments à mettre en place dans les pays émergents doit, après plus de vingt ans de mise en œuvre de ces instruments dans certains pays industrialisés, profiter du retour d'expérience. Par ailleurs le choix des instruments doit également tenir compte de l'évolution de la maturité des technologies renouvelables et éventuellement des nouveaux contextes institutionnels dans lesquels ces technologies se développent.

Nous avons décidé d'étudier la mise en place de politiques de soutien aux ENRe dans trois pays d'Amérique Latine. Il s'agit de trois pays émergents⁹ qui ont adopté différents instruments de régulation. Notre hypothèse de base est que l'environnement institutionnel, l'organisation du secteur électrique et le contexte macroéconomique de chaque pays ont une influence significative à la fois sur le choix de l'instrument et sur la performance des politiques.

DELIMITATION DE L'OBJET D'ETUDE

L'objet de cette thèse est l'évaluation des politiques énergétiques de soutien au déploiement des nouvelles technologies pour la production d'électricité à partir de sources renouvelables. Il s'agit de politiques conçues et approuvées au niveau national dans chaque pays. La « boîte à outils » du régulateur inclut des « instruments-prix » comme les tarifs d'achat garantis, les exonérations fiscales ou les primes (tarifs premiums) et des « instruments-quantités » comme le système d'appels d'offres ou les quotas avec des certificats verts négociables. Les éléments spécifiques de conception associés à chaque instrument dépendent des objectifs de la politique et du contexte où elles sont appliquées.

Nous employons l'expression « énergies nouvelles et renouvelables électriques » (ENRe) pour faire la distinction avec les sources renouvelables classiques en particulier les grandes centrales hydroélectriques qui sont des technologies considérées comme économiquement matures et qui, par conséquent, ne sont pas visées par les politiques de promotion que nous étudions. L'adjectif « nouvelles » ne doit pas être pris au sens historique car certaines sont très anciennes, comme l'énergie produite autrefois par les moulins à vent (VII^{ème} siècle). Elles sont nouvelles du point de vue de leur implantation dans les marchés et du progrès technique. Il s'agit de technologies qui se situent à une étape initiale ou intermédiaire de leurs courbes d'apprentissage, et dont les performances économique et environnementale doivent encore progresser au fur et à mesure de leur diffusion (*learning by doing*).

Dans le cadre de cette thèse, les ENRe incluent : le solaire photovoltaïque (PV), le solaire thermodynamique (solaire à concentration), l'énergie éolienne terrestre (onshore) et en mer (offshore), les petites centrales hydrauliques (PCH)¹⁰, la géothermie, la biomasse¹¹ utilisée pour la production d'électricité (nommée ici biomasse-électricité) et les énergies marines¹² (les énergies thermiques des mers, marémotrice, hydrolienne, houlomotrice et osmotique). Ces technologies présentent divers degrés de maturité technico-économique, certaines comme l'éolien terrestre sont d'ores et déjà compétitives dans de nombreux marchés tandis que d'autres se trouvent dans une

⁹ La notion de pays émergent ne correspond à aucune définition économique précise, elle correspond plutôt à une notion polysémique qui varie d'un auteur à un autre et surtout dans le temps. Dans le cadre de cette thèse on l'utilise pour désigner les pays ayant un PIB par habitant moyen « intermédiaire » par rapport aux pays dits industrialisés et aux pays les moins avancés. (Entre 5000 et 20000 dollars de 2013).

¹⁰ Ce sont des centrales avec une puissance inférieure à 10, 30 ou 50 MW selon le pays.

¹¹ La biomasse n'est considérée comme une source d'énergie renouvelable que si sa régénération est au moins égale à sa consommation (source : <http://www.connaissancedesenergies.org/>)

¹² Elles sont également nommées « thalasso-énergies », « énergies bleues » ou « énergies des océans »

phase pré-commerciale comme c'est le cas de la plupart des techniques permettant d'exploiter les énergies marines.

OBJECTIFS DE LA RECHERCHE ET INTRODUCTION DU CADRE D'ANALYSE

La lente diffusion des ENRe par rapport au potentiel technique existant a été expliquée principalement par leur coût plus élevé que celui de leurs concurrentes -même si l'écart entre les coûts varie selon la technologie et s'il diminue progressivement- (Batlle et al., 2011) (Abdmouleh et al., 2015). Selon les économistes, les ENRe sont confrontées à deux problèmes majeurs. D'une part, les prix sur les marchés électriques ne reflètent pas les bienfaits environnementaux de ces technologies, les externalités négatives liées à la pollution des énergies fossiles n'étant pas (ou en partie seulement) incluses dans les prix. D'autre part, le degré de maturité technologique encore insuffisant de la plupart des ENRe ne leur permet pas d'entrer en concurrence frontale sur le marché avec les technologies classiques. Or, sans l'étape de diffusion à grande échelle nécessaire au bon déroulement de l'apprentissage technologique (dans les plans global et local)¹³, ces filières n'arriveraient pas à une situation de compétitivité.

Ces deux arguments (qui seront analysés plus en détail dans le premier chapitre de thèse) constituent les fondements principaux pour l'instauration des politiques publiques d'incitation au développement des ENRe. En effet, le développement et la consolidation de ces filières requiert une intervention publique dans la phase de leur émergence ; à défaut, les seules forces du marché ne conduiraient qu'à une diffusion limitée sur quelques niches.

Cette intervention se matérialise à travers l'application de différents instruments de politique que nous avons évoqué ci-dessus. Or, l'instrument à utiliser et plus particulièrement les attributs qui le caractérisent, dépendent de plusieurs variables : des objectifs de la politique, du degré de maturité technico-économique des ENRe visées, du cadre institutionnel du secteur électrique ou encore du contexte macroéconomique. Il s'agit d'un domaine dynamique, où l'industrie s'adapte aux exigences du régulateur et parallèlement le régulateur choisit, modifie et perfectionne les instruments en fonction de l'évolution des variables mentionnées.

Malgré une expérience internationale assez riche, il existe toujours une controverse importante pour savoir quels sont les instruments les plus efficaces pour inciter au déploiement des nouvelles technologies d'énergie et plusieurs questions restent ouvertes pour l'analyse académique (Batlle et al., 2011). Certains instruments ont été écartés lorsqu'il a été observé qu'ils s'avéraient peu efficaces ou qu'ils entraînaient des effets collatéraux négatifs. D'autres instruments, considérés a priori peu incitatifs, ont resurgi dans les dernières années (c'est le cas des enchères concurrentielles) tandis que des formes « perfectionnées » d'instruments existants émergent afin de limiter leurs effets défavorables (le nouveau système de *feed-in premium*

¹³ Cf. chapitre V, première section.

espagnol est un bon exemple). Dans tous les cas, il s'agit d'un champ dynamique où il existe une bonne interaction entre la recherche académique et les pouvoirs publics responsables sur le choix et de la mise en œuvre des instruments.

Dans ce cadre, au moins deux lignes de recherche appellent à de nouvelles contributions. D'une part, dans les pays où les ENRe représentent d'ores et déjà une part considérable du mix électriques (En 2013, les ENRe contribuaient pour plus de 10% à la production d'électricité dans 16 pays, principalement européens et centroaméricains), les questions sont liées au type d'instrument le plus compatible avec le bon fonctionnement des marchés électriques dérégulés, leurs effets d'incitation au progrès technique dans les différentes filières d'ENRe et la stabilité globale des systèmes électriques confrontés à l'intégration des énergies variables. D'autre part, un engagement plus fort des pays émergents et en développement dans des trajectoires de décarbonation profonde appelle à un renforcement des politiques de promotion existantes¹⁴ et, dans certains cas, à la conception d'instruments mieux adaptés aux spécificités de leurs contextes économiques et institutionnels.

L'objectif principal de cette thèse consiste donc à fournir les éléments principaux d'un cadre analytique et méthodologique pour la conception et l'évaluation des politiques d'incitation aux nouvelles technologies d'énergies renouvelables qui prenne en compte les particularités énergétiques et économiques des pays émergents. Nous répondons donc aux multiples appels pour étendre les recherches dans ce domaine. A titre d'exemple, Huenteler et *al.*, (2016) signalaient :

“Further qualitative research should explore in more detail the economics of renewable energy projects in developing countries, and the effectiveness of different policy options to promote technological learning in and across the developed world. Additional quantitative research should investigate the leverage of different policy options, in particular the relative merit of options targeted at learning, de-risking and global pricing of carbon emissions”.

Nous mobilisons plusieurs approches théoriques et méthodologiques pour créer notre cadre d'analyse. Nous avons premièrement recours à l'économie environnementale pour analyser les différents instruments de politique disponibles, les caractériser et proposer des critères d'évaluation, en nous appuyant sur une revue approfondie de la littérature existante sur le sujet. Nous déployons ensuite une étude économétrique de panel afin d'identifier les facteurs déterminants des investissements en nouvelles capacités d'ENRe et notamment l'impact de différents instruments de politiques. Dans un troisième temps, nous mobilisons des notions de la théorie évolutionniste du changement technologique pour analyser en profondeur le processus de mise en place de politiques, les barrières existantes et les résultats obtenus. Cette analyse s'appuie sur les trois études de cas mentionnées plus haut. En parallèle, tout au long de la deuxième partie nous menons une réflexion sur les impacts possibles de ces politiques sur d'autres objectifs liés au

¹⁴ En 2013, les NER expliquaient moins de 1 % de la production d'électricité dans 140 pays. Or, une grande partie de ces pays ont fixé des objectifs relativement ambitieux de développement des ENRe pour les décennies à venir.

développement socio-économique de ces pays. Malgré ses limites, cette approche hybride et essentiellement empirique nous permet d'aborder l'objet de cette recherche depuis une perspective plus large, intégrant des éléments d'analyse de l'économie de l'environnement, de l'innovation et du développement.

STRUCTURE DE LA THESE

Cette thèse se décline en deux grandes parties. Si toutes les deux s'intéressent aux politiques de promotion des énergies propres, la première adopte une approche plus globale comprenant des éléments théoriques et des retours d'expérience internationale tandis que la seconde se focalise sur le secteur électrique en Amérique Latine. La première partie intitulée « Evaluation et évolution des instruments de politique environnementale appliqués au domaine des énergies renouvelables » se structure en trois chapitres. La seconde partie nommée « les politiques de promotion dans une perspective de transition énergétique en Amérique Latine : analyse du secteur électrique » s'organise également en trois chapitres.

Le premier chapitre de thèse s'intéresse à la conception des politiques de promotion en proposant une analyse théorique des différents instruments à disposition du régulateur et de leur applicabilité dans les pays émergents. La première section du chapitre nous permet de revenir sur les fondamentaux des politiques de soutien aux énergies renouvelables. A cet effet nous proposons une première discussion sur la justification de ces politiques du point de vue de la théorie économique. Ensuite, dans les sections deux et trois nous analysons respectivement les principales caractéristiques des « instruments-prix » et des « instruments-quantités ». Nous portons une attention particulière à certaines variables considérées clé dans le contexte des pays émergents, notamment l'impact de l'instrument sur le risque pour les investissements ce qui aura à son tour un effet direct sur les nouvelles capacités installées et sur le coût de l'électricité produite.

Le deuxième chapitre aborde la problématique de l'évaluation des politiques de promotion en menant une analyse comparative de la performance théorique et empirique des différents instruments de régulation. Dans la première section nous définissons les critères d'évaluation des politiques de promotion : l'efficacité, l'efficience économique statique et dynamique, l'équité, la faisabilité institutionnelle et la compatibilité des instruments avec les marchés électriques. Il s'agit, d'une part, de confronter les différentes approches théoriques associées à ces critères d'évaluation et, de l'autre, d'identifier les « bons » indicateurs associés à ceux-ci. La deuxième section propose une analyse comparative des instruments de promotion en fonction des critères cités. Cette analyse s'appuie sur une revue approfondie de la littérature scientifique, en prenant en compte à la fois les analyses théoriques et les retours d'expériences dans la mise en œuvre des politiques au niveau international. Enfin, la troisième section du chapitre s'attaque aux possibles impacts négatifs et aux impacts indirects des politiques de soutien.

Le troisième chapitre de thèse se concentre sur l'efficacité des différents instruments de politique pour attirer les investissements en nouvelles capacités de production d'électricité. Les

deux, voire trois, décennies d'expérience dans la mise en œuvre de politiques de promotion fournissent des données précieuses pour une analyse rigoureuse de celles-ci. A cet effet, nous menons une étude économétrique basée sur des données de panel de 50 pays d'Europe et d'Amérique Latine sur la période 1995-2014. Les résultats sont discutés et confrontés avec ceux des études précédentes. Ce chapitre conclut donc la première partie de la thèse consacrée à l'analyse des instruments de politique environnementale appliqués au domaine des ENRe.

Le quatrième chapitre place la problématique de la promotion des énergies non carbonées dans une perspective de transition énergétique et plus généralement de développement durable en Amérique Latine. Il s'agit de comprendre le processus de transition énergétique qui commence à se structurer dans la région, particulièrement dans le secteur de l'électricité. A ce titre, les principaux indicateurs de soutenabilité énergétique sont présentés et discutés. En parallèle, sur la base des études scientifiques disponibles, nous examinons les avantages et les inconvénients d'un « déploiement massif » de ces nouvelles technologies et nous proposons enfin un premier bilan pour la région.

Le cinquième chapitre s'attaque à la question de la mise en place des politiques en s'appuyant sur trois études de cas dans le secteur électrique latino-américain : celui du Brésil, celui du Chili et celui de l'Argentine. Pour l'analyse des études de cas, nous mobilisons à la fois la théorie évolutionniste du changement technologique -dont les concepts pertinents sont explicités dans la première section du chapitre- et les éléments de conception et les critères d'évaluation des politiques de promotion discutés dans les chapitres I et II de cette recherche. Ce chapitre met en exergue le fait que l'environnement institutionnel, l'organisation du secteur électrique et le contexte macroéconomique de chaque pays ont une influence significative à la fois sur le choix de l'instrument et sur la performance des politiques.

Le sixième et dernier chapitre est consacré à l'analyse de l'évolution possible des politiques de promotion en fonction de différents scénarios à long terme pour le secteur électrique. Nous portons un intérêt particulier à trois questions centrales pour les années à venir : l'accès au financement à des taux « viables », l'intégration des énergies renouvelables variables et le défi industriel dans le nouveau contexte géopolitique des énergies renouvelables. Pour conclure ce travail d'investigation, nous proposons un cadre analytique pour la conception et l'évaluation de politiques de promotion qui dépasse le contexte d'Amérique Latine, pouvant être utilisé pour l'analyse de cette problématique dans d'autres régions émergentes qui commencent leur transition énergétique.

PARTIE I.

Evaluation et évolution des instruments de politique environnementale appliqués au domaine des énergies renouvelables.

Chapitre I

Le design de politiques : Analyse théorique des instruments de promotion et de leur applicabilité dans les pays émergents

Les énergies nouvelles et renouvelables pour la production d'électricité (ENRe) représentent un groupe de technologies en pleine émergence économique dans un grand nombre de pays, après plusieurs décennies de recherche et d'innovations. Elles présentent une série d'avantages par rapport aux technologies traditionnelles, notamment dans la dimension environnementale. Ainsi, elles sont perçues comme une des voies incontournables pour aboutir à une transition vers une économie plus durable et notamment moins «carbonée». A partir des années 1990, un nombre croissant de pays a établi des objectifs plus ou moins ambitieux pour augmenter la part des « énergies vertes » dans la production d'électricité. Or, face au constat d'un rythme de diffusion faible, voire très faible, la plupart de ces pays ont mis en œuvre différentes politiques d'incitation économique.

La lente diffusion des ENRe a été expliquée principalement par leur coût relativement plus élevé que celui de leurs concurrentes -même si l'écart entre les coûts varie selon la technologie et s'il diminue progressivement- (Batlle et al., 2011) (Abdmouleh et al., 2015). D'après l'analyse économique, les ENRe se sont confrontées à deux problèmes majeurs. D'une part, les prix dans les marchés électriques ne reflètent pas les bienfaits environnementaux de ces technologies. En effet, les externalités négatives liées à la pollution des énergies fossiles ne sont pas (ou presque) reflétées par les prix. D'autre part, le degré de maturité technologique encore insuffisant de la plupart des ENRe ne leur permet pas d'entrer en concurrence frontale sur le marché avec les technologies classiques. Or, sans l'étape de diffusion à grande échelle nécessaire au bon déroulement de l'apprentissage technologique (dans les plans global et national), ces filières n'arriveraient pas à une situation de compétitivité (Lamy, 2004).

Ces deux arguments (qui seront analysés plus en détail dans la première partie de ce chapitre) constituent les fondements principaux pour l'instauration des politiques publiques d'incitation au développement des ENRe. En effet, le développement et la consolidation de ces filières requiert une intervention publique dans la phase de leur émergence ; à défaut, les seules forces du marché ne conduiraient qu'à une diffusion limitée sur quelques niches.

Cette intervention se fait à partir de l'application de différents instruments de politique économique. Comme le signale Lamy (2004) « Un instrument de soutien est un moyen d'action choisi par les décideurs politiques pour modifier le comportement des acteurs concernés afin d'atteindre l'objectif poursuivi ». Il existe une variété assez importante d'instruments à disposition des autorités publiques. Cependant, les caractéristiques et les modes de fonctionnement de chaque instrument peuvent les rendre plus ou moins adaptés à certains contextes économiques et énergétiques. Dans le même temps, les instruments à utiliser diffèrent selon la phase de développement de chaque technologie.

Il convient de faire une première distinction entre les instruments directs et indirects. Les premiers -les tarifs de rachat, les enchères concurrentielles, le système de quotas, entre autres- cherchent à une internalisation des externalités positives des énergies renouvelables. Les seconds, comme une taxe carbone ou un marché de permis d'émission de CO₂, visent à une internalisation

des externalités négatives de toutes les sources d'énergies. Tout au long de la thèse, nous nous concentrerons sur les mécanismes de soutien directs aux ENRe.

Malgré une expérience internationale assez riche, il existe toujours une controverse importante pour savoir quel est le meilleur instrument pour inciter au déploiement des nouvelles technologies d'énergie et plusieurs questions restent ouvertes pour les pouvoirs publics et pour l'analyse académique (Batlle et al., 2011). Certains instruments ont été écartés après avoir constaté qu'ils s'avéraient peu efficaces ou qu'ils entraînaient des effets collatéraux négatifs. D'autres instruments, considérés à priori peu incitatifs, ont resurgi dans les dernières années (c'est le cas des enchères concurrentielles) tandis que des formes « perfectionnées » d'instruments existants émergent afin de limiter leurs effets adverses (le nouveau système de *feed-in premium* espagnol est un bon exemple). Dans tous les cas, il s'agit d'un champ dynamique où il existe une bonne interaction entre la recherche académique et les pouvoirs publics responsables du choix et de la mise en œuvre des instruments.

Dans ce cadre, au moins deux lignes de recherche appellent à de nouvelles contributions. D'une part, dans les pays où les ENRe représentent déjà une part considérable des mix électriques (En 2013, les ENRe expliquaient plus de 10% de la production de l'électricité dans 16 pays, principalement européens et centroaméricains), les questionnements sont liés au type d'instrument le plus compatible avec le bon fonctionnement des marchés électriques dérégulés et leurs effets d'incitation au progrès technique dans les différentes filières des ENRe. D'autre part, un engagement plus fort des pays en développement dans des trajectoires de décarbonation profonde appelle à un renforcement des politiques de promotion existantes¹⁵ et, dans certains cas, à la conception d'instruments mieux adaptés aux spécificités de leurs contextes économiques et institutionnels.

Une catégorisation théorique des instruments existants et de leurs modes de fonctionnement est une condition préalable à notre analyse de la performance des politiques de promotion. C'est l'objectif principal de ce premier chapitre de thèse. Dans un premier temps, nous rappelons les arguments théoriques justifiant la mise en place de politiques de promotion et nous proposons une classification des instruments dont le régulateur dispose pour répondre au « problème de la double externalité ». Dans un deuxième temps, nous analysons en profondeur le fonctionnement théorique des principaux instruments-prix, en nous focalisant sur leurs impacts sur le niveau de risque pour le producteur et sur la maîtrise du coût de la politique. Dans un troisième temps, nous poursuivons la même analyse mais sur les instruments-quantités. Finalement, nous concluons avec un premier bilan comparatif de la performance théorique des instruments.

¹⁵ En 2013, les ENRe expliquaient moins de 1 % de la production d'électricité en 140 pays. Or, une grande partie de ces pays ont fixé des objectifs relativement ambitieux de développement des ENRe pour les décennies à venir.

1. La promotion des énergies renouvelables : justification et genèse des instruments de soutien

Il s'agit d'abord de comprendre la justification théorique des politiques de soutien aux ENRe eu égard à l'économie de l'environnement et à la théorie évolutionniste du changement technologique. Ensuite nous présentons la « boîte à outils » à disposition du régulateur, en nous concentrant sur l'applicabilité des instruments dans le contexte de pays émergents et en développement. Enfin, nous rappelons qu'en situation d'information imparfaite, les instruments prix et les instruments-quantités peuvent conduire à des résultats significativement différents.

1.1 Le problème de la double externalité et le verrouillage technologique

D'un point de vue théorique, deux arguments principaux justifiant la mise en place de politiques de promotion des ENRe ressortent de la littérature économique : les externalités environnementales négatives évitées et les externalités technologiques positives générées. Ces deux arguments, connus dans la littérature comme « le problème de la double externalité » (del Río, 2010) expliqueraient la lente progression des nouvelles technologies à faibles émissions de carbone.

Le premier argument repose sur le constat que les ENRe sont pénalisées par le manque d'internalisation (non inclusion dans le prix) des externalités environnementales causées par la combustion d'énergies fossiles, à savoir : l'émission de GES qui sont la principale cause anthropogénique du réchauffement climatique et les émissions de différents polluants avec des effets nocifs sur la santé humaine. En ce sens, en l'absence d'outils spécifiques (comme un marché de permis négociables ou une taxe carbone, i.e. une taxe pigouvienne), qui internalisent l'impact négatif des énergies fossiles, les politiques incitatives sont conçues comme une solution transitoire jusqu'à ce que ces dispositifs puissent être mis en œuvre, ce qui exige des processus politiques plus complexes au niveau national et international. La non prise en compte des dommages environnementaux dans le prix de l'énergie (absence de toute politique compensatoire) conduirait à un surinvestissement en énergies fossiles vis-à-vis de l'optimum social. Dans une telle situation, il n'y aurait pas les incitations nécessaires pour développer suffisamment les technologies d'atténuation (énergies renouvelables, capture et séquestration du carbone, entre autres).

Le deuxième argument porte sur le fait que plusieurs technologies d'ENRe sont à un stade précoce dans leurs courbes d'apprentissage par rapport aux technologies d'énergies traditionnelles qui bénéficient de plus d'un siècle de développement dans les marchés. Ainsi, le soutien aux ENRe permettrait à celles-ci de progresser dans leurs courbes d'apprentissage -étant donné qu'il

existe un potentiel important de réduction des coûts de production- et d'obtenir ainsi les conditions pour une pleine concurrence à moyen terme. Comme l'indique Del Río (2010), les externalités technologiques positives surgissent de la nature de bien public de l'innovation technologique : elles sont liées à l'effet *spillover* qui encourage qu'une innovation soit copiée par d'autres, réduisant les profits pour la société innovante qui n'obtient pas une pleine compensation pour l'effort qu'elle a fait.

Les externalités liées au processus de changement technique sont traitées par deux branches de la littérature économique : d'un côté, les théories d'orientation néoclassique s'intéressent aux défaillances de marché liées à ce processus ; de l'autre, la théorie évolutionniste du changement technique étend l'analyse pour considérer les interactions entre les systèmes technologiques et les systèmes socio-institutionnels où ils se développent. Ainsi, cette dernière permet d'identifier différentes situations conduisant au « verrouillage technologique¹⁶ » et pour lesquelles une intervention publique est attendue, même si ces situations ne représentent pas une défaillance dans le sens néoclassique.

D'un point de vue des marchés, les ENRe se confrontent aux barrières à l'entrée des nouvelles technologies ; elles se trouvent dans une situation désavantageuse par rapport aux combustibles fossiles, aux grandes centrales hydroélectriques et dans une moindre mesure au nucléaire. Lamy (2004) signale : « Quel que soit le marché considéré, les firmes en place ont tendance à préférer les technologies établies, conventionnelles. Même si elles sont conscientes des opportunités que sont susceptibles d'offrir les nouvelles technologies, elles peuvent être réticentes à l'adoption de ces dernières pour diverses bonnes raisons de leur point de vue. Elles peuvent notamment considérer que l'apprentissage et les délais associés à celui-ci avant d'obtenir les bénéfices escomptés de l'adoption sont trop incertains ou encore que leurs investissements dans l'apprentissage bénéficient également à leurs concurrents. Elles sont donc plus inclinées à choisir des technologies qui ont déjà parcouru une bonne partie de leur courbe d'apprentissage ». Ce phénomène est clairement avéré dans les marchés énergétiques, où les montants d'investissement et l'incertitude associée à ceux-ci sont particulièrement significatifs.

Les phénomènes d'apprentissage s'appliquent de plusieurs façons aux filières renouvelables (Jensen et al, 2002): lorsqu'une certaine homogénéité du produit permet une amélioration incrémentale de la rentabilité et lors de l'utilisation d'un moyen de production de masse. Que ce soit la production de panneaux photovoltaïques ou d'aérogénérateurs, les deux filières présentent toutes les caractéristiques nécessaires à la production de masse. Aucune spécificité n'apparaît lors de leur installation et la production en série est même recherchée afin de diminuer les coûts. L'effet de taille quant à lui joue ici très peu. Inversement, une filière comme le petit hydraulique requiert une configuration très différente entre une installation et une autre, donc elle ne peut pas bénéficier d'économie de série (Lamy, 2004).

Del Rio (2010) note l'existence d'autres barrières (qu'elles représentent ou pas une défaillance de marché au plan économique *stricto sensu*) qui entravent le développement des

¹⁶ Cette notion désigne en principe une situation dans laquelle une technologie A peut être adoptée de façon durable au détriment d'une technologie B, et ce même si la technologie B apparaît par la suite comme étant la plus efficace (Arthur, 1989).

ENRe: les externalités de réseau dans les grands systèmes intégrés, la haute incertitude liée à ce type d'investissements, l'asymétrie d'information entre les développeurs de projets et les prêteurs. Le même auteur mobilise « la théorie évolutionniste du changement technique » pour expliquer la dynamique de celui-ci à partir d'une approche systémique. Les systèmes technologiques ne sont pas composés uniquement de technologies interdépendantes et ses infrastructures d'appui, mais aussi de rapports techniques, informationnels, économiques et institutionnels qui leur permettent de fonctionner ensemble. Cela explique que les systèmes technologiques soient difficiles à changer, parce que les technologies existantes bénéficient d'un contexte socio-institutionnel qui est adapté à eux. Les changements technologiques radicaux exigent donc de nombreux types de changements : technologiques, sociaux, institutionnels, économiques et culturels.

Le verrouillage technologique, compris comme la rigidité du système pour intégrer des innovations techniques, peut devenir plus problématique dans le secteur de l'électricité, en raison de sa forte intensité en capital et de la longue durée de vie des actifs énergétiques (Scrase et Mackerron, 2009). Ainsi, les décisions d'investissement prises aujourd'hui auront des conséquences pendant au moins plusieurs décennies.

Par ailleurs, Percebois (2016) signale que les politiques de promotion dans le secteur énergétique ne sont ni nouvelles ni exclusives aux énergies renouvelables. En effet, que ce soit le nucléaire, le charbon, le pétrole, toutes les formes d'énergie, à un moment de leur histoire, ont bénéficié de l'aide publique. D'après cet auteur, le charbon est sans aucun doute l'énergie qui a le plus bénéficié de subventions directes en Europe. Le nucléaire civil a lui aussi bénéficié d'aides publiques au moins au niveau de la recherche-développement. Le pétrole et le gaz, quant à eux, continuent à profiter de régimes fiscaux favorables dans de nombreux pays. Etant donné le caractère stratégique du secteur énergétique, différentes raisons d'ordre économique et géopolitique existent derrière ces politiques : la sécurité de l'approvisionnement, l'indépendance énergétique, la compétitivité de l'industrie nationale, la création ou le maintien d'emplois, entre autres. De ce point de vue, il est aussi légitime que les ENRe, contributrices à la diversification du mix électrique et moins nocives pour l'environnement, soient, elles aussi, soutenues dans leur phase d'émergence à l'intérieur de chaque pays.

Au-delà de la justification microéconomique liée au problème de la double externalité rappelé ci-dessus, en pratique, les politiques de soutien visent différentes cibles liées au développement socio-économique de chaque pays (Edenhofer et al., 2013). La réduction des importations d'énergie, la création de nouveaux emplois, l'électrification de zones rurales, la diversification du bouquet énergétique pour renforcer la sécurité de l'approvisionnement, comptent parmi les principaux. Dans cette thèse, les différents objectifs socio-économiques derrière les politiques de promotion des ENRe seront discutées dans le chapitre IV dans le contexte de l'Amérique Latine. Les parties suivantes dans ce chapitre sont consacrées à l'analyse des instruments de promotion à partir d'une approche d'Economie Environnementale.

1.2 Taxonomie des instruments de soutien aux ENRe : leur applicabilité dans les pays émergents

Les instruments de politique environnementale sont des mesures institutionnelles visant à susciter un comportement moins nocif pour l'environnement chez les individus ou chez les entreprises. Il existe une vaste littérature économique portant sur les propriétés et les modes de fonctionnement des différents instruments qui, en pratique, sont en mutation permanente. Dans l'éventail d'instruments disponibles, nous nous intéressons spécifiquement à l'analyse des instruments applicables à la promotion des énergies vertes. Ces mécanismes de soutien directs visent à internaliser les externalités positives des énergies renouvelables afin d'améliorer leur compétitivité vis-à-vis des énergies « grises ».

Dans cette section nous introduisons l'ensemble des instruments disponibles pour la promotion des énergies renouvelables en les regroupant en quatre catégories : les instruments réglementaires, les approches volontaires, les instruments informationnels et les instruments économiques.

1.2.1 Les instruments réglementaires

Ce sont des mesures institutionnelles (présentes dans des lois, des décrets ou des réglementations) qui établissent des standards technologiques, des quotas ou de limites visant à contraindre le comportement des « pollueurs » sous peine de sanction administrative ou judiciaire.

L'utilisation d'instruments réglementaires est assez courante dans le domaine des biocarburants à partir de la fixation d'un pourcentage, normalement progressif, de mélange obligatoire de biodiésel ou bioéthanol avec les carburants classiques¹⁷. Dans le secteur électrique, cela se traduit par la fixation de quotas obligatoires de production d'électricité à partir de différentes énergies renouvelables (*Renewable Portfolio Standard*). Cependant, ce système de quotas est souvent accompagné par un mécanisme de flexibilité économique : les certificats verts négociables. Par conséquent, nous les traitons dans la catégorie des instruments économiques.

Par ailleurs, les instruments réglementaires incluent aussi « l'environnement réglementaire » des énergies renouvelables, c'est-à-dire les différentes normes concernant le fonctionnement de la chaîne électrique (production, transport, distribution et commercialisation) qui peuvent faciliter le déploiement des énergies vertes. Les normes concernant l'intégration de l'électricité d'origine renouvelable (ER) d'un point de vue physique (raccordement aux réseaux) et commercial (existence ou non d'une obligation d'achat) sont particulièrement importantes. Certains pays subventionnent les coûts de connexion des centrales de ENRe jusqu'aux réseaux de transport et

¹⁷ Ces mesures sont de plus en plus contestées en raison du bilan environnemental négatif de certains biocarburants. Nous ne les analyserons pas car elles sont hors de portée de cette thèse qui se concentre sur le secteur électrique.

garantissent une priorité d'accès de l'électricité verte à ces réseaux. Il existe, en effet, différentes approches pour allouer les « coûts de système » que nous traiterons plus tard.

Une autre mesure réglementaire agit comme condition préalablement nécessaire à toute action de promotion des énergies renouvelables : la certification verte. Elle permet d'attester de l'origine renouvelable de l'électricité produite et d'éviter les fraudes. Elle se matérialise généralement par l'émission de certificats verts qui garantissent qu'une unité d'électricité (libellée en kWh) a été produite à partir d'une source renouvelable. Elle est utilisée comme système de comptage pour enregistrer la production, authentifier les sources d'énergie et vérifier si les objectifs ont été atteints. Cette certification est évidemment nécessaire pour le fonctionnement du système de certificats verts négociables ou même pour des approches basées sur le volontariat (Lamy, 2004).

1.2.2 Les instruments basés sur le volontariat

Ce sont des dispositifs basés sur l'engagement volontaire des participants. Ils consistent pour une entreprise à mettre en valeur ses performances environnementales et, pour un ménage, à concrétiser en achats ses préférences en matière de protection de l'environnement. Ils nécessitent toutefois une infrastructure de règles et de contrôle comprenant notamment la certification de l'électricité d'origine renouvelable (Lamy, 2004). Au moins trois approches volontaires peuvent être utilisées pour la promotion des énergies vertes.

a) Les accords négociés

Il s'agit de dispositifs contractuels qui lient l'autorité publique avec un secteur industriel, en général représenté par une association professionnelle, et qui relèvent d'une négociation. A travers ces contrats, l'industrie s'engage à respecter des objectifs de protection de l'environnement. Les objectifs sont en général quantitatifs et collectifs : ils s'appliquent au secteur dans son ensemble et non pas aux firmes individuellement. L'industrie est ensuite libre d'organiser les modalités d'atteinte de l'objectif et notamment la répartition de l'effort entre les firmes du secteur. Cependant, le caractère volontaire de l'engagement de l'industrie est souvent artificiel puisqu'il est assorti d'une « menace » de l'autorité publique de mettre en œuvre une politique alternative plus contraignante en cas d'échec (Lamy, 2004).

Le *Label System* qui a fonctionné au Pays-Bas de 1997 à 2000 relève de ce type d'instrument. Sa mise en place a résulté de l'initiative de l'association des compagnies de distribution néerlandaises. En 1997, ces compagnies s'étaient accordées sur un objectif collectif de 1,7 milliards de kWh de production à l'horizon 2000, soit 170000 certificats de 100 MWh. Le montant total d'électricité verte a finalement atteint 1500 GWh, soit 88% de l'objectif. Les délais des procédures administratives et l'opposition locale rencontrée par de nombreux projets éoliens ont été signalés comme les principaux problèmes (Dinica et Arentsen, 2001).

Une étude de l'OCDE (2003) évalue l'application de ce dispositif pour différents objectifs de politique environnementale et signale un de ses inconvénients principaux : les comportements opportunistes selon lesquels une entreprise parvient à obtenir les avantages liés à une approche déterminée (éviter l'application d'une taxe ou d'une réglementation plus stricte, par exemple) sans assumer aucun nouvel effort au-delà du scénario « au fil de l'eau ».

b) La différenciation du produit « électricité verte »

Le *green marketing* s'appuie sur la volonté des consommateurs de payer (*willingness to pay*) plus cher des produits procurant des bénéfices environnementaux privés et publics. Via ce marché, des opérateurs électriques offrent aux consommateurs une production électrique partiellement ou totalement d'origine renouvelable contre un prix généralement supérieur. On parle de marketing vert pour qualifier cette activité dans le contexte d'un marché électrique libéralisé. On notera que ce système peut également être mis en œuvre en régime de monopole où il faut aussi que les quantités vendues comme électricité verte soient certifiées : on parlera alors de tarification verte (Lamy, 2004).

Le consommateur peut être disposé à payer de l'électricité verte à un prix supérieur au prix de l'électricité conventionnelle s'il a le sentiment qu'il contribue ainsi à préserver l'environnement (Hansen et Percebois, 2015). Pour les entreprises, cela peut aussi faire partie de ses activités de responsabilité sociétale. Pour une analyse économique des bénéfices, des coûts et des limites des actions de responsabilité sociétale aux niveaux individuel et corporatif, on se reportera à l'article de Bénabou et Tirole (2010).

Pour la mise en place de ce dispositif il faut d'abord garantir au consommateur qu'une partie de l'énergie qu'il achète est d'origine renouvelable¹⁸. Ensuite, il faut s'assurer de l'existence d'une disposition marginale à payer des consommateurs (le consentement à payer, CAP). C'est pourtant cela le principal problème de ce dispositif. Il existe, en effet, un écart considérable entre ce que les consommateurs déclarent être prêts à payer et ce qu'ils payent réellement une fois que l'instrument est mis en œuvre¹⁹. De fait, le problème du passager clandestin (Rader et Norgaard, 1996) semble jouer aussi dans ce domaine : même si les enquêtes montrent que la majorité des consommateurs manifeste une préférence pour les énergies plus propres ainsi qu'une volonté à payer plus pour celles-ci, elles révèlent en même temps qu'ils préfèrent que le surcoût de production soit supporté par tous les consommateurs, plutôt qu'individuellement.

c) L'ouverture des marchés des permis aux consommateurs

¹⁸ En raison de la fongibilité du produit électricité, le consommateur ne peut pas être assuré de consommer lui-même l'électricité verte qu'il achète, mais il doit être sûr que cette électricité a été bien mise sur le réseau.

¹⁹ De nouvelles méthodes basées sur les Neurosciences essayent de surmonter certaines des limites des études traditionnelles sur le CAP basées sur la méthode d'évaluation contingente, notamment le problème du comportement stratégique ; voir par exemple : (Herbes et al, 2015).

On peut concevoir d'autoriser la participation des consommateurs au marché des certificats verts, comme d'ailleurs au marché des certificats noirs (certificats d'émission de carbone). Sur le marché des certificats verts, les consommateurs, directement ou via des associations, peuvent acquérir des certificats et les retenir, simplement pour en faire monter le prix, ce qui incitera les producteurs soumis aux quotas d'électricité verte à accroître leur production au lieu d'acquérir des certificats devenus plus coûteux (Hansen et Percebois, 2015).

L'une des questions qui fait débat est de savoir si un consommateur soucieux de préserver l'environnement doit plutôt acheter et retenir des permis d'émission de CO₂ ou acheter et retenir des certificats verts. Cela dépendra du rapport qui existe entre la pente de la courbe de coût marginal liée à la réduction des émissions de CO₂ d'une part, et la pente de la courbe de coût marginal de production de l'électricité verte, d'autre part. Si la première est supérieure à la seconde, il vaut mieux intervenir sur le marché des certificats verts. Dans le cas contraire, il est préférable de geler des certificats noirs, l'augmentation du prix de ces certificats incitant alors fortement les émetteurs à faire des investissements supplémentaires de réduction de leur pollution (Hansen et Percebois, 2015). Dans ce dernier cas, il s'agit d'un instrument indirect de promotion car la montée du prix du CO₂ n'incite pas à investir exclusivement en ENRe. En effet, d'autres options sont disponibles pour les investisseurs, par exemple, des centrales thermiques avec technologie de CCS.

...

L'application des approches volontaires dans les politiques environnementales reste en général assez limitée. Leur performance en termes d'efficacité environnementale, d'efficacité économique et de coûts d'administration est assez mitigée (OCDE, 2003). D'un côté, l'efficacité économique des approches volontaires est généralement considérée comme faible. En effet, elles comportent rarement des mécanismes destinés à égaliser les coûts marginaux entre tous les acteurs concernés parce que les objectifs environnementaux sont généralement fixés par entreprise ou par secteur plutôt qu'au niveau national²⁰. De l'autre côté, dans certains cas, elles peuvent produire des meilleurs résultats que les réglementations contraignantes, en particulier parce qu'elles peuvent offrir plus de latitude quant à la manière dont un objectif doit être atteint. D'ailleurs, une telle souplesse dans la réalisation des objectifs améliore l'acceptabilité politique du dispositif.

Dans le domaine spécifique des politiques de promotion des énergies renouvelables, à notre connaissance, les approches volontaires n'ont pas été utilisées dans les pays en développement. Dans les pays développés leur application est assez limitée, en fonctionnant d'une manière complémentaire par rapport aux instruments principaux. C'est le cas par exemple en Allemagne où le *green marketing* accompagne l'instrument principal basé sur un système de tarifs d'achat garantis. L'application du marketing vert ou de la tarification verte dans certains pays en développement n'est pas à écarter. Pourtant, au moins une condition de base doit être réunie :

²⁰ Dans toute politique environnementale, pour réduire au minimum le coût total, il faudrait que les coûts marginaux de réduction soient égaux entre toutes les parties qui contribuent au problème. Le même raisonnement est applicable dans le domaine des politiques de promotion des ENR.

l'existence d'au moins une partie des consommateurs avec la capacité économique et le consentement à payer plus pour l'énergie verte.

Dans les dernières années, plusieurs études ont été entamées afin de connaître le consentement à payer plus pour l'électricité d'origine renouvelable dans différentes régions du monde. Au Chili, une étude de 2010 (Aravena et al., 2012) montre que les consommateurs sont conscients des externalités environnementales et sociales liées à la production d'énergie et ils ont une nette préférence pour les sources moins nocives pour l'environnement. En moyenne, ils sont prêts à payer entre 16% et 19% plus cher leurs factures afin de soutenir le développement des énergies vertes. Une étude similaire réalisée en Corée du Sud (Kim et al. 2012) montre aussi un consentement positif à payer plus pour l'électricité verte. Cependant, les valeurs déclarées sont relativement faibles : le CAP moyen était de 1,35 dollar par mois par ménage ce qui représente environ 3,7% d'une facture moyenne mensuelle en 2010.

Des analyses similaires ont été faites pour connaître le CAP des consommateurs dans des provinces et des grandes villes chinoises. Pour les résidents urbains de la province de Jiangsu le CAP moyen varie de 7,91 yuans/mois à 10,30 yuans/mois (1,15 à 1,51 US\$ / mois avec un taux de change de 6,83 yuans/US\$) (Zhang et Wu, 2012). Cette étude montre que la majorité des consommateurs se déclarent disposés à payer un *premium* pour l'électricité verte, mais avec des différences significatives selon le segment socio-économique de la population et selon la localisation. D'après l'étude de Guo (Guo et al. 2014) réalisée dans la ville de Pékin, environ la moitié (49%) des consommateurs ont un CAP positif vis-à-vis de l'ER. Le CAP moyen a été estimé entre 2,7 et 3,3 dollars par mois ce qui représente autour de 30% d'une facture moyenne d'électricité.

Les études montrent que dans les pays à niveau de revenu moyen (comme c'est le cas de la Chine et du Chili) le *willingness to pay* pour l'énergie verte est en général positif. Ces conclusions ne peuvent pourtant pas être transposées à tous les pays en développement et notamment au groupe de pays les moins avancés. Par ailleurs, il faudrait que ces consentements à payer soient vérifiés une fois que le mécanisme volontaire est mis en place (l'expérience dans certains pays développés montre l'existence d'un écart considérable). De plus, comme le montre le cas chinois (Guo et al., 2014), les consommateurs ont tendance à préférer des approches globales et obligatoires (tout le monde doit contribuer) au lieu des approches volontaires et individuelles.

1.2.3 Les instruments économiques

Ce sont des mesures institutionnelles visant à améliorer directement la compétitivité économique des énergies renouvelables à travers l'impact sur leurs prix ou sur leurs coûts. D'un point de vue de la théorie économique, le premier cas (impact sur les prix) permet d'internaliser les externalités positives des énergies vertes vis-à-vis des énergies traditionnelles. Le second cas (impact sur les coûts) est lié aux externalités technologiques qui découlent du processus d'apprentissage.

Les approches économiques dans les politiques environnementales ont émergé dans les dernières décennies dans le but de faciliter l'atteinte d'objectifs environnementaux au moindre coût possible. Ils constituent sans aucun doute la catégorie d'instruments la plus employée pour la promotion des nouvelles énergies renouvelables au niveau mondial. Dans cette section nous présentons brièvement les modes de fonctionnement des différents instruments économiques en les regroupant selon l'étape de la chaîne de développement qu'ils visent : des aides à la R&D, à l'investissement, à la production et des incitations à la consommation.

a) Les aides à la R&D

Les programmes de recherche et développement sont le mode de soutien au déploiement des énergies renouvelables le plus ancien. Ils sont justifiés par les imperfections du marché à anticiper la compétitivité des technologies ou à internaliser les coûts environnementaux des technologies concurrentes (Lamy, 2004). Ces aides sont principalement utilisées pour améliorer la performance des technologies exploitant les énergies renouvelables encore éloignées de la maturité commerciale. Des programmes à niveau national et européen, par exemple, ont été mis en œuvre dans les années 90 pour permettre l'émergence de l'industrie éolienne dans des pays comme l'Allemagne, le Danemark et l'Espagne. Actuellement, les différentes technologies permettant d'exploiter les énergies marines suscitent un intérêt croissant dans les programmes de R&D.

b) Les aides à l'investissement

Ces mesures incitatives peuvent prendre différentes formes comme des subventions fixes à l'investissement, des réductions d'impôts (i.e. exonération des droits d'importation d'équipement, réductions de taux, systèmes d'amortissement accéléré, etc), des prêts à taux réduits, etc. Ces modes de soutien permettent d'alléger la charge financière à laquelle les investisseurs doivent faire face durant les premières années du projet du fait des coûts d'investissement relativement plus élevés des installations renouvelables.

Les réductions et les exonérations fiscales permettent de réduire la charge d'impôt d'une partie du montant investi en installations de renouvelables à travers plusieurs mécanismes : la réduction des droits d'importation de composants et l'amortissement accéléré²¹ figurent parmi les plus fréquemment employés. Presque la totalité des pays ayant instauré des politiques de promotion des énergies renouvelables ont mis en œuvre des avantages fiscaux, généralement d'une manière complémentaire à d'autres instruments comme les tarifs d'achats garantis ou les appels d'offres.

²¹ Une entreprise déprécie chaque année la valeur de ses actifs immobilisés et cette dépréciation peut être déduite de l'impôt sur le revenu. Cette déduction s'effectue à un taux fixe. Grâce à l'amortissement accéléré des installations renouvelables (par ex. une dépréciation de 100% la première année de fonctionnement d'un aérogénérateur), l'investisseur réduit considérablement le montant des impôts à payer pendant la phase initiale du projet.

Pour un développeur, un paiement direct sous la forme de subvention par kW de capacité installée est préférable à une exonération d'impôt car elle s'applique immédiatement et elle est sûre. Ce mécanisme présente également l'avantage de bénéficier à tous les investisseurs, qu'ils soient imposables ou non imposables. De nombreux pays (Le Danemark, les Pays-Bas, la Suède, l'Irlande, l'Allemagne et les Etats-Unis) ont employé ce dispositif dans la première phase de développement commercial de filières comme l'éolienne. Ainsi, le Danemark a inauguré la mise en œuvre de cet instrument dès 1979 avec un programme qui offrait une aide directe de 30 % des coûts totaux d'investissement à l'origine, taux qui déclina progressivement pour disparaître en 1990. Si ces mesures peuvent s'avérer efficaces pour la promotion de nouvelles technologies qui traversent une phase initiale de développement, elles sont difficilement applicables dans une étape de diffusion massive en raison de leur impact sur les budgets publics.

Par ailleurs, les prêts à taux réduits, l'octroi de garanties et d'autres aides au financement sont des mesures complémentaires fondamentales dans les politiques de soutien aux renouvelables, spécialement dans les pays en développement où les conditions d'accès sont souvent plus sévères et les taux plus élevés (en raison d'un composant risque plus fort). En effet, les coûts financiers peuvent représenter une partie significative (entre 10 et 20%) des coûts totaux des projets d'ENRe. Dans le Chapitre V nous étudierons en détail le cas du secteur électrique en Argentine où le manque d'accès au financement s'est avéré être la principale barrière pour la réalisation d'un nombre considérable de projets. Nous montrerons également, à travers les cas du Chili et du Brésil, comment les politiques menées dans ces pays ont explicitement pris en compte la question du financement.

c) Les aides à la production

Placées au centre du processus de développement, les aides à la production portent sur les kWh produits et non sur les capacités installées. Comme elles interviennent une fois l'équipement construit et en relation avec les quantités effectivement produites, elles sont doublement efficaces : elles incitent à la maîtrise des coûts d'investissement et à la recherche du bon fonctionnement des équipements par la suite (Lamy, 2004). Les aides à la production permettent de surmonter (au moins en théorie) un des inconvénients des subventions à l'investissement : le possible gonflement des coûts d'investissement afin d'obtenir une subvention plus avantageuse.

Quatre instruments de subventions à la production d'électricité sont utilisés au niveau mondial : les tarifs d'achat garantis, le système d'appels d'offres, le système de certificats verts négociables et les crédits d'impôts à la production. Les avantages et les inconvénients de ce dernier instrument seront discutés ci-après, tandis que les trois premiers instruments seront analysés dans les sections suivantes.

Une réduction d'impôt à la production procure au producteur ou au propriétaire d'une centrale renouvelable un crédit d'impôt annuel basé sur le volume d'énergie produite par une installation particulière. Les aides ne sont donc pas attribuées sur la base des coûts d'investissement initiaux, mais par kWh d'électricité produite. Ceci a pour conséquence

d'éliminer les risques de gonflement des coûts d'investissement ce qui constitue un inconvénient important d'un soutien au kW installé (Lamy, 2004). Ce type d'incitation est populaire dans les pays du continent américain.

Cependant, au moins deux écueils surgissent de la littérature. D'abord, l'incertitude associée à toute mesure fiscale qui est susceptible d'être modifiée selon les changements des priorités politiques. Ensuite, un problème d'iniquité peut se produire car les réductions et les exonérations fiscales ne bénéficient pas à tous les acteurs à part égale. Autrement dit, elles bénéficient intégralement aux développeurs qui disposent de flux de revenus significatifs et qui peuvent réaliser²² facilement les crédits d'impôts. Ainsi, Batlle et al. (2011) signalent "*Some RES-E (renewable electricity) generators may choose to enter into ad-hoc, tax-oriented partnerships and joint ventures with companies with higher profits who would find the fiscal incentives more beneficial. This has been a big deal in the US and is a source of inefficiency*".

d) Les aides à la consommation

Au lieu de stimuler directement l'offre, l'on peut concevoir des politiques qui incitent la demande d'énergie verte (en soutenant d'une manière indirecte sa production). Pour cela, le consommateur doit pouvoir choisir parmi plusieurs alternatives d'approvisionnement électrique. Afin de diminuer les prix relatifs de l'électricité d'origine renouvelable, l'Etat peut accorder une réduction ou une exonération des taxes incluses dans les prix de l'électricité. Celui-ci se décompose en quatre éléments : le coût de production, le coût de transport, le coût de distribution et les taxes. Ces dernières représentent généralement une part significative du prix de vente final. L'incitation à la consommation consiste donc en une réduction du prix de vente de l'électricité verte aux consommateurs.

Concernant la mise en œuvre de cet instrument, il convient de rappeler l'expérience néerlandaise de l'écotaxe entre 1996 et 2003²³. Elle consistait en une taxe sur la consommation finale d'électricité et de gaz dont le premier objectif était de stimuler la maîtrise de la demande d'énergie. Parallèlement, afin de stimuler le développement des énergies vertes, une exemption de cette taxe sur la consommation d'électricité verte était accordée.

L'expérience néerlandaise en matière de soutien à partir de réduction de l'écotaxe pour l'électricité verte a stimulé une forte croissance de la demande d'ER pourtant elle n'a pas été suivie par un développement conséquent des capacités installées dans son territoire. Deux éléments sont à l'origine de cet échec. D'une part, anticipant la charge accrue pour le gouvernement, les investisseurs néerlandais n'ont pas cru en la pérennité de la politique. D'autre part, l'accroissement de la demande nationale d'électricité verte a rendu nécessaire le recours à des importations, c'est-à-dire elle s'est traduite par un développement des capacités en dehors du territoire des Pays Bas (Lamy, 2004).

²² Dans le sens comptable du mot, c'est-à-dire : convertir en espèces.

²³ Après 2003, ce mécanisme a été modifié et complété par un système de *feed-in tariffs*.

Les instruments économiques sont actuellement de plus en plus utilisés dans les pays émergents et en développement. En Amérique Latine, la tendance générale des dernières années est le passage de systèmes simples, mais à priori moins efficaces comme les incitations fiscales, vers de systèmes plus ambitieux comme les enchères concurrentielles ou le système de quotas avec des certificats échangeables.

1.2.4 Les instruments informationnels

Ce sont de mesures institutionnelles visant à modifier l'environnement des acteurs via des signaux informationnels destinés à inciter, d'une part, les producteurs à investir davantage dans les énergies renouvelables et, d'autre part, les consommateurs à privilégier l'énergie verte. Le principe est soit que la puissance publique crée et diffuse de l'information soit qu'elle subventionne sa création et sa diffusion.

Les ENRe présentent un grand dynamisme technologique avec des caractéristiques techniques en constante évolution dont l'appréhension peut s'avérer laborieuse spécialement pour les ménages et pour les petits ou micro-producteurs. Pour ce motif, les politiques d'information et d'éducation semblent particulièrement nécessaires dans l'étape de diffusion de nouvelles technologies. Ces mesures facilitent donc la décentralisation des systèmes électriques en diminuant l'asymétrie d'information entre les grandes compagnies énergétiques et les nouveaux petits producteurs.

Cette information peut porter à la fois sur les coûts et les conséquences des dommages environnementaux associés à la production d'énergie ou sur les différentes solutions techniques disponibles et leur intégration dans les stratégies de développement au niveau local. Les informations concernant la disponibilité et la qualité des différentes ressources (les régimes de vents, les niveaux d'ensoleillement, les meilleurs sites avec du potentiel géothermique, etc.) sont particulièrement importantes. Bien qu'ils semblent évidents, ces éléments d'information sont une condition préalable au développement des ENRe et ils appellent à un travail actif et coordonné entre les différents niveaux gouvernementaux.

En pratique, cette approche est le plus souvent utilisée en combinaison avec un instrument économique, réglementaire ou volontaire. L'information ainsi fournie permet aux « réglementés » de respecter à moindre coût et plus efficacement les exigences réglementaires ou de s'ajuster plus efficacement au signal-prix de l'instrument économique. Finalement, puisque une meilleure connaissance des conséquences de la pollution de l'air et du réchauffement climatique influence le consentement à payer des consommateurs, les instruments informationnels s'avèrent aussi indispensables dans les approches de marketing vert (Guo et al., 2014).

1.3 Les instruments-prix vs les instruments-quantités : l'asymétrie en situation d'information imparfaite

Les instruments économiques sont à la fois regroupés en instruments « prix » et instruments « quantités ». Dans les approches par les prix (tarifs d'achat garantis, tarifs premium) l'autorité administrative fixe un tarif tandis que les quantités produites dépendront de la réponse du marché. Inversement, dans les approches par les quantités (appels d'offres, système de quotas) l'autorité administrative fixe une certaine quantité de production (ou d'investissement) d'électricité d'origine renouvelable à atteindre, tandis que le prix à payer pour cette électricité résultera de la réponse du marché et, *in fine*, des courbes de coût marginal des différentes sources d'énergie renouvelable.

En condition d'information parfaite, les instruments « prix » et « quantités » aboutiraient aux mêmes résultats en termes de performance économique (bien-être collectif). Il est alors indifférent d'instaurer une taxe « t » conduisant à une quantité globale de polluants « Q », ou de mettre en vente des droits correspondant à la même quantité « Q », le prix d'équilibre s'établissant alors au niveau de la taxe « t » (Menanteau et al 2003)²⁴. Néanmoins, le théorème de Weitzman (Weitzman, 1974) démontre que dans des conditions d'incertitude et d'information imparfaite les résultats ne sont plus équivalents, l'une ou l'autre approche pouvant être privilégiée selon la forme respective des courbes de coût de dépollution et de dommages.

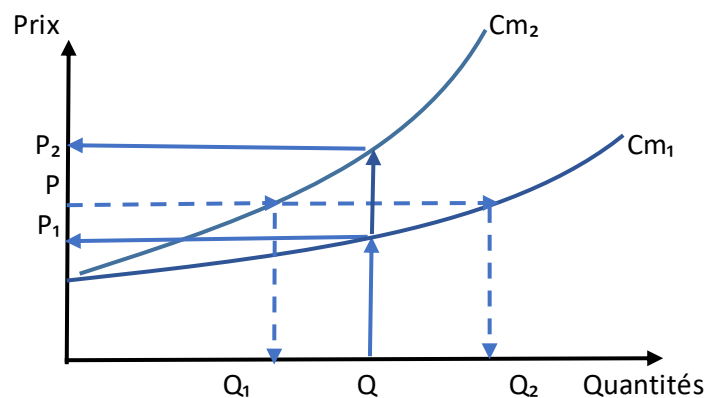
Cette analyse transposée au domaine des énergies renouvelables implique de raisonner en termes des courbes de bénéfice et de coût marginal de la production d'ER. Une analyse très simplifiée conduit à privilégier l'approche par les quantités lorsque la pente de la courbe de coût marginal est faible (forte élasticité prix). L'approche par les prix conduirait, en effet, en cas d'erreur d'estimation de sa forme, à un résultat quantitatif (en quantités) très éloigné de l'objectif visé, entraînant une augmentation du coût total de la politique. Inversement, il conviendrait d'adopter l'approche par les prix lorsque la pente de la courbe de coût marginal est plus forte (faible élasticité), car une erreur dans l'estimation de la courbe lors de l'application d'un instrument quantité conduirait à un résultat (le prix) très haut entraînant ainsi un renchérissement de la politique et par conséquent une perte de bien-être collectif.

La figure 1.1 ci-dessous montre d'une manière simplifiée les conséquences d'une erreur dans l'estimation de la courbe de coût marginal. Dans un premier cas, le régulateur estime que le coût marginal de production de l'ER est représenté par la courbe Cm_2 . Ayant choisi une approche par le prix, il établit un tarif P en espérant d'obtenir la quantité Q_1 . Mais la vraie courbe de coût marginal est Cm_1 et, par conséquent, la quantité finalement produite Q_2 est substantiellement supérieure à la cible. Dans un second cas, le régulateur assume que la courbe de coût marginal est Cm_1 . Ayant choisi une approche par les quantités, il fixe une quantité cible Q qu'il estime possible

²⁴ Les travaux de Martin L. Weitzman dans les années 70 ont initié le débat sur l'utilisation d'un instrument prix ou quantité dans le cadre d'une politique environnementale pratiquée dans un contexte d'incertitude.

d'atteindre à un prix P_1 . Cependant, comme la vraie courbe de coûts est dans ce cas ci Cm_2 le prix résultant P_2 est sensiblement supérieur.

FIGURE 1. 1 LA PERFORMANCE EN CONDITION D'INCERTITUDE

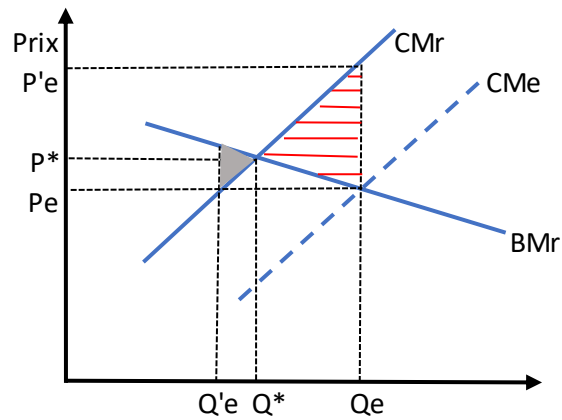


Source : l'auteur, adapté de (Bhattacharyya, 2011).

Or, afin d'analyser avec plus de précision l'effet des deux types d'instruments en supposant que la pente de la courbe de bénéfice marginal soit plus faible que la pente de la courbe de coût marginal, reprenons l'analyse de Hansen et Percebois (2015) représentée par la figure 1.2 ci-après. Dans ce cas, l'incertitude porte sur la courbe de coût marginal et l'autorité de régulation sous-estime le coût marginal CMe par rapport au coût marginal réel CMr. Si le régulateur opte pour une régulation par le prix, il fixe P_e en espérant obtenir Q_e mais la quantité produite se limite à $Q'e$. La perte de bien-être correspond à la surface en gris (manque à gagner par rapport au point d'équilibre). Si le régulateur opte pour un instrument quantités, il fixe Q_e en espérant que le prix d'équilibre soit P_e . Mais, il faudra aller jusqu'au niveau $P'e$ pour que cette quantité soit respectée. L'optimum reste (p^* , Q^*). Il y a donc une perte sociale égale à la surface en lignes rouges et cette perte est bien supérieure ici à celle supportée en cas de régulation par les prix.

Une situation similaire de perte de bien-être est constatée lorsque le régulateur surestime la courbe de coût marginal (dans ce cas, un instrument prix serait aussi préférable). Au contrario, si l'incertitude porte sur la courbe de bénéfice marginal associée au développement d'une technologie d'ENRe, la perte sociale est la même (en cas d'erreur d'estimation de cette courbe) si le régulateur opte par un instrument prix ou un instrument quantité (toujours sur l'hypothèse d'une courbe de coût marginal ayant une plus forte pente). Pour une démonstration graphique de ces situations, se rapporter à Hansen et Percebois (2015).

FIGURE 1. 2 PRIX VS. QUANTITES EN SITUATION D'INCERTITUDE SUR LA COURBE DE COUT MARGINAL



Source : Hansen et Percebois (2015)

En pratique les courbes de coût marginal ne sont pas connues avec précision. Intuitivement, à technologie donnée, on peut considérer que ces courbes sont relativement plates dans les pays où il existe un nombre considérable de sites favorables encore peu ou pas exploités (c'est le cas du solaire et de l'éolien dans la plupart des pays en développement). Dans ces conditions, les instruments « prix » devraient être utilisés avec précaution, car la fixation d'un tarif d'achat surestimé se traduirait alors par une forte production d'ER et un volume de subventions publiques très important. En revanche, une approche par les quantités permet de limiter ce risque car l'organisation d'appels d'offres facilite le contrôle sur les quantités et sur le volume de subventions publiques.

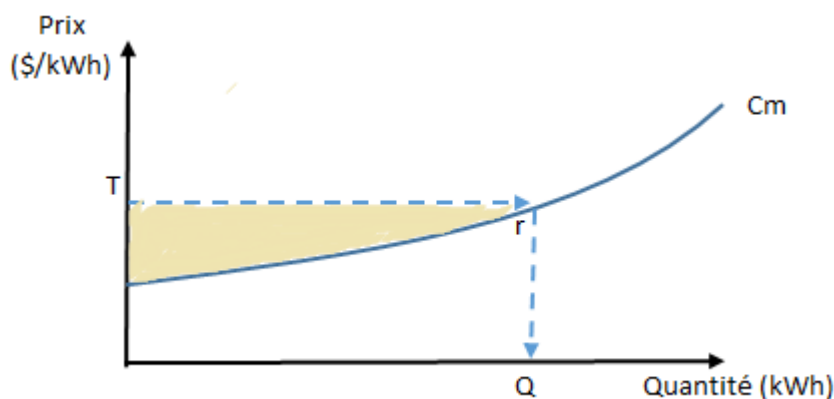
2. Analyse théorique des instruments-prix

Le système de tarifs d'achat garantis ou FIT (par sa dénomination en Anglais *feed-in tariffs*) est l'instrument de politique le plus utilisé pour la promotion des ENRe au niveau mondial. Selon diverses analyses empiriques de son application principalement en Europe, il est aussi considéré comme l'instrument le plus efficace pour inciter de nouveaux investissements²⁵. Néanmoins, ce mécanisme n'est pas exempt de critiques car son fonctionnement est associé à plusieurs effets pervers.

2.1 Les tarifs d'achat garantis (FIT) : Définition et fonctionnement microéconomique

Le terme de tarifs d'achat garantis (nommé aussi système des prix d'achat ou de rachat garantis) désigne le mécanisme à travers lequel les producteurs d'électricité d'origine renouvelable bénéficient d'un tarif fixé par l'autorité publique et garanti sur une certaine période (souvent de l'ordre de 15 ans). Une mesure réglementaire forte accompagne cet instrument d'incitation économique : l'obligation d'achat de l'électricité verte placée sur les compagnies électriques situées dans la zone de desserte.

FIGURE 1. 3 LE FONCTIONNEMENT DES TARIFS D'ACHAT GARANTIS



Source : l'auteur

Pour que le système soit incitatif, le tarif de rachat doit être rémunérateur, donc sensiblement supérieur au prix de l'électricité observé sur le marché (Hansen et Percebois, 2015). Le tarif fixé -qui peut être décroissant dans le temps ou actualisé selon des paramètres prédéfinis- est disponible pour tous les producteurs éligibles dans chaque catégorie. Ces dernières

²⁵ Le chapitre II se concentre sur l'évaluation de la performance de différents instruments.

sont différenciées selon le type de ressource, la taille du projet ou d'autres critères techniques, géographiques ou juridiques. L'instauration d'un tarif d'achat garanti est comparable à une subvention par kWh allouée aux producteurs « verts » et fonctionne comme une taxe sur la pollution pour les énergies les plus polluantes (Lammy, 2004).

Comme la figure 1.3 le montre, les producteurs sont incités à exploiter l'ensemble des sites disponibles pour une technologie renouvelable x jusqu'à ce que le coût marginal de production d'électricité à partir de cette technologie x soit égal au tarif de rachat T proposé par l'autorité publique. La quantité produite par l'ensemble des investisseurs correspond alors à Q . Etant donné que l'autorité de régulation ne connaît pas la courbe de coût marginal de chaque technologie d'une façon précise, Q n'est donc pas connue au moment de la conception de la politique.

Tous les producteurs bénéficient du tarif T y compris ceux dont le coût marginal de production est très inférieur au tarif proposé. En effet, l'existence de sites de qualité inégale est à l'origine de l'attribution d'une rente différentielle (triangle coloré) au profit des projets dont les coûts de production sont les plus faibles, par exemple, ceux situés dans des zones avec les meilleurs vents pour le cas de l'énergie éolienne.

La figure 1.4 présente le fonctionnement d'un système de *feed-in tariffs* classique (nous étudierons ensuite d'autres systèmes de rémunération comme le *feed-in premium*) dans le cadre d'un marché électrique. Les producteurs d'ER n'ont pas à se préoccuper de l'écoulement de leur produit et ils ne sont pas sensibles au prix du marché puisque leur rémunération T est fixée hors marché. Le tarif garanti est en général sensiblement supérieur au prix du marché *spot* de l'électricité. Cette différence (zone 1) détermine le coût de la politique²⁶. Exceptionnellement, le prix *spot* pourrait dépasser la valeur T (Hansen et Percebois, 2015).

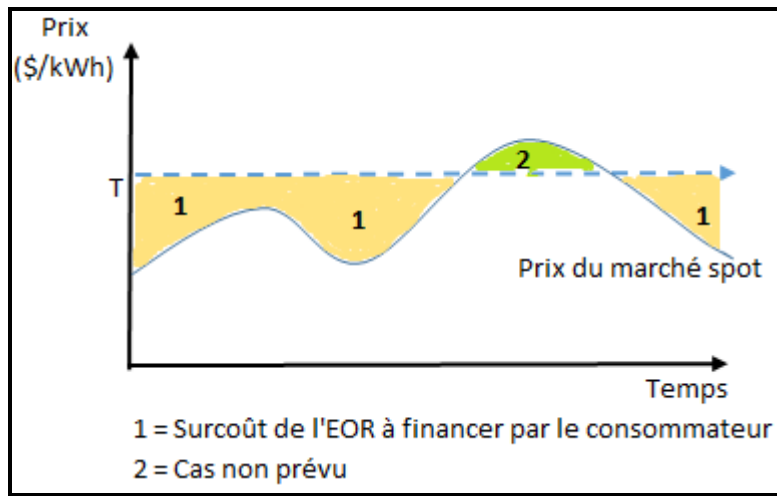
Le financement de la subvention aux producteurs d'ER peut être couvert de plusieurs façons :

- par une hausse des tarifs de l'électricité sur l'ensemble des consommateurs électriques (par exemple en Espagne ou en Italie) ;
- par les seuls clients de l'entreprise contrainte d'acheter l'électricité renouvelable (Allemagne jusqu'en 2000) ;
- par le contribuable à travers une taxe ;
- par d'autres moyens disponibles pour l'Etat : certains auteurs ont proposé d'allouer une partie de la rente d'autres secteurs généralement plus rentables (et plus polluantes) comme celui des hydrocarbures.

L'iniquité entraînée par le système de financement par les seuls clients des compagnies locales, comme c'était le cas en Allemagne, a posé des problèmes aux compagnies électriques et conduit à l'adoption d'autres mécanismes de répartition de la charge du financement (Lammy, 2004).

²⁶ Pour calculer plus précisément le coût total de la politique, il faudrait additionner les coûts administratifs de sa conception et de sa mise en place.

FIGURE 1. 4 LE SYSTEME DE FIT « CLASSIQUE »

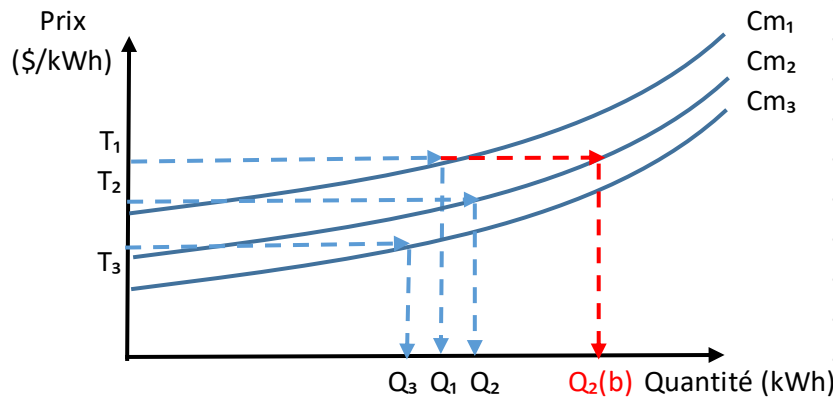


Source : l'auteur, adapté de (Hansen et Percebois, 2015).

Par ailleurs, un des objectifs principaux des politiques de soutien aux ENRe consiste à stimuler le progrès technique des technologies émergentes afin de leur permettre, à terme, de concourir directement dans les marchés avec les technologies plus matures. Cela appelle au principe de « dégressivité des tarifs » afin de stimuler le progrès des technologies dans leurs courbes d'apprentissage (dans la figure 1.5 ci-dessous, le progrès technique se matérialise par une baisse des coûts marginaux). Le maintien d'un niveau de tarifs élevé pendant une longue période peut conduire à un surinvestissement et à une envolée des coûts de la politique (droite en rouge, $Q_2(b)$) ou bien peut décourager les efforts des entreprises pour améliorer leur performance. Bien évidemment, les nouveaux tarifs (T_2 pour l'année 2 ou T_3 pour l'année 3) doivent s'appliquer aux nouveaux projets et ne pas avoir d'effets rétroactifs. Certains pays, comme l'Allemagne, appliquent des taux de dégression annuels et spécifiques par technologie, d'autres pays, comme l'Espagne, appliquent des taux trimestriels²⁷.

²⁷ Le tarif de rachat pour le photovoltaïque (parcs au sol) a été réduit tous les trois mois depuis 2008, avec une baisse de 60% entre 2008 et le deuxième trimestre de 2011 (Batlle et. al., 2011).

FIGURE 1.5 LE PRINCIPE DE DEGRESSIVITE DES TARIFS



Source : l'auteur

2.2 Les éléments de conception des instruments-prix

Il n'existe pas un seul modèle de FIT qui soit plus performant et généralisable pour tous les pays et toutes les technologies. Il existe, en revanche, différents éléments de conception de cette politique qui seront plus ou moins adaptés selon les caractéristiques du contexte (économique, institutionnel, technique, etc.) et selon les objectifs recherchés par la politique de promotion. Dans cette section nous discutons les différents éléments de design d'une politique de FIT en nous basant sur les analyses théoriques et sur l'expérience internationale dans cette matière. L'accent est mis sur les éléments qui peuvent s'avérer déterminants du succès de la politique dans le contexte d'un pays en développement.

a) Éligibilité (admissibilité)

Un système de FIT peut être ouvert à tout type de ressources et technologies d'énergies renouvelables ou bien être restreint à une ou quelques technologies –par exemple celles qui sont plus proches de la compétitivité économique-. Ce critère est lié aux objectifs de diversification du mix électrique et de maîtrise des coûts totaux de la politique. L'éligibilité peut aussi être liée aux besoins de maintien de la stabilité des réseaux ou encore à des objectifs de développement comme la création d'emplois (certaines technologies présentent une plus forte intensité en main d'œuvre).

Trois autres sous-éléments peuvent être considérés au moment de déterminer l'éligibilité des projets : la taille des centrales, la connectivité aux réseaux et la nature juridique des porteurs de projets.

Les principales décisions concernant la taille sont de savoir s'il faut limiter ou pas la taille des centrales et s'il en est ainsi, quels sont les niveaux du plafond et du plancher à appliquer. Il est courant d'établir un plafond de capacité installée pour définir les petites centrales hydroélectriques (normalement moins de 30 ou de 50 MW). De plus, dans beaucoup de pays en développement les réseaux de transport d'électricité ne peuvent pas soutenir de grandes quantités de ENRe, en raison de leur taille ou de leur relative instabilité. En limitant la taille des projets (par ex. des fermes

éoliennes de 50MW maximum), les décideurs peuvent encourager un développement plus équilibré des centrales d'ENRe.

Les FITs sont conçus principalement pour le développement d'unités de production d'électricité connectées aux réseaux nationaux. Cependant, dans des pays en développement où la question de l'accès à l'électricité dans de zones éloignées reste d'actualité, les FITs peuvent spécialement soutenir des applications hors réseaux ou des micro-réseaux au niveau local. L'Equateur, par exemple, inclut dans son système de FITs les unités connectées à micro réseaux décentralisés tandis qu'au Pérou le FIT est conçu exclusivement pour des applications hors réseaux (Rickerson et al, 2007).

Enfin, concernant la nature juridique (entité publique, coopérative, sociétés anonymes, etc.) ou l'origine des investisseurs, la plupart des systèmes de FIT présentent une grande ouverture mais l'on trouve également des cas où certains profils d'investisseurs sont privilégiés. Par exemple, le système de FIT de la Nouvelle-Ecosse (Canada) -*Nova Scotia Community Feed-in Tariff* - restreint l'éligibilité aux investisseurs locaux en établissant les critères à remplir pour être considéré dans ce groupe. Ces cas sont très exceptionnels car ils s'avèrent peu compatibles avec une politique de développement de nouveaux marchés.

b) Différentiation des tarifs

Les systèmes de FITs vont d'un tarif d'achat unique à des tarifs très différenciés selon un large éventail de facteurs. En pratique, les FIT sont différenciés par (Rickerson, 2012) :

- le type d'énergie renouvelable (éolien, photovoltaïque, etc.)
- la qualité des sites (régime de vent forts vs régime de vent faibles)
- la taille du projet
- l'application de la technologie (par ex., parcs au sol vs. panneaux solaires intégrés au bâtiment)
- le type ou la nature juridique des propriétaires (par ex., propriété publique vs privée)
- le contenu de composant locaux des investissements
- les caractéristiques géographiques de l'endroit de l'installation (par ex. une différenciation par régions).

A titre d'exemple, le système de FITs en vigueur actuellement en Equateur (CONELEC 001/13) prévoit des tarifs plus avantageux pour tous les projets installés dans les îles Galápagos par rapport à ceux du continent. Il prévoit également des tarifs différents selon la taille des PCH et selon la ressource, avec un rang qui va de 12 cUSD/kWh pour l'éolien et la biomasse à 35 cUSD/kWh pour les énergies marines.

Dans certains pays les systèmes de FITs peuvent atteindre un niveau de différenciation très détaillé, comme c'est le cas de la loi de FIT de 2008 en Allemagne qui occupe plus de 17 pages (Rickerson, 2012). Un tel niveau de différenciation de tarifs peut favoriser une meilleure atteinte d'objectifs comme : la diversification du mix et la stabilité des réseaux, l'accès à l'électricité, le

développement territorial ou la maîtrise des coûts de l'électricité. En revanche, elle entraîne une complexification administrative qui, si elle est mal gérée, peut affecter l'efficacité de l'instrument.

c) Approches pour la fixation du niveau des tarifs

Un des éléments le plus critique dans la conception d'un système de FITs consiste à définir le niveau « optimal » des tarifs, lequel représente en termes microéconomiques le tarif qui permet d'atteindre l'objectif recherché de développement des ENRe au moindre coût possible pour la société. Dans un contexte d'information imparfaite, l'autorité publique ne pourra que s'approcher de cette valeur optimale. Il s'agit d'établir un tarif suffisant pour assurer la viabilité économique des projets sans entraîner des rentes extraordinaires pour les investisseurs, ce qui se traduirait en un surcoût pour les consommateurs.

Il existe un nombre important d'approches différentes pour la fixation des taux du *feed-in tariffs*. Elles peuvent être regroupées en deux catégories principales : les approches basées sur la valeur de l'électricité et celles basées sur les coûts. En outre, les approches basées sur des enchères concurrentielles, jusqu'à présent peu appliquées, peuvent être interprétées comme une variante du deuxième groupe.

Dans le premier groupe d'approches, les tarifs de rachat sont fixés en fonction de la valeur de l'énergie délivrée. La philosophie derrière ces approches est celle de la neutralité technologique (Grace et al, 2008) c'est-à-dire, le générateur est payé sur la base de la valeur qu'il apporte au système, indépendamment de la technologie renouvelable employée. Une telle valeur peut être mesurée de plusieurs façons : en fonction des prix de gros de l'électricité, des prix de détail ou en fonction des coûts évités de la production électrique à partir d'autres sources plus coûteuses ou moins désirables d'un point de vue environnemental. Les approches basées sur la valeur peuvent également prendre en compte les externalités telles que le changement climatique, les impacts sur la santé de la pollution atmosphérique ou la sécurité d'approvisionnement énergétique. Par exemple, le système de FIT de la Californie prévoit différents tarifs de rachat en fonction du moment de la livraison de l'électricité vendue au réseau, en favorisant (à travers des tarifs plus élevés) les unités de production qui peuvent répondre aux pointes de consommation (Grace et al, 2008).

Les approches fondées sur les coûts fixent les tarifs en fonction du coût de production de l'électricité à partir de chaque technologie d'énergie renouvelable plus un taux de rendement. L'idée derrière ces approches est que chaque type de technologie devrait recevoir des incitations qui permettent d'assurer une rentabilité raisonnable des projets, tout en menant à une diversification du mix ou encore favorisant certaines technologies plus coûteuses. En pratique, les autorités de régulation ont défini le taux de rendement « raisonnable » de façons assez variées (Grace et al., 2008). Dans ce sens, plusieurs critères peuvent servir de base, comme par exemple le taux historique moyen de retour sur l'investissement des compagnies électriques.

La définition des tarifs à partir d'enchères concurrentielles (une variante des approches basées sur les coûts) émerge comme une réponse à la difficulté pour les autorités de régulation de

connaître les vraies courbes de coût marginal des différentes technologies. Elle cherche à assurer le développement des ENRe au moindre coût possible. La Chine, par exemple, a utilisé des enchères compétitives pour fixer les tarifs de l'énergie éolienne et solaire (Rickerson, 2012).

Ces approches présentent des avantages et des inconvénients selon les objectifs recherchés par la politique : l'efficacité économique statique, la diversification du mix électrique, la stabilité des prix, la simplicité administrative du dispositif.

Premièrement, d'un point de vue de l'efficacité des FIT pour assurer les investissements tout en maîtrisant les coûts totaux de la politique²⁸, les approches fondées sur les coûts sont plus susceptibles de fournir aux investisseurs des taux de rendements positifs et donc de soutenir la croissance du marché pour les technologies ciblées avec un contrôle des coûts totaux. En revanche, les approches basées sur la valeur favorisent le développement des technologies dont le coût total (y compris le rendement attendu) est en dessous du tarif établi. Si celui-ci est établi à un niveau très haut, il pourra fortement inciter les investissements tout en entraînant des rentes extraordinaires pour les technologies les plus matures avec comme conséquence le renchérissement de la politique.

Deuxièmement, par rapport à l'objectif de diversification du mix électrique, les approches basées sur les coûts de production facilitent une différenciation des tarifs par technologie et peuvent donc être un outil pour atteindre un mix plus diversifié. A l'opposé, les approches fondées sur la valeur sont moins adaptées pour cibler des technologies spécifiques.

Troisièmement, concernant la stabilité des prix dans les marchés électriques, l'approche adoptée peut avoir des conséquences différentes selon les caractéristiques propres de chaque marché. Certaines études (Rickerson, 2012) signalent que les FITs basés sur les coûts de production peuvent avoir un effet stabilisateur pendant les périodes de volatilité des prix du marché électrique. En effet, dans ces approches, les FITs ne sont pas liés aux prix de marché en restant les mêmes lorsque les prix de l'électricité d'origine fossile (ou d'autres sources) varient. A l'opposé, d'autres auteurs considèrent que ce type d'approches introduit des distorsions au bon fonctionnement des marchés électriques.

Finalement, d'un point de vue de la complexité administrative du mécanisme, les tarifs fondés sur les coûts nécessitent du temps et de l'expertise. Selon les réglementations du pays en question, le calcul des tarifs peut résulter d'un long processus. En revanche, les tarifs basés sur la valeur sont plus faciles à calculer et à administrer ; le principal défi est d'identifier la valeur sur laquelle baser le tarif.

d) D'autres éléments du design des FIT

Un élément important dans la conception d'une politique de FIT réside dans le support juridique de l'instrument. Dans certains cas, le FIT prend juste la forme d'un engagement réglementaire qui est incorporé dans une loi ou un décret (cela est le cas en Espagne). Le régulateur définit un prix à payer pour chaque MWh produit et il s'engage à payer ce prix pour un

²⁸ Le critère de « efficacité économique statique » sera analysé plus en détail dans le chapitre II

certain nombre d'années, mais il n'existe pas un contrat avec une contrepartie explicite. Dans d'autres cas, comme en Allemagne, le mécanisme de FIT, en plus d'être adopté dans une loi, prend la forme d'un contrat d'approvisionnement ayant l'opérateur du système comme contrepartie (Lipp, 2007). Bien évidemment, ce dernier système est plus sûr pour les producteurs parce qu'ils pourront se présenter à la justice plus facilement en cas d'un inaccomplissement du contrat.

Dans la même ligne de pensée que le paragraphe précédent, le type d'entité chargée de l'achat de l'électricité et des paiements des tarifs garantis (un organisme gouvernemental, l'opérateur du réseau de transport ou de distribution, une entité privée, etc.) et surtout sa situation économique-financière peuvent s'avérer des éléments déterminants du succès ou de l'échec de la politique²⁹. De la même manière, les mécanismes de financement de la politique (à travers le consommateur, le contribuable, le financement international, etc.) peuvent avoir une influence décisive sur la crédibilité des paiements des tarifs garantis. Ces mécanismes doivent être crédibles, transparents et durables afin de soutenir le déploiement des ENRe (Elizondo-Azuela et Barroso, 2011). Un FIT bien conçu ne saura pas attirer les investissements si la source de financement de la politique n'est pas jugée viable sur le long terme.

Par ailleurs, deux autres éléments sont à considérer vis-à-vis des paiements des FITs : la durée et la monnaie de ceux-ci. La monnaie des paiements (monnaie locale vs monnaie de référence internationale comme le dollar) devient un facteur important lorsque les projets sont exposés à un risque de change significatif. Cela peut se produire par exemple, si le développeur des ENRe doit faire appel au financement international³⁰. Quant à la durée des tarifs garantis, l'on trouve des FIT de courte durée (3 à 7 ans), durée moyenne (8 à 14 ans) et de longue durée (plus de 15 ans). Elle est liée à d'autres éléments de design comme le niveau des tarifs.

2.3 Les modèles de rémunération des FIT

Après deux décennies d'application de politiques de FIT, plusieurs modèles de rémunération ont émergé. Ceci constitue un élément central dans la conception de politiques de promotion étant donné son influence sur différents critères d'évaluation de la performance, notamment le rapport coût-efficacité de la politique et son adéquation au fonctionnement des marchés électriques.

Dans cette section nous présentons deux catégories de FIT selon leurs systèmes de rémunération. Dans un premier temps, nous discutons les avantages et les inconvénients de quatre modèles de rémunération à prix fixes, modèles dans lesquels le tarif assuré pour l'ER est indépendant du prix de l'électricité dans le marché- Dans un second temps, nous analysons quatre

²⁹ Nous étudions plus en détail l'importance de cet élément dans le chapitre V pour le cas de l'Argentine.

³⁰ Certains pays en développement ont fixé les FIT en dollar afin de faciliter l'accès au financement international et diminuer les risques associés à l'inflation monétaire.

modèles de rémunération à prix variable, dans lesquels le tarif dépend des variations du prix dans les marchés électriques³¹.

2.3.1 Modèles de FIT fixes

Dans le groupe d'instruments de FIT hors marché (*market-independent FIT*), l'option la plus classique consiste à établir un tarif fixe auquel l'ER sera achetée durant la durée du contrat. Le tarif est fixe pour toute la durée, indépendamment des variations du prix de gros de l'électricité (Figure 1.6) et de toute autre variable comme le niveau d'inflation.

A titre d'exemple, l'Allemagne a mis en œuvre ce système lors de la réforme de la loi de promotion de l'année 2000. Le modèle allemand de FIT compense l'absence d'ajustement par inflation en l'incluant dans la formule de calcul des FIT. Les niveaux relativement hauts de tarifs garantis ont encouragé le déploiement des ENRe en Allemagne, grâce à des revenus stables et suffisamment élevés.

Le principal avantage du modèle de prix fixe est qu'il fournit un environnement d'investissements stable, en réduisant le risque pour les producteurs grâce à un flux de revenus prévisibles au cours de la vie du projet. En effet, si les tarifs sont garantis pour une période suffisamment longue (habituellement pour la durée de la vie opérationnelle de la technologie), et sont calculés sur la base des coûts de production, ils sont susceptibles d'améliorer significativement la sécurité des investissements qui est nécessaire pour attirer l'intérêt des investisseurs. En revanche, ce système s'avère peu adapté aux pays ayant des contextes macroéconomiques très instables avec des variations significatives des niveaux de prix. En effet, comme le prix d'achat proposé aux développeurs n'est pas ajustable pour suivre l'évolution de l'économie en général (notamment l'inflation), la valeur réelle des revenus obtenus aura tendance à diminuer au fil du temps.

Le deuxième modèle de FIT est celui de tarifs fixes avec un ajustement par inflation total ou partiel (figure 1.7). Cette indexation couvre les producteurs d'ER contre une baisse de la valeur réelle des revenus des projets due au changement de variables macroéconomiques, notamment l'inflation. En pratique, il existe plusieurs exemples d'application avec des systèmes de calculs différents. Dans quelques pays, l'ajustement s'applique à 100 % des tarifs sur une base annuelle (Irlande), semestrielle ou trimestrielle. Dans d'autres, l'ajustement s'applique seulement à une partie des tarifs : la France par exemple applique un ajustement qui va de 40% à 100% des tarifs selon le type de technologie. L'Espagne, quant à elle, indexe la totalité des tarifs mais en appliquant un taux d'inflation diminué de certains points (Couture et Gagnon, 2010).

³¹ Dans la littérature anglophone, la première catégorie est en général nommée « *fixed-price policies* » ou simplement « *feed-in tariffs* » et la deuxième est nommée « *feed-in premium* »

FIGURE 1. 6 FIT HORS MARCHÉ FIXE

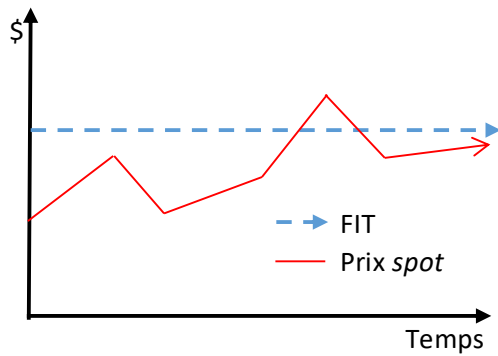
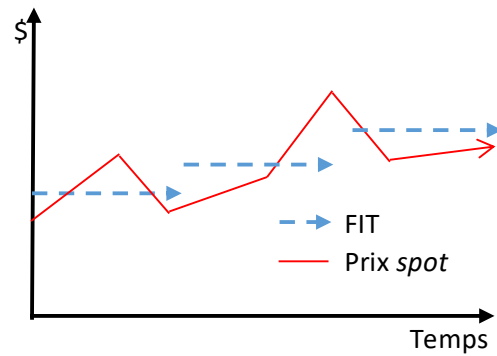


FIGURE 1. 7 FIT HORS MARCHÉ AJUSTABLE



Source : de l'auteur, inspiré de (Couture et Gagnon, 2010).

L'ajustement par inflation des paiements de FIT peut fournir une plus grande valeur pour les producteurs que le modèle de base à prix fixes. Cela peut encourager les investisseurs réticents au risque d'investir dans les énergies renouvelables, grâce au haut degré de sécurité offert par la structure de paiements garantis et grâce à la protection supplémentaire contre l'inflation. Ce modèle peut également être plus facile à mettre en œuvre sur le plan politique en raison des prix initiaux plus faibles. En revanche, à moyen terme ces subventions peuvent représenter une charge lourde pour les consommateurs.

Le troisième modèle est celui de FIT échelonné (tarifs échelonnés de rachat). Il offre des tarifs plus élevés dans les premières années de vie du projet et des tarifs plus bas (selon deux ou plus échelons) dans les années ultérieures ce qui accélère le flux de fonds (Figure 1.8). Un exemple d'application de ce modèle est le système de FIT de la Slovaquie. Dans celui-ci, les tarifs baissent de 5 % après la 5^{ème} année du projet et 10 % après la 10^{ème}. Cette différenciation réduit les coûts à long terme de l'approvisionnement en énergie renouvelable et reflète la baisse des coûts qu'un développeur de projets doit payer au fil du temps. Ce mécanisme a été également utilisé pour compenser partiellement les différences de qualité entre les sites de production pour certains ENRe comme l'éolien (en France, Chypre, Suisse et Allemagne, entre autres). Ainsi, en Allemagne, les projets avec un moindre facteur d'utilisation des centrales électriques reçoivent des tarifs élevés (premier échelon) durant une période plus longue et vice-versa.

Un des avantages de ce modèle de rémunération de FIT est qu'il permet aux producteurs d'ER de bénéficier d'un flux de revenus plus hauts quand c'est nécessaire (pendant la période de remboursements des prêts), tout en laissant les revenus plus faibles (mais toujours sûrs) pour les dernières années de vie des projets. Cette approche permet donc aux producteurs de recevoir le même revenu total qu'ils recevraient par une politique de prix fixe, tout en permettant des bénéfices nets proportionnellement plus élevés grâce à une anticipation du flux de trésorerie.

FIGURE 1. 8 FIT HORS MARCHÉ ECHELONNE

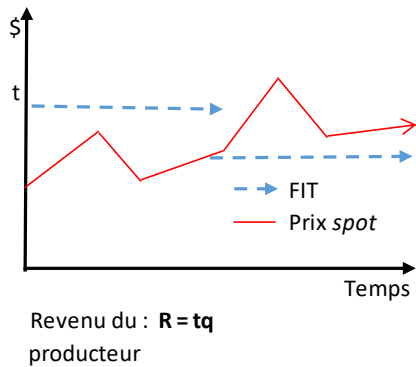
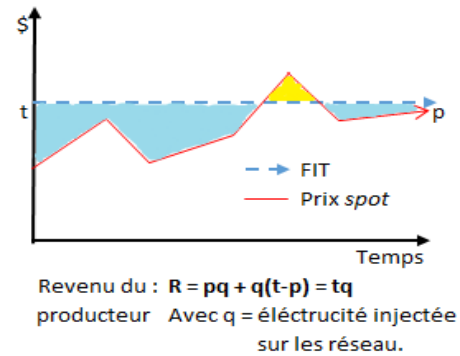


FIGURE 1. 9 FIT FIXE POUR DIFFERENCE



Source : de l'auteur, inspiré de (Couture et Gagnon, 2010) et de (Hansen et Percebois, 2015).

Le quatrième modèle est celui du FIT fixe pour différence avec le marché *spot* (figure 1.9). Le producteur est contraint à vendre son électricité au prix du marché, mais il reçoit un complément de recette qui correspond à la différence entre un prix théorique de référence, garanti pendant la durée du contrat et le prix du marché *spot*. Le producteur reçoit cette différence si le prix garanti est supérieur au prix du marché, mais il la verse dans le cas contraire (Hansen et Percebois, 2015). Le montant des subventions est normalement répercuté sur les factures électriques. Dans ce modèle de politique, si le prix du marché monte, les subventions baissent, et vice versa. Pour cette raison, ce modèle peut être classé dans la catégorie de FIT intégrés au marché, pourtant, du point de vue du producteur il est plus proche des autres modèles traités dans cette catégorie puisque le niveau de rémunération reste fixe. Une variante de cette politique est appliquée aux Pays-Bas. Dans le FIT néerlandais, les coûts supplémentaires sont couverts par une subvention du gouvernement au lieu d'être répercutés sur les consommateurs d'électricité (Couture et Gagnon, 2010).

Ce modèle nommé également « contrats pour différences » (*contracts for differences* selon la terminologie anglaise) est applicable pour les renouvelables mais aussi pour d'autres formes d'énergie. En effet, c'est un mécanisme de ce type qui a été négocié fin 2013 entre le consortium mené par EDF et les autorités britanniques pour le financement de deux réacteurs nucléaires qui devraient être construits en Angleterre (Hansen et Percebois, 2015).

Le principal avantage de cette approche réside dans le fait qu'elle permet une meilleure intégration de l'ER dans les marchés électriques. Le producteur demeure sensible au prix du marché tout en conservant un flux de revenus garanti. En effet, il existe un bon partage de risque entre le producteur et la collectivité (contribuables ou consommateurs) puisque le prix du marché peut être supérieur ou inférieur au prix de référence. Le producteur a la garantie qu'il rentabilisera son investissement dans le cas où le prix de marché demeurerait durablement bas, mais il prend le risque de ne pas profiter d'un prix plus rémunérateur que le prix de référence puisqu'il doit reverser la différence dans le cas d'une hausse des prix de marché (Hansen et Percebois, 2015).

Quant aux possibles inconvénients, le fait que les producteurs d'électricité doivent commercialiser leur produit sur le marché *spot* peut générer une situation désavantageuse pour les

projets les plus petits. En effet, en raison des coûts de transaction supplémentaires pour vendre son électricité sur le marché spot, ce n'est pas le modèle le plus approprié pour les producteurs de taille plus modeste, comme les coopératives locales ou les agriculteurs. Même s'ils peuvent toujours recevoir la même somme totale de paiements, ce mécanisme augmente les coûts de transaction auxquels ils sont confrontés.

2.3.2 Modèles de FIT variables

Les mécanismes inclus dans ce groupe présentent une caractéristique en commun : les producteurs d'électricité renouvelable doivent vendre leur électricité au prix du marché, mais ils reçoivent un complément sous forme d'une prime afin de compenser la différence de coût avec les filières électriques plus mures et/ou afin de reconnaître sa meilleure qualité environnementale. Cette prime peut être fixée en fonction de la quantité d'électricité injectée (prime en \$/MWh) ou en fonction de la capacité installée (prime en \$/MW) ou même en fonction d'un mix « énergie-puissance » (Hansen et Percebois, 2015). Dans tous les cas, la rémunération totale des producteurs (prix de marché plus primes) est variable, même si cette variabilité peut être partiellement limitée dans certains modèles. En pratique, en combinant différents éléments de design, nous pourrions présenter un nombre assez considérable de modèles de FIT variables. Là nous analysons les principaux.

Dans le groupe de modèles de FIT variable (ou dépendants du marché) le premier que nous traitons est celui de tarif premium « classique » (*Feed-in premium*, FIP) qui offre aux producteurs d'ER une prime constante sur le prix du marché électrique (figure 1.10). Cette prime peut être conçue pour refléter les attributs environnementaux et sociaux des énergies renouvelables et/ou pour couvrir leurs coûts de production.

Le mécanisme de tarifs premium fonctionne dans des marchés concurrentiels où le prix de l'électricité fluctue en fonction de l'offre et la demande et, particulièrement, en fonction des prix des énergies fossiles. La rémunération totale reçue par les producteurs d'ER fluctue librement en suivant les prix des marchés électriques : si les prix montent, les producteurs de renouvelables sont mieux rémunérés et vice-versa. Comme pour les approches de tarifs fixes, les montants des primes peuvent être différenciés selon le type de technologie, la taille du projet ou d'autres facteurs afin de faciliter la viabilité économique d'un plus grand nombre de projets.

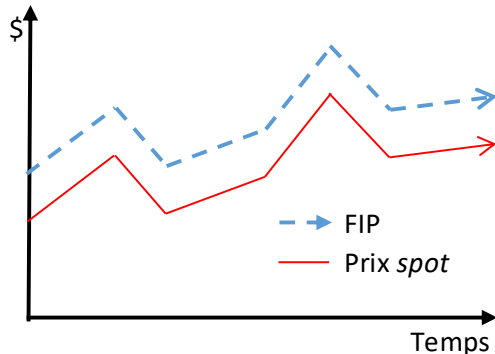
Cet instrument a été mis en œuvre par un nombre croissant de pays (de manière exclusive ou comme un choix face aux tarifs fixes) : la République Tchèque, la Slovénie, l'Estonie, le Danemark, l'Espagne et l'Argentine (Cf. Chapitre V, section 2), entre autres.

Plusieurs auteurs ont signalé le principal atout des tarifs premium par rapport aux tarifs fixes : ils sont plus compatibles avec le bon fonctionnement des marchés électriques dérégulés (Langniß et al., 2009); (Ragwitz et al, 2007 ; Held et al., 2007). Grâce à ce mécanisme, l'électricité renouvelable est vendue sur le marché au comptant, plutôt que à travers des contrats hors-marché. De même, en permettant que la rémunération totale pour les producteurs augmente lorsque le prix de l'électricité augmente, il peut créer une incitation à produire de l'électricité quand c'est le plus

nécessaire. Une meilleure intégration de l'ER facilite l'équilibre entre l'offre et la demande, tout en offrant des avantages supplémentaires pour les opérateurs des réseaux et, in fine, pour la société (Langniß et al., 2009).

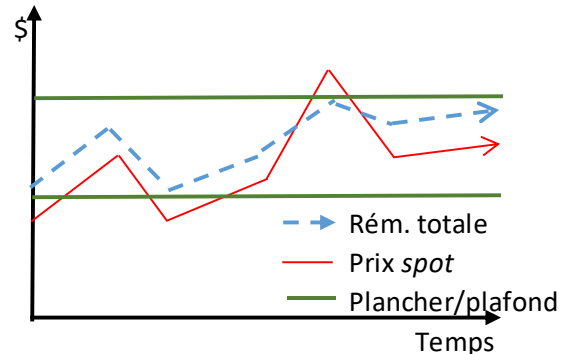
Le principal désavantage du mécanisme de tarifs premium est qu'il peut augmenter considérablement le risque pour les investisseurs et par conséquent les taux de financement des projets. En effet, dû au fait que la subvention est établie au-dessus des prix fluctuants des marchés électriques, il existe un risque significatif que la rémunération soit trop faible ou trop élevée, entraînant des conséquences négatives pour la sécurité des investisseurs et donc pour le déploiement des ENRe. De plus, les tarifs premium ne garantissent pas l'achat de l'électricité ce qui augmente encore plus le risque pour les producteurs. Plusieurs études ont montré que, en moyenne, les politiques fondées sur des tarifs premium sont plus coûteuses par kWh que celles basées sur des tarifs fixes (Ragwitz et al., 2007 ; Held et al., 2007). Ce surcoût a été expliqué principalement par les taux de financement plus élevé (primes de risque).

FIGURE 1. 10 TARIF PREMIUM



Source : l'auteur

FIGURE 1. 11 TARIFS PREMIUM PLAFONNES



La figure 1.11 montre le fonctionnement d'un modèle de tarifs premium variables plafonnés. Ce schéma établit une rémunération minimale et maximale (lignes vertes) pour le producteur. Celui-ci reçoit donc le prix du marché plus une prime variable. Si les prix augmentent, cette prime diminue progressivement jusqu'à atteindre le niveau zéro. Dans ce cas la rémunération du producteur sera égale à la quantité injectée multipliée par le tarif plafond. Dans le cas contraire, si les prix baissent fortement, la subvention augmente progressivement et une rémunération « plancher » est garantie aux producteurs.

Un modèle similaire a été introduit en Espagne à partir de 2007. Il a été conçu, d'une part, pour limiter les bénéfices extraordinaires dont bénéficiaient les producteurs d'éolien lorsque les prix de l'électricité augmentent d'une façon inattendue et, d'autre part, pour assurer une

rémunération minimale raisonnable dans le cas où les prix baissent considérablement (del Río, 2008). Le montant de la prime varie dans un intervalle pr  tabli ce qui aide à garder la rémunération réelle des producteurs plus proche des coûts totaux des projets.

Bien que cette option de politique soit plus complexe à concevoir que les mécanismes précédents, et malgré le fait qu'elle ne propose pas une rémunération constante comme les modèles de tarifs fixes examinés ci-dessus, elle a un certain nombre d'avantages par rapport au *feed-in tariff* et au *feed-in premium* « pures » (Couture et al., 2010).

Premièrement, bien que la rémunération aux producteurs soit encore dépendante des prix du marché, elle ne l'est plus linéairement. De cette manière, le mécanisme conserve l'incitation à produire de l'électricité en périodes de forte demande, tout en atténuant les effets de la volatilité des prix dans les flux de revenus des projets. Deuxièmement, le modèle de tarifs premium variable a aussi l'avantage de réduire les risques pour les investisseurs en assurant une rémunération minimale tout en réduisant les risques pour la société grâce à l'introduction d'un plafond. Cette dernière innovation aide également à diminuer les coûts pour la société en réduisant les risques d'une rémunération excessive lorsque les prix du marché augmentent, tandis que la première offre une protection contre les chutes inattendues des prix de l'électricité.

Le mécanisme de tarifs premium plafonnés conserve donc un certain nombre d'avantages des modèles de tarifs premium, tout en évitant certains inconvénients. Il représente une conception de FIT plus compatible avec le fonctionnement des marchés électriques tout en assurant la protection nécessaire contre les deux mouvements de prix, ascendants et descendants. Il comporte donc un partage des risques entre consommateurs et investisseurs.

Le troisième modèle de FIT variable que nous analysons est celui du tarif premium en pourcentage, lequel établit le pourcentage du prix de détail auquel l'électricité d'origine renouvelable sera achetée (figure 1.12). Ce pourcentage peut être établi au-dessus, au même niveau ou au-dessous du prix moyen de l'électricité.

Dans ce modèle, la rémunération totale versée aux producteurs d'énergie renouvelable est entièrement dépendante de l'évolution du prix de marché de l'électricité (de la même manière que le modèle de tarif premium de la figure 1.10). Cela signifie que si les prix augmentent soudainement, les producteurs d'énergie renouvelable sont susceptibles de bénéficier de gains exceptionnels, tandis que s'ils diminuent soudainement, ils sont susceptibles de tomber au-dessous du seuil de recettes nécessaires pour assurer la rentabilité des projets. Cette exposition à la volatilité des marchés qui n'ont aucune relation immédiate avec les coûts de production des ENRe rend cette option de politique nettement plus risqu  e du point de vue des producteurs, puisque les flux de tr  sorierie dépendent fortement des facteurs externes au projets eux-mêmes -i.e. ils dépendent des fluctuations des prix des énergies fossiles-.

Ce modèle a été utilisé en Allemagne et au Danemark dans les années 1990 pour stimuler le développement de l'énergie éolienne, ainsi qu'en Espagne entre 2004 et 2006 (Jacobsson, 2008 ; Del Río, 2008). En effet, entre 1991 et 2000 la politique allemande de promotion des ENRe était basée sur un mécanisme qui assurait une rémunération variable, établie comme un pourcentage du prix de détail de l'électricité avec un maximum de 90 % (ce pourcentage variait

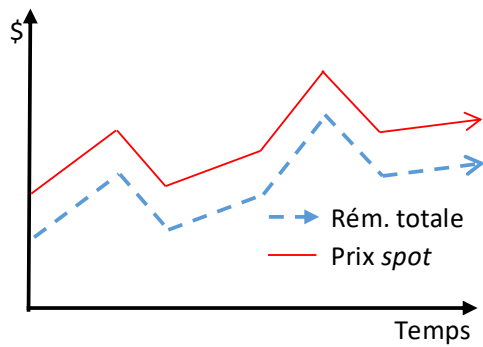
selon le type de technologie et la taille des projets) (Jacobsson, 2008). Le Danemark avait appliqué une politique similaire avec un pourcentage de 85% tandis qu'en Espagne les pourcentages vont de 80% à 575% (del Río, 2008).. L'Allemagne a abandonné ce modèle de rémunération variable dans l'année 2000, le Danemark l'a abandonné en 2001 et l'Espagne a changé de modèle en 2006.

Plusieurs raisons expliquent ce basculement des politiques. En Allemagne, le passage à un modèle à prix fixes sur la base de coûts de production des différentes technologies de ENRe a été réalisé pour accroître la sécurité des investisseurs au moyen de prix plus stables. Le gouvernement allemand cherchait à la fois à accélérer le déploiement des ENRe et à diversifier les technologies qui bénéficiaient de la politique de FIT. Au Danemark, le changement a été en grande partie expliqué par la décision du gouvernement d'adopter des mécanismes de soutien qu'on considérait plus compatibles avec les marchés électriques libéralisés –les certificats verts négociables- et aussi par un moindre intérêt du gouvernement pour les ENRe. Enfin, le changement de modèle en Espagne a été motivé principalement par la nécessité d'un meilleur contrôle des coûts étant donné que l'augmentation des prix de l'électricité en 2005-2006 avait entraîné un renchérissement de la politique (del Río, 2008).

Le dernier modèle de rémunération de FIT que nous analysons est celui de FIT avec une prime par puissance. Dans ce modèle, la rémunération totale des producteurs est composée par : le prix du marché de l'électricité injectée plus une prime dont le montant est indépendant de la quantité d'électricité injectée puisqu'il est fonction de la seule puissance (figure 1.13). Cette prime peut être calculée chaque année, donc ajustée au fil du temps en fonction de divers aléas (prime déterminée ex post), ou fixée au moment de l'investissement sur l'ensemble de la période d'amortissement de l'investissement (prime ex ante) (Hansen et Percebois, 2015). D'ailleurs, elle peut être fixe ou variable par MW installé.

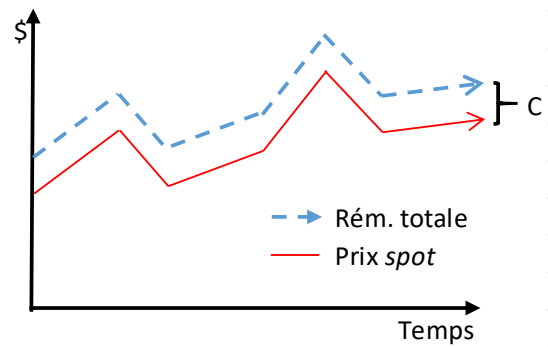
« Si la prime est suffisamment élevée, cela permet à l'investisseur de récupérer facilement une part importante de ces coûts fixes, lesquels représentent une proportion généralement élevée du coût total des renouvelables. L'injection de l'électricité lui procure un revenu complémentaire variable lui permettant de financer les soldes des coûts fixes et de couvrir les coûts variables, généralement très modestes. C'est au régulateur de bien évaluer le niveau de la prime afin que ce producteur ne bénéficie pas d'un effet d'aubaine trop fort » (Hansen et Percebois, 2015).

FIGURE 1. 12 TARIFS PREMIUM EN POURCENTAGE



Revenu du : $R = \beta pq$
 producteur Avec β = prime par %

FIGURE 1. 13 TARIFS PREMIUM PAR PUISSANCE



Revenu du : $R = C + pq$ avec:
 producteur C = prime ann. par MW installé

Source : de l'auteur, inspiré de (Couture et Gagnon, 2010).

2.4 *Feed-in tariffs* vs *feed-in premium* : avantages et inconvénients

Afin de simplifier l'analyse comparative des instruments, nous prenons en compte les deux modèles principaux de tarifs de rachat, celui de *feed-in tariffs* (FIT) et celui de *feed-in premium* (FIP).

Le premier et principal avantage de FIT c'est qu'il offre un bon degré de certitude aux investisseurs grâce à un flux de revenus connu au moment de l'investissement, revenus non exposés à la volatilité des prix dans les marchés électriques et qui ne devraient donc pas varier substantiellement tout au long de la durée du projet. De plus, le FIT diminue les barrières à l'entrée pour les producteurs des renouvelables car ils bénéficient d'une obligation d'achat de l'électricité qu'ils produisent et donc ils n'ont pas besoin de trouver des acheteurs. Du point de vue du régulateur, les coûts administratifs de ce mécanisme sont relativement bas. Le FIT peut s'avérer un bon instrument pour assurer le décollage des technologies d'énergie qui ont traversé la face initiale de recherche et développement mais qui ne sont pas encore parvenus à un degré de maturité suffisant pour leur assurer une place significative dans les marchés (Ragwitz et Steinhilber, 2013).

Comme le signalent Hansen et Percebois (2015), le système de FIT a eu le mérite de favoriser le décollage rapide de la production de l'éolien et du solaire photovoltaïque, notamment en Europe. Cependant, plusieurs expériences (particulièrement en Allemagne et en Espagne) montrent qu'en situation d'asymétrie d'information, les pouvoirs publics ont été trop généreux dans la fixation des prix d'achat garantis ce qui a engendré un surcoût non négligeable pour les consommateurs. En effet, l'inconvénient le plus évident du FIT est qu'il est difficile pour le régulateur de fixer un niveau « optimal » des rémunérations de manière à stimuler les investissements sans entraîner de rentes extraordinaires. Le régulateur ne connaît pas avec précision la courbe de coût marginal des producteurs. Dans une telle situation d'asymétrie d'information, il y a un risque assez important que le tarif soit établi à un niveau trop haut et, par conséquent, qu'il incite des investissements massifs et un renchérissement de la politique.

Le second désavantage des FIT est lié à la déconnection des prix de soutien avec les prix de marché (insensibilité aux prix spot) ce qui engendre à terme des effets pervers sur le fonctionnement du marché, par exemple des prix négatifs. Etant rémunérés hors marché, les producteurs de renouvelables ne sont pas incités à réagir aux signaux prix du marché spot pour réduire les déséquilibres entre l'offre et la demande. Cela est particulièrement vrai pour les centrales « dispatchables »³² (*dispatchable energy technologies*), comme celles de biomasse ou les petites centrales hydroélectriques avec des réservoirs qui pourraient réguler leur production électrique en fonction des besoins du marché (Batlle et al., 2011).

³² Les centrales qui ont la capacité d'effectuer des suivis de charge sont dites *dispatchables*, terme anglais qui signifie répartissable ou programmable.

A l'opposé, le système de FIP s'avère plus compatible avec le fonctionnement des marchés spot car il responsabilise le producteur qui doit vendre son électricité. Certains auteurs (Hansen et Percebois, 2015) défendent particulièrement le système de FIP avec une prime fixée ex post et non ex ante et en fonction de la puissance installée et non de la quantité d'électricité injectée. Une prime fixe ou variable par MW installé rappelle le principe du marché de capacité et, si calculée ex post, elle tient compte de l'évolution des prix sur le marché spot permettant une rémunération totale modulable afin d'éviter l'apparition de rentes excessives.

Dans tous les cas, avec le système de FIP, le producteur prendra plus de risques qu'avec le système FIT puisque sa rémunération sera *in fine* variable (une partie importante de son revenu étant calée sur le prix spot).

Par ailleurs, certains auteurs (Batlle et al., 2011) signalent que le système de FIP peut créer des avantages concurrentiels en faveur des compagnies traditionnelles des marchés électriques et au détriment des nouveaux petits producteurs. En effet, les firmes dominantes (firmes ayant la capacité d'influencer fortement les prix des marchés spot) peuvent agir stratégiquement en faisant augmenter ou diminuer les prix spot et, par conséquent, elles influencent le montant des subventions à l'ER dont elles bénéficient aussi. Cela peut être un problème dans les pays où les ENRe occupent déjà une place importante dans le mix électrique. C'est le cas de l'Espagne où l'éolien et le solaire expliquent une partie significative de l'électricité produite. Dans le cas espagnol le système de FIT a été remplacé par le FIP en 2004. Avant cette année, un nombre considérable de nouveaux petits producteurs d'énergie éolienne se sont intégrés au marché électrique. Après la réforme, ce sont les compagnies électriques traditionnelles qui ont construit la plupart de la nouvelle capacité installée.

3. Analyse théorique des instruments-quantités

Si le régulateur choisit une approche par les quantités, il fixera une quantité cible d'ENRe qu'il cherchera à atteindre à partir de deux mécanismes principaux : les appels d'offres ou les quotas avec des certificats négociables. Ces instruments présentent des éléments de conception spécifiques qui peuvent conduire à des résultats très divergents.

3.1 Le système d'appels d'offres ou d'enchères concurrentielles

Le système d'appels d'offres pour l'incitation au développement des énergies renouvelables a été déjà appliqué dans les années 1990 par plusieurs pays européens (le Royaume Uni, la France, l'Irlande). Or, ce mécanisme a été considéré peu efficace³³ et il a perdu de l'intérêt pour les pouvoirs publics et pour les analyses académiques qui se sont centrées davantage sur les tarifs d'achat garantis et sur les marchés de permis.

Cependant, ces dernières années, le système d'enchères concurrentielles (SEC) a repris de l'importance après avoir surmonté certains des problèmes concernant la conception et la mise en œuvre de cet instrument. Il est aujourd'hui utilisé comme instrument de promotion par une cinquantaine de pays³⁴. Parmi ses défenseurs, la Commission Européenne l'a considéré dans un de ces derniers rapports (CE, 2013) comme le mécanisme le plus efficace (relation coût efficacité) pour la promotion des ENRe, à condition d'être bien conçu.

Les EC ne sont pas exclusives de la promotion des ENRe, leur champ d'application (et d'apprentissage) est beaucoup plus large. En effet, les enchères ont été largement utilisées pour allouer des biens publics tels que les licences de télécommunication, ainsi que pour adjudger différents types d'énergie (Del Rio et Linares, 2014). L'Amérique latine en particulier (Le Brésil, le Pérou, l'Uruguay, l'Argentine) est une région où les enchères sont utilisées dans le domaine des ENRe et, par conséquent, elle offre des cas instructifs pour l'analyse de la performance de cet instrument.

3.1.1 Définition et règles générales

³³ Les trois pays leaders de l'éolien en Europe (L'Allemagne, L'Espagne et Le Danemark) ont installé, grâce à la stimulation par les FITs, une capacité de production 60 fois supérieure en 1999 à celle des pays ayant adopté les enchères concurrentielles (Menanteau et al., 2003).

³⁴ Le SEC est employé (soit seul, soit d'une façon complémentaire avec d'autres mécanismes) par plusieurs pays en Amérique Latine, au Québec, en Californie, en Inde, en Chine, en Arabie Saoudite, en Turquie, en Afrique du Sud, parmi d'autres. D'ailleurs, d'autres pays ont manifesté leur intérêt pour appliquer ce mécanisme.

Une vente aux enchères est une procédure d'allocation fondée sur un critère d'évaluation précis qui est spécifié par l'autorité de régulation et un ensemble de règles prédéfinis, accessibles au public, visant à allouer des objets ou des produits (par exemple des contrats) sur la base d'une offre financière. Elle est transparente en raison du fait qu'elle est basée sur un ensemble de règles déterminées par l'autorité de régulation et connues en avance par les soumissionnaires. Le prix est défini sur la base des résultats des offres financières (Maurer et Barroso, 2011).

Une vente aux enchères peut être décrite par trois règles clés, à savoir (i) l'appel d'offres, (ii) la compensation, et (iii) la tarification. Les règles d'appel d'offres définissent la manière dont les offres doivent être structurées et le moment où elles peuvent être soumises. Par exemple, ces règles peuvent spécifier que les investisseurs doivent soumissionner juste un prix, ou un ensemble de prix et de quantités. Ces règles peuvent également préciser que les offres doivent être soumises une seule fois ou successivement en réponse à des offres faites par d'autres participants (enchères dites dynamiques). Les règles de compensation indiquent la méthode à partir de laquelle les soumissions seront comparées afin de déterminer le ou les gagnant(s) et l'allocation des produits (ou des contrats). Les règles de tarification permettent de déterminer le prix auquel la transaction sera close. Par exemple, dans une vente aux enchères standard où le commissaire-priseur vend plusieurs unités d'un même objet ou produit, les gagnants peuvent soit payer le prix de leur offre, soit payer un prix égal à l'enchère perdante la plus élevée (i.e. un prix uniforme pour tous) (Maurer et Barroso, 2011).

Dans ce travail, nous nous focalisons sur l'analyse des règles des enchères concurrentielles comme mécanisme pour promouvoir les investissements dans la production d'électricité d'origine renouvelable. Ainsi, les investisseurs et producteurs potentiels d'ER entrent en concurrence pour l'obtention de contrats à prix fixes lors de phases d'enchères concernant une quantité déterminée par les pouvoirs publics, formulée en puissance installée (MW) ou en production (MWh). A partir des appels d'offres, l'autorité régulatrice définit donc un marché protégé pour une quantité donnée d'ER avec des contrats qui garantissent l'achat de l'électricité à un prix donné pendant un certain nombre d'années (Lamy, 2004). La différence fondamentale avec le système de FIT est que la quantité est prédéfinie par le régulateur tandis que le prix à payer est inconnu *ex ante* puisqu'il est le résultat des offres soumissionnées. L'Etat maîtrise donc le volume de la puissance (et indirectement celui de l'énergie) qui sera installée, mais il ne maîtrise pas complètement le prix auquel le MWh sera acheté aux producteurs. Il ne connaît pas a priori l'allure de la courbe de coût marginal des ENRe (Hansen et Percebois, 2015).

L'organisation du système d'enchères et la détermination du prix à attribuer aux gagnants, qui seront discutés dans la section suivante, sont deux éléments centraux à considérer au moment de la conception de la politique. De plus, d'autres éléments essentiels peuvent fortement conditionner la performance de l'instrument (Del Rio et Linares, 2014) ; ce sont :

- Les pénalités pour la non-conformité des délais de construction des projets approuvés. Ces pénalités peuvent être établies par un montant fixe (par exemple, une garantie par projet comme aux Pays-Bas) ou peuvent être modulables selon le temps de retard (comme au Danemark ou en

Inde). Elles peuvent également être fixées par MW (comme au Québec, en Inde, au Pérou et en Argentine), par kWh (Danemark) ou en tant que pourcentage de l'investissement réalisé (Brésil).

- L'éligibilité technologique : les appels d'offres peuvent être technologiquement neutres (à savoir, toutes les technologies sont incluses dans le même appel d'offres) ou ils peuvent être spécifiques à une technologie.

- Autres éléments de design : la durée des prix garantis (normalement entre 15 et 20 ans), la taille minimale et maximale des projets éligibles, l'exigence d'un certain pourcentage de composants nationaux.

3.1.2 Les différents procédures d'enchères : analyse de leur performance théorique

Concernant la sélection parmi les offres soumissionnées, plusieurs critères peuvent être pris en compte par l'autorité publique : la crédibilité technique de l'installation, l'impact socio-économique (création d'emplois, part de composants nationaux, etc), l'obtention des permis de construire, entre autres (Lamy, 2004). Néanmoins, le prix proposé dans chaque offre reste le critère principal de sélection. Il existe plusieurs procédures d'enchères comportant des règles différentes pour la soumission des offres et pour la sélection parmi elles.

a) Les enchères à prix uniforme

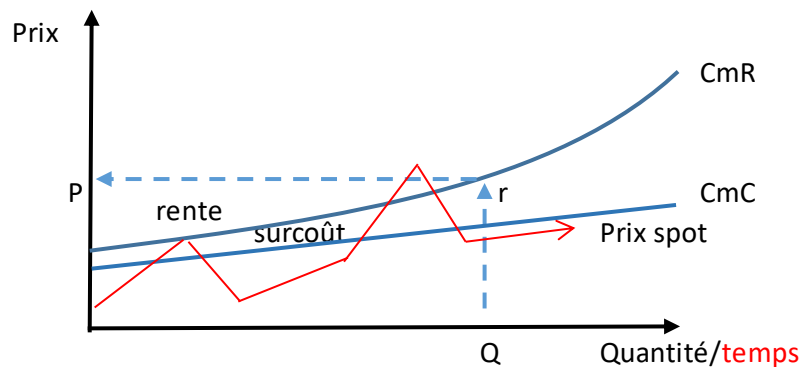
Avec ce système, les producteurs soumissionnent leurs offres sous plis scellés à la date indiquée dans l'appel. Au moment de la sélection des offres, l'autorité publique additionne les quantités proposées dans les offres retenues jusqu'à atteindre la quantité recherchée. La particularité de ce système est que tous les producteurs reçoivent le même prix d'équilibre et non pas le prix que chacun d'entre eux avait proposé. Ce prix d'équilibre, ou prix-limite, est celui de la dernière offre retenue ou celui de la première offre rejetée. Les pouvoirs publics se réservent généralement le droit de ne pas retenir toutes les offres jusqu'au seuil indiqué s'ils estiment que les prix demandés sont excessifs.

Dans la figure 1.14, P est le prix payé pour le dernier projet retenu qui permet d'atteindre la quantité Q. Dans une analyse *ex ante* (lors de la conception de la politique) la subvention implicite attribuée à chaque producteur sélectionné correspond à l'écart entre le prix d'équilibre P et le point respectif de la courbe de coût marginal de production (CmR) de l'ER. Afin de estimer le coût total de la politique, il faudrait ajouter au total des subventions la surface représentant la différence entre CmR et CmC. Notons que le graphique repose sur l'hypothèse que l'ER est plus coûteuse que celle d'origine conventionnelle, ce qui n'est plus le cas pour toutes les technologies dans tous les pays. La surface nommée « surcoût » peut donc disparaître. Dans une analyse *ex post* les subventions allouées aux producteurs peuvent être calculées par différence entre le prix d'équilibre et les prix *spot* de l'électricité dans la période couverte par le contrat.

Un avantage de ce type d'enchères est qu'il attire la participation des « petits » soumissionnaires ce qui augmente la concurrence (Maurer et Barroso, 2011). Un autre argument en faveur de ce système repose sur le fait qu'il est raisonnable de payer le même prix puisque tous les producteurs fournissent le même produit : de l'électricité d'origine renouvelable. En outre, il peut inciter les producteurs à révéler leur « vrais » coûts de production en faisant des offres réalistes : « Un producteur faisant une offre très au-dessus de son coût réel prend le risque de n'être pas retenu et son intérêt est d'éviter cela. Dans tous les cas, il bénéficiera du prix-limite et n'a donc pas intérêt à tricher en proposant un prix surévalué » (Hansen et Percebois, 2015).

Le principal inconvénient de ce système de prix uniforme, nommé aussi « enchères à la française » (Hansen et Percebois, 2015), est qu'il est à l'origine d'une rente différentielle pour certains producteurs de renouvelables puisque, ayant différents coûts de production, ils reçoivent tous le même prix P. Cette rente correspond donc à la différence entre le prix d'équilibre et le prix proposé par chaque producteur (représentés par la courbe de CmR). Evidemment, cela augmente le coût de la politique à payer par le consommateur ou par le contribuable. En raison de ces inconvénients, le système d'enchères à prix uniforme qui avait été appliqué entre autres par la France et le Royaume Uni a été substitué par d'autres mécanismes.

FIGURE 1. 14 LES ENCHERES « A LA FRANÇAISE »



CmR= Coût marginal de production de l'EOR
 CmC= Coût marginal de l'éct. conventionnelle
 Q= Electricité (MWh ou MW) mise aux enchères
 P= Prix limite résultant des enchères
 Revenu : $R = P \cdot Q$

Source : l'auteur.

b) Les enchères discriminantes (prix par offre)

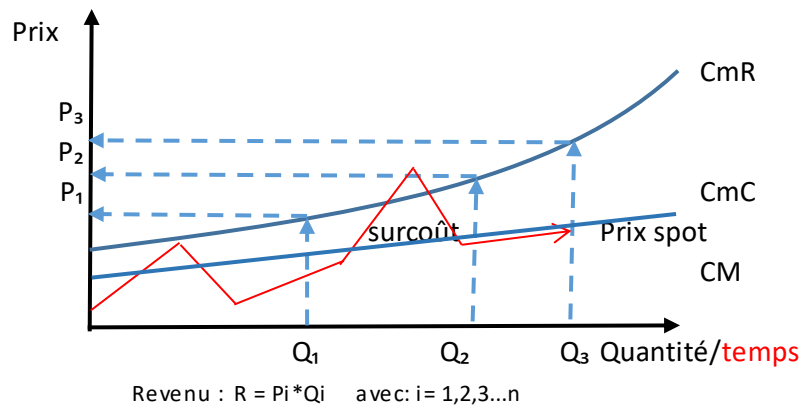
Ce système est nommé également « enchères à l'Hollandaise » ou en Anglais « *paid as bid* ». Depuis quelques années, plusieurs pays comme le Pérou ou le Panama appliquent ce système d'appels d'offres discriminantes (Maurer et Barroso, 2011).

Les producteurs soumissionnent de la même manière que dans le système précédent et la procédure de sélection des gagnants est la même. Le commissaire-priseur rassemble toutes les offres et crée une courbe d'offre globale correspondant à la quantité recherchée (la demande). Le prix d'équilibre est déterminé lorsque l'offre égale la demande. Cependant, à la différence du système précédent, les producteurs retenus reçoivent le prix qu'ils ont demandé et non le prix d'équilibre. Il s'agit donc d'enchères discriminantes puisque le prix varie d'un producteur à l'autre (Hansen et Percebois, 2015). L'avantage pour le bien-être collectif est clair : la rente différentielle disparaît.

Cependant, cet avantage peut se réduire à cause d'un possible comportement spéculatif des producteurs ce qui est associé au syndrome de la « malédiction du vainqueur » : « *Le vainqueur est déçu s'il se rend compte qu'il n'a gagné que grâce à une offre inférieure à celle de ses concurrents. Anticipant cette malédiction, il va avoir tendance à revoir son prix d'offre à la hausse : cela réduit certes la probabilité d'être retenu, mais en cas de victoire son gain sera supérieur. Comme tous les producteurs font le même constat, ils vont surestimer leur prix d'offre et, ainsi, la courbe du merit order a tendance à se déplacer vers le haut, ce qui est coûteux pour le consommateur* » (Hansen et Percebois, 2015).

Par ailleurs, contrairement aux enchères à prix uniforme, ce système est moins favorable aux petits producteurs car il existe un problème d'asymétrie d'information par rapport aux gros producteurs. En effet, la recherche d'information afin de connaître les offres potentielles d'autres producteurs peut s'avérer trop coûteuse pour les plus modestes. Il existe également un risque de collusion (Hansen et Percebois, 2015) : si un nombre réduit de gros producteurs soumissionnent, ils peuvent s'entendre pour faire des offres communes plus élevées. Dans ce système l'autorité d'application a donc un rôle important à jouer pour assurer une vraie concurrence lors des enchères.

FIGURE 1. 15 LES ENCHERES « A LA HOLLANDAISE »



(1) le producteur 1 propose la quantité Q_1 au prix P_1 et reçoit P_1

(2) le producteur 2 propose la quantité Q_2 au prix P_2 et reçoit P_2

Source : l'auteur

c) Les enchères dynamiques descendantes

Ce système, moins connu et moins analysé dans le domaine des énergies renouvelables, cherche à surmonter certains des inconvénients des systèmes précédents.

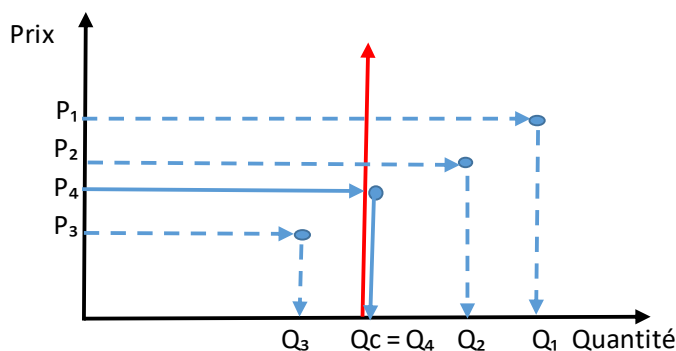
Comme dans les autres modèles, l'autorité publique cherche à couvrir une certaine quantité cible (en énergie ou en puissance) d'énergies renouvelables. Cependant, le prix d'équilibre ne résulte pas des offres à plis scellés mais d'un processus dynamique de découverte de ce prix. Le régulateur propose d'abord un prix qu'il considère raisonnable et attend les offres des investisseurs potentiels. Si la somme des quantités proposées dans les offres est supérieure à la quantité cible, alors le régulateur ouvre une seconde phase en proposant un prix plus bas. Au contraire, si les quantités offertes sont insuffisantes par rapport à la cible, il devra augmenter le prix. Le processus continue de la même façon jusqu'à ce que la différence entre les quantités cible et proposée disparaisse ou jusqu'à ce que l'offre excédentaire soit négligeable. Les gagnants sont les soumissionnaires qui ont offert une certaine quantité au prix d'équilibre. Evidemment le prix sera le même pour toutes les offres retenues. La figure 1.16 ci-dessous illustre le fonctionnement de ce mécanisme.

Le principal avantage du modèle d'enchères dynamiques est qu'il permet aux soumissionnaires d'ajuster leurs offres en fonction des informations révélées pendant le processus. Il permet donc d'atténuer l'effet du syndrome du vainqueur. Toutefois, lorsque la concurrence n'est pas très forte, le fait de révéler beaucoup d'information peut être contre-productif parce que les investisseurs peuvent utiliser ses informations pour coordonner leurs offres, ce qui augmenterait le prix final des enchères. Il existe donc une ligne fragile entre la découverte des prix et la précaution face aux collusions, ligne qui ne doit pas être franchie lors de la conception du système d'enchères.

Ce mécanisme cherche donc à faciliter la « découverte des prix », à savoir, il permet aux soumissionnaires de réviser leur prix à la lumière des informations reçues sur le comportement

des autres participants aux enchères et ainsi diminuer les prix. Pourtant, il n'est pas sûr que cette modification de comportement se produise en pratique. Ainsi, une étude de Harbord et Pagnozzi (2008) sur les ventes aux enchères colombiennes montre qu'aucun des participants n'avaient modifié ses prix de réserve lors du processus. Des nouvelles recherches empiriques sont nécessaires pour confirmer cette hypothèse.

FIGURE 1. 16 LES ENCHERES DYNAMIQUES



Q_c = quantité cible

Le régulateur propose le prix P₁ et les producteurs soumissionnent Q₁

Le régulateur propose le prix P₂ et les producteurs soumissionnent Q₂

(...)

Finalement, Q₄=Q_c et donc P₄ est le prix d'équilibre

Source : l'auteur

d) Les enchères hybrides

Les enchères hybrides ou « enchères à la brésilienne » cherchent à combiner les meilleures caractéristiques des deux approches précédentes, en vue d'une plus grande efficacité. Ce mécanisme est organisé en deux phases. La première phase, qui correspond aux enchères dynamiques, est celle de la découverte des prix. Après une ou plusieurs phases pendant lesquelles les prix diminuent progressivement, cette phase se ferme avec un certain nombre de participants qui continueront dans l'étape suivante. Ensuite, la phase deux ouvre une dernière phase d'enchères afin de classer les offres finales des soumissionnaires « pré-qualifiés ». Mais, étant donné que seulement un petit nombre de soumissionnaires peuvent encore participer, il est préférable de passer à des offres à plis scellés afin de minimiser le risque de collusion et d'encourager une baisse des prix. Finalement, chaque offre finale retenue bénéficiera du prix proposé dans chacune d'elles.

Ce mécanisme d'enchères concurrentielles est appliqué depuis 2004 dans le secteur électrique brésilien. Il sera étudié plus en détail dans la partie du chapitre V consacrée au secteur électrique du Brésil.

3.1.3 Les avantages et les inconvénients du système d'appels d'offres

Nous proposons ci-dessous un premier bilan des principaux avantages et inconvénients du système d'enchères concurrentielles. Parallèlement, nous discutons certains éléments de conception qui pourraient atténuer les inconvénients ou renforcer les bienfaits de l'instrument.

Les avantages

- Coût de la politique comparativement plus bas : ce moindre coût peut être expliqué, au moins, par deux facteurs. D'abord, dans un système d'enchères à prix discriminants, la rente différentielle pour les producteurs de renouvelables disposant des sites les plus favorables disparaît. Ensuite, certains auteurs (Batlle et al. 2012) soutiennent que ce système facilite l'apparition d'économies d'échelle. Les enchères centralisées offrent une opportunité aux acteurs du marché de créer des partenariats et de construire des projets d'une plus grande taille.
- Incitation à la réduction des coûts et des prix au fil du temps : plusieurs expériences dans différents pays montrent que le haut degré de concurrence entre les producteurs suscité par les enchères encourage une baisse des coûts et des prix (Del Rio et Linares, 2014).
- Haut degré de sécurité pour les investisseurs une fois que les projets ont été adjugés : les projets retenus bénéficient des prix garantis pendant toute la durée du contrat. De la même manière que le FIT, le mécanisme diminue donc le risque pour les producteurs qui ne sont pas exposés aux variations des prix du marché spot.
- Meilleure maîtrise des quantités et du coût total de la politique : d'une part, à partir de phases successives d'appels d'offres (lesquels peuvent être différenciés par région et par technologie), le régulateur contrôle plus facilement les quantités totales d'investissement et de production de ENRe. Indirectement, cela permet aussi une meilleure maîtrise du coût total de la politique. D'autre part, ce mécanisme soulage le régulateur de la tâche d'identification des « bons prix » à payer pour le soutien des différentes énergies renouvelables car ces prix seront révélés au moyen des offres soumissionnées.

Les inconvénients

- Faible diversité technologique : les enchères technologiquement neutres se sont avérées peu efficaces pour promouvoir le déploiement des technologies relativement moins matures. A titre d'exemple, cela a été constaté en Angleterre, où un faible nombre de sites et de technologies ont été développés (Del Rio et Linares, 2014). Cet inconvénient peut pourtant être facilement surmonté en établissant des enchères spécifiques par technologie ou par région.

- Coût de transactions : les appels d'offre présentent des coûts relativement plus hauts par rapport au système de FIT mais plus faibles par rapport au système de quotas avec certificats négociables (Batlle et al., 2012). Or, l'attribution de subvention au terme d'une procédure de mise en concurrence introduit de fait un nouvel élément d'incertitude, les coûts de préparation des propositions restant à la charge des porteurs de projets en cas d'insuccès (Menanteau et al. 2003). Cela peut décourager notamment les petits producteurs.

- Faible acceptabilité sociale : les enchères tendent à encourager la construction de grands projets dans peu de sites. Dans certains cas, cela peut affecter l'acceptabilité par la population locale due aux externalités visuelles.

- Faible efficacité : c'est le principal problème de ce dispositif qui peut se révéler en deux étapes. D'une part, certains appels d'offres n'ont pas réussi à attirer l'intérêt d'un nombre suffisant de producteurs pour répondre à la quantité recherchée (le cas de l'Irlande). D'autre part, une fois les contrats alloués, plusieurs retours d'expériences montrent que seulement une faible partie des projets adjugés ont été finalement construits ou ils ont pris beaucoup de retard (les cas du Royaume Uni, de la France ou de l'Argentine).

Différents facteurs explicatifs sont derrière ce phénomène. Au Royaume Uni, le faible taux de réalisation de projets peut être attribué à un problème de « sous-enchères »³⁵. Les prix proposés étaient trop bas pour obtenir le financement nécessaire et pour rentabiliser les projets. En effet, afin de gagner les enchères, certains producteurs avaient proposé des prix trop bas, sur la base de la diminution de coûts attendue, laquelle ne s'est pas produite dans tous les cas ; face à l'inexistence de sanctions pour inaccomplissement, de nombreux investisseurs ont décidé de ne pas réaliser les projets même s'ils disposaient d'une période de grâce de 5 ans. De plus, le manque d'information sur le calendrier pour les prochaines phases d'enchères a entravé aussi le bon fonctionnement du dispositif Outre-Manche. Le phénomène des « sous-enchères » expliquerait aussi les retards dans d'autres pays comme le Brésil ou l'Inde (Del Rio et Linares, 2014). Pour le cas du projet EOLE2005 en France (système d'enchères pour l'énergie éolienne entre 1996 et 2004), l'incertitude sur la viabilité financière des projets au moment de l'appel d'offres a entraîné des difficultés pour les promoteurs. La forte incertitude existante avait rendu difficile l'accès au financement.

La faible efficacité montrée par l'instrument spécialement dans les premiers pays à l'avoir utilisé s'explique donc en partie par des facteurs liés à sa conception et en partie par des facteurs exogènes (des barrières administratives et financières). Cela étant dit, des expériences plus récentes dans autres pays montrent des résultats encourageants, ce qui appelle à la prudence quant aux conclusions concernant l'efficacité des appels d'offres pour promouvoir les investissements en ENRe. Nous reviendrons sur cette question dans les chapitres II et III.

³⁵ Les producteurs soit sous-estimaient les coûts de production soit ils surestimaient le facteur de charge des centrales et par conséquent ils proposaient un prix inférieur.

Plusieurs des inconvénients discutés ci-dessus peuvent être atténués à partir d'un bon design du système d'appels d'offres. Les enchères de type hybride semblent être mieux adaptées. En effet, la première phase -la découverte du prix- réduit le problème de la malédiction du vainqueur. La deuxième phase qui s'effectue à plis scellés diminue le risque de collusion. Ce modèle induit également un taux plus élevé de participation avec une probabilité de succès plus importante pour les petits participants (Del Rio et Linares, 2014).

Par ailleurs, un système d'enchères organisé par région et/ou par technologie favorise une diversification du mix électrique et une distribution plus équilibrée des centrales de production. Cependant, une « spécialisation » excessive par région ou par technologie pourrait diminuer fortement la concurrence. Un compromis doit donc être trouvé selon la situation particulière de chaque pays. Cela sera illustré dans le chapitre V pour le cas du Brésil.

3.2 Le système de certificats verts négociables (CVN)

Les certificats verts négociables nommés aussi système de quota échangeables (En anglais : *Renewable Portfolio Standards (RPS)*, *Tradable Green Certificates (TGCs)* ou *Renewable obligations (ROs)*) est un instrument de politique considéré plus compatible avec le fonctionnement des marchés électriques libéralisés. Il est appliqué dans différents Etats aux Etats Unis, dans plusieurs pays européens (comme le Royaume Uni, l'Italie et la Belgique). Ce mécanisme est actuellement en révision en Norvège et en Suède (Darmani et al., 2016). Le Chili l'a mis en place en 2008 et le Mexique a manifesté son intérêt. L'objectif de cette partie est de discuter les principales caractéristiques ainsi que les avantages et les inconvénients du dispositif.

3.2.1 Le fonctionnement d'un marché de certificats et son avantage allocatif

L'autorité publique établit un quota cible de production d'énergies renouvelables. Ce quota, progressif dans le temps, représente normalement un pourcentage de la production annuelle d'électricité mais il peut aussi être exprimé en capacité installée. L'obligation de respecter le quota peut retomber sur les producteurs, les fournisseurs ou même sur certains consommateurs. Ensuite, un marché de quotas ou de certificats verts est mis en place afin d'introduire un mécanisme de flexibilité économique. Chaque certificat représente une certaine quantité d'électricité produite avec des sources renouvelables, selon une équivalence prédéfinie (par exemple 100 Mwh = 1 certificat). Les agents contraints à respecter les quotas peuvent produire eux-mêmes l'électricité demandée (en investissent dans des nouvelles centrales de ENRe), ils peuvent passer des contrats de moyen ou de long terme à un prix couvrant les coûts totaux des producteurs d'ER ou ils peuvent acquérir le nombre équivalent de certificats sur le marché.

Les producteurs d'énergies renouvelables reçoivent une double source de revenus : d'une part, ils reçoivent le prix de la vente de leur électricité sur le marché et, d'autre part, ils reçoivent

les revenus de la vente des certificats sur leur marché spécifique. En théorie, le prix des certificats dans le marché devrait s'établir selon la différence entre le coût marginal de l'électricité d'origine renouvelable et le coût marginal des énergies « grises » (i.e. toutes les énergies qui ne bénéficient pas de la politique incitative).

Les recettes de la vente des certificats représentent une prime à la production d'électricité verte dans un contexte concurrentiel respecté. Mais comme le prix des certificats est déterminé de façon concurrentielle, il incitera les développeurs d'unités à l'efficacité pour la maîtrise de leurs coûts d'investissements et de fonctionnement des unités de production d'énergie renouvelable. L'incitation à l'efficacité du côté des agents sur lesquels porte l'obligation est assurée par le fait que les agents ne récupèrent pas le coût de cette obligation par une subvention, mais ils la répercutant dans leurs prix de vente de kWh ordinaires qui, eux, résultent du jeu concurrentiel (Lamy, 2004).

La mise en place d'un marché de permis présente en théorie un avantage *allocatif* permettant l'atteinte de l'objectif au moindre coût possible. Le quota à atteindre est défini au niveau national, par exemple 5% de production d'électricité d'origine renouvelable pour l'année t , 7% pour l'année $t+1$, etc. Ensuite, cet objectif est réparti entre les sujets obligés (les différents distributeurs, producteurs ou consommateurs d'électricité). Etant donné qu'ils présentent des courbes différentes de coût marginal pour la production de renouvelables, l'absence d'un mécanisme de flexibilité augmenterait le coût total de réalisation de l'objectif puisque des sites moins favorables seraient exploités tandis que les sites plus performants seraient sous-exploités. A titre d'exemple, un fournisseur situé à proximité des côtes bénéficie d'une ressource éolienne plus favorable qu'un fournisseur situé à l'intérieur des terres dans des zones peu ventées. La mise en place d'un système de certificats échangeables entre les différents sujets obligés permet donc une répartition plus efficace de l'effort collectif en permettant l'égalisation des coûts marginaux de production de l'ER entre les différents opérateurs et en incitant à l'entrée de producteurs spécialisés (Lamy, 2004).

Afin d'atteindre l'objectif de production d'ER au moindre coût possible, le régulateur pourrait établir des quotas différenciés par distributeur/producteur selon la courbe de coût marginal de chacun et, de cette façon, il éviterait la création d'un marché de certificats. Toutefois, en situation d'information imparfaite pour le régulateur et pour les opérateurs eux-mêmes, il n'est pas possible d'attribuer des objectifs correspondant aux quantités efficaces. L'avantage *allocatif* qui justifie la création d'un marché de permis au niveau national est basé sur le principe d'équimarginalité (i.e., l'égalisation des coûts marginaux de différentes technologies disponibles pour atteindre un objectif donné). C'est le même principe utilisé pour justifier la création d'un marché international de certificats, nous le discuterons dans la section 3.2.2.

Par ailleurs, plusieurs attributs essentiels doivent être définis au moment de la conception d'un marché de certificats :

- Les pénalités pour la non-conformité du quota : l'instauration de sanctions pour inaccomplissement est un élément essentiel pour l'efficacité de ce mécanisme hybride. A titre d'exemple, le système suédois établit une amende équivalente à 150 % du prix des certificats : le revenu qui en résulte est transmis aux producteurs de renouvelables. Au Chili, il existe des amendes progressives selon la durée de l'inaccomplissement (entre 28 et 42 US\$/MWh).
- La différenciation technologique : de la même manière que d'autres mécanismes incitatifs, le système de CVN peut être technologiquement neutre (toutes technologies confondues) ou bien il peut être différencié par technologie afin d'octroyer différents degrés de soutien selon la maturité de la technologie ou selon d'autres critères d'appréciation. Cette différenciation peut être atteinte à partir de l'octroi d'un nombre différent de certificats selon la source d'électricité (les sources moins matures recevront plus de certificats par unité d'électricité produite).
- Des prix plancher et plafond : afin de diminuer le risque pour les producteurs de renouvelables, il convient d'établir des prix plancher pour les certificats ce qui permet d'assurer un flux de recettes minimales. A l'opposé, un prix plafond éviterait une augmentation excessive du coût de l'ER (et du prix payé par le consommateur) en cas d'envolée du prix des certificats.

3.2.2 Harmonisation des politiques et création d'un marché international de certificats verts

Les analyses des instruments réalisées jusqu'à ici sont centrées au niveau national (politiques conçues au sein de chaque pays). Cependant, l'on peut concevoir également une harmonisation des politiques au niveau international, regroupant un ensemble de pays (les pays de l'UE, du Mercosur, etc) ou, *in fine*, la totalité des pays intéressés pour la promotion des ENRE. Cela a été préconisé au sein de l'Union Européenne au début des années 2000³⁶. En se basant sur différentes études, la Commission défendait l'harmonisation des politiques de promotion des NERe et, éventuellement, la création d'un marché unique de certificats verts négociables dans l'ensemble de l'union. D'autres études ont vogue pour la mise en œuvre d'un marché international de CVN (Verhaegen et al., 2007). Nous discutons dans cette section l'intérêt et les limites d'une telle approche.

Tout d'abord, un marché unique présente un avantage *allocatif* permettant de diminuer le coût total de l'atteinte de l'objectif de déploiement d'un certain niveau d'ER (d'une manière similaire à l'avantage discuté dans le point précédent). Pour montrer le fonctionnement de ce mécanisme, nous basons l'analyse sur un modèle graphique développé en principe par Del Rio (2005). Par souci de simplification, le modèle prend en compte l'interaction entre deux pays (A et B) mais il est généralisable à un groupe plus large de pays.

Les hypothèses de base

³⁶ Voir la directive 2001/7/CE

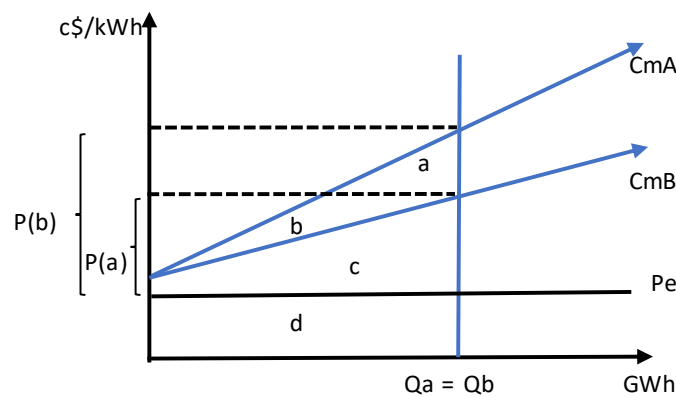
- a) Le marché électrique et le marché de CVN sont tous les deux concurrentiels
- b) Le prix de l'électricité (PE) est le même dans les deux pays
- c) Les pays ont le même objectif (quota) Q_a et Q_b (soit $Q_a = Q_b$) et le même niveau de déploiement initial des ENRe. L'objectif global pour les deux pays est donc : $Q = Q_a + Q_b$
- d) Les pays diffèrent quant à la forme de leurs courbes de coût marginal à long terme pour la production d'ER. Le pays A présente une courbe de coût marginal plus élevée, ce qui signifie que le déploiement des ENRe devient comparativement plus cher pour ce pays par rapport au pays à faible coût (pays B).
- e) Les courbes de coût marginal des ENRe sont au-dessus du prix de l'électricité. Cela implique que les producteurs ne produiraient pas de l'ER à moins de recevoir une compensation financière. Le soutien aux ENRe (SR) couvre la différence entre les coûts marginaux des ENRe et le prix de l'électricité.
- f) Concernant les politiques de soutien, deux scénarios sont analysés : (1) la poursuite d'une approche de politiques nationales propre à chaque pays, nommé « scénario de politiques nationales » (SPN) ; (2) un scénario d'harmonisation des systèmes de soutien (SH). Ce nouveau système harmonisé implique la fixation de quotas par pays sans différenciation technologique et la mise en place d'un marché international de certificats verts. Cela permet le commerce de certificats entre les Etats membres.
- h) Le prix des CVN est déterminé par l'interaction de l'offre et la demande de certificats. La courbe d'offre est basée sur la courbe de coût marginal des ENRe tandis que la demande est déterminée par les quotas. Dans un scénario d'harmonisation, un seul prix d'équilibre en résulterait. D'ailleurs, le modèle présenté ci-dessous suppose que le marché est suffisamment liquide et qu'il détermine un prix d'équilibre stable.
- i) Dans le scénario d'harmonisation les agents économiques de différents pays contraints à respecter les quotas peuvent échanger les CVN. Toutefois, le commerce physique d'électricité n'est pas pris en compte par le modèle mais seulement le commerce de certificats. Sous ces conditions, un pays sera incité à produire de l'ER jusqu'au point où sa courbe de coût marginal est égale au prix des CVN. Si l'objectif de ce pays est au-dessus de ce point d'équilibre, alors il sera incité à acheter des certificats au lieu de produire lui-même plus d'ER. Ainsi, les pays incapables de remplir complètement leur quota (à cause de leur coût plus élevé) importeront des CVN, tandis que ceux avec un excédent de certificats peuvent les exporter vers les pays en pénurie. Cela garantit que les objectifs nationaux et l'objectif collectif soient atteints au moindre coût possible. Ci-après nous expliquons le fonctionnement de ce mécanisme.

Le modèle du marché unique de CVN

La figure 1.17 ci-dessous montre la courbe de coût marginal des ENRe pour les deux pays A et B. La réalisation de l'objectif Q (égal pour A et B) entraîne un coût marginal supérieur pour le pays A (CmA) par rapport au pays B disposant de ressources d'une meilleure qualité (CmB). Le coût total de l'atteinte de l'objectif pour le pays A est égal à la somme des surfaces a, b, c et d, tandis que le coût total pour le pays B est égal à la somme de c plus d. Le coût total de l'atteinte de l'objectif collectif (Q= QA+QB) dans un scénario de politiques nationales (SPN) est donc égal à la somme de deux surfaces, i.e. $CT=a+b+2*c+2*d$.

Si les deux pays avaient un marché national de CVN, les prix intérieurs des certificats seraient donnés par l'intersection des courbes de coût marginal respectives et le quota, moins le prix de l'électricité. Le graphique montre un prix des CVN plus élevé dans le cas du pays A à cause de sa courbe de coût marginal placée au-dessus de la courbe de coût marginal du pays B, les deux pays partageant le même niveau de quota. Dans ce scénario de politiques nationales le commerce de certificats entre les pays n'est pas autorisé.

FIGURE 1. 17 COUT GLOBAL DE LA POLITIQUE DANS UN SCENARIO DE MARCHES NATIONAUX



Source : adapté de Del Río (2005).

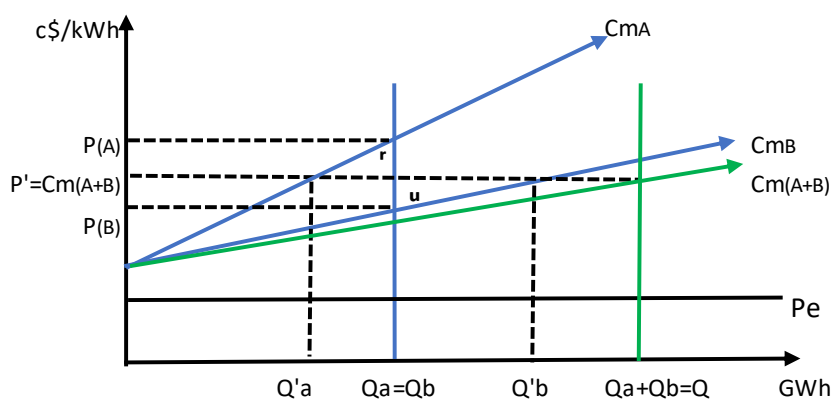
Un instrument de politique peut être appliqué afin que la production d'ER dans le pays à coût plus élevé soit réduite et que la production d'ER du pays disposant de coûts plus faibles soit augmentée. Par conséquent, le coût global de réalisation de l'objectif serait réduit. La réponse des analyses de l'Economie Environnementale signale qu'une telle situation « gagnant-gagnant » est possible au moyen d'une harmonisation des politiques de promotion avec la mise en place d'un marché européen (ou même mondial) de CVN. Le commerce de certificats entraînerait des gains pour les deux pays disposant de courbes de coût marginal différentes. Cela est montré dans la figure 1.18 ci-dessous.

En supposant un objectif global Q et à condition que les hypothèses concernant le marché de CVN et le prix de l'électricité soient respectées, un prix unique des certificats (P') résulterait de l'intersection de la courbe de coût marginal global (Cm(A+B)) et du quota total Q. Sous les mêmes conditions, le prix hypothétique des CVN dans le pays A (Pa) serait plus élevé ce qui

implique que ce pays ne serait pas incité à produire à ce prix-là si la création d'un marché unique avait lieu. Au contraire, le prix hypothétique des certificats dans le pays B (P_b) serait inférieur à P' ce qui implique que ce pays serait incité à augmenter sa production d'ER. Notez que plus l'objectif d'un pays est ambitieux, plus son prix intérieur des CVN est élevé.

Dans un scénario d'harmonisation, pour un prix global P' , il serait raisonnable pour le pays A de produire de l'ER jusqu'à $Q'a$. Il ne serait pas rentable d'aller au-delà de ce niveau de production parce qu'il serait plus économique d'acheter des CVN sur le marché. Par conséquent, afin d'accomplir l'objectif recherché (Q_a), le pays A achèterait des certificats à un prix P' pour une quantité égale à la différence entre Q_a et $Q'a$. En suivant cette stratégie, le pays A économiserait un montant égal à la surface nommée « r ».

FIGURE 1. 18 LES AVANTAGES D'UN MARCHÉ UNIQUE DE CVN



Note : P' est le prix des CVN au niveau de l'Union. En toute rigueur, il résulte de la différence entre les coûts marginaux globaux de déploiement des ENRe et le prix de l'électricité.
Source : adapté de Del Río (2005).

De son côté, le pays B suivrait la stratégie inverse, en augmentant sa production d'ER par rapport à un scénario SPN. Dans un scénario d'harmonisation, ce pays produirait jusqu'à $Q'b$ parce que les coûts de production supplémentaires seraient plus que compensés par le produit de la vente sur le marché des certificats excédentaires au prix d'équilibre P' . Pour le pays B il ne serait donc pas rentable de produire moins que $Q'b$. Les revenus supplémentaires pour ce pays sont donc représentés par la surface nommée « u ».

Cette analyse montre que les deux pays seraient gagnants dans un scénario d'harmonisation de politiques avec un marché unique de certificats qui facilite les échanges entre les pays. En effet, le pays B obtiendrait des revenus supplémentaires alors que le pays A réduirait ces coûts. Par conséquent, l'objectif global de déploiement des ENRe serait obtenu au moindre coût possible (les gains totaux issus des échanges sont représentés par la somme des surfaces $r+u$). Cela requiert donc l'accomplissement d'un principe bien connu en Economie Environnementale : le principe d'équimarginalité.

Ce résultat obtenu pour deux pays est généralisable pour un groupe plus large. La Commission Européenne s'est basée sur cet argument pour recommander la mise en œuvre d'un marché unique de certificats afin d'atteindre les objectifs de l'Union de la façon la plus « coût

efficace » possible. Par ailleurs, dans une approche dynamique, la concurrence déclenchée entre les producteurs de différents pays faciliterait la baisse de coût des ENRe à moyen et long terme (cependant cela est applicable seulement pour les technologies plus matures)

Outre l'analyse théorique, plusieurs exercices de simulation ont tenté d'évaluer les bénéfices probables d'un système harmonisé au niveau européen, voir par exemple Uyterlinde et al. (2003). A différents degrés, ces modèles confirment les gains en termes de coût-efficacité dans l'atteinte des objectifs communautaires. De plus, un marché unique de CVN est défendu comme un instrument de promotion compatible avec la libéralisation des marchés électriques. A la différence d'autres instruments créateurs de distorsions, ce mécanisme facilite la concurrence dans la production d'ER à l'intérieur et entre les pays.

Les limites du modèle

Malgré les bienfaits d'un marché unique en termes de coût-efficacité, de fortes critiques ont été mises sur la table. Le premier groupe de critiques conteste directement les hypothèses de base du modèle théorique. Plusieurs de ces hypothèses sont, en effet, difficilement vérifiables en pratique. Ainsi, si les conditions de la concurrence parfaite n'étaient pas réunies, le prix des CVN pourrait se situer soit au-dessus, soit au-dessous du niveau qui résulterait de l'intersection de la courbe globale de coût marginal de production des ENRe et du quota pour l'ensemble des pays. Cet écart par rapport au prix d'équilibre conduirait soit à un niveau d'investissements plus faible que prévu et, par conséquent, à la non-conformité de l'objectif collectif, soit à la réalisation de l'objectif mais à un coût plus élevé pour les consommateurs. Divers facteurs sont susceptibles d'altérer les conditions de concurrence : des coûts de transaction élevés, des barrières à l'entrée et à la sortie des marchés électriques, la spéculation sur le marché de certificats ou le pouvoir de marché exercé par certains acteurs (Hansen et Percebois, 2015).

En outre, comme cela est constaté dans d'autres marchés, les prix des CVN peuvent souffrir de fluctuations significatives pour différentes raisons, notamment, par un niveau insuffisant de liquidité sur le marché. Ces fluctuations sont une cause d'incertitude et augmentent le risque pour les investisseurs. En pratique, les primes de risques associés au CVN par rapport à d'autres instruments de promotion sont loin d'être négligeables (voir les travaux de Haas, 2011). Toutefois, la mise en place à la fois d'un marché au comptant et d'un marché à terme pourrait atténuer la volatilité des prix et, par conséquent, réduire cette source de risque. Les prix résultants du marché à terme représenteraient un signal fort pour le développement des projets de ENRe (Del Río, 2005).

Un deuxième groupe d'arguments contre un marché de CVN unique met en avant le fait qu'un tel mécanisme irait à l'encontre d'autres objectifs socioéconomiques et environnementaux associés au développement des ENRe dans chaque Etat. En effet, les pays disposant des coûts plus élevés devraient renoncer à développer les ENRe dans leurs territoires et, à la place, ils achèteraient des certificats afin de remplir leurs quotas (ce qui augmenterait les investissements et la production d'ER dans des pays à coût plus faible). Les pays importateurs renonceraient alors à d'autres bénéfices associés aux ENRe : la diminution de la pollution de l'air dans certaines zones,

le développement d'une industrie liée au solaire, à l'éolien, etc., l'activation de certaines zones rurales mal connectées aux réseaux, entre autres.

A titre d'exemple, l'installation d'un parc éolien pour remplacer une vieille centrale au charbon dans une région hautement polluée (dans un pays quelconque) aurait une plus grande valeur pour ce pays que l'installation du même parc dans un autre pays moins concerné par des phénomènes de pollution de l'air, indépendamment du coût du parc. Il faudrait alors construire les courbes de coût marginal et de bénéfice marginal de chaque pays afin de trouver les solutions les plus convenables. Bien qu'il s'agisse d'une tâche très difficile en pratique, cela ne devrait pas pour autant empêcher la prise en considération des bénéfices potentiels des ENRe au-delà d'une approche basée uniquement sur les coûts de production.

Dans la même ligne d'arguments, Del Río (2005) signale que le modèle ne prend pas en compte le niveau de déploiement initial des ENRe dans chaque Etat, même si ce niveau peut être reflété dans les courbes de coût marginal respectives. Ainsi, les pays qui avaient fait plus d'efforts pour développer la filière éolienne par exemple, comme le Danemark ou l'Espagne, ont déjà utilisé les meilleurs sites disponibles ce qui pousse leurs courbes de coût marginal vers le haut en comparaison à celles d'autres pays ayant un niveau de déploiement de l'éolien plus faible. Avec l'harmonisation des politiques et la mise en place d'un marché unique de CVN, les deux pays mentionnés seraient incités à diminuer le développement d'éolien dans leurs territoires et à importer plus de certificats des pays disposant d'un coût marginal plus faible. Cela poserait évidemment des problèmes politiques.

A ce titre, Del Río (2005) signale :

« (The deployment of renewable energy) reduces the dependence on foreign sources of energy and the currency payments to foreign parties, improves the security of supply, leads to diversification of energy sources, mitigates environmental problems and, finally, it provides a source of local employment, both direct and indirect (...). According to Lauber (2004), the benefits of promoting a domestic wind power industry were behind the implementation of support policies (feed-in tariffs) in Germany and Denmark »

Le dernier groupe d'arguments contre un marché unique signale des problèmes liés à l'efficacité dynamique³⁷. Le problème de fond est que l'harmonisation associée à un système CVN met trop l'accent du côté du libre-échange au détriment d'une politique de développement énergétique soutenable à long terme, horizon dans lequel les technologies actuellement immatures ont un rôle à jouer. Plus précisément, l'un des problèmes d'un marché de CVN concerne l'équité de la concurrence entre les technologies d'ENRe à différents stades de développement. C'est un instrument plus approprié pour les technologies les plus proches de la compétitivité économique, comme l'éolien terrestre, mais il est moins favorable aux technologies dans des phases initiales du développement commercial, comme les énergies marines, en raison de l'objectif principal de la minimisation des coûts à court terme.

...

³⁷ Cette question sera traitée plus en détails dans le chapitre II de cette thèse.

En conclusion, l'harmonisation de politiques de soutien avec la création d'un marché unique de CVN présente des avantages et des inconvénients que nous avons discuté dans cette section. D'une part, l'efficacité économique d'un marché unique de CVN, prouvée sur le plein théorique, reste en pratique soumise au respect d'hypothèses de base très contraignantes. D'ailleurs, jusqu'à présent les preuves empiriques concernant le fonctionnement des marchés de certificats au niveau national montrent l'existence de différents facteurs qui altèrent la concurrence et, par conséquent, l'efficacité économique attendue. D'autre part, une approche centrée uniquement sur la minimisation des coûts à court terme néglige la question de l'efficacité dynamique des technologies et surtout, néglige la question des bénéfices socioéconomiques et environnementaux associés au développement des ENRe à l'intérieur de chaque Etat.

3.2.3 Avantages et inconvénients du système de CVN

En reprenant l'analyse d'un système de quota avec des CVN au niveau national, nous pouvons présenter à ce stade un premier bilan des points positifs et des faiblesses de cet instrument de soutien.

Les avantages

- Comme nous l'avons expliqué dans le point précédent, les CVN présentent une bonne performance théorique d'un point de vue de l'efficacité économique car ils permettent d'atteindre l'objectif de développement d'une certaine quantité d'énergie renouvelable au moindre coût possible. De plus, ce dispositif permet de mieux intégrer la production d'origine renouvelable dans les marchés spot. Or, une telle efficacité économique se produit si le marché électrique et le marché de certificats fonctionnent dans des conditions de concurrence parfaite ce qui est très difficile en pratique. Comme le signalent (Hansen et Percebois, 2015) les marchés de CVN restent largement imparfaits : ils souffrent d'un manque de liquidité et parfois de tailles trop réduites, ils sont souvent structurellement « courts » ou « longs » eu égard aux impositions et il existe des biais à l'établissement rationnel d'un prix.

- Un autre avantage souligné par la littérature est celui d'une meilleure faisabilité politique par rapport à d'autres instruments. D'abord, les CVN sont à priori moins coûteux pour les consommateurs que le système de FIT. Ensuite, les subventions données aux énergies renouvelables sont dissimulées dans le prix de l'énergie et elles ne figurent donc pas comme une taxe ou une contribution ce qui les rend plus acceptables (Batlle et al. 2012).

Les inconvénients

- Les CVN sont un système à paramètres multiples, assez difficile à appréhender par les investisseurs en matière de risque et donc ils comportent une « prime de risque » considérable

pour les producteurs (Mitchell et al., 2006). En effet, les producteurs sont soumis, au moins, à deux types de risques de marché. Le premier est lié à la fluctuation des prix de l'électricité sur le marché de gros. Le deuxième risque provient de la négociation des certificats dont le prix est très incertain. Néanmoins, cette deuxième source de risque peut être considérablement réduite si les fournisseurs ne sont pas seulement soumis à une obligation de quota, mais aussi obligés de respecter leur engagement en concluant des contrats à long terme avec les développeurs de renouvelables, comme c'est le cas du RPS de la Californie (Batlle et al. 2012).

Afin de surmonter le problème d'étroitesse et donc de manque de liquidité du marché de certificats, une solution possible est d'étendre les frontières géographiques du marché. Ainsi, un marché de certificats à l'échelle européenne a été discuté. Cependant, un tel marché requiert l'accomplissement d'une série de conditions comme la convergence des prix de gros de l'électricité sur les marchés spot et une certaine convergence des politiques énergétiques afin d'éviter des situations de *dumping* à l'intérieur de l'espace considéré (Hansen et Percebois, 2015). Par ailleurs, la mise en place d'un marché unique de certificats peut nuire à l'atteinte d'autres objectifs nationaux associés au développement des ENRe, se rapporter à Del Rio (2005) et Haas et al. (2011).

- D'une manière similaire au mécanisme de *feed-in premium*, le système de CVN est moins favorable à l'entrée de nouveaux petits producteurs ; il favorise davantage les producteurs électriques classiques qui essayeront d'intégrer les ENRe dans leurs portefeuilles et d'augmenter leur pouvoir de marché. Ce problème est avéré principalement dans des marchés où le niveau d'intégration verticale est relativement significatif. Dans le chapitre V nous analyserons en détail le cas du Chili.

- Finalement, ce mécanisme engendre des coûts de transaction relativement plus élevés, notamment pour l'organisation du marché de certificats et pour le contrôle du respect des quotas (Hansen et Percebois, 2015).

Conclusion du chapitre I

Les nouvelles énergies renouvelables jouent un rôle central dans les stratégies de transition énergétique de la plupart des pays émergents et en développement dans la mesure où elles contribuent fortement à la « décarbonisation » du secteur énergétique en même temps qu'elles participent à la réalisation d'autres objectifs socio-économiques³⁸.

Cependant, ces nouvelles technologies nécessitent des politiques publiques qui accompagnent les premières phases de leur développement dans les différents pays. En effet, deux groupes de facteurs entravent le déploiement des ENRe : d'une part, le manque d'internalisation des externalités environnementales des énergies fossiles et d'autre part, les caractéristiques sociotechniques des systèmes énergétiques qui génèrent des fortes barrières au développement des nouvelles technologies. Nous les développerons dans la première section du chapitre V à l'aide de la théorie évolutionniste du changement technologique.

³⁸ Nous allons discuter ces objectifs dans le chapitre IV dans le contexte de l'Amérique Latine.

TABLEAU 1. 1 BILAN DES AVANTAGES/INCONVENIENTS DES PRINCIPAUX INSTRUMENTS

Instrument	Avantages	Inconvénients
Feed-in tariffs	<ul style="list-style-type: none"> - Bon degré de sécurité pour les investisseurs grâce à un flux de revenus connu <i>ex ante</i>. - Moins de barrières à l'entrée pour des nouveaux producteurs. - Coût de transaction relativement bas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Dans certains cas, surcoût non négligeable pour le consommateur (rentes différentielles). - Difficulté pour fixer le niveau « optimal » des tarifs. - Des effets pervers sur le fonctionnement des marchés électriques (insensibilité aux prix spot)
Feed-in premium	<ul style="list-style-type: none"> - Compatibilité avec le fonctionnement des marchés électriques. - Rémunération totale modulable afin d'éviter l'apparition de rentes excessives. 	<ul style="list-style-type: none"> - Haut risque pour les producteurs (leurs revenus sont calés sur les prix spot). - Moins favorable aux petits producteurs (comportement stratégique des firmes dominantes).
Appels d'offres	<ul style="list-style-type: none"> - Coût total de la politique comparativement plus bas. - Contrôle de quantités subventionnées. - Plus grande incitation à la maîtrise des coûts. - Bon degré de sécurité pour les investisseurs une fois que les projets ont été adjugés. 	<ul style="list-style-type: none"> - Dans certains cas, faible efficacité à cause du problème des « sous-enchères ». - Coûts de transaction relativement élevés qui peuvent décourager les petits producteurs.
Certificats verts négociables	<ul style="list-style-type: none"> - Avantage allocatif : réalisation de l'objectif au moindre coût possible. - Compatibilité avec le fonctionnement des marchés électriques. - Meilleur faisabilité politique. 	<ul style="list-style-type: none"> - Risque considérable pour les producteurs qui sont soumis à l'instabilité des marchés électrique et de certificats. - Moins favorable aux petits producteurs. - Coûts de transaction plus élevés.

Il existe divers instruments de politique à disposition des autorités de régulation qui sont plus ou moins adaptables au contexte des pays émergentes et en développement. Tout au long de ce chapitre, nous avons analysé les modes de fonctionnement, les caractéristiques de conception ainsi que les atouts et les inconvénients de différents groupes d'instruments.

Nous proposons dans le tableau 1.1 un premier bilan récapitulatif des avantages et des inconvénients de deux instruments basés sur les prix (les systèmes de *feed-in tariffs* et de *feed-in premium*) et de deux instruments basés sur les quantités (les systèmes d'appels d'offres et de CVN). Ce sont les quatre mécanismes les plus utilisés pour les politiques de soutien aux ENRe que ce soit dans les pays développés ou, plus récemment, dans les pays émergents.

La performance des politiques de soutien peut être évaluée en fonction de différents critères que nous discuterons plus en détail dans le chapitre II. Toutefois, dans la perspective des pays émergents en développement, deux critères d'évaluation nous semblent essentiels. D'abord, le niveau de risque auquel sont exposés les producteurs de renouvelables. Ce facteur a une influence centrale sur les décisions d'investissement et sur le coût des centrales étant donné l'importance de la composante « coût financier » dans ce type d'investissements très capitalistiques (Noothout et al., 2016). Ensuite, nous nous intéressons aux effets attendus des

instruments sur le coût total de la politique (à payer par les consommateurs ou par les contribuables). Suivant ces deux critères et en fonction des analyses théoriques réalisées dans ce chapitre, nous proposons une première évaluation qualitative avec une indication (++) « très favorable », (+) « favorable » ou (-) « non favorable ».

TABEAU 1. 2 L'ÉVALUATION DES INSTRUMENTS EN FONCTION DU RISQUE ET DU COUT DE LA POLITIQUE

Instrument	Risque pour les producteurs	Coût pour le consommateur
Feed-in tariffs	(++)	(-)
Feed-in premium	(-)	(+)
Appels d'offres	(+)	(++)
Certificats verts	(-)	(?)

Ces conclusions doivent pourtant être interprétées avec précaution car, comme nous l'avons montré dans ce chapitre, la performance³⁹ des politiques de soutien dépend non seulement du type d'instrument appliqué mais aussi des éléments spécifiques de conception qui vont les rendre plus au moins adaptés selon les objectifs de la politique et selon le contexte d'application. Nous poursuivrons cette discussion dans les prochains chapitres.

³⁹ Dans le chapitre II nous analyserons en détail les différents critères d'évaluation de la performance des politiques de promotion.

Chapitre I

Chapitre II

**Evaluation des politiques de promotion des
ENRe : une analyse comparative des
instruments et des possibles impacts négatifs.**

Dans le chapitre précédent nous avons défini et caractérisé les principaux instruments de politiques pour la promotion des énergies renouvelables. Dans ce deuxième chapitre nous nous intéresserons à l'évaluation de ces politiques en menant une analyse comparative de la performance théorique des différents instruments de régulation. Dans ce but, nous démarrons l'analyse par une définition des critères d'évaluation.

Il existe, en effet, un nombre considérable d'études sur la performance théorique des instruments ainsi que des études appliquées à l'évaluation des politiques notamment dans les pays de l'OCDE et, plus récemment, dans différents groupes de pays émergents et en développement. Cependant, les critères et les indicateurs utilisés ne sont pas unanimes et une clarification théorique de ceux-ci s'avère nécessaire à la poursuite de notre analyse.

Ce chapitre est structuré en trois parties. Dans la première partie sont définis les critères d'évaluation des politiques de promotion : l'efficacité de la politique, l'efficacité économique statique, l'efficacité économique dynamique, l'équité, la faisabilité institutionnelle et la compatibilité des instruments avec les marchés électriques libéralisés. Il s'agit, d'une part, de confronter les différentes approches théoriques associées à ces critères d'évaluation et, d'autre part, d'identifier les « bons » indicateurs associés à ceux-ci.

La deuxième partie du chapitre propose une analyse comparative des instruments de promotion en fonction des principaux critères. Cette analyse s'appuie sur une revue approfondie de la littérature spécialisée, en prenant en compte à la fois les analyses théoriques et les retours d'expériences dans la mise en œuvre des politiques au niveau international. Les deux, voire trois, décennies d'expérience dans la mise en œuvre de politiques permettent en effet de confronter les résultats théoriques avec les données empiriques. Une analyse spécifique est également réalisée afin d'éclairer les impacts des instruments sur le processus de changement technique des ENRe.

La troisième et dernière partie du chapitre s'attaque aux possibles impacts négatifs et aux impacts indirects des politiques de promotion. Ainsi, tour à tour, sont analysés les impacts sur le fonctionnement des marchés électriques, sur les prix pour les consommateurs tout comme les impacts macroéconomiques et environnementaux. Cette analyse nous permet de tirer des conclusions sur la conception des mécanismes de soutien dans le but de minimiser les impacts indirects.

1. Les critères d'évaluation des politiques et leurs indicateurs

La valeur d'une intervention publique s'appréhende par les avantages qu'elle procure à la collectivité, tout en s'assurant que les coûts ont été minimisés et équitablement distribués. Concernant les politiques de promotion des nouvelles technologies, notamment les ENRe, plusieurs critères d'évaluation peuvent être retenus :

- **L'efficacité de la politique**, correspondant à l'atteinte des objectifs quantitatifs fixés ;
- **L'efficacité économique**⁴⁰, consistant en la mise en relation des coûts (des ressources mobilisées) avec les résultats obtenus, que ce soit sur le court terme (efficacité statique) ou sur le long terme (efficacité dynamique) ;
- **L'équité**, correspondant à la prise en compte de la répercussion des coûts et des avantages des politiques parmi les différents acteurs concernés.

Plusieurs autres critères d'évaluation peuvent être considérés selon les objectifs spécifiques fixés par les politiques : l'impact sur le développement industriel, la création d'emploi, la réduction de la dépendance énergétique (importations), l'efficacité environnementale (notamment l'impact sur les émissions de CO₂ du secteur énergétique). Un autre critère, appréhendable d'une manière qualitative, est « la faisabilité institutionnelle », nécessaire pour expliquer la réussite ou l'échec d'une politique de promotion ainsi que pour évaluer son applicabilité dans d'autres contextes socioéconomiques.

Des nombreuses études économiques ont été entamées ces dernières années pour évaluer la performance des politiques d'incitation au développement des énergies renouvelables, principalement dans le contexte des pays de l'OCDE. Les études appliquées aux pays émergents et en développement sont en revanche plus récentes et beaucoup moins nombreuses (IRENA, 2014). La plupart des critères d'évaluation sont applicables à la fois dans les pays développés et dans les pays émergents ou en développement, mais souvent avec une signification différente. De plus, pour certains critères, une adaptation des indicateurs selon le contexte peut être nécessaire.

Dans cette première partie du chapitre, nous étudions les principaux critères utilisés pour l'évaluation des politiques de promotion, en prenant en compte les différentes interprétations théoriques ainsi que les indicateurs associés. Pour chaque critère, nous réfléchissons également à sa signification et son applicabilité dans le contexte des pays en développement.

⁴⁰ Nommée également efficacité économique (statique et dynamique).

1.1 L'efficacité de la politique : définition et principaux indicateurs

1.1.1 Définition

Le critère d'efficacité (*effectiveness*) fait référence à la performance de la politique dans la réalisation d'un objectif quantitatif fixé de déploiement d'une ou plusieurs sources de production d'énergies renouvelables. Cet objectif peut être exprimé en MW de nouvelle capacité installée pour une certaine technologie ou bien en pourcentage de la production d'électricité. On considère aussi la dimension temporelle liée à l'atteinte de l'objectif. A titre d'exemple, la loi de promotion des ENRe de 2006 en Argentine, avait fixé un objectif de 8 % de la production d'électricité à partir de sources renouvelables pour 2016.

L'efficacité peut être mesurée pour un pays en particulier si l'on évalue la performance historique d'une ou plusieurs politiques ou bien elle peut être mesurée selon une approche comparative entre deux ou plusieurs pays. Dans le deuxième cas, les indicateurs à utiliser sont plus complexes car ils doivent être suffisamment normalisés afin de permettre les comparaisons. Dans la littérature économique on trouve un nombre relativement important d'études qui évaluent l'efficacité des politiques de promotion dans des pays développés, principalement des études comparatives de performance au niveau européen. On trouve en revanche beaucoup moins de travaux concernant les pays émergents et en développement (IRENA, 2014). Dans d'autres études, le critère *effectiveness* a été employé d'une façon qualitative sans définir des indicateurs spécifiques.

Il convient de faire une distinction entre le critère d'efficacité de la politique et celui d'efficacité environnementale. Même si elles sont reliées, ces deux notions ne sont pas équivalentes. Le critère d'efficacité environnementale est en effet employé dans le cadre d'évaluation de politiques climatiques ; il se réfère généralement à la capacité d'un instrument à permettre la réalisation d'un objectif de réduction des émissions de GES. Le critère d'efficacité d'une politique de promotion des ENRe rend compte de la capacité d'un instrument à atteindre un objectif spécifique au secteur de l'énergie, notamment en terme d'investissement en nouvelles capacités de production. Ce dernier peut avoir des répercussions positives sur les objectifs climatiques mais la relation n'est pas linéaire c'est pourquoi il faut garder en mémoire la distinction entre ces deux critères.

1.1.2 Les principaux indicateurs de l'efficacité

Les indicateurs les plus simples mesurent la nouvelle capacité installée en ENRe ou la production d'électricité d'origine renouvelable (MWh/an), que ce soit en valeur absolue ou en

pourcentage (i.e. % de ENRe dans le total des nouvelles capacités pour une année x), et les taux de croissance de celles-ci. Dans certains cas il est également pertinent de comparer la croissance relative de la production renouvelable par rapport à la croissance de la demande.

Ces indicateurs dits simples pâtissent de plusieurs inconvénients. D’abord, il n’y a aucun lien avec le potentiel de développement disponible pour chaque technologie. Puis, une croissance importante en termes absolus dans un pays ne montre pas l’efficacité de l’instrument (cela dépend de la taille et du niveau de développement du pays entre autres facteurs). De même, un taux de croissance rapide ne peut pas fournir une bonne indication de l’efficacité s’il correspond à la phase d’émergence de la technologie. En dépit de leurs limites, ces indicateurs ont aussi des avantages évidents car ils sont peu exigeants en données et en expertise.

Des approches plus sophistiquées évaluent l’efficacité d’une politique en relation à un potentiel de déploiement prédéfini, en considérant l’évolution année par année sur une certaine période. Pour appliquer de tels indicateurs il est nécessaire de calculer le potentiel technique disponible pour les différentes sources d’énergie renouvelables dans un pays ou région en particulier. Un indicateur d’accomplissement du potentiel disponible (IAP), appelé aussi indicateur d’efficacité, a ainsi été développé dans le cadre du projet européen OPTRES de la Commission Européenne par l’Agence Internationale d’Energie. Il exprime le ratio entre la variation de la production normalisée d’électricité (ou le potentiel accompli) pendant une période donnée et le potentiel supplémentaire réalisable jusqu’à l’année « t » pour une technologie donnée (Ragwitz et al., 2007 ; IEA, 2008). Cette définition de l’efficacité indique donc le développement de l’électricité d’origine renouvelable (ER) par rapport au potentiel disponible dans un pays donné, pour chaque technologie.

$$IAP_n^i = \frac{P_n^i - P_{n-1}^i}{POTSUP_n^i} = \frac{P_n^i - P_{n-1}^i}{POT_t^i - P_{n-1}^i}$$

IAP_n^i = indicateur d’efficacité pour la technologie i d’ER dans l’année n ;

P_n^i = production d’électricité par la technologie i dans l’année n ;

$POTSUP_n^i$ = potentiel supplémentaire de production permis par la technologie i de l’ER dans l’année n jusqu’à l’année t ;

POT_t^i = potentiel total de production permis par la technologie i de l’ER jusqu’à l’année t .

Cet indicateur a l’avantage de permettre des évaluations comparatives de l’efficacité d’un instrument indépendamment des différences de potentiels de déploiement dans chaque pays. Sa principale difficulté est le besoin d’une quantité considérable de données notamment pour le calcul du potentiel réalisable pour chaque technologie. L’AIE (2008) définit le « *realisable potential* » comme « *the maximum achievable potential, assuming that all existing barriers can be overcome and all development drivers are active* ». Il existe différentes méthodes pour la détermination du potentiel réalisable, nous les discutons brièvement dans l’encadré 1 ci-dessous.

D'autres indicateurs ont été développés et appliqués dans le contexte européen : le « *Policy Impact Indicator (PII)* » proposé par l'AIE et le « *Deployment Status Indicator (DSI)* » proposé par *Intelligent Energy Europe*. Le PII est une adaptation de l'indicateur d'efficacité. Au lieu de mesurer le progrès vers l'estimation d'un potentiel disponible pour une année « t », en utilisant l'année courante comme année de base, le PII mesure le progrès vers les projections à 2030 du scénario « *IEA World Energy Outlook (WEO) 2010's 450 projections for 2030* » en utilisant 2005 comme année de base. Evidemment, la même méthodologie peut être appliquée en considérant d'autres scénarios. Il s'agit donc de mesurer à chaque année l'accomplissement d'un objectif futur prédéfini.

$$PII_n^i = \frac{G_n^i - G_{n-1}^i}{WEO_{2030}^i - G_{2005}^i}$$

G_n^i = production d'électricité par la technologie i dans l'année n ;

WEO_{2030}^i = projection de la production d'électricité par la technologie i en 2030 selon le scénario WEO 450 de l'IEA.

Le *Policy Statut Indicator* mesure le degré de maturité des marchés des différentes énergies renouvelables. Il s'agit d'un indicateur composé par trois sous-indicateurs : la production d'une technologie i comme pourcentage de la consommation totale, la production de la technologie i par rapport au potentiel réalisable en 2030 et la capacité installée de la technologie i . Pour plus de détails sur le calcul de cet indicateur se référer à Held et al. (2010).

Une autre méthodologie permettant d'évaluer l'efficacité des politiques publiques est celle des études économétriques. Plusieurs études se sont développées ces dernières années en particulier des études de données de panel. Nous les discuterons dans le chapitre III parce que c'est la démarche que nous avons choisie pour faire une première analyse de l'efficacité des politiques de promotion en Amérique Latine et en Europe. De plus, certains des indicateurs simples que nous avons discutés dans cette section seront repris dans l'analyse des études de cas dans le chapitre V. Des indicateurs comme le PII ne seront pas appliqués dans cette thèse parce qu'ils requièrent d'un ensemble de données (notamment pour la construction des scénarios nationaux) dont nous ne disposons pas à ce stade.

La mesure de l'efficacité constitue un premier pas dans l'analyse de performance mais elle pourvoit peu d'information concernant les causes de la réussite ou de l'échec des politiques. Les résultats doivent donc être analysés conjointement avec les autres critères et complétés par des études qualitatives.

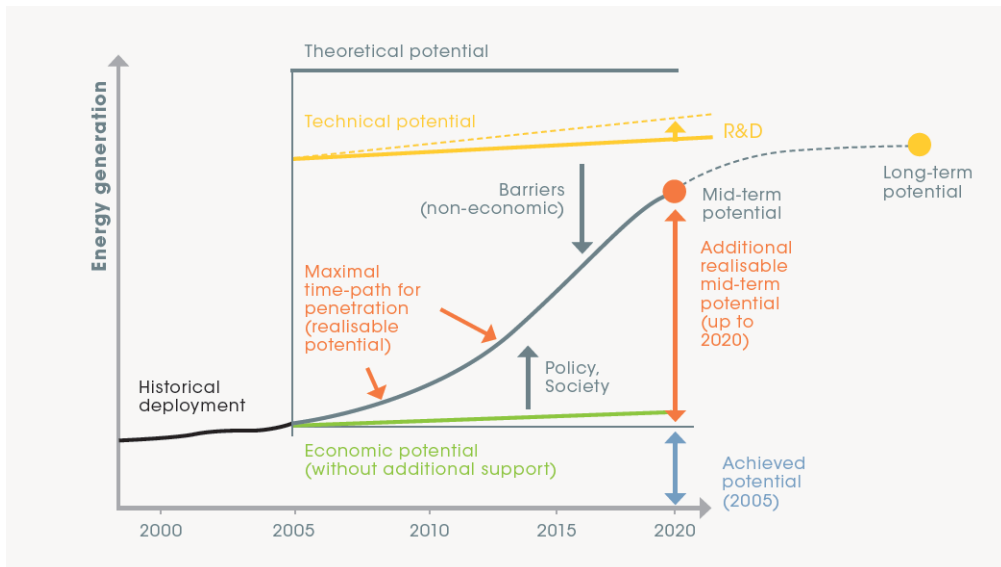
Encadré 1 : Méthodologie pour la définition des potentiels des ENRe

Selon la méthodologie proposée par Voogt et al., (2001) et Lamy (2004) le potentiel réalisable pour une source de ENRe peut être déterminé en suivant une approche *top-down*.

Le potentiel théorique est le point de départ du raisonnement. C'est le potentiel physique total d'une source, comme l'ensoleillement moyen du territoire d'un Etat pendant une année. Pour obtenir le potentiel technique on introduit ensuite les facteurs techniques réducteurs, tels le taux de conversion du flux d'énergie physique en électricité ou la disponibilité des sites d'installation. Puis, afin d'obtenir le potentiel réaliste, l'on doit prendre en compte les barrières économiques et non économiques telles que le manque d'acceptation sociale des projets et les problèmes d'aménagement du territoire. La nature et la profondeur de ces barrières varie fortement dans le temps et d'un pays à l'autre ce qui complique la détermination de leurs effets. Enfin, la prise en considération de la disponibilité de la technique aboutit au potentiel réalisable. Cette limite technique correspond à la capacité de l'industrie (au sens large) de répondre à la demande. Le potentiel réaliste dépend d'une façon importante du temps. Ainsi, l'on établit généralement des taux de croissance réalistes (possibles) par an pour chaque technologie.

Malgré ces notions générales, les barrières à prendre en compte et les paramètres associés varient fortement selon les méthodes. Il faut donc garder en mémoire ces différences au moment d'effectuer des analyses comparatives entre pays.

FIGURE 2. 1 LE POTENTIELS THEORIQUE, TECHNIQUE ET REALISABLE SELON L'AIE



Source : IEA, 2008

1.2 L'efficacité économique statique : les différentes interprétations théoriques et leur influence sur l'évaluation des politiques.

La problématique d'allocation optimale des ressources conduit à apprécier la capacité de l'instrument à orienter les investissements vers les technologies de production d'électricité verte en procurant les meilleurs profils rendements/coûts (Lammy, 2004). En effet, les politiques de soutien impliquent un coût qui est assumé directement par les finances publiques ou bien qui est répercuté sur les consommateurs ou sur d'autres acteurs économiques. Il existe évidemment un intérêt à connaître et à minimiser le coût pour la collectivité. Le critère d'efficacité économique statique⁴¹ consiste donc en la mise en relation de ressources mobilisées avec les résultats à un moment donné.

De fait, l'efficacité économique mesure la capacité d'un instrument à atteindre un objectif quantitatif défini par ailleurs (par le gouvernement, le parlement) à moindre coût. On est dans un paradigme d'évaluation coût/efficacité et non pas de coût/avantage. Ce dernier implique de quantifier les avantages générés par la politique, par exemple, en termes de dommages environnementaux évités.

Les indicateurs employés pour mesurer l'efficacité économique sont nombreux. Les principaux indicateurs utilisés actuellement ont été proposés par l'IRENA (2014). Dans cette section nous discutons les principaux aspects théoriques liés à l'efficacité économique statique.

Le critère coût-efficacité est généralement compris comme l'atteinte d'un objectif donné au coût le plus faible. Del Rio et Cerdá (2013) signalent toutefois une controverse dans la littérature qui porte sur l'interprétation de la notion de coût-efficacité des instruments de soutien. Certains auteurs définissent en effet la notion de coût-efficacité conformément au principe général de maximisation de l'utilité, autrement dit, de minimisation des coûts de production de l'ER. D'autres auteurs et plusieurs organisations internationales (la Commission européenne, l'AIE, le GIEC) le définissent comme la minimisation des coûts de soutien qui équivaut dans la plupart des cas à la minimisation des surcoûts supportés par les consommateurs.

Bien que les coûts de soutien puissent être supportés par les contribuables, dans la plupart des cas ce sont les consommateurs d'électricité qui payent les coûts de ces politiques. Dans l'analyse graphique basée sur les travaux de Del Río et Cerda (2013) que nous présentons ci-dessous, nous considérons donc, par souci de simplicité, que ce sont toujours les consommateurs qui prennent en charge les coûts ce qui est généralement le cas en pratique (Del Río et al., 2012).

⁴¹ Dans la littérature francophone il est également nommé critère d'efficacité économique (statique) ou de coût-efficacité ; nous avons choisi la dénomination « efficacité économique » pour le distinguer plus facilement du critère d'efficacité que nous avons analysé dans la section précédente.

1.2.1 La minimisation des coûts de production

Le coût total de production de l'ER inclut plusieurs composants :

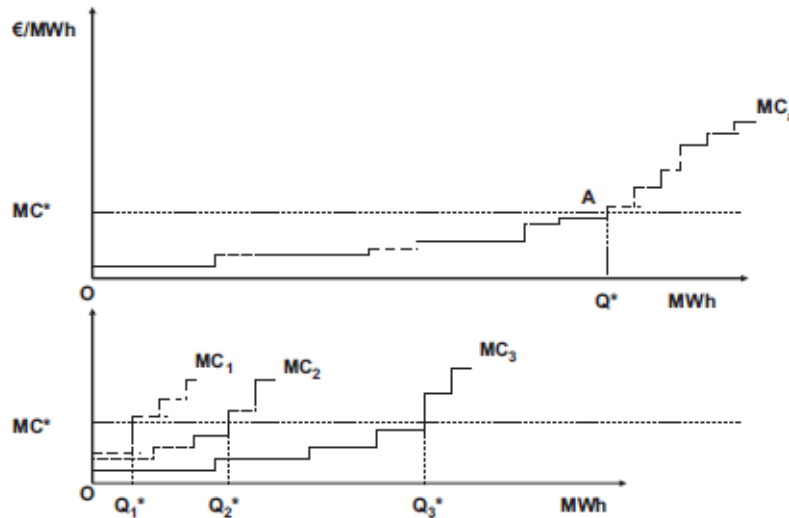
- Les coûts d'investissement : Ils comprennent les coûts de la technologie (les éoliennes, les panneaux photovoltaïques, etc. ainsi que le transport de ceux-ci sur site et leur installation), la location du terrain, le raccordement au réseau (câbles, sous-station, connexions), les travaux de génie civil (fondations, routes, bâtiments) et d'autres coûts associés (ingénierie, permis, études d'impact environnemental, équipement de surveillance, conseil et structuration financière). Le niveau de ces coûts dépend en partie (outre les contraintes techniques qu'impose le site) de la présence ou pas de producteurs nationaux, du niveau de concurrence entre ceux-ci, de l'existence ou pas de droits d'importation sur ce type d'équipements, entre autres.
- Les coûts financiers : Ceux-ci sont constitués principalement du coût moyen pondéré du capital (CMPC), ou *weighted average cost of capital (WACC)* en anglais, qui représente le taux de rentabilité annuel moyen attendu par les actionnaires et les créanciers, en retour de leurs investissements.
- Les coûts variables : ils comprennent le coût du carburant (uniquement pour la biomasse), les coûts de maintenance, d'assurances, de gestion, les taxes, ainsi que les coûts variables liés à l'entretien et à la réparation des équipements.
- Les coûts administratifs de la politique : tous les coûts associés à la mise en place et au contrôle de la politique.

En l'absence de progrès technique et pour une technologie de ENRe donnée, les coûts de production augmentent avec l'accroissement des capacités installées. Il en est ainsi parce que les premières centrales (éoliennes, photovoltaïques, etc.) sont situées dans les lieux ayant les conditions les plus favorables (i.e., accès au site, conditions de vent, etc). Ainsi, le coût marginal d'une unité de production supplémentaire d'ENRe augmente au fur et à mesure que des sites d'une moindre qualité sont occupés. La courbe de coût marginal des filières des ENRe est donc supposée croissante (Figure 2.2).

En outre, la courbe de coût marginal diffère selon la technologie de ENRe. Par conséquent, si l'objectif est d'atteindre un certain niveau de production d'ER au moindre coût possible, les technologies les plus économiques devraient être utilisées en premier et, parmi les technologies les moins chères, la priorité devrait être accordée aux sites qui présentent les conditions les plus favorables. Dans un deuxième temps, des technologies avec des coûts plus élevés et des emplacements moins favorables pourraient encore être nécessaires pour atteindre l'objectif fixé de déploiement des ENRe (Q^*). Le coût marginal des dernières technologies appelées pour se conformer à l'objectif seront égalisés. Sur la figure 2.2, MC^* représente le coût marginal de la dernière centrale de production nécessaire pour atteindre l'objectif. Ce critère de

décision est celui du principe d'équimarginalité bien connu dans la littérature de l'économie environnementale (cf. Tietenberg, 2008).

FIGURE 2. 2 COUT-EFFICACITE DES POLITIQUES DE SOUTIEN AUX ENRE (I)



Source : Del Rio, P., Cerdá, E. (2013)

Dans la figure 2 ci-dessus, la zone sous la courbe de coût marginal MC_a jusqu'à Q^* représente le coût total de production pour atteindre l'objectif Q^* . Étant donné que l'autorité publique cherche à minimiser les coûts, un déploiement plus faible de la technologie la plus chère (T1 avec MC_1) et un plus grand déploiement de la technologie la moins chère (T3 avec MC_3) se produirait. Les technologies et les sites dont le coût marginal se situe au-dessus de MC^* ne seraient pas déployés. Par conséquent, chaque technologie serait déployée jusqu'à ce que sa courbe de coût marginal coupe MC^* . Dans la partie supérieure du graphique, les coûts totaux de production équivalent à l'addition du coût total de production de chaque technologie représentée dans la partie inférieure, à savoir, la superficie totale MC_a jusqu'à Q^* , est égale à la somme des surfaces dans la partie inférieure du graphique : MC_1 jusqu'à Q_1^* , MC_2 jusqu'à Q_2^* et MC_3 jusqu'à Q_3^* .

Si des technologies plus chères ou des sites moins favorables sont utilisés pour atteindre l'objectif Q^* , le coût marginal de la dernière unité nécessaire pour respecter le quota ne serait pas fixé au niveau MC^* , mais il serait plus élevé que ce niveau. Ainsi, si les emplacements ayant des coûts plus élevés et des technologies également plus coûteuses (à droite de Q^*) sont utilisés, alors la courbe de coût marginal MC se déplacerait vers le haut.

En synthèse, cette approche basée sur le principe d'équimarginalité suppose la réalisation d'une allocation optimale des ressources en encourageant les technologies et les emplacements qui minimisent les coûts de production (Huber et al., 2004). Plusieurs contributions dans notre domaine d'études ont suivi cette approche, dont Schmalensee (2011), Fursch et al. (2010), Green et Yatchew (2012), Aune et al. (2012).

1.2.2 La minimisation des coûts pour les consommateurs.

Comme nous l'avons signalé auparavant, le déploiement des ENRe peut être soutenu à travers différents instruments, mais dans tous les cas le surcoût sera répercuté sur les factures pour les consommateurs. Ainsi, un objectif pour les décideurs publics est d'atteindre un certain niveau de développement des ENRe (au niveau de Q^*) au moindre coût possible pour les consommateurs. Les transferts des rentes au-dessus des coûts de production des ENRe des consommateurs aux producteurs (les rentes inframarginales) devraient être réduits au minimum pour éviter ainsi un renchérissement des politiques.

La figure 2.2 ci-dessus aide à interpréter les idées de cette approche. Supposons pour l'instant que le soutien (le FIT par exemple) est fixé au niveau MC^* , à savoir, au niveau qui était conforme à la règle d'équimarginalité. Le coût total de l'aide publique (qui incombe aux consommateurs) est représenté par la surface définie par O, Q^* , A, MC^* , à savoir, toute la zone en dessous de la ligne MC^* et entre O et Q^* . Une partie de ce soutien des consommateurs couvre les coûts totaux de production, tandis que le reste (à savoir, la zone située entre MC^* et la courbe du coût total de production marginal) représente le surplus du producteur. Un niveau plus élevé de soutien que MC^* signifie clairement que les consommateurs devraient payer plus que nécessaire pour répondre à l'objectif Q^* . Cependant, comme nous le verrons dans la section ci-après, il est possible d'adapter l'instrument pour leur permettre de payer un montant inférieur à MC^* et encore atteindre l'objectif Q^* en modulant le niveau du soutien selon les coûts des technologies.

Par ailleurs, Del Rio et Cerdá (2013) signalent que, étant donné le problème d'asymétrie d'information entre le régulateur et les acteurs soumis à la réglementation (les producteurs d'ER), il est possible pour ces derniers d'exagérer ces coûts afin de recevoir un plus haut niveau de support. Il est donc probable que le niveau des subventions sera placé au-dessus de la courbe du coût marginal de production.

De nombreuses contributions à la littérature sur l'évaluation des politiques énergétiques suivent cette approche qui met en exergue le besoin de calibrer les politiques afin d'éviter l'apparition de rentes inframarginales excessives en faveur des producteurs et en détriment des consommateurs : Haas et al. (2011), Verbruggen (2009), Verbruggen et Lauber (2012), Klessmann et al. (2011), Huber et al. (2004), Ragwitz et al. (2007), Mitchell et al. (2011), AIE (2008), Couture et Gagnon (2010).

1.2.3 Deux approches opposées ou complémentaires ?

L'analyse synthétique des deux approches suggère qu'elles ne sont pas contradictoires mais portent simplement sur des périmètres d'analyse différents. Alors que la première approche se limite à la minimisation des coûts totaux de production et ignore la question des transferts de rentes entre consommateur et producteurs (des effets distributifs), l'approche de minimisation des coûts de la politique intègre ces deux dimensions dans son cadre d'analyse.

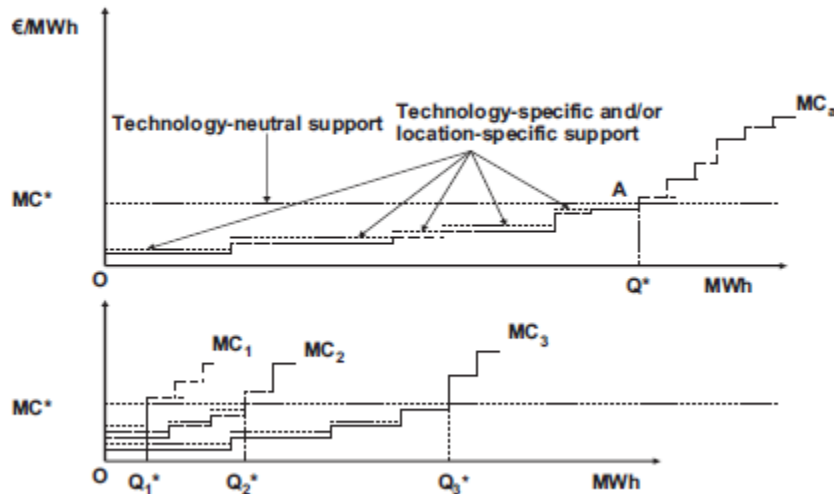
Rappelons que dans l'économie du bien-être, l'impact d'une politique sur le bien-être total est égal à l'addition des rentes des consommateurs et des producteurs moins les dépenses publiques. Alors que les surplus des producteurs sont des transferts qui ne changent pas le bien-être (ce sont des flux de distribution), les coûts de production sont de véritables coûts économiques qui vont affecter celui-ci. Les effets distributifs sont un jeu à somme nulle. En supposant une situation de concurrence parfaite, la minimisation des coûts est équivalente à la maximisation du bien-être général (Hirth et Ueckerdt, 2012).

Cependant, dans la deuxième approche l'on cherche à minimiser les coûts payés par les consommateurs ce qui est égal à l'addition des coûts de production et du surplus des producteurs. La minimisation des coûts de production contribue à minimiser les coûts de la politique. Ainsi, les consommateurs payeront plus si les technologies les moins chères et les sites les plus favorables ne sont pas choisis. Cependant, la minimisation des coûts de production est une condition nécessaire mais non suffisante pour minimiser les coûts pour les consommateurs. Même si cette condition est vérifiée ils peuvent payer plus à cause du transfert de rentes évoqué auparavant. Dans la figure 2.3 on peut observer qu'un niveau de soutien unique fixé en MC^* est trop élevé pour les technologies à plus faible coût ce qui peut conduire à des transferts significatifs entre consommateurs et producteurs.

En revanche, si le niveau de soutien était adapté aux coûts des différentes technologies et des sites, on peut alors réduire les coûts totaux supportés par les consommateurs. Ceci est illustré sur la figure 2.3 ci-dessous où les segments de lignes en pointillés représentent les niveaux de soutien pour les différentes technologies/sites et, par conséquent, un niveau global de support inférieur à MC^* . Notez que la réduction des coûts de la politique ne comporte pas un changement de la courbe de coût marginal de production, à savoir, les coûts de production peuvent rester inchangés alors que les coûts de la politique sont réduits. Autrement dit, la fixation de différents tarifs selon la technologie/site ne signifie pas que l'incitation à utiliser les technologies les moins chères et les meilleurs emplacements soit perdue.

On verra dans la partie 2.2 de ce chapitre (Analyse de l'efficacité statique des instruments) que les études empiriques sur ce sujet ont adopté une ou l'autre approche conduisant à des recommandations de politiques différentes.

FIGURE 2.3 COUT-EFFICACITE DES POLITIQUES DE SOUTIEN AUX ENRE (II)



Source : Del Rio, P., Cerdá, E. (2013).

1.3 L'efficacité économique dynamique : une conceptualisation en trois dimensions

Le critère d'efficacité dynamique intègre un aspect temporel à l'analyse de la performance des instruments de soutien. Il se réfère en effet à la capacité d'un instrument pour déclencher un processus dynamique de progrès technique conduisant à une baisse des coûts des technologies nécessaire pour atteindre des objectifs sur le long terme. Une phrase de Christiansen (2002) peut introduire cette problématique: « ...since the development of new technologies and learning about their use is required to reduce also the cost of future emission reductions, picking only the low-hanging fruits in the long term prove to be inferior in terms of economics costs and environmental impacts ».

L'intérêt des économistes pour l'évaluation de l'efficacité dynamique dans un cadre de politique environnementale n'est pas nouveau, des études pionnières sont apparues dans les années 1970 et 1980. Concernant l'impact des instruments de contrôle de la pollution sur le progrès technique, on signalait alors que : « over the long haul, it is perhaps the single most important criterion on which to judge environmental policies » (Kneese et Schultze 1978) et « it is the key to an effective solution of environmental problems » (Or, 1976) (Cités par : Jaffe et al., 2003). La recherche sur l'efficacité dynamique des instruments de contrôle de la pollution a continué dans les années 1980 et 1990 avec Milliman et Prince (1989), Carraro et Siniscalaco

(1994), Laffont et Tirole (1996), Montero (2000) entre autres⁴². Les analyses appliquées spécifiquement aux instruments de promotion des ENRe sont plus récentes et moins nombreuses : Finon et Menanteau (2003), Lamy (2004), Midttun et Gautesen (2007), Del Río (2011), Del Río et Bleda (2012), IRENA (2014).

Comme nous l'avions signalé auparavant, les technologies de ENRe présentent différents degrés de maturité technico-économique. Ces nouvelles technologies disposent donc de différents potentiels de réduction de coûts de production dans le moyen et long terme. Dans la phase de conception de la politique de soutien, une nouvelle question se pose alors pour l'autorité publique : doit-elle inciter les investissements seulement dans les technologies les plus matures (ie les moins coûteuses) ou bien doit-elle soutenir également les technologies actuellement moins avancées mais ayant un plus grand potentiel pour la baisse des coûts à long terme ?

Si l'objectif principal est la minimisation des coûts à court terme, alors seulement les ENRe les plus matures (i.e. les plus économiques) seront soutenues. Au contraire, la minimisation des coûts totaux sur un horizon temporel plus vaste (20, 30, voire 50 ans) requiert le soutien à des technologies présentant différents degrés de maturité (Del Río, 2011). Cette dernière approche est particulièrement pertinente quand il s'agit de traiter des problématiques complexes qui requièrent l'application d'un éventail de technologies sur le long terme. Tel est le cas des politiques d'atténuation du changement climatique.

Dans ce cadre, de nouvelles questions émergent : Comment promouvoir le développement d'un éventail d'ENRe présentant différents degrés de maturité technico-économique ? De quelle manière le choix de l'instrument de soutien va-t-il conditionner le processus de changement technique ? Comment la rente issue du progrès technique sera-t-elle partagée entre les différents acteurs ? Afin de donner une réponse à ces questions, il faut d'abord comprendre les différentes dimensions associées au critère d'efficacité dynamique.

1.3.1 Les impacts sur la diversification technologique

Un aspect clef du critère d'efficacité dynamique est la capacité d'une politique à promouvoir un éventail de technologies qui permettent de s'attaquer à des objectifs de réduction d'émissions de CO₂ et/ou de développement des ENRe au moindre coût possible en termes intertemporels (la somme des coûts à court, moyen et long terme).

Des analyses comparatives (Buckman et Diesendorf, 2010) ainsi que des modèles de simulation (Huber et al., 2004, 2007) ont montré de façon systématique que des objectifs ambitieux de déploiement des ENRe ne peuvent être atteints de manière coût-efficace dans une perspective intertemporelle qu'avec la promotion simultanée (et non séquentielle) de technologies ayant différents degrés de maturité (Ragwitz et al. 2007; Resch et al. 2009). En effet, le manque de soutien aux technologies immatures mais ayant un grand potentiel de progrès technique

⁴² Dans la partie 2.3 de ce chapitre, nous nous appuyons sur le modèle général de Milliman et Prince pour développer notre analyse sur les effets des instruments de promotion des ENRe sur le processus de changement technique.

entraînerait des coûts plus élevés à long terme parce que ces technologies ne seront pas suffisamment développées quand elles seront nécessaires pour se conformer à des objectifs plus ambitieux (Del Río, 2011).

Par ailleurs, le risque associé aux différents instruments est en lien direct avec la diversité technologique. Les coûts des technologies d'énergies renouvelables sont fortement tributaires du coût du capital lequel est affecté par les risques de prix et de volume. À leur tour, ils sont tous affectés par le risque associé aux politiques (Jacobsson, 2008). Compte tenu de la forte intensité en capital initial et de la forte dépendance aux politiques de soutien, les technologies immatures sont plus touchées par ces sources de risques. Mais, comme cela a été analysé dans le chapitre I de cette thèse, différents éléments de conception des instruments aboutissent à différents degrés de risque et doivent donc être pris en compte au moment de traiter la diversification du mix de technologies.

Pour terminer l'introduction de cette dimension, tenons compte du dilemme suivant : bien que la diversité des technologies doive être favorisée, Del Río (2011) signale le risque d'une « diversification excessive ». Autrement dit, si de nombreuses technologies sont soutenues simultanément, les fonds disponibles seront répartis sur un nombre trop important d'options technologiques avec le risque qu'aucune d'entre elles ne réalise des progrès significatifs.

1.3.2 Les impacts sur la stimulation de l'innovation

Comme pour d'autres technologies, le progrès technique des ENRe dépend pour une grande partie des activités de RD&D. Elles permettent d'améliorer la performance technique (et économique) des technologies existantes et éventuellement l'émergence de nouvelles technologies. Ces activités sont menées par des centres de recherche publics ou par les industriels eux-mêmes, recherchant une baisse de coût et/ou un avantage comparatif.

Les activités de RD&D dépendent au moins de deux groupes de facteurs interdépendants : l'existence d'un marché stable (ou d'une anticipation d'un marché suffisant) pour les technologies d'énergies renouvelables (*demand-pull*) et l'existence d'un excédent (surplus ou rente technologique) à partager entre les producteurs d'ENRe et les fabricants d'équipements (*supply-push*)⁴³. L'influence de la rente technologique sur les activités d'innovation est défendue par Menanteau et al. (2003) sur le plan théorique et par Butler et Neuhoff (2008) sur le plan empirique (étude comparative entre l'Allemagne et le Royaume Uni). Or, Del Río (2011) avance l'idée que les excédents qui sont susceptibles d'être réinvestis dans la RD&D sont ceux obtenus par les investisseurs dans les technologies immatures, car les possibilités d'amélioration sont plus grandes pour ces technologies. En revanche, tout bénéfice supplémentaire pour les producteurs de technologies matures est peu susceptible d'être réinvesti dans les activités d'innovation, conduisant à des bénéfices exceptionnels.

⁴³ Pour simplifier nous allons parler des activités d'innovation des « producteurs » sans distinction entre les fabricants de technologie, les développeurs de projets ou les producteurs *stricto sensu*.

Par ailleurs, une partie de la littérature insiste sur les effets positifs de la pression concurrentielle sur les activités d'innovation cherchant une baisse des coûts (Egenhofer et. Jansen, 2006). Certains instruments (appels d'offres, CVN) encouragent une plus forte concurrence entre les producteurs de renouvelables, ce qui est répercuté sur les industriels. Autrement dit, les producteurs de renouvelables accroissent leur profit en acquérant des technologies plus efficaces afin d'augmenter la quantité de kWh produit et/ou de réduire le coût unitaire de production. L'importance de la pression concurrentielle, davantage liée à l'analyse coût-efficacité, sera traitée dans la partie consacrée à l'étude de l'efficacité statique des instruments.

1.3.3 Les impacts sur l'apprentissage technologique

Cette dimension inclut les améliorations des performances induites par les économies d'échelle et l'apprentissage technologique associé à la diffusion croissante des nouvelles technologies⁴⁴. Ce phénomène est habituellement nommé « changement technique induit » dans la littérature (Lamy, 2004). La diffusion permet en effet des réductions de coûts et des améliorations dans les technologies au fil du temps par le biais d'effets d'apprentissage (*learning-by-doing*, *learning-by-using* et *learning-by-interacting*). Les instruments peuvent faciliter le processus d'apprentissage en créant des niches, en particulier pour les technologies immatures. Mais seul un marché en croissance et fiable permet aux technologies d'avancer le long de leurs courbes d'expérience. Ainsi, les risques associés aux politiques ont des effets négatifs sur la diffusion des ENRe, et, par conséquent, sur les effets d'apprentissage.

La prise en compte de ce phénomène suggère qu'il pourrait être plus économique d'inciter des investissements importants le plus tôt possible afin de faire progresser rapidement les technologies renouvelables sur leurs courbes d'expérience (et ainsi de réduire les coûts rapidement), plutôt que de favoriser une diffusion progressive qui retarderait la réduction des coûts (Rickerson et al., 2007).

...

Nous avons conceptualisé le critère d'efficacité dynamique à travers ses trois dimensions principales. Toutefois, une quatrième dimension est sous-jacente à ce critère : l'atteinte des objectifs de la politique à court, moyen et long terme au moindre coût collectif possible. Autrement dit, au moyen de l'innovation, de l'apprentissage et de la diversification technologique, on cherche à minimiser les coûts en termes inter-temporels.

En outre, les dimensions de l'efficacité dynamique sont interconnectées par des forces complémentaires mais aussi par des forces antagoniques. A titre d'exemple, une réduction des coûts d'une technologie à la suite d'une innovation rend cette technologie plus attrayante pour les investisseurs potentiels. La diffusion lui permet alors de réduire ses coûts grâce aux effets d'échelle et d'apprentissage. Le lien existe également dans le sens inverse : la stimulation de la diffusion d'une technologie crée un nouveau marché ce qui à son tour rend plus attrayants les

⁴⁴ En toute rigueur les économies d'échelle et les effets d'apprentissage sont deux phénomènes différents mais, étant étroitement liés et tous les deux associés à la diffusion, nous les traitons dans la même dimension.

investissements en RD&D. Mais la mise en place d'une politique favorisant la diffusion rapide d'une technologie peut aller à l'encontre de la diversification technologique. La prise en compte de ces interdépendances bidirectionnelles est clef pour évaluer les effets globaux des instruments de régulation sur l'efficacité dynamique.

Avant de poursuivre notre analyse, la question de la pertinence du critère d'efficacité dynamique pour l'évaluation de politiques de promotion dans le cadre des pays émergents doit être posée. Comme nous l'avons souligné, ce critère acquiert une signification particulière dans le contexte des politiques climatiques à moyen et long terme dans lesquelles les énergies renouvelables constituent un pilier fondamental, spécialement dans les pays où la consommation énergétique continue à croître à un fort rythme. Toutefois, les objectifs de long terme se confrontent à des objectifs et contraintes socio-politiques de court terme.

Les pays en développement disposent pour la plupart d'entre eux d'une moindre marge de manœuvre concernant le choix technologique. Les contraintes budgétaires et les revenus plus faibles des consommateurs les amènent à priori à privilégier les technologies plus matures et moins coûteuses disponibles sur le marché. Or, ils peuvent également avoir comme objectif le déploiement de technologies moins matures mais mieux adaptées à certaines régions pour des raisons de développement local, de création d'emplois ou encore de sécurité de l'approvisionnement énergétique. La situation des « grands émergents » (la Chine, l'Inde, le Brésil, entre autres) est différente ; ils cherchent à développer une industrie locale des ENRe afin de réduire les coûts à moyen et long-terme et à développer une industrie d'exportation.

Par conséquent, l'analyse multidimensionnelle de l'efficacité dynamique est tout à fait pertinente. A ce sujet, notre propos sera organisé en trois temps. Premièrement, dans la partie 2.3 de ce chapitre nous proposons un modèle théorique pour étudier l'incitation à l'innovation et la maximisation du gain collectif issu du progrès technique. Deuxièmement, dans la partie 2.4 nous analysons les instruments les plus performants selon le degré de maturité technologique des ENRe. Enfin, des données empiriques tirées de l'expérience internationale et plus précisément des cas d'étude en Amérique Latine (chapitre V) seront discutées dans différentes parties de cette recherche.

Pour terminer, les rares études économiques sur l'efficacité dynamique des politiques énergétiques se sont centrées sur un ou plusieurs aspects de ce critère. La construction d'indicateurs étant moins évidente que dans le cas de l'efficacité statique, la plupart des études ont suivi une approche qualitative. Nonobstant, les études de modélisation prospective utilisent les courbes d'apprentissage avec un « *learning rate* » par technologie. Ces approches permettent par exemple d'estimer les investissements à réaliser afin d'aboutir à un niveau de « *grid parity* » dans lequel les subventions pour les ENRe ne sont plus nécessaires. IRENA (2014) propose d'ailleurs l'utilisation d'indicateurs d'efficacité statique sur des séries temporelles plus ou moins longues afin de capturer les impacts dynamiques des politiques.

1.4 D'autres critères d'évaluation

Dans cette sous-partie nous traitons tour à tour les critères suivant : l'équité, la faisabilité institutionnelle et la compatibilité des instruments avec les marchés électriques libéralisés.

1.4.1 L'équité

L'équité des politiques énergétiques peut être abordée en considérant les effets distributifs à travers différents groupes sociaux (la répartition du coût de la politique) ainsi que la participation de diverses parties prenantes dans la conception et la mise en œuvre de ces politiques. Un autre aspect clé de ce critère consiste à l'évaluation des groupes qui sont directement bénéficiaires de la politique (les opérateurs traditionnels, les petits producteurs, les *prosummateurs*). L'interprétation du critère d'équité varie pourtant considérablement selon la littérature. Une de premières controverses porte sur les groupes de « *stakeholders* » pour qui les impacts des politiques sont considérés. Selon le rapport d'IRENA (2014) les impacts sur différents groupes sociaux, les impacts intergénérationnels et entre groupes de pays sont les plus évalués.

Il n'existe donc pas d'unanimité dans la littérature sur les critères (et encore moins sur les indicateurs) pour juger une politique comme équitable. Afin d'évaluer les politiques de promotion des énergies renouvelables dans le contexte d'un pays, il faut prendre en compte la notion d'équité telle qu'elle comprise par les parties prenantes ainsi que les objectifs principaux de la politique. De nombreux pays à faible revenus mettent l'accent sur les impacts sur le développement socio-économique plutôt que les effets d'atténuation du changement climatique. Quelle que soit la définition et l'approche adoptée, il est nécessaire d'expliquer de façon transparente la justification et la pertinence pour le pays concerné (IRENA, 2014). A ce titre, plusieurs études appliquées dans des pays en développement se sont centrées sur la question de l'accès à l'énergie en lien avec la politique de promotion des ENRe.

Les avantages relatifs des énergies renouvelables par rapport aux énergies fossiles dépendent fortement des conditions locales. Dans des zones avec une bonne qualité de ressources (régime de vent, rayonnement solaire, etc...) les ENRe peuvent produire de l'électricité à un coût moyen égal ou inférieur aux technologies traditionnelles. Dans les zones éloignées, elles peuvent faciliter le développement local, en offrant un moyen de production d'énergie là où les énergies fossiles ne peuvent pas être commercialement viables. Cependant, une partie considérable de l'électricité verte n'est pas encore compétitive si l'on considère les prix de marché. Cette différence peut engendrer un coût parfois considérable de politiques de soutien. La question qui se pose est donc : qui doit affronter le coût des politiques de promotion et dans quelle mesure ? Par

ailleurs, un autre aspect lié à l'équité concerne la « répartition des gains » entre les acteurs directement bénéficiaires des politiques de soutien.

Des études au niveau mondial nous apportent quelques enseignements sur cette question :

- Les politiques financées directement par les consommateurs (au lieu d'un financement à travers des taxes par exemple) sont considérées plus régressives, étant donné que la part du revenu capté par la dépense énergétique est plus importante pour les populations les plus pauvres. L'effet est aggravé lorsque les factures énergétiques sont utilisées pour financer des politiques dont les bénéficiaires profitent essentiellement aux ménages les plus riches, comme certains travaux d'efficacité énergétique ou d'équipements d'ENRe coûteux (Owen, 2006).
- Le système de CVN est considéré moins équitable que celui de FIT si l'on considère les différents profils des investisseurs potentiels en ENRe. Ils entraînent des modes de fonctionnement plus complexes et moins favorables pour les petits producteurs et pour l'entrée de nouveaux acteurs dans les marchés. D'ailleurs, ils sont associés à l'apparition des effets d'aubaine favorables aux grands producteurs déjà établis (Batlle et al., 2011 ; Mitchell et al., 2011 ; Verbruggen et. Lauber, 2012).

1.4.2 La faisabilité institutionnelle

Selon l'IRENA (2014), la faisabilité institutionnelle décrit une situation dans laquelle un instrument de politique ou une politique est considéré comme légitime, susceptible d'être accepté par les parties prenantes et peut être appliqué dans un contexte donné. Elle dépend donc de l'interaction entre les éléments de conception de la politique et l'environnement administratif, économique et socio-politique dans lequel la politique est mise en œuvre.

Les études sur l'évaluation de la faisabilité institutionnelle de politiques publiques (non exclusivement des politiques énergétiques) utilisent un nombre considérable d'indicateurs qualitatifs associés à différentes variables (tableau 1 ci-après) (Luth, 2012). De tels indicateurs pris isolément sont cependant incapables d'estimer la faisabilité institutionnelle d'une politique. Ils doivent être utilisés conjointement afin de comprendre l'environnement institutionnel et ses interactions avec la politique.

Trois méthodes d'évaluation de la faisabilité institutionnelle ont été identifiées : l'étude de cas, l'évaluation d'impacts et l'analyse multicritères⁴⁵ (IRENA, 2014). Ces méthodes peuvent être adaptées pour évaluer différents aspects de la faisabilité institutionnelle. Elles aident à comprendre si une politique est adaptée à son environnement institutionnel à partir de deux axes : la viabilité socio-politique et l'existence des ressources et des institutions nécessaires pour sa mise en place. Ces méthodes ne mesurent donc pas directement la performance d'une politique, mais

⁴⁵ Dans un article paru dans la revue *Journal of Institutional Economics*, Theesfeld et al (2010) proposent une nouvelle méthode pour une évaluation ex-ante de la compatibilité institutionnelle d'une politique.

elles aident à expliquer son « potentiel de réussite » (évaluation ex-ante) ou les raisons de son succès ou de son échec (évaluation ex-post). A titre d'exemple, ni le manque de personnel pour sa mise en œuvre, ni les réelles motivations du gouvernement pour légiférer, n'indiqueront si une politique a atteint ses objectifs, mais ils aident à expliquer pourquoi le résultat final a été atteint.

Plusieurs auteurs soutiennent que la faisabilité institutionnelle est le premier critère à prendre en compte avant la mise en œuvre d'une politique (Gupta et Tirpak, 2007). Bell et Russell (2002) soulignent la pertinence particulière que cela présente pour les pays à faible revenu où la capacité institutionnelle pour la mise en place de la politique peut se révéler fortement déterminante de son efficacité et de son efficience. Ainsi, l'amélioration de la faisabilité institutionnelle d'une politique, par exemple à travers une réduction de sa complexité administrative ou en obtenant du soutien politique, peut contribuer à améliorer la réussite de la politique au regard des autres critères. De la même manière, la façon dont une politique a été conçue (la participation des parties prenantes, la répartition des coûts et des bénéfices) est en lien direct avec le critère d'équité.

Verbruggen et Lauber (2012) ont effectué une analyse comparative de la faisabilité institutionnelle de différents instruments de politique. Ces auteurs signalent que les instruments de soutien ne sont qu'une composante opérationnelle des politiques de promotion. Ils distinguent entre faisabilité endogène (la complexité des instruments en tant que tels, qui affecte la transparence, la prévisibilité, la participation) et faisabilité exogène (les conditions d'application de la politique). Le FIT a l'avantage d'être transparent et prévisible ; il attire la participation de nombreux acteurs en dehors du secteur de l'électricité conventionnelle qui sont bien placés pour développer les ressources des ENRe diversifiées et distribuées. En revanche, les CVN sont très complexes en combinant les marchés de l'électricité standard et les marchés de certificats. Comprendre les subtilités et les aléas des marchés de l'énergie est une activité spécialisée, leur régulation encore plus d'où le besoin d'engager des experts dans les bureaux publics.

Bien que l'importance de la faisabilité institutionnelle soit reconnue dans la littérature, elle est souvent négligée dans les études théoriques ou empiriques évaluant la politique énergétique et environnementale. Les conditions institutionnelles propices à la mise en place d'une politique sont en règle générale présumées comme existantes et, par conséquent, ne sont pas étudiées explicitement (IRENA, 2014). Notamment dans le domaine de politiques de promotion des ENRe, les connaissances sur ce sujet sont modestes. D'ailleurs, d'autres sciences sociales ont commencé à s'intéresser plus récemment à cette thématique.

Tableau 1 : Des facteurs influençant la faisabilité institutionnelle

Le soutien des parties prenantes

- Origine de la politique : en réponse aux demandes sociales, en réponse aux pressions exercées par des organismes externes, etc
- Connaissance des parties prenantes et de leurs points de vue officiels
- Importance attribuée aux énergies renouvelables par la société

L'influence de lobbies

- Niveau de concentration industrielle (du marché électrique, des constructeurs d'équipements)
- Niveau d'organisation des consommateurs
- Niveau d'organisation des groupes environnementalistes

La crédibilité de la politique

- Confiance dans les institutions du pays
- Confiance dans le gouvernement
- Expérience de politiques similaires

La compatibilité avec d'autres politiques gouvernementales

- Cohérence avec la politique environnementale
- Cohérence avec d'autres politiques énergétiques
- Cohérence avec la politique du commerce extérieur

Capacité administrative/organisationnelle

- Disponibilité de ressources matérielles
- Disponibilité de ressources humaines

Intérêt des investisseurs potentiels

Source : adapté d'Irena (2014).

Dans le chapitre V de cette thèse nous traitons trois études de cas sur les politiques de promotion des énergies renouvelables en Amérique Latine (l'Argentine, le Chili et le Brésil) qui nous permettent d'aborder différentes dimensions liées à la faisabilité institutionnelle de ces politiques.

1.4.3 La compatibilité avec les marchés électriques libéralisés

Que ce soit en Europe, en Amérique ou dans d'autres régions du monde, la plupart des marchés électriques ont connu une ouverture à la concurrence dans les dernières décennies. La libéralisation s'est produite en amont (production d'électricité) et en aval (commercialisation/distribution). Dans ce cadre, il est nécessaire de prendre en considération les modes de fonctionnement des instruments de promotion afin de minimiser les possibles effets négatifs sur la concurrence. En toute rigueur, il s'agit d'un aspect ou d'un sous-critère de la faisabilité institutionnelle.

Les politiques de soutien aux nouvelles technologies d'énergies renouvelables ont un caractère temporaire dans le sens où elles accompagnent le développement de ces technologies jusqu'au moment où elles seront en condition de concourir sur le marché. De ce point de vue, les instruments qui facilitent l'intégration des ENRe sans créer de distorsions dans les marchés électriques sont préférables. L'incompatibilité des instruments de soutien avec le fonctionnement d'un marché électrique libéralisé peut engendrer des effets négatifs comme une augmentation de la volatilité des prix spot. En outre, cette question a pris un sens particulier en Europe en raison de l'objectif d'intégration des marchés électriques européens ce qui nécessite une harmonisation des politiques (Van Dijk et al., 2003).

L'analyse comparative des instruments eu égard à ce critère montre une préférence pour les systèmes de certificats verts négociables et de tarifs premiums, suivis par les enchères concurrentielles et, en dernière position, par les tarifs d'achat garantis. En effet, les CVN et le système de tarifs premium permettent la vente de l'ER directement sur le marché électrique, en compensant la différence de coût (par rapport aux énergies conventionnelles) au moyen de la vente des certificats verts ou d'une subvention au-dessus du prix de marché, respectivement. A l'opposé, les tarifs d'achat garantis assurent le débouché de la totalité de l'électricité verte à un prix garanti hors marché. Les producteurs de renouvelables sont donc, dans ce dernier cas, indifférents au marché électrique.

Cependant, le bon fonctionnement d'un système de quotas présuppose l'existence d'un marché concurrentiel, dans lequel participent un nombre suffisamment grand d'acteurs. Or, en pratique, de nombreux marchés électriques présentent une concurrence imparfaite : en France par exemple, un monopole historique fait face à une frange concurrentielle. Dans ce contexte, ce monopole disposerait d'un pouvoir de marché et aurait intérêt à pousser à la hausse ou à la baisse le prix des certificats. Dans ces conditions, un système de quotas s'avère peu efficace pour attirer les investissements en ENRe. Ce problème s'est posé en Belgique flamande (Verbruggen, 2009) où les deux principales compagnies électriques contrôlaient plus de la moitié des capacités en 2008 (Quiron, 2016).

Le comportement spéculatif d'une firme dominante sur le marché de certificats peut en outre avoir une répercussion sur le marché électrique si, comme le signale Quiron (2016), cette firme crée une rareté artificielle sur le marché de certificats verts pour renforcer sa position

dominante sur celui de l'électricité. Ce type de situation a été mis en évidence dans le cas des permis d'émission échangeables en Californie en 2000-2001 où, selon Kolstad et Wolok (2008), certains gros producteurs électriques ont délibérément acheté plus de permis d'émission que nécessaire, pour faire sortir du marché de l'électricité d'autres entreprises qui étaient en pénurie de certificats (Quirion, 2016).

Tanaka et Chen (2013) ont modélisé cette problématique : le comportement d'une firme dominante sur le marché électrique en présence d'un système de CVN. Les auteurs distinguent le cas où la firme dominante produit à l'aide de ressources conventionnelles et renouvelables. Dans le premier cas, cette firme a intérêt à augmenter le prix de l'électricité et à faire baisser le prix des CVN, d'où un investissement trop faible dans les ENRe à long terme (Quirion, 2016). Ce type de distorsions à la concurrence diminuerait fortement avec un élargissement du marché de certificats verts (un marché européen par exemple), mais cela est de nos jours difficile à mettre en place en raison de facteurs politiques et économiques.

Les analyses faites jusqu'à présente donnent donc un avantage à l'instrument FIP en matière de compatibilité avec le fonctionnement des marchés de l'électricité. Nous reviendrons sur cette question dans la partie 3.1 de ce chapitre.

2. Analyse comparative de la performance des instruments

En nous appuyant sur les critères d'évaluation discutés dans la section précédente et sur diverses études théoriques et empiriques, nous réalisons une analyse comparative des principaux instruments de régulation complétant celle proposée dans le chapitre I.

2.1 Analyse de l'efficacité des instruments pour attirer les investissements dans les ENRe

Le type d'instrument utilisé conditionne l'efficacité de la politique pour atteindre l'objectif fixé de développement des ENRe. D'un côté, les instruments-prix, notamment les FIT et les FIP, ne procurent aucune garantie quant à l'atteinte de l'objectif quantitatif. La quantité produite n'est parfaitement connue a priori que si la courbe de coût marginal de production d'ER est connue, ce qui n'est généralement pas le cas. De l'autre côté, les instruments-quantités, notamment le système d'enchères concurrentielles et le système de quotas avec des CVN, offrent plus de certitude quant à l'atteinte de l'objectif. Ils assurent en principe sa réalisation puisque la quantité à produire est directement fixée par le régulateur lors des appels d'offres ou lors de la fixation d'un quota avec des CVN. Ce sont des conclusions issues des premières analyses théoriques (cf. Lamy, 2004). Toutefois, les études empiriques montrent que d'autres éléments doivent être pris en compte dans l'évaluation de l'efficacité.

Par définition, les tarifs d'achat garantis fixent le prix auquel sera achetée toute la production d'ER délivrée sur le réseau. Ainsi, tous les producteurs dont le coût marginal est inférieur au tarif proposé ont intérêt à produire. Néanmoins, si la courbe de coût marginal qui a servi à déterminer le tarif a été sous-estimée, l'objectif ne sera pas atteint. A l'inverse, si la courbe de coût marginal a été surestimée, l'objectif quantitatif sera dépassé. Le régulateur procèdera à des ajustements progressifs du tarif et les quantités (i.e. les investissements en nouvelles capacités d'ENRe) s'ajusteront en conséquence.

Le système de FIT s'est avéré l'instrument le plus efficace pour attirer les investissements en ENRe au niveau mondial (Ragwitz et al. 2007 ; Held et al., 2014 ; Sun et Nie, 2015). A condition que le tarif soit établi à un niveau suffisamment rémunérateur, la sécurité offerte par le FIT attire en effet des investisseurs divers : entreprises traditionnelles du secteur électrique, agriculteurs, petits producteurs, entre autres.

Néanmoins, étant donné l'incertitude sur le niveau et l'évolution des courbes de coût marginal des ENRe le système de FIT peut conduire à une situation de surinvestissement. Ainsi, comme le souligne Quirion (2016), dans de nombreux pays ayant instauré un FIT pour

le photovoltaïque, les capacités installées ont excédé les prévisions du fait de la baisse plus rapide que prévu du coût de cette technologie, notamment dans la période 2008-2012⁴⁶. En Europe, beaucoup d'analystes ont reproché l'excès d'investissement en raison des tarifs trop généreux. Les pays concernés ont réagi de manière contrastée : « *L'Allemagne, en ajustant à la baisse, mais avec un certain retard, les tarifs d'achat ; la France, en décrétant un moratoire puis également en ajustant à la baisse, mais avec un retard nettement supérieur, ses tarifs ; l'Espagne, en les abandonnant (la crise économique et le changement de gouvernement jouant un rôle majeur dans cette décision)* » (Quirion, 2016).

Dans le système d'appels d'offres, la concurrence porte sur les prix du kWh proposés lors des enchères. Les propositions sont classées par ordre de coût croissant jusqu'à ce que la quantité mise aux enchères soit atteinte. Avec cet instrument de soutien par les quantités, l'incertitude sur les coûts n'a pas de répercussion sur la quantité produite ex post. Le mécanisme des enchères concurrentielles permet, en procédant par appels d'offres successifs, d'atteindre le niveau de production d'électricité renouvelable recherché sans risque de le dépasser (Lamy, 2004).

Toutefois, l'inverse c'est-à-dire le risque de ne pas atteindre l'objectif n'est pas nul. En effet, l'expérience dans plusieurs pays montre que la pression concurrentielle créée par un système d'appel d'offres peut conduire à une sous-estimation des coûts de la part des producteurs de renouvelables ce qui provoque ensuite la non concrétisation d'une partie des investissements annoncés. Dans le cas du NFFO⁴⁷ britannique, la diminution des coûts des technologies à un rythme plus lent que prévu par les investisseurs ainsi que des barrières administratives ont empêché l'aboutissement d'une partie des investissements annoncés (Lipp, 2007 ; Butler et Neuhoff, 2008). A l'opposé, d'autres expériences plus récentes (voir le cas du Brésil dans le chapitre V) montrent que le système d'appels d'offres peut s'avérer un instrument très efficace. L'efficacité des enchères dépend donc principalement des modalités de sa mise en œuvre et des conditions du contexte.

Les systèmes de quotas échangeables sont en théorie un instrument efficace pour atteindre un objectif de développement des énergies renouvelables en ce qu'ils imposent une obligation claire sur l'une des catégories d'acteurs de la chaîne électrique (producteurs, distributeurs ou beaucoup plus rarement consommateurs). Le déploiement quantitatif est planifié via des quotas croissants et programmé par le rythme des périodes de mise en conformité. Cet instrument offre ainsi un contrôle direct sur la quantité d'électricité verte recherchée. De plus, si de nouvelles informations justifient une augmentation ou une limitation de la production d'ER, celle-ci pourra être obtenue en influant sur le nombre de certificats en circulation, le prix des certificats s'ajustant en conséquence (Lamy, 2004).

⁴⁶ En Allemagne, par exemple, les capacités installées ont dépassé toutes les prévisions des scénarios énergétiques.

⁴⁷ *Non Fossil Fuel Obligation*

Cependant, l'efficacité du système de CVN dépend dans une large mesure d'un élément de conception : le niveau de la pénalité pour le non-respect du quota. Ainsi, si la pénalité est inférieure au prix des certificats sur le marché, l'instrument perdra son pouvoir incitatif. Autrement dit, la pénalité joue de fait le rôle de prix plafond, les opérateurs préférant s'acquitter du prix plafond plutôt que d'acheter des certificats à un prix supérieur en cas de tensions sur le marché. Il faut donc que le niveau de la pénalité soit suffisamment élevé pour que l'instrument incite les entreprises à respecter leurs quotas d'électricité verte. Par ailleurs, l'incertitude concernant le flux de revenus, i.e. le prix futur de l'électricité et des CVN (cf. au chapitre I), peut décourager les investisseurs, notamment les plus petits.

Plusieurs analyses ont mis en lumière les effets mitigés des CVN (*Renewable Portfolio Standards*) pour les États-Unis (Delmas et Montes-Sancho, 2011; Carley, 2009). L'expérience européenne montre également une moindre efficacité de cet instrument. Toutefois, le système de quotas avec CVN a été très efficace pour promouvoir les technologies les plus matures (notamment l'éolien terrestre) dans les pays qu'on mise en œuvre un système de quotas technologiquement neutre, comme c'est le cas en Roumanie ou en Suède (Held et al., 2014).

2.2 Analyse de l'efficacité statique des instruments

Dans la section 1.2 nous avons analysé deux perspectives théoriques concernant l'interprétation du critère de coût-efficacité : la minimisation des coûts de production de l'ER et la minimisation des coûts supportés par les consommateurs. Bien que les deux approches ne soient pas complètement opposées, l'application de l'une ou de l'autre conduit à des recommandations de politiques différentes : les instruments à privilégier et leurs éléments de conception ne sont pas les mêmes selon ces deux interprétations de l'efficacité économique statique. Notre analyse est illustrée par la figure 2.3 (*ut supra*, page 92).

L'approche de minimisation des coûts de production recommande l'utilisation des instruments et des éléments de conception qui sont conformes à la règle d'équimarginalité. En principe, un système de FIT unique (fixé à MC^*) ou un système de CVN sans bandes technologiques permettraient d'atteindre cet objectif. Toutefois, étant donné que le gouvernement ne dispose généralement pas de l'information nécessaire sur les coûts de production des technologies, le niveau des FITs est peu susceptible d'être fixé exactement à MC^* , mais à des niveaux plus ou moins élevés. En revanche, avec un système de CVN technologiquement neutre, lorsque la cible est fixée à Q^* le niveau de soutien est automatiquement fixé à MC^* (à savoir, le prix de marché des CVN qui est égal à MC^* moins le prix de marché de l'électricité). Les coûts de production sont réduits au minimum parce que, à ce prix des certificats, les technologies à des coûts plus élevés (représentée par la courbe $MC1$) produiraient seulement une petite quantité d'électricité (ou elles n'en produiraient pas), alors que pour les technologies plus économiques ($MC3$), les coûts de production sont beaucoup plus bas que le prix des certificats et, par conséquent, une grande quantité d'ER produite à partir de ces technologies peut être attendue.

Dans un système de FITs différenciés par technologie ou d'un système de CVN avec des bandes, l'équimarginalité n'est pas nécessairement atteinte. La raison en est que la pénétration des technologies à coûts supérieurs à MC^* est autorisée avec ces instruments. Notez que les FITs différenciés n'éliminent pas l'incitation à utiliser les meilleurs emplacements. L'utilisation de ceux-ci implique un plus grand bénéfice pour les producteurs d'ENRe. Il en est ainsi à moins qu'un système de FITs différenciés par emplacement soit mis en œuvre. Sous un schéma de FITs différenciés par sites, un soutien plus élevé est accordé aux emplacements ayant une ressource de moindre qualité (cf. Ragwitz et al., 2007). Si au moins une technologie à droite de Q^* a été utilisée pour atteindre l'objectif, les coûts de production seront globalement plus élevés et la règle d'équimarginalité ne sera donc pas respectée. Il en est ainsi parce que, en vertu de FITs différenciés par technologie (ou d'un système de CVN avec des bandes), des technologies à la droite de Q^* pourraient faire partie du mix de production. En somme, le seul instrument qui théoriquement assure le respect de la règle d'équimarginalité est un schéma de CVN technologiquement neutre. Par conséquent, ceci est l'instrument qu'il faudrait privilégier avec un objectif unique de minimisation des coûts de production.

Dans l'approche de minimisation des coûts pour le consommateur, l'objectif est de réduire à la fois les coûts de production et les transferts des consommateurs aux producteurs. Ces derniers sont la différence entre les niveaux de soutien (MC^*) et les coûts de production, à savoir le surplus du producteur. Cela peut être fait en ajustant le niveau de soutien au coût marginal de production des différentes technologies. Bien qu'aucun instrument ne puisse garantir que cette adaptation des niveaux de soutien a lieu, le système de FITs différenciés par technologie est probablement le plus proche pour y parvenir. Dans un système de FITs différenciés, le régulateur pourrait fournir un niveau de soutien beaucoup plus faible que MC^* pour le premier segment, tout en fournissant un soutien au-dessus des coûts de production. Il pourrait procéder de la même manière avec le reste des technologies/segments.

Cependant, l'ajustement des niveaux de soutien à des coûts de production en vertu d'un schéma de FITs spécifiques par technologie suppose que : (1) le régulateur connaît les coûts des différentes technologies/sites et, par conséquent, (2) il peut fixer des tarifs spécifiques pour chaque technologie/site, correspondant à leurs coûts. En ce qui concerne (1), il a déjà été mentionné que le régulateur a une connaissance imparfaite des coûts de production des différentes technologies et des sites. L'évolution des coûts de certaines technologies comme le photovoltaïque a été particulièrement difficile à prédire. L'une des raisons est que les prix des matériaux (comme le silicium pour le solaire PV) sont particulièrement volatils (Panzer, 2012). A titre d'exemple, le régulateur du marché d'électricité en Espagne n'a pas réussi à estimer correctement le niveau et l'évolution du coût du solaire PV et, par conséquent, des niveaux de subventions trop élevés ont été accordés ce qui a sensiblement augmenté le coût total de la politique.

Concernant la deuxième condition, même en supposant que le gouvernement ait une bonne connaissance des courbes de coût marginal, une forte différenciation des tarifs par technologie et par site peut alourdir l'instrument et augmenter les coûts administratifs (Del Rio,

2013). Proposer un soutien différencié par technologie ne doit pas être confondu avec le soutien pour faire face à chaque situation particulière en termes de technologies et d'emplacement. Il y a certainement un compromis entre le niveau de détail de la politique et les coûts administratifs supplémentaires que cela entraîne.

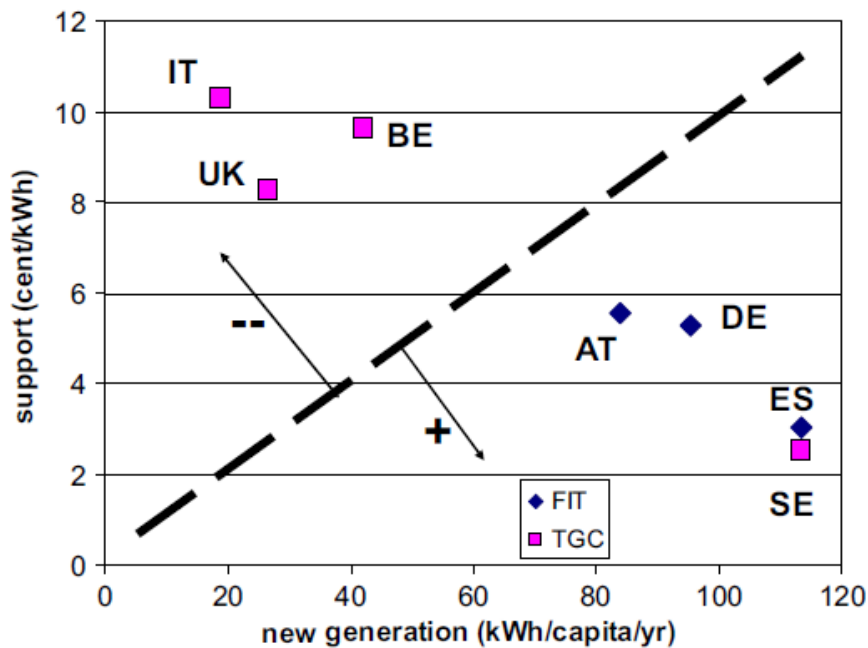
En résumé, les analyses qui suivent cette approche privilégient généralement les instruments qui peuvent s'adapter facilement aux différentes technologies, comme les FITs différenciés par technologies (Verbruggen et Lauber, 2012). En revanche, les instruments technologiquement neutres comme un FIT unique ou un système de CVN sont plus souvent critiqués (Held et al., 2014). Ceux-ci entraîneraient des transferts excessifs des rentes des consommateurs aux producteurs, en particulier pour les technologies les moins chères et les emplacements les plus favorables (ceux qui se trouvent plus près de l'axe des ordonnées). En effet, la recherche empirique suivant cette approche a montré que les instruments de soutien différenciés par technologie entraînent des coûts de politiques inférieurs par rapport aux instruments technologiquement neutres (Verbruggen et Lauber, 2012).

Plusieurs études ont évalué l'expérience européenne dans ce domaine en comparant les nouvelles capacités installées chaque année avec le coût des politiques. Par exemple, Haas et al. (2011) confrontent les pays ayant adopté un système de FIT avec ceux ayant choisi un système de quotas sur la période 2003-2008. Les résultats (figure 4 ci-dessous) montrent un net avantage pour les premiers. Paradoxalement, les pays ayant les niveaux de soutien les plus élevés, la Belgique et l'Italie par exemple, sont parmi ceux ayant le plus bas déploiement des ENRe. Les pays ayant mis en œuvre un système de FIT, comme l'Allemagne et l'Espagne, ont obtenu des investissements élevés avec des niveaux de soutien comparativement inférieurs à ceux des pays ayant choisi les quotas échangeables.

D'après l'analyse de Haas et al. (2011) l'expérience européenne montre qu'un système de FIT bien conçu s'avère efficace pour promouvoir les investissements dans les ENRe à un coût raisonnable. Le système de FIT présente plusieurs avantages : a) Il est facile à mettre en œuvre et peut être révisé pour tenir compte de nouvelles conditions du marché dans un temps très court ; b) les frais d'administration sont généralement inférieurs à ceux d'un système de CVN. Cela est particulièrement important pour les pays à plus faibles revenus où un marché de CVN est difficile à mettre en œuvre ; c) Un FIT différencié par technologie permet de limiter le surplus pour les producteurs.

Le système de quota a augmenté le coût de soutien en raison d'au moins quatre facteurs : a) le risque plus élevé qui renchérit le financement des projets ; b) la présence de rentes infra-marginales qui profitent à l'ensemble des technologies dont les coûts de production sont inférieurs à ceux de la technologie marginale ainsi qu'aux producteurs disposant des sites les plus favorables (applicable pour les systèmes de quota technologiquement neutres) ; c) les coûts de transaction plus élevés ; d) les mécanismes du marché semblent échouer dans les systèmes de CVN en raison de l'étroitesse des marchés nationaux.

FIGURE 2.4 COUT-EFFICACITE DES POLITIQUES DE PROMOTION EN EUROPE



Source : Haas et al. (2011)

2.3 Les effets des instruments sur le processus de changement technique des ENRe

En accord avec l'approche de Milliman et Prince (1989), le processus de changement technique peut être abordé en suivant trois étapes : l'innovation, la diffusion et la réponse optimale de l'agence de régulation (*optimal agency response*) qui consiste en l'ajustement de l'objectif optimal par le régulateur, suite à la prise en compte des deux étapes précédentes⁴⁸. L'intérêt de ce découpage est qu'il permet d'étudier les gains collectifs correspondant à chacune de ces étapes, ainsi que l'incitation perçue par les firmes pour déclencher un processus d'innovation.

Il s'agit dans un premier temps (sous-partie 2.3.1) de comprendre l'incitation à innover que procurent les différents instruments de promotion. Pour cela nous expliquons la manière dont le surplus issu du progrès technique est partagé entre les différents acteurs : d'une part les industriels notamment les producteurs d'équipement et les développeurs de projets d'ENRe et d'autre part les consommateurs ou les contribuables selon le système de financement de la

⁴⁸Selon l'approche de Schumpeter (Jaffe et al., 2002), le processus de changement technologique est divisé en trois étapes : invention (i.e., l'idée initiale plus une preuve brute qu'elle fonctionne), l'innovation (i.e., la transformation de l'invention en un produit commercialisable) et la diffusion (la vitesse et l'ampleur dans laquelle l'innovation se répand à travers l'économie nationale). Dans notre analyse, le terme « innovation » combine les deux étapes traditionnelles d'invention et de l'innovation tandis qu'une troisième étape, la réponse optimale du régulateur, est intégrée.

politique de soutien. Dans un second temps, nous proposons une analyse de l'ensemble du processus (sous-partie 2.3.2) afin de comprendre le déroulement des trois étapes susmentionnées et notamment le rôle du régulateur, dans le cadre d'une politique de promotion des énergies renouvelables.

2.3.1 Impact de l'instrument utilisé sur l'incitation à innover

Dans cette sous-partie nous proposons un modèle simplifié de la première étape du processus de changement technique afin de comprendre l'incitation à innover dans le cadre de trois politiques incitatives différentes : les tarifs d'achat garantis, les tarifs premium, et le système d'enchères concurrentielles. Pour cela nous étudions la capacité d'appropriation de la rente issue du progrès technique (surplus technologique) en prenant en compte la situation d'une entreprise dite innovante avant et après l'innovation. Nous avons choisi d'étudier ces systèmes de soutien (FIT, FIP et SEC) puisque ce sont les trois instruments les plus utilisés actuellement pour la promotion des nouvelles énergies renouvelables. A notre connaissance, l'efficacité dynamique des FIP a été très peu étudiée dans la littérature spécialisée.

Les hypothèses de base

On considère l'existence d'un marché électrique auquel participent N entreprises de production d'électricité. L'Etat en tant que régulateur cherche à développer une certaine quantité « Q_{obj} » d'électricité d'origine renouvelable. Etant donné que l'ER est plus coûteuse que les énergies conventionnelles, le régulateur doit choisir une de ces trois options :

- 1) Etablir un tarif d'achat garanti « t ». Afin de créer un climat favorable aux investissements, on assume que le régulateur maintiendra fixe les tarifs pendant la période d'analyse.
- 2) Etablir directement le quota objectif Q_{obj} et organiser des appels d'offres successifs. Les entreprises qui gagnent les enchères bénéficieront d'un prix garanti pendant toute la durée du contrat. Le quota objectif est fixe pendant la période d'analyse tandis que les quantités soumissionnées (q, q', q'') par une entreprise peuvent augmenter ou diminuer en fonction des variations de sa courbe de coût marginal.
- 3) Demander aux producteurs de vendre leur ER directement sur le marché électrique et leur concéder une subvention « S », c'est-à-dire un premium par kWh produit et injecté sur le réseau. Dans ce cas, les revenus des producteurs dépendent des variations du prix de marché.

Notons que dans les cas de figure (1) et (3) l'Etat ne peut pas s'assurer du respect de l'objectif recherché puisque la réponse du marché et la quantité d'ER finalement produite dépendra de la précision du régulateur pour s'approcher du tarif optimal. Mais ici nous ne nous

intéressons pas à l'efficacité de chaque instrument (nous supposons que le tarif a été bien établi) mais aux effets dynamiques qu'ils entraînent vis-à-vis de l'incitation à innover.

Deux autres hypothèses sous-tendent l'analyse. Premièrement, si le surplus du producteur croît avec le progrès technique, il sera incité à innover afin d'augmenter ses profits futurs. Autrement dit, plus le surplus attendu est grand, plus l'incitation et la capacité à innover dans de nouvelles technologies seront fortes⁴⁹. Deuxièmement, si le producteur est soumis à une pression concurrentielle qui l'empêche d'accroître ses profits, il ne sera pas incité à innover de la même façon : il cherchera à réduire ses coûts en statique, certainement en utilisant les meilleures technologies et sites disponibles, mais il disposera également de marges de manœuvre plus faibles pour investir en R&D, investissements nécessaires au futur progrès technique.

Analyse comparative des instruments

La partie (b) de la figure 5 ci-après présente la courbe de coût marginal (C_m) de production d'ER d'une entreprise sous un régime de promotion de FIT. Les revenus de cette entreprise sont représentés par la surface « 0,t,a,q ». Si on en déduit le coût total « 0,a,q » on obtient le bénéfice initial représenté par la surface « 0,t,a ». Puis, l'entreprise décide d'entreprendre une activité d'innovation qui fait déplacer sa courbe de coût marginal de C_m à C_m' . D'ailleurs, grâce à la baisse des coûts, elle peut mettre en activité des sites auparavant non profitables, dont la production d'ER bénéficiera aussi du même tarif « t ». Avec les nouveaux revenus « 0,t,c,q' » et les nouveaux coûts « 0,c,q' », les bénéfices de l'entreprise augmentent substantiellement : surface « 0,t,c ». Sur un régime de FIT, *ceteris paribus*, une entreprise innovante bénéficiera donc de deux effets positifs : un effet coût (triangle « 0,a,b ») et un effet revenu (triangle « a,b,c »). Son gain total à court terme (avant la diffusion de l'innovation et de la réponse du régulateur) est égal à la différence entre les bénéfices avant et après innovation, i.e. la surface « 0,a,c ».

Si le régulateur choisit un instrument quantité (partie « a » de la figure 2.5) notamment un système d'appels d'offres, les conditions pour entreprendre une activité d'innovation sont différentes. L'analyse part de la même situation d'équilibre avant innovation : l'entreprise produit une quantité « q » qui est rémunérée à un tarif « t » après avoir gagné l'appel d'offres⁵⁰ et son bénéfice est égal à « 0,t,a ». Ensuite, l'entreprise génère une innovation qui abaisse sa courbe de coût marginal à C_m' , cependant, elle ne pourra pas bénéficier de la totalité des nouveaux gains. En effet, sous un régime d'appels d'offres, la quantité totale d'ER est limitée par l'objectif établi par le régulateur. Les entreprises doivent donc concourir entre elles pour se satisfaire d'une partie de cette quantité au meilleur prix possible. Les offres qu'elles proposent prennent en compte au moins une partie des anticipations de gains issus des activités d'innovation.

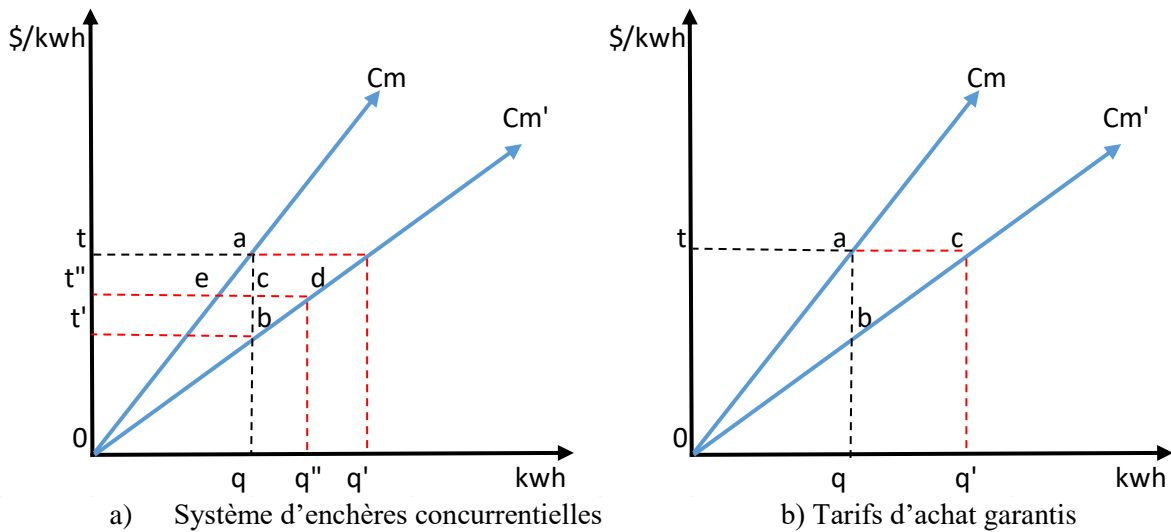
Dans le cas de figure, l'entreprise pourrait proposer une quantité q' au prix t , mais en supportant un risque trop élevé que son offre ne soit pas retenue. Elle pourrait aussi proposer la

⁴⁹ Un faible surplus pour les développeurs se traduit par des contrats moins favorables pour les constructeurs et, in fine, par une moindre incitation à investir dans d'ambitieuses activités de R&D (Lamy, 2004).

⁵⁰ Dans cette analyse nous considérons un système d'enchères à l'Hollandaise ou *pay-as-bid* (voire chapitre I).

même quantité originale q au tarif t' , mais cette situation la priverait de tout bénéfice de son innovation. Le plus probable est qu'elle se situe à un point intermédiaire par exemple « d ». Ainsi, son nouveau bénéfice serait égal à « $0, t'', d$ ». Dans tous les cas, en raison de la pression concurrentielle, l'entreprise devra proposer des prix inférieurs (le tarif n'étant pas fixe comme dans le système de FIT) ce qui lui fera perdre une partie des gains issus de l'innovation en faveur des consommateurs.

FIGURE 2.5 L'INCITATION A INNOVER SELON L'INSTRUMENT DE REGULATION (I)



Source : l'auteur

Jusqu'ici nous avons analysé l'incitation à innover de FIT et des enchères concurrentielles. Toutefois ces premiers résultats ne doivent pas être interprétés comme transposables à d'autres instruments-prix ou quantités. Ainsi, l'efficacité dynamique d'un marché de quotas échangeables a été étudiée par Lamy (2004). Dans sa thèse trois cas de figure sont analysés :

- Celui où les vendeurs de certificats sont le plus rapides à exploiter les progrès de la connaissance,
- Celui où les acheteurs de certificats utilisent l'innovation pour réduire leur handicap en termes de coûts alors que les vendeurs restent technologiquement statiques,
- Et celui où chaque producteur (qu'il soit acheteur ou vendeur de certificats) est en mesure de réaliser le même effort technologique.

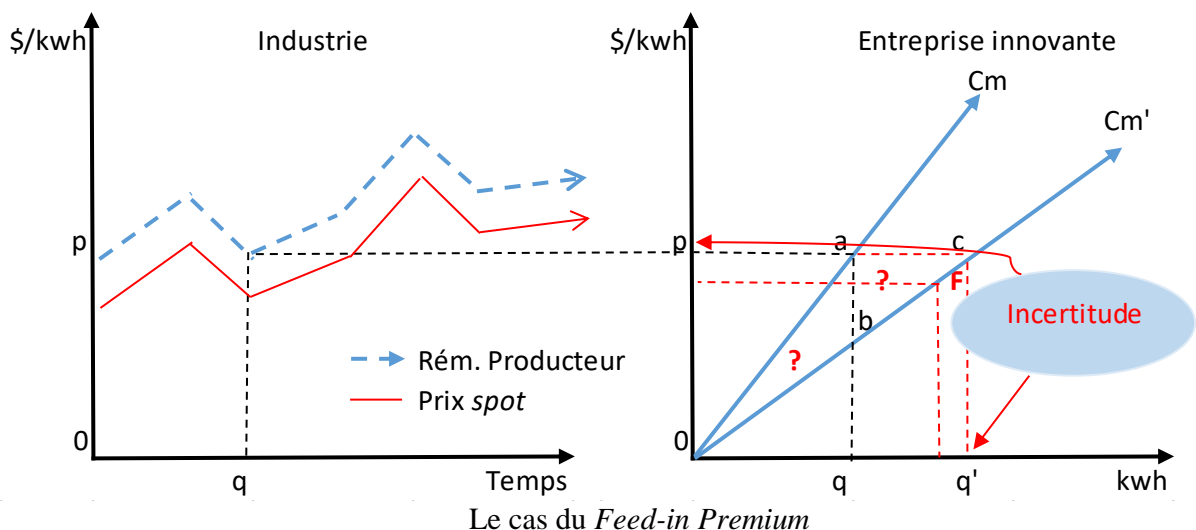
Elle conclut que, du point de vue dynamique, les systèmes de CVN n'octroient pas de rente technologique ou alors très faible en comparaison de celle obtenue dans les systèmes de tarifs d'achat garantis, selon la situation de départ et l'acteur qui entreprend l'activité d'innovation. En effet, la concurrence sur le marché fait baisser le prix des certificats (suite à une

baisse de la courbe de coût marginal grâce à l'innovation) ce qui annule tout ou partie de la rente technologique au détriment de(s) innovateur(s) et en faveur des consommateurs.

En revanche, nous allons analyser la performance dynamique du *feed-in premium*, très peu étudié jusqu'à présent bien qu'il devienne un instrument de plus en plus utilisé dans de nombreux pays. Sous un système de FIP la rémunération du producteur de renouvelables se forme par la somme du prix de l'électricité qu'il vend sur le marché spot plus une prime (*premium*) accordée par l'autorité de régulation (figure 6 ci-après). Sa rémunération est donc variable, ce qui représente la différence principale avec le système de prix d'achat garantis.

En principe le producteur offrira une quantité « q » la quelle correspond au point d'équilibre entre la rémunération (prix plus prime) et sa courbe de coût marginal. L'analyse démarre donc au même point que dans le cas de FIT : revenus « 0,p,a,q », coûts « 0,a,q » et bénéfices « 0,p,a ». Le producteur possède le choix d'entreprendre une activité d'innovation qui abaisserait sa courbe de coût marginal de C_m à C_m' . Alors, le producteur essaierait de se placer sur le nouveau point d'équilibre « c » afin de bénéficier d'un effet coût (triangle « 0,a,b ») et d'un effet revenu (triangle « a,b,c »). Néanmoins, il est sujet à deux sources d'incertitude : d'une part, la vente de la totalité de sa production n'est plus assurée et, d'autre part, il ne bénéficie pas d'un tarif garanti mais sa rémunération dépend des fluctuations du marché. En pratique, le plus probable est que le nouvel équilibre du producteur innovant se trouve dans un point intermédiaire « F » ce qui le priverait d'au moins une partie des gains issus de son invention. En conclusion, bien que le système de tarifs premium n'efface pas complètement les gains pour le producteur innovant, il s'avère moins incitatif à l'innovation qu'un système de prix garantis.

FIGURE 2. 6 L'INCITATION A INNOVER SELON L'INSTRUMENT DE REGULATION (II)



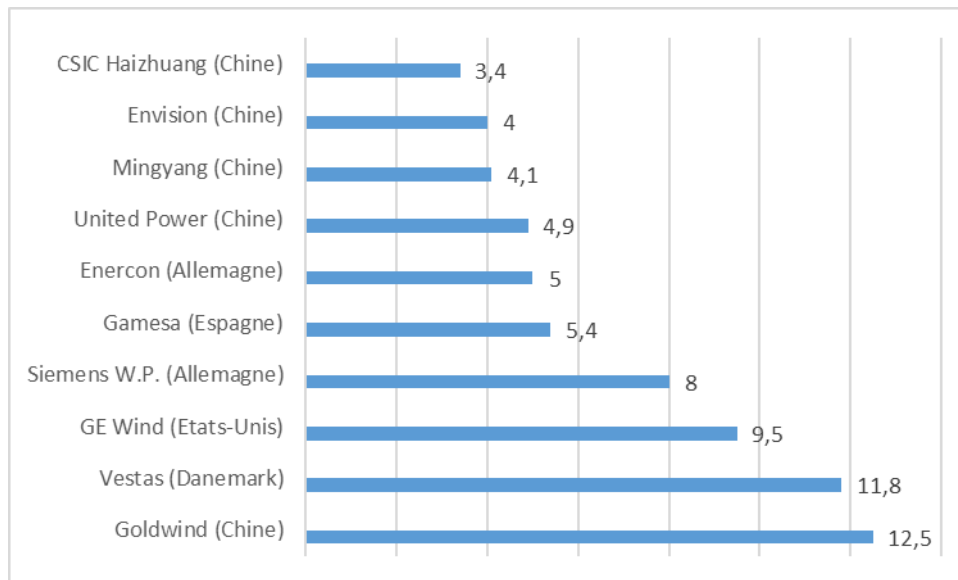
Source : l'auteur

Menanteau et al. (2003) ont publié un des premiers articles ayant analysé la performance dynamique des instruments FIT, appels d'offres et CVN à l'égard de la répartition de l'excédent.

Leurs résultats sont similaires à ceux que nous avons présenté ci-dessus (sauf pour les appels d'offres). Dans le cas des FIT, le progrès technique tend à augmenter l'excédent du producteur et le stimule donc à innover. Au contraire, dans les deux autres instruments l'excédent qui va au producteur est limité (CVN) ou peut entièrement être attribué au consommateur/contribuable (système d'enchères). Par conséquent, dans ces deux systèmes les producteurs auraient une moindre incitation à innover. Les auteurs ajoutent que les producteurs ne sont donc pas encouragés à innover par la perspective d'un excédent augmenté. Cependant, ils sont contraints de rester compétitifs et doivent donc essayer de bénéficier du progrès technique en raison de la pression concurrentielle du processus d'appel d'offres ou du marché des certificats. Dans une économie ouverte, cette situation peut les encourager à se tourner vers la technologie étrangère moins chère des pays ayant choisi un système plus incitatif.

Concernant le développement des filières industrielles liées aux ENRe, au moment de la publication de l'article de Menanteau et al. (2003), les plus grands constructeurs éoliens provenaient des pays ayant mis en place un système de promotion basé sur les tarifs d'achat garantis (Allemagne, Espagne, Danemark). A l'heure actuelle, la plupart de ces producteurs demeurent parmi les plus grands constructeurs (figure 7), auxquels s'ajoutent les constructeurs chinois favorisés eux aussi par un système de FIT et l'américain « GE Wind ». Cela s'explique donc par deux facteurs : un effet taille de marché et un effet incitatif à l'innovation de l'instrument FIT, sans qu'aucune étude empirique n'ait établi la part attribuable à chaque facteur.

FIGURE 2. 7 PART DE MARCHE DE DIX PLUS GRANDS CONSTRUCTEURS EOLIENS (EN %), 2015



Source : données de : <http://www.statista.com> (consulté le 31 août 2016)

Le système de FIT permet une meilleure appropriation de la rente technologique ce qui incite les investissements en RD&D. Cependant, cet instrument n'est pas exempt de critiques puisqu'il peut augmenter considérablement le coût pour le consommateur, au moins à court terme,

si aucune mesure d'atténuation n'est prise. A ce titre, les tarifs d'achat dégressifs permettent d'anticiper le progrès technique et réduire le coût de la politique (consulter : Lamy, 2004 ; Del Río, 2011). Ainsi, les bénéfices résultants du progrès technologique peuvent être partagés plus équitablement, en réduisant le coût total supporté par les consommateurs tout en octroyant un surplus aux producteurs innovants. La dégressivité des tarifs doit être applicable aux nouvelles centrales de production et la méthode de calcul du taux de dégression doit être connue ex ante.

En conclusion, les résultats concernant l'analyse comparative de cette dimension de l'efficacité dynamique des instruments font donc apparaître un avantage pour le FIT en ce qu'il accorde une plus grande capacité à innover aux développeurs, en leur allouant une grande part des progrès techniques effectués sous forme de rente technologique. De plus, l'intégration de mécanismes de dégressivité des tarifs dans le temps répond à la critique principale de leurs détracteurs en matière d'incitation à l'innovation. Le FIIP, qui n'avait pas été analysé auparavant, est moins incitatifs à l'innovation et, par conséquent, il est mieux adapté à la promotion de technologies qui sont dans une phase avancée sur la courbe d'apprentissage technologique.

2.3.2 La répartition du gain collectif issu du progrès technique : la réponse optimale du régulateur

Les gains collectifs issus du progrès technique dans le cadre d'une régulation gouvernementale visant à augmenter la production d'ER dépendent du déroulement de trois étapes : (1) l'innovation, en particulier des innovations significatives susceptibles d'être applicables par d'autres entreprises, (2) la diffusion de ces innovations et (3) la réponse du régulateur qui devra ajuster les instruments afin de rétablir l'équilibre optimal suite aux changements induits par les deux étapes précédentes. Les gains collectifs (i.e. les gains pour la société dans son ensemble et non pas pour un acteur en particulier) de ces trois étapes sont démontrés au niveau conceptuel sur la Fig. 2.8, où l'entreprise innovante est une des entreprises qui bénéficient de la découverte.

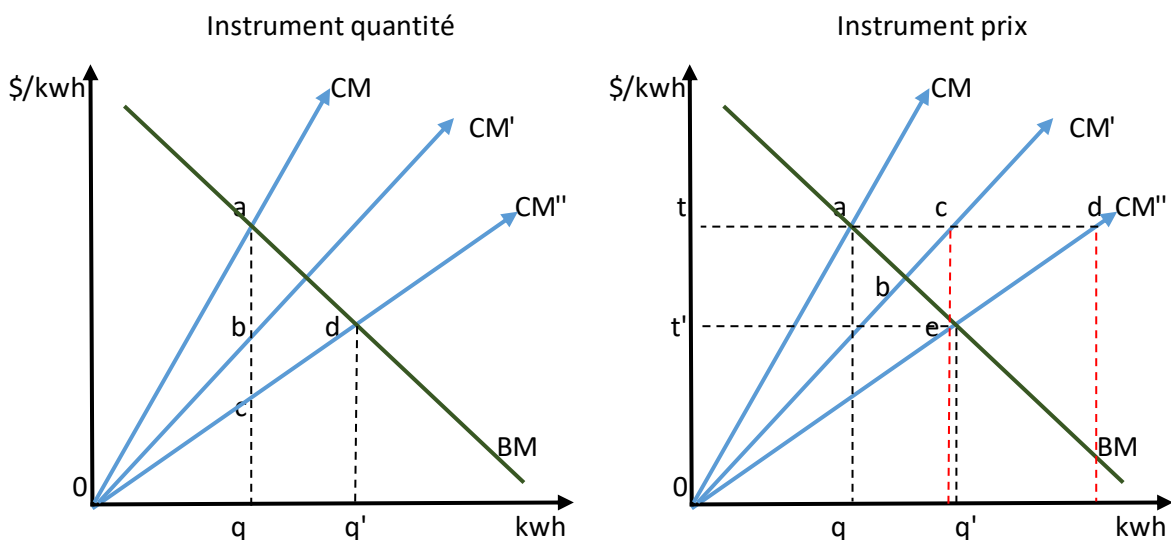
Le régulateur établit un premier objectif (q) de production d'électricité verte qui correspond au point d'intersection entre les courbes de bénéfice marginal (BM) et de coût marginal (CM). Celles-ci représentent les courbes de l'industrie dans son ensemble et non pas celles d'une entreprise en particulière. L'étape 1 du processus (l'innovation) fait déplacer la courbe de coût marginal de l'industrie de CM à CM', générant des gains représentés par la surface « 0, a, b ». Puis, l'étape de diffusion induit un nouvel abaissement de la courbe de coût marginal de CM' à CM'', créant des gains supplémentaires représentés par la surface « 0, b, c ». Finalement, la réponse optimale du régulateur établit une nouvelle quantité objectif (q'), correspondant au nouveau point d'équilibre « d » ce qui permet de gains collectifs additionnels représentés par la surface « a, c, d ».⁵¹

⁵¹ Notez que les gains sociaux des étapes 2 et 3 peuvent éclipser ceux de l'étape 1, et que les retards dans toute étape réduiront les gains globaux du processus de changement technique

Si le régulateur applique un instrument prix (à droite de la figure 2.8) le déroulement du processus est différent mais, sous condition d'information parfaite, les résultats seraient en principe équivalents. L'étape d'invention baisse les coûts de CM à CM', mais à la différence du cas précédent les quantités ne sont pas fixes. Les producteurs augmenteront donc leur production jusqu'au point « c ». Au niveau collectif cette nouvelle situation génère un gain (économie de coûts) illustré par la surface « 0, a, b » mais aussi une perte due à la surproduction (production en dessus de la courbe de BM) représentée par le triangle « a, b, c ». L'étape de diffusion induit une nouvelle chute de coûts de CM' à CM'' ce qui fait augmenter encore la production, le tarif « f » étant inchangé. Cela induit les gains représentés par la surface « 0, b, e » mais aussi des pertes collectives (surface « b, c, d, e »). Dans la troisième étape, le régulateur cherchera à rétablir l'équilibre en fixant un nouveau tarif « t' » qui correspond au point d'intersection entre BM et CM''. La réponse optimale du régulateur fait disparaître les pertes (triangle « a, d, e ») et la collectivité bénéficiera donc de l'ensemble des gains issus de progrès technique (surface « 0, a, e »).

En pratique, cette réponse optimale du régulateur tente ex post de limiter la croissance de la production qui induit des coûts collectifs très importants ; il ajuste donc les tarifs pour rester sur une dynamique de croissance favorable mais pas trop rapide. Néanmoins, la réponse optimale du régulateur sous un régime de tarif d'achat garanti que nous venons d'analyser est plus difficile à concrétiser. En effet, la réponse *ex post* du régulateur afin de faire baisser la production jusqu'à la quantité optimale n'est pas possible parce qu'une fois réalisés, les investissements dans les centrales de production sont irréversibles. Le régulateur devra donc donner une réponse *ex ante*, c'est-à-dire il devra anticiper la baisse de coûts due au progrès technique et proposer une dégressivité des tarifs conséquente.

FIGURE 2. 8 LA REPARTITION DES GAINS ISSUS DES TROIS PHASES DU CHANGEMENT TECHNIQUE (NIVEAU DE L'INDUSTRIE)



Source : l'auteur

Cette vision de l'ensemble du processus nous permet d'en tirer certaines conclusions. Premièrement, le résultat de l'analyse s'avère en quelque sorte paradoxal pour le décideur public. Le système de prix garantis est plus performant pour inciter les investissements risqués en R&D car il assure une partie significative de la rente technologique pour les producteurs innovants. Cependant, ce système peut vite conduire à une surproduction d'ER et un enchérissement de l'électricité pour les consommateurs des pays que l'appliquent. A l'opposé, le système d'appel d'offres facilite un meilleur contrôle des coûts de la politique mais il s'avère moins performant pour inciter les activités de R&D. D'ailleurs, les pays ayant opté prématurément pour ce régime de promotion peuvent subir plus de difficultés pour développer une industrie nationale liée aux énergies renouvelables.

Une deuxième conclusion émerge de notre analyse : d'un point de vue collectif, la maximisation du gain issu du progrès technique dépend au moins de trois facteurs. D'abord, elle dépend des incitations à innover données aux entreprises. Ensuite, elle dépend de l'existence d'un contexte réglementaire et des instruments incitatifs qui facilitent la diffusion rapide des innovations. Et enfin, elle dépend également d'une réponse satisfaisante de la part de l'autorité de régulation (*optimal agency response*) afin d'éviter que la totalité de la rente technologique soit capturée par les entreprises aux dépens des consommateurs.

2.4 La performance des instruments en fonction de la maturité technologique des ENRe

Dans l'éventail des ENRe l'on trouve des technologies présentant différents degrés de maturité technique et économique. A titre d'exemple, certaines des technologies permettant d'exploiter les énergies marines se trouvent dans une phase de développement/démonstration (phase pré-commerciale) tandis que l'éolien terrestre est considéré techniquement plus mature et dans certains pays il est en condition de concourir directement avec les technologies conventionnelles. Parallèlement, d'un point de vue économique, une technologie peut être dans une étape de consolidation dans un pays (par exemple l'éolien terrestre au Danemark) tandis que la même technologie est dans une étape initiale dans d'autres pays (c'est le cas de l'éolien dans de nombreux pays en développement). Dans ce cadre, il est pertinent d'analyser la performance de chaque instrument pour inciter le déploiement de technologies présentant différents degrés de maturité technico-économique. Cette approche dynamique de politiques incitatives implique l'utilisation d'instruments différenciés au lieu d'appliquer un instrument unique (principe de neutralité technologique).

L'AIE (2011) distingue trois phases de déploiement des technologies d'énergies renouvelables :

- Une phase de démarrage (*inception*), lorsque les premiers projets de la technologie sont déployés sous conditions commerciales ;

- Une phase de décollage (*take-off*), lorsque le marché pour cette technologie se développe rapidement ; et
- Une phase de consolidation de la technologie dans le marché (*market consolidation*).

Avant d'atteindre la première de ces trois phases commerciales, les technologies traversent plusieurs étapes de développement et de démonstration que nous regroupons sous la dénomination de phase pré-commerciale. Les technologies qui sont dans cette phase pré-commerciale nécessitent des progrès techniques additionnels avant de pouvoir se diffuser sur les marchés. A ce stade, les instruments sur lesquels nous concentrons notre analyse (FIT, CVN et SEC) ne sont pas efficaces. En revanche, les mécanismes applicables sont les aides directes à la R&D et, dans certains cas, les subventions à l'investissement. Ces dernières facilitent l'utilisation des technologies encore chères dans des niches protégées. Cela facilite le déclenchement du processus d'apprentissage technologique tout en facilitant l'émergence des institutions nécessaires pour leur implantation sur les marchés.

Dans la phase de démarrage le marché est encore immature, les technologies ne sont pas bien établies et les chaînes locales d'approvisionnement ne sont pas en place. Les institutions financières peuvent percevoir l'investissement dans ces technologies comme risqué. A ce stade, la priorité pour l'élaboration des politiques publiques est de créer un environnement d'investissement favorable qui assure une première ronde d'investissements et de mettre en place le cadre réglementaire nécessaire.

En ce qui concerne le choix du système d'incitation, plusieurs études montrent que les tarifs d'achat garantis fournissent un bon degré de certitude et qu'ils sont un instrument efficace pour promouvoir des technologies dans une phase de démarrage (AIE, 2011). Le système de FIT est, en théorie, facilement adaptable aux différents niveaux de maturité des technologies d'ENRe. Ainsi, la plupart des pays qui font appel à ce mécanisme prévoient des tarifs différenciés par technologie (Ragwitz et al., 2007) ce qui facilite le soutien aux technologies actuellement plus chères.

La difficulté du système de FIT différencié est justement de pouvoir compter avec les informations nécessaires pour établir le bon niveau des tarifs. En effet, l'asymétrie d'information existant entre le régulateur et les producteurs d'ENRe peut conduire à la fixation des tarifs trop élevés et augmenter considérablement le prix payé par les consommateurs (Del Río, 2010). En outre, comme nous l'avons signalé auparavant, dans une approche dynamique les tarifs doivent être décroissants afin d'accompagner la réduction des coûts des technologies dû au progrès technique.

En revanche, le système CVN s'avère peu efficace pour promouvoir le déploiement des technologies dans une phase de démarrage. Un système de CVN qui par définition différencie pas les technologies, ne crée pas d'incitations suffisantes pour promouvoir le décollage des ENRe les moins matures. Même avec un objectif (un quota) très ambitieux, le prix des certificats est insuffisant pour permettre une rémunération satisfaisante des technologies les plus coûteuses, et ce, d'autant plus que le niveau d'incertitude perçu par les investisseurs/financeurs conduit à

introduire des primes de risque plus élevées qui augmentent encore le coût de l'électricité produite par ces technologies.

Il y a toutefois deux options possibles pour promouvoir les technologies les plus chères ou les moins matures à travers un système de permis négociables. La première consiste à établir des quotas spécifiques par technologie mais les marchés résultants risquent alors d'être trop étroits entraînant des oscillations importantes dans les prix des certificats. La seconde consiste à établir une différenciation en ce qui concerne le nombre de certificats livrés par chaque MWh produit en tenant compte des différences de maturité des ENRe (par exemple, un CVN pour chaque MWh éolien et deux CVN pour chaque MWh photovoltaïque). Le problème de cette alternative consiste à déterminer le nombre optimal de certificats pour que le système soit efficace et non excessivement coûteux, tout en sachant que le prix des CVN est variable et difficile à prédire⁵² (Del Río, 2010).

Compte tenu des inconvénients évoqués, il apparaît préférable de réserver cet instrument à la promotion des technologies les plus matures, lorsqu'un niveau minimal de concurrence peut être assuré (Del Rio, 2010). Ce principe s'est matérialisé dans le système italien de promotion, lequel est basé sur un système de CVN pour les technologies les moins coûteuses (éolien, biomasse, PCH) et sur un système de FIT pour le photovoltaïque considéré, au moins jusqu'aux années récentes, moins mature.

Le système d'appels d'offres, est en revanche compatible avec la différenciation technologique puisque les autorités publiques peuvent organiser des appels spécifiques par technologie. C'est un mécanisme spécialement adapté pour des projets de grande taille comportant un risque technologique élevé, comme par exemple des projets d'éolien offshore ou des projets de biocarburants avancés (AIE, 2011). Les enchères peuvent être une solution utile car elles comprennent un mécanisme pour révéler le coût de technologies nouvelles en même temps que les coûts de transaction sont peu significatifs en relation à la taille des projets.

Dans la phase de décollage, le déploiement de la technologie est en cours au sein du marché national, les chaînes d'approvisionnement sont en place, même si elles ne sont pas complètement développées et les institutions financières ont une meilleure connaissance de la technologie. La priorité pour les décideurs publics est de maintenir ou d'accélérer la croissance du marché, tout en gérant les coûts globaux de la politique. Les instruments à appliquer dans cette étape doivent donc inciter au déploiement des technologies tout en contrôlant le coût total de la politique et en encourageant la concurrence entre les différentes technologies et entre les producteurs de renouvelables afin d'inciter à la baisse des coûts. En outre, identifier et atténuer les barrières dites non économiques doit être une priorité des politiques de promotion dans cette étape (AIE, 2011). Nous étudierons plus en détail ces barrières dans le chapitre V.

Les tarifs d'achat garantis ont montré leur efficacité pour permettre un déploiement relativement rapide des ENRe dans de nombreux pays. Toutefois, dans certains cas elles ont aussi engendré une hausse considérable du coût de la politique. Les décideurs doivent suivre l'évolution

⁵² Le principal problème est que l'on revient à un dispositif administré ce que l'on pensait éviter avec les CVN dont le prix s'adapte automatiquement aux quantités souhaitées. Cette option nécessite des experts qui déterminent combien un CVN offshore vaut de CVN onshore, etc.

du marché et 'intégrer un mécanisme de contrôle du volume de déploiement dans les systèmes de FIT. La dégressivité des tarifs s'avère donc essentielle surtout quand il s'agit de technologies comme le solaire photovoltaïque qui a bénéficié d'une baisse rapide des coûts.

Pour le secteur de l'électricité, les analyses de l'AIE (2011) montrent que le système de CVN peut conduire à des volumes élevés de déploiement dans la phase de décollage. Ce système, cependant, est souvent associé à des coûts globaux plus élevés par rapport à ceux des systèmes de FIT bien conçus. Les résultats des analyses sont insuffisants pour en tirer une conclusion définitive, mais ils suggèrent que les CVN sont une bonne option lorsque les marchés électriques fonctionnent correctement et qu'ils sont habitués à l'utilisation de mécanismes de marché.

Les appels d'offres peuvent également être utilisés dans cette phase pour répondre à un certain quota d'ENRe. Ils sont de plus en plus utilisés pour le décollage de technologies matures, en particulier dans les économies émergentes. L'expérience dans certains pays d'Amérique du Sud illustre que les appels d'offres peuvent aussi être un instrument très efficace à ce stade de développement du marché (se référer au chapitre V).

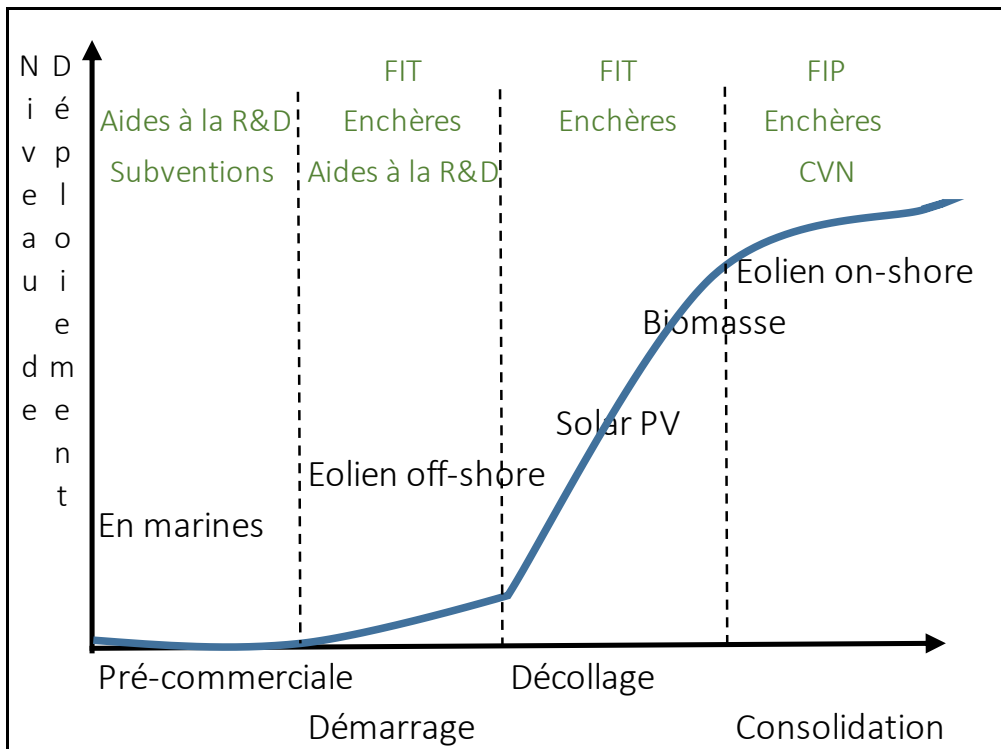
Enfin, dans la phase de consolidation de la technologie dans le marché les technologies sont bien établies, le marché a connu une forte croissance, les chaînes d'approvisionnement sont robustes et le financement et les institutions publiques ont simplifié leurs procédures. Les technologies d'ENRe sont proches ou complètement compétitives avec les énergies conventionnelles. Elles nécessitent souvent encore un soutien public mais celui-ci ne peut plus prendre la forme qu'il avait auparavant parce qu'il faut préparer ou faciliter l'intégration dans un marché électrique. Les critères de choix qui importent alors ne sont plus seulement des critères d'efficacité et d'efficience. Les difficultés de cette phase se rapportent à l'intégration dans le système électrique de volumes significatifs d'ER, en particulier pour l'électricité provenant des énergies renouvelables variables. Cela soulève des questions d'intégration techniques mais aussi des questions de régulation des marchés de l'électricité.

Dans la phase de consolidation, certains instruments de soutien peuvent encore être nécessaires. Or, ils doivent faciliter la mise en concurrence de toutes les technologies en respectant le fonctionnement des différents marchés électriques. En pratique, ce changement de politique peut être obtenu en modifiant certains paramètres dans la conception des mécanismes de soutien en place. Il est aussi possible de concevoir des systèmes hybrides, par exemple, en établissant un FIT uniforme pour un certain nombre de technologies et un système de *feed-in premium* pour les technologies les plus avancées. Des réformes de ce type ont eu lieu en Espagne et en Allemagne (Pahle et Schweizerhof, 2016). Cette phase de consolidation peut être aussi accompagnée par l'adoption d'un système de CVN technologiquement neutre, c'est-à-dire sans différenciation par technologie. Les appels d'offres multi-technologies, comme ceux qui sont en place au Brésil, permettent aussi la mise en concurrence des différentes ENRe entre elles et avec les technologies conventionnelles (cf chapitre V).

Le problème, pourtant, ne se réduit pas au choix d'un instrument plus axé sur le marché dans la phase de consolidation. Les ENRe présentent des coûts marginaux très faibles (à l'exception de la bioénergie) ce qui permet aux producteurs de renouvelables d'être prioritaires

sur le marché de l'électricité. Cela réduit le facteur d'utilisation des centrales conventionnelles (par exemple les centrales à gaz) qui sont pourtant nécessaires pour maintenir l'équilibre d'un point de vue physique. Cette réduction peut conduire à une situation où les investissements sont découragés ce qui, à long terme, induirait une capacité de production flexible insuffisante pour équilibrer la production d'ER. Ces problèmes font donc appel à une ré-conception des marchés électriques afin de trouver les mécanismes de régulation qui donnent les bons signaux à long terme pour, d'une part, rémunérer suffisamment la production à faible contenu carbone et, d'autre part, permettre les investissements dans des moyens de production flexibles et des capacités de stockage (voir la 3^e partie de ce chapitre ci-après).

FIGURE 2.9 LES INSTRUMENTS SELON LES PHASES DU DEVELOPPEMENT D'UNE TECHNOLOGIE



Source : l'auteur

En résumé, dans une approche d'efficacité dynamique, il est nécessaire de trouver un équilibre entre le soutien à des technologies actuellement plus matures (et moins coûteuses,) c'est-à-dire l'efficacité économique à court terme, et le soutien à des technologies plus coûteuses mais ayant un plus grand potentiel de progrès technique. Ces dernières permettront un système électrique moins coûteux et plus résilient à moyen et long terme. Cet équilibre peut s'achever avec une combinaison d'instruments selon les phases de développement des différentes technologies plutôt qu'à travers un instrument unique. Ces notions sont synthétisées dans la figure 2.9.

3. Les critiques et les impacts indirects des politiques de promotion

Malgré (ou à cause de) de leur succès, les politiques de soutien aux ENRe, en particulier les FIT, sont l'objet de critiques virulentes. Comme le souligne Quirion (2016), il est parfois difficile de distinguer les critiques portant sur les politiques de soutien en général de celles portant sur les modes de soutien en particulier. Dans cette section, nous analysons d'abord les impacts de ces politiques sur le fonctionnement des marchés de l'électricité, puis sur le prix pour le consommateur et, finalement, nous faisons un point sur les possibles impacts macroéconomiques.

3.1 Les impacts sur le fonctionnement des marchés de l'électricité

Actuellement l'électricité est difficilement stockable : elle ne peut être stockée qu'après une conversion coûteuse et source de pertes⁵³. Le système électrique devant être continuellement en équilibre, il faut donc compter avec une capacité de production suffisante pour répondre à tout moment aux variations de la demande (la demande en électricité est plutôt inélastique). Une capacité de réserve insuffisante impliquerait d'accepter un fort risque de *blackout* avec toutes les conséquences économiques qui en découlent. Or, le prix de l'électricité fluctue dans les marchés spot en suivant les variations journalières et saisonnières de la demande. L'intégration d'électricité d'origine solaire ou éolienne accentue la variabilité des prix.

Il est donc clair que l'intégration d'une quantité croissante d'électricité intermittente, i.e. l'électricité qui dépend des facteurs naturels comme le niveau d'ensoleillement ou les conditions du vent, complique la gestion des réseaux de transport et distribution et l'équilibre général du secteur électrique. Dans certains cas elle requerra l'élargissement ou le renforcement des réseaux, l'investissement dans des centrales de réserve supplémentaires (*backup*) ou dans de nouveaux moyens de stockage ainsi que des options de flexibilisation de la demande. Cela peut donc engendrer des coûts systémiques⁵⁴ supplémentaires qui ne doivent pas être négligés dans toute analyse portant sur le développement des ENRe et notamment des énergies intermittentes.

⁵³ Traditionnellement l'électricité est considérée comme un produit non stockable, mais nous verrons que dans les dernières années les technologies de stockage, auparavant très limitées, avancent fortement en efficacité avec une baisse conséquente de leur coût.

⁵⁴ Les « coûts systémiques » sont définis par l'OCDE (2012) comme l'ensemble des coûts au-delà des coûts de production aux bornes de la centrale ou de l'installation et qui relèvent de deux catégories : i) coûts des réseaux supplémentaires ainsi que des coûts de raccordement, ii) coûts additionnels liés à l'équilibrage à court terme entre la production et la demande.

Les variations de la demande dépendent des conditions climatiques, des modes de consommation et d'autres facteurs propres à un pays ou à une région en particulier. Ainsi, dans des régions de climat froid, et si on utilise l'électricité comme moyen de chauffage, la demande est plus forte en hiver tandis que dans des pays de climat tropical la demande est plus importante en été en raison du besoin de climatisation. Quant à la pointe de consommation journalière elle varie aussi selon la région mais, en général, on consomme plus d'électricité pendant la journée ou avant la nuit que durant la nuit même.

Etant donné ces variations de la demande, la valeur d'un kWh solaire ou éolien n'est pas la même s'il est produit pendant les heures de pointe ou les heures creuse de la consommation. En effet, il est nécessaire de connaître d'abord le niveau de corrélation entre la production intermittente et la demande en électricité pour ensuite évaluer les modes de rémunération les plus appropriés. A ce titre Quirion (2016) souligne : « *Sous l'hypothèse que le prix de l'électricité reflète le consentement à payer pour le kWh marginal, différents projets d'investissements devraient être comparés non seulement en fonction du coût complet du kWh, mais selon une moyenne temporelle de ce coût complet, pondérée par le prix de l'électricité au moment où ces kWh sont produits* ».

Reichelstein et Sahoo (2015) ont analysé cette question pour l'ouest des Etats-Unis en développant une méthode simple pour prendre en compte la relation entre la demande et la production intermittente. Ils montrent que la valeur de la production photovoltaïque devrait être augmentée de 10 à 15 % pour prendre en compte le fait que, dans cette zone, la production est positivement corrélée au prix de l'électricité (et donc à la demande), tandis que celle de la production éolienne devrait être diminuée du même montant. En France, selon les estimations présentées par le Bureau des énergies renouvelables (MEDDE, 2015), les coefficients sont du même signe mais leur ampleur est bien plus faible (Quirion, 2016).

Dans des pays où la corrélation entre production intermittente et demande est faible ou négative, un fort développement du solaire PV ou de l'éolien peut conduire à une surproduction d'électricité dans des périodes où elle n'est pas nécessaire. Cela a été le cas en Allemagne (un des pays qui a le plus investi dans les énergies intermittentes) où l'on a assisté à l'apparition de prix négatifs (voir l'explication ci-après). Or, grâce à une interconnexion forte avec ses pays voisins, la surproduction allemande est au moins en partie évacuée vers ceux-ci. D'ailleurs, l'Allemagne emprunte les réseaux polonais et tchèque pour transporter l'électricité d'origine éolienne produite dans le nord jusqu'aux régions du sud où la demande industrielle est plus forte.

Par ailleurs, plusieurs études économétriques ont mis en exergue une relation de corrélation négative entre le développement de l'éolien et du PV et le prix de l'électricité sur le marché de gros. Encore une fois le cas de l'Allemagne est illustratif. L'étude conduite par Phan et Roques (2015) sur des données horaires sur la période 2012-2014 montre que l'injection d'1 GWh d'électricité éolienne tend à faire baisser le prix de gros d'un montant de l'ordre de 0,63 euro/MWh, et plus de 1 euro/MWh selon Percebois (Percebois, 2016). L'étude de Benhmad et Percebois (2015) prend en compte les injections journalières d'électricité éolienne sur le marché allemand entre 2009 et 2013. Elle montre que le prix spot de l'électricité baissait de 1,23

euro/MWh en moyenne journalière pour chaque GWh additionnel d'électricité éolienne injectée. L'étude de Ketterer (2014) montre également que l'injection d'électricité d'origine éolienne dans le système allemand a provoqué une diminution du prix de gros de l'électricité et une augmentation de sa volatilité. Ses résultats montrent cependant que les deux effets se réduisent au fil du temps, notamment la volatilité a diminué après la réforme des politiques de soutien en 2012.

Clò et al. (2015) qui ont étudié le marché électrique italien ont montré que, au cours de la période 2005-2013, une augmentation de 1GWh de la production journalière (en moyenne horaire) de sources solaire et éolienne a provoqué une réduction du prix de marché de l'électricité de 2,3 € / MWh et 4,2 € / MWh respectivement, et amplifié leur volatilité. L'impact sur les prix a pourtant diminué au fil du temps. Woo et al. (2011) ont analysé le cas du Texas en arrivant aux mêmes résultats tandis que Jónsson et al. (2009) et Munksgaard et Morthorst (2008) se sont intéressés au cas danois. Ces derniers concluent que s'il y a peu ou pas de vent (<400MW), les prix peuvent augmenter jusqu'à environ 80 € / MWh (600 DKK / MWh), tandis qu'avec un vent fort (> 1500MW) le prix spot peut être ramené à environ 34 € / MWh (250 DKK / MWh).

L'ordre de grandeur varie selon les études (différents marchés, périodes et méthodes) mais l'existence d'une corrélation inverse entre la pénétration d'électricité intermittente et le niveau des prix spot a été démontrée. Ce prix bas et volatile de l'électricité tend par ailleurs à décourager les décisions d'investissement dans de nouvelles capacités, renouvelables ou conventionnelles, nécessaires au bon fonctionnement du système électrique.

Nous avons énoncé deux phénomènes propres aux marchés de l'électricité d'aujourd'hui : d'une part la variabilité des prix en fonction de la demande et d'autre part la tendance à la baisse des prix avec l'injection d'une quantité croissante d'ER. Il reste à connaître la relation entre ces phénomènes et les instruments de promotion des ENRe. Avec le système de FIT, le producteur d'électricité éolienne ou photovoltaïque n'a pas à se préoccuper de l'écoulement de son produit et il n'est pas sensible au prix du marché puisque sa rémunération est fixée hors marché. Ce mécanisme tend donc à accentuer la variabilité des prix et il est à l'origine de deux problèmes étroitement liés : le « *missing money* » Stoft (2002) et l'apparition de prix négatifs. Le marché n'envoie alors pas un signal-prix favorable pour les investisseurs qui hésitent à investir dans des équipements risquant ne pas être appelés suffisamment sur le réseau et dont la rentabilité sera compromise (Percebois, 2016).

Pour comprendre le premier problème (*missing money*) il faut rappeler le principe de l'ordre de préséance (*merit order*) et la tarification au coût marginal, en vigueur sur la plupart des marchés électriques, notamment en Europe. Cela est clairement expliqué par Percebois (2016) : « *La logique du merit order implique que les centrales soient appelées en fonction de leur coût marginal (coût variable) croissant, le prix d'équilibre du marché étant calé sur le coût marginal de la centrale marginale. Une centrale à faible coût variable récupère son seul coût variable lorsqu'elle est elle-même la centrale marginale qui « fait » le prix ; elle récupère ses coûts fixes lorsque la centrale marginale est une centrale à coût variable plus élevé que le sien. Encore faut-il que cette centrale à faible coût variable bénéficie d'un facteur de charge élevé (ie soit appelée un nombre d'heures suffisant dans l'année)* ».

Or, comme l'électricité intermittente est généralement prioritaire sur le réseau et bénéficie d'un coût variable très faible, voire nul, elle perturbe le fonctionnement de l'ordre de préséance. Cela ne permet pas que des centrales de pointe, notamment certaines centrales à gaz, récupèrent la totalité de leurs coûts, créant un problème du manque de ressource « *missing money* » qui à moyen terme décourage les investissements dans ces équipements pourtant nécessaires pour l'équilibre du système électrique. En effet, pour l'extrême pointe le prix d'équilibre doit être calé sur le coût variable mais aussi le coût fixe de la centrale marginale ; si tel n'est pas le cas on court le risque du *missing money* mentionné par Stoft (2002) : la centrale de pointe ne récupère pas ses coûts fixes et il faut alors prévoir un mécanisme de compensation qui peut passer par un marché de capacité (Percebois, 2016)⁵⁵.

Par ailleurs, l'injection d'une grande quantité d'électricité d'origine éolienne et solaire dans le marché peut créer des prix négatifs comme cela a été le cas en Allemagne. En effet, étant donné que l'ER est prioritaire sur le réseau, face à la nécessité d'équilibrer offre et demande d'électricité, il peut être plus économique de payer pour se débarrasser des excédents de production que d'arrêter des centrales à gaz, à charbon ou nucléaires pour les redémarrer quelques heures plus tard, d'où l'apparition de prix négatifs⁵⁶. Comme le souligne Quirion (2016), ce phénomène est jusqu'à présent rare : même en Allemagne il n'a concerné que 0,6% des heures en 2012 et encore moins les autres années. Cependant, il risque de s'aggraver avec le développement des capacités d'ENRe.

Ainsi, les instruments « de marché », comme le système de quotas avec des CVN ou le FIP, permettent de mieux gérer ce problème. A cet égard, Quirion (2016) signale que ces instruments « *présentent l'avantage d'amener les producteurs renouvelables à stopper leur production lorsque ces arrêts sont moins coûteux que ceux des centrales fossiles ou nucléaires, externalités comprises. Reste qu'il est facile d'amender le tarif en n'achetant pas les productions d'origine renouvelable météo-dépendantes en dessous d'un certain prix de l'électricité, quitte à compenser ces producteurs pour la flexibilité fournie. Cela permettrait d'éviter des arrêts de courte durée de centrales fossiles et nucléaires lorsque ces arrêts sont plus coûteux que les externalités qu'ils permettent d'éviter* ».

La figure 2.10 ci-dessous synthétise les possibles effets de la croissance de la production intermittente sur les marchés de l'électricité. Ces nouveaux phénomènes appellent à une plus grande flexibilité des systèmes électriques :

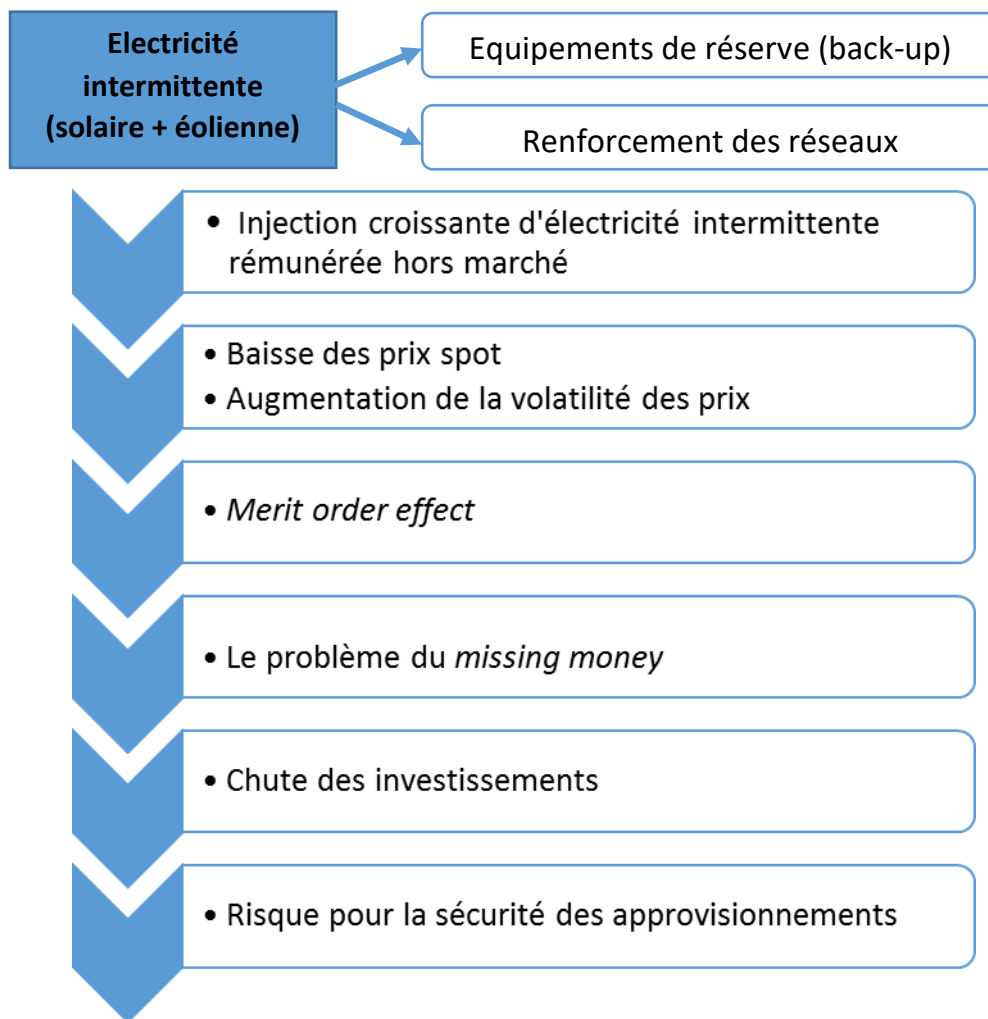
- Besoin des gestionnaires des réseaux (de transport mais surtout de distribution) de procéder parfois à la déconnexion temporaire d'installations renouvelables, malgré leur priorité sur le réseau.
- Opportunité pour promouvoir l'effacement de la demande via le développement des *smart grids* et des compteurs.

⁵⁵ La question de la pertinence d'un système de paiements par capacité reste ouverte en Europe, avec des auteurs pour et d'autres contre (Auer et Haas, 2016). Pour une analyse de différents mécanismes de capacité se référer à Finon et Pignon (2006).

⁵⁶ Au cours de la nuit du 24 Décembre 2012, le prix de l'électricité était à son plus bas niveau sur le marché de l'électricité européen EEX: -50,056 euros / MWh en France et -221,99 euros / MWh en Allemagne

- Incitation à développer le stockage de l'électricité (centrales de pompage-turbinage, grandes batteries, voitures électriques...)
- Mise en place d'un marché de capacité pour les énergies programmables
- Incitation à l'autoconsommation de l'électricité pour les producteurs décentralisés.
- Introduction d'instruments de soutien générant moins de distorsions. Par exemple, passage du FIT au FIP pour les technologies plus matures.

FIGURE 2. 10 LES EFFETS DE L'ERV SUR LE FONCTIONNEMENT DU MARCHE ELECTRIQUE



Source : l'auteur

L'équilibre permanent du système électrique sous contrainte de développement des sources intermittentes nous amène à réfléchir également sur le parc économiquement optimal (celui qui minimise les coûts totaux du système) qui ne correspond pas nécessairement à celui qui

maximise la production éolienne ou solaire à court terme. En effet, il faut prendre en compte l'effet du « foisonnement » c'est-à-dire la corrélation seulement partielle du vent entre différentes localisations ou encore la corrélation entre la production éolienne, solaire et d'autres sources comme l'hydroélectrique. Roques et al. (2010) montrent ainsi l'importance du foisonnement éolien dans le contexte européen, et en particulier la manière dont la diversification géographique des parcs éoliens peut amortir les fluctuations de la production électrique et ainsi réduire les coûts d'équilibrage du réseau (Quirion, 2016).

Dans certains cas, il peut donc être plus efficace de favoriser l'exploitation de sites moins favorables (moins ventés par exemple) mais qui permettent d'obtenir une production plus équilibrée et donc de minimiser les coûts systémiques. Cela peut être réalisé par différents moyens : des tarifs ou des primes différenciés pour favoriser les investissements dans certains sites ou technologies ou des appels d'offres spécifiques par technologie et par région (c'est le cas du Brésil que nous étudions dans le chapitre V).

3.2 Les impacts sur les prix pour le consommateur

Malgré une claire dynamique à la baisse des coûts observée pour la majorité des technologies d'ENRe, l'électricité produite à partir de celles-ci reste toujours plus coûteuse en moyenne que l'électricité produite par des sources traditionnelles. Ce « surcoût » de l'ER est censé perdurer au moins jusqu'à 2030 (AIE, 2016). Cela a évidemment un impact sur le prix de l'électricité payé par les consommateurs. Dans cette partie, il s'agit dans un premier temps de définir le surcoût des énergies renouvelables et dans un second temps d'analyser le système de répartition de celui-ci, c'est-à-dire : à combien s'élève le surcoût des ENRe, qui doit le payer et comment ?

La première question est liée au dispositif de soutien. Prenons d'abord le cas des FIT. A ce titre, Percebois (2016) signale : « *Deux solutions existent : soit on compare le prix garanti au prix hors TVA payé par le consommateur aux bornes de son compteur. On parle alors de « parité réseau » ; on suppose que l'électricité renouvelable est, elle aussi, taxée sinon il faudrait utiliser le prix TTC au niveau du consommateur final. Soit on compare le prix garanti au prix spot observé sur le marché de gros de l'électricité (on parle alors de « parité marché »), ce qui suppose que cette électricité renouvelable qui sera injectée sur le réseau supporte, elle aussi, les coûts des réseaux de transport et de distribution. (...). Au sein de l'Union européenne le surcoût est estimé par référence au prix de l'électricité sur le marché de gros (...) Et le surcoût ainsi mesuré n'intègre pas les coûts de back-up, c'est-à-dire le coût des centrales en réserve pour faire face à l'intermittence, ni le coût lié au renforcement des réseaux de distribution lorsque l'énergie renouvelable injectée localement requiert des investissements en réseaux supplémentaires »*

Le prix garanti p_1 des ENRe peut être décomposé en trois éléments : p^* qui représente le prix sur le marché de gros de l'électricité, S qui donne la différence entre le coût marginal de production des ENRe C_m et le prix p^* (S correspond à un surcoût effectif) et R qui exprime la

différence entre le prix garanti et le Cm (R correspond à une rente infra-marginale) (Percebois, 2016).

$$p_I = p^* + S + R \quad \text{où} \quad S = Cm - p^* \quad \text{et} \quad R = p_I - Cm$$

Ce raisonnement est également applicable au cas des tarifs garantis par des contrats issus d'un processus d'enchères concurrentielles. Par ailleurs, dans un système de FIP le surcoût est déterminé par la somme des subventions (*premiums*) payées aux producteurs d'ER dans une période donnée. Dans le système de quotas avec des CVN, le surcoût est égal à la quantité de certificats nécessaires pour remplir le quota multiplié par le prix de marché de ceux-ci. En théorie, dans un système de quotas la rente infra-marginale R disparaît. Le même pour le système d'enchères « à la Hollandaise ».

Ensuite, il émerge une deuxième question : comment financer le surcoût des renouvelables ? Dans le cadre des marchés électriques libéralisés, cette question se pose notamment pour les FIP, les tarifs d'achat garantis et pour le système d'appels d'offres puisque dans le système de CVN le surcoût est directement répercuté sur les prix.

A ce titre, deux systèmes « classiques » s'opposent : d'une part le financement via le budget général de l'Etat et d'autre part le financement via une contribution sur les factures des consommateurs d'électricité. Toutefois, certains auteurs ont récemment proposé d'autres systèmes de financement, comme : a) la création d'une taxe carbone d'affectation exclusive au financement des ENRe (Verde et Pazienza, 2013) ; b) l'affectation d'une partie de la rente des hydrocarbures, ce qui serait applicable seulement aux pays disposants de dotations significatives d'énergies fossiles (citer). Tous ces systèmes présentent évidemment des pour et des contre et ils ne sont pas neutres en termes d'impacts distributifs.

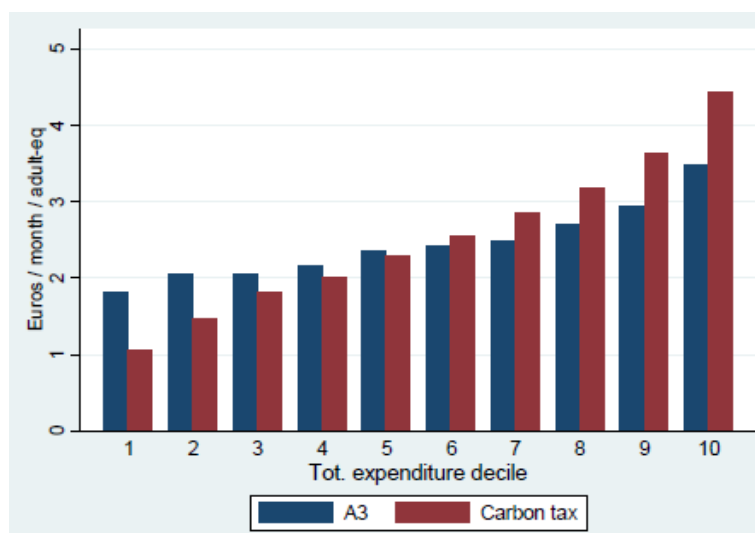
Dans la plupart des pays ayant mis en place un système de FIT ou de FIP, le coût de la subvention est payé par le consommateur à travers une contribution incluse dans les factures d'électricité. Cela est pour certains auteurs (Quiron, 2015) justifié au moins par trois raisons. D'abord, cela contribue au bon arbitrage entre production et économies d'énergie (Goulder, 2013). Ensuite, le financement par le budget général de l'Etat est à l'origine d'une plus grande incertitude pour les investisseurs en raison de sa vulnérabilité vis-à-vis des cycles politiques. Finalement, l'accumulation de déficits budgétaires dans la plupart des Etats complique fortement la viabilité de cette voie de financement. D'ailleurs, Quirion (2016) signale que, si le soutien aux ENRe est financé par le budget général, il est possible que, pour maintenir le déficit budgétaire au même niveau, des taxes distorsives soient mobilisées ce qui augmenterait indirectement le coût total des politiques de soutien.

Néanmoins, Verde et Pazienza (2013) signalent que le soutien aux ENRe est davantage justifié par des objectifs d'intérêt général, comme la protection de l'environnement, la sécurité des approvisionnements, l'indépendance énergétique ou la création d'emplois. Par conséquent, le coût de ces politiques devrait en principe être couvert par le budget général de l'Etat. D'après ces auteurs, faire payer la totalité du coût aux consommateurs d'électricité est discutable d'autant plus que ce système a un caractère régressif. En effet, l'électricité est un bien essentiel pour les

ménages et une taxe sur sa consommation a une incidence forte sur les familles disposant de revenus plus modestes. Les auteurs reconnaissent pourtant les difficultés pratiques associées au financement via le budget général de l'Etat. Ils proposent donc un système alternatif : l'instauration d'une taxe carbone dont le produit serait entièrement affecté au financement des ENRe⁵⁷.

En utilisant les données d'enquêtes auprès des ménages, l'étude de Verde et Paziienza (2013) analyse d'abord les effets distributifs du mode de financement des politiques de promotion des ENRe en Italie. L'article examine les effets de la contribution A3 (*componente tariffaria A3*) sur les factures d'électricité utilisées pour récupérer le coût du soutien aux ENRe. Le cas de l'Italie est particulièrement instructif d'autant plus que l'A3 a fortement augmenté à partir de 2008 en raison de l'envolée des investissements en ENRe, notamment dans le solaire PV. En 2013, elle représentait déjà environ 17% du prix payé par la consommation électrique des ménages italiens.

FIGURE 2. 11 A3 VS TAXE CARBONE : COUT MENSUEL MOYEN PAR DECILE



Source : Verde et Paziienza (2013)

Ensuite, les auteures évaluent les effets de l'instauration d'une taxe carbone comme moyen alternatif de financement du coût des politiques de promotion. La taxe, applicable à toutes les émissions de CO₂, peut être considérée comme une extension du prix carbone du marché européen de permis négociables. La différence fondamentale entre une telle taxe carbone et l'A3 est dans l'assiette fiscale : elle est l'électricité consommée pour le cas de l'A3 et tous les sources d'énergie qui émettent du CO₂ pour le second cas. L'évidence empirique sur les élasticités de la demande et les modes de consommation suggère que l'énergie (toutes formes confondues) est un bien moins indispensable que l'électricité, c'est-à-dire l'énergie inclut en partie la consommation

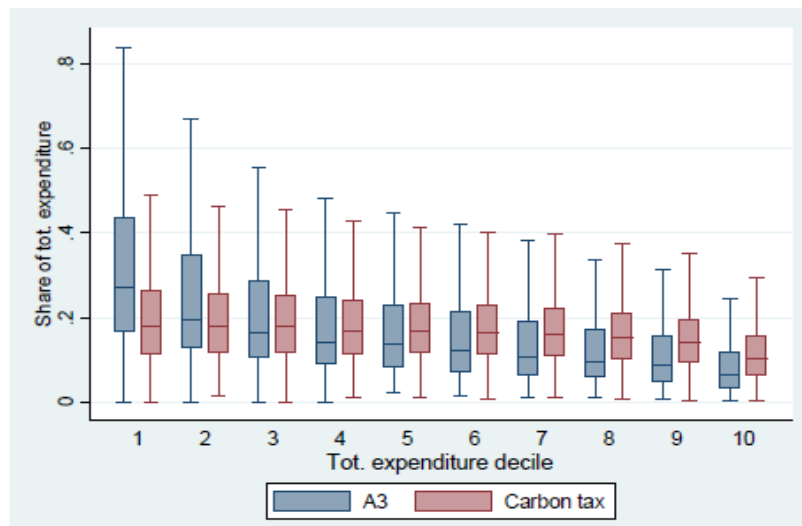
⁵⁷ Notons cependant que faire payer le contribuable équivaut à une subvention publique ce qui, dans certains marchés notamment en Europe, serait contraire aux règles de la concurrence (Percebois, 2016), d'où la prédominance pratique du financement par le consommateur et non par le contribuable.

des biens de luxe. Notamment la consommation de carburants pour le transport particulier suit de plus près le niveau de revenu que la consommation d'électricité, d'où le caractère moins régressif de la taxe. L'analyse statistique réalisée par Verde et Paziienza confirme l'hypothèse sur les effets distributifs : le coût des politiques de soutien serait mieux réparti grâce au changement de la base de calcul.

Le taux de la taxe carbone nécessaire pour financer le même montant d'investissements qu'avec la contribution A3, devrait être de € 8,6/tCO₂ (valeur correspondant à l'année 2011 en Italie d'après l'étude précitée). En multipliant ce taux par les émissions de CO₂ de chaque ménage type on obtient le coût total à supporter pour chacun de ceux-ci. Comme la figure x le montre, les coûts moyens à la fois de l'A3 et de la taxe carbone augmentent en suivant le niveau de revenu, mais l'évolution est plus plate pour la taxe. Ainsi, le coût mensuel moyen de l'A3 est légèrement inférieure à 2 € par adulte équivalent (€/mois/adulte-eq) pour le premier décile et environ € 3,5 pour le dixième décile. Le coût moyen de la taxe carbone, en revanche, se situe entre 1 € et près de € 4,5.

Rapporter le coût mensuel de la taxe et de l'A3 aux dépenses totales des ménages, nous permet de mieux apprécier l'ampleur des effets distributifs de ces deux instruments. Comme la figure 8 le montre, le coût de l'A3 représente en moyenne un peu plus de 0,35% des dépenses totales pour le premier décile et un peu moins de 0,1%, pour le dixième décile. En revanche, le coût de la taxe carbone représente 0,2% des dépenses totales pour le premier décile et un peu plus de 0,1% pour le dixième. Le financement via la contribution A3 est donc nettement plus régressif que celui d'une taxe carbone telle qu'elle a été présentée ci-dessus.

FIGURE 2. 12 : A3 VS TAXE CARBONE : PART DES DEPENSES TOTALES DES MENAGES, PAR DECILE



Source : Verde et Paziienza (2013)

Dans le contexte des pays émergents et en développement, la difficulté pour faire payer le surcoût des renouvelables par les consommateurs est plus marquée, de même pour le financement

à travers le budget public. Ceci a conduit à l'émergence de propositions de financement spécifiques comme par exemple l'affectation d'une partie de la rente pétrolière. En pratique, toutefois, pour une majorité de ces pays les incitations sont limitées aux seules technologies les plus matures, dont les coûts sont compétitifs ou proches de l'être.

Conclusion du chapitre II

Les études d'évaluation de l'expérience internationale sur les politiques de promotion se sont centrées davantage sur la comparaison entre FIT et CVN. Ce sont les deux instruments les plus utilisés durant la dernière décennie. Ces études donnent un net avantage au FIT selon la plupart des critères d'évaluation retenus. Un système de FIT avec différenciation technologique s'est avéré plus efficace et plus efficient, permettant un déploiement plus rapide et diversifié des ENRe dans les pays qui l'ont mis en place. De même, le FIT a facilité l'intégration de nombreux nouveaux et petits producteurs d'électricité dans des marchés, en général, oligopolistiques.

Le système de quota avec des CVN est un mécanisme plus compatible avec le fonctionnement des marchés électriques libéralisés, censés faciliter l'intégration des ENRe. D'ailleurs il présente en théorie un avantage *allocatif* permettant la minimisation des coûts de production d'électricité. Toutefois, les études empiriques précitées montrent que les politiques de CVN sont aussi voire plus coûteuses que les politiques de FIT et elles ne sont par ailleurs pas plus efficaces. Cette sous-performance est associée à plusieurs facteurs, notamment une composante risque significative, des imperfections dans le fonctionnement des marchés de certificats ou encore des coûts de transaction plus élevés (Quirion, 2016).

Malgré ses bienfaits, le FIT a aussi engendré des effets négatifs dans certains pays. Ainsi, Percebois (2016) signale : « *Le principal reproche que l'on a pu faire au mécanisme des tarifs d'achat mis en place en Europe est qu'il n'avait pas anticipé la baisse rapide des coûts de production de l'éolien mais surtout du PV, ce qui a engendré des rentes importantes pour ceux qui avaient investi massivement dans ces énergies : les prix garantis sont restés à un niveau élevé tandis que le coût de production des renouvelables baissait sensiblement grâce à l'effet d'apprentissage et au progrès technique* » (Percebois, 2016). Cela équivaut donc au non-respect du principe de dégressivité des tarifs que nous avons introduit dans le chapitre I. Cela, couplé au besoin de faciliter l'intégration des énergies renouvelables variables dans le système électrique, a poussé à un changement vers un système de *feed-in premium* (FIP) dans plusieurs pays d'Europe.

Le FIP permet, en effet, des investissements mieux adaptés à la variabilité temporelle du prix de l'électricité ; pourtant il augmente les risques prix et quantités pour les producteurs. En pratique, il existe des systèmes intermédiaires comme le mécanisme de « FIT fixe pour différence » ou celui de « Tarifs premium plafonnés » (Cf. chapitre I, section 2.3). Le Danemark a choisi un mécanisme de FIP basé sur une prime déterminée ex-post en fonction du prix de l'électricité (Gavard, 2015). Dans tous les cas le passage d'un mécanisme à l'autre doit être progressif afin de ne pas briser la dynamique des investissements (Mir-Artigues et al., 2015).

Ce chapitre met aussi en lumière le fait que, dans une approche d'efficacité dynamique, il est nécessaire de trouver un équilibre entre le soutien à des technologies actuellement plus matures (et moins coûteuses) c'est-à-dire l'efficacité économique à court terme, et le soutien à des technologies plus coûteuses mais ayant un plus grand potentiel de progrès technique. Ces dernières permettront un système électrique moins coûteux et plus résilient à moyen et long terme. Cet équilibre peut s'obtenir avec une combinaison d'instruments (et/ou différents niveaux de soutien) selon les phases de développement des différentes technologies plutôt qu'à travers un instrument unique/indifférencié.

Dans cette perspective d'efficacité dynamique, le système d'enchères concurrentielles (SEC) peut être adaptable à des technologies ayant différents degrés de maturité technico-économique. Il stimule également la concurrence entre les producteurs, facilite l'extériorisation des coûts des ENRe et permet un contrôle du coût total de la politique. Ce mécanisme a pourtant suscité peu d'intérêt dans les études comparatives sur la performance des instruments. Nous intégrerons le SEC dans nos analyses sur les politiques en Amérique Latine (chapitre V et VI).

Plus généralement, il émerge de notre analyse que la maximisation du gain collectif des politiques de promotion dépend au moins de trois facteurs. D'abord, elle dépend des incitations à innover données aux entreprises. Ensuite, elle dépend de l'existence d'un contexte réglementaire et d'instruments incitatifs qui facilitent la diffusion rapide des innovations. Et enfin, elle dépend d'une réponse satisfaisante de la part de l'autorité de régulation (*optimal agency response*) afin de minimiser les possibles effets négatifs, par exemple, des rentes indues en faveur de certains producteurs et en détriment des consommateurs (ou des contribuables).

Chapitre II

Chapitre III

L'efficacité des politiques en Europe et en Amérique Latine : une étude économétrique de panel

Dans le précédent chapitre nous avons d'abord défini les principaux critères d'évaluation des politiques de promotion des nouvelles énergies renouvelables. Ensuite, nous avons utilisé ces critères afin de comparer la performance des différents instruments. Parmi les critères analysés figure celui de l'efficacité d'une politique pour attirer les investissements en nouvelles capacités de production d'électricité. Pour mener notre analyse du chapitre II, nous nous sommes appuyés d'une part sur des études théoriques et d'autre part sur des analyses empiriques basées sur des études de cas ou sur des comparaisons de politiques, en appliquant des indicateurs spécifiques. Dans ce troisième chapitre de thèse nous faisons un pas en avant en proposant une étude économétrique basée sur un panel de 50 pays d'Europe et d'Amérique Latine durant la période 1995-2014.

Les deux, voire trois, décennies d'expérience dans la mise en œuvre de politiques de promotion fournissent en effet des données précieuses pour l'analyse économétrique de celles-ci. Dans les dernières années plusieurs auteurs ont relevé ce défi (Voir tableau 3.1 ci-après). Cependant, nous avons détecté deux types de lacunes. D'une part, la presque totalité de ces études est centrée sur les pays de l'OCDE, en ignorant les politiques mises en place dans les pays émergents et en développement. D'autre part, les résultats concernant l'efficacité des différents types de politiques ne sont pas conclusifs, plusieurs questions faisant l'objet de controverses. Nous y reviendrons dans la première section de ce chapitre.

Les investissements dans les capacités d'ENRe augmentent au niveau mondial depuis deux décennies. Cependant, ils semblent stagner dans les pays développés tandis qu'ils s'accroissent dans la plupart des pays émergents et en développement (Frankfurt School-UNEP Centre/BNEF, 2016). C'est d'ailleurs dans ce dernier groupe de pays que l'on attend l'essentiel des investissements à l'horizon 2030 du fait de l'accroissement de la demande. Nous proposons donc de les intégrer pleinement dans nos analyses.

Par ailleurs, la plupart des auteurs conviennent que jusqu'à présent le déploiement des énergies renouvelables a été expliqué principalement par les politiques de soutien. Toutefois, certains reconnaissent l'existence d'autres facteurs pouvant influencer le rythme de diffusion de ces nouvelles technologies. Nous regroupons ces facteurs déterminants en quatre catégories : les facteurs liés au secteur énergétique, les facteurs macroéconomiques, les facteurs politiques et les politiques de promotion. Nous cherchons donc à évaluer l'impact de ces facteurs en les incluant dans notre modèle.

Dans ce cadre, ce chapitre III aborde deux questions principales : quels sont les facteurs déterminants du niveau d'investissements dans les nouvelles capacités d'ENRe selon les pays ? Quelle est l'efficacité des principaux instruments de politique mis en place au cours des vingt dernières années ? Le chapitre est organisé en trois sections. La première consiste en une revue de la littérature sur les déterminants des investissements dans ces technologies. La deuxième nous permet de définir le modèle économétrique en définissant la variable dépendante et les variables indépendantes. La troisième et dernière section présente les résultats qui sont ensuite discutés et confrontés avec ceux des études précédentes.

1. Le cadre théorique : les facteurs déterminants des investissements dans les nouvelles énergies renouvelables

Ces dernières années, plusieurs auteurs ont entamé des études afin d'analyser l'influence de différents facteurs sur le niveau des investissements dans les nouvelles technologies d'énergies renouvelables. Il s'agit sans aucun doute d'un des secteurs clé du développement durable, attirant l'intérêt d'économistes spécialisés dans diverses branches des sciences économiques. Ces auteurs ont souligné l'importance de la problématique de la diffusion des ENRe à la fois dans le cadre des politiques climatiques et des politiques de développement socio-économique (y compris les politiques de croissance, d'emploi, d'accès à l'énergie, entre autres), que ce soit dans les pays développés comme dans les pays dits émergents ou en développement.

TABEAU 3. 1 LES ETUDES ECONOMETRIQUES SUR LES DETERMINANTS DES INVESTISSEMENTS DANS LES ENRE

Auteurs	Pays/régions	Période
Kim et Park (Energy Economics, 2016)	30 pays (15 développés et 15 en dével.)	2000-2013
Cadoret et Padovano (Energy Economics, 2016)	26 pays d'Europe	2004-2011
Nurcan (Energy for Sustainable Development, 2016)	27 pays d'Europe et 50 Etats des Etats-Unis	1990-2008
Polzin et al. (Energy Policy, 2015)	35 Pays de l'OCDE	2000-2011
Aguirre et Ibikunle (Energy Policy, 2014)	38 pays de l'OCDE et les BRICS	1990-2010
Pfeiffer et Mulder (Energy Economics, 2013)	108 pays en développement	1980-2010
Marques et Fuinhas (Renewable Energy, 2012)	23 pays d'Europe	1990-2007
Del Río et Taracón (Applied Energy, 2012)	23 pays d'Europe	2006-2008
Shrimali et Kneifel (Energy Policy, 2011)	50 états des Etats-Unis	1991-2007
Popp et al. (Energy Economics, 2011)	26 pays de l'OCDE	1991-2004
Johnstone et al. (Env. & Resources Economics ,2010)	25 pays de l'OCDE	1978-2003
Carley (Energy Policy ,2009)	Les états des Etats-Unis	1998-2006

Dans cette section nous analysons les différents facteurs susceptibles d'influencer le déploiement des ENRe, en les regroupant dans quatre catégories : les politiques de promotion, les déterminants liés à la structure et à la dynamique du secteur énergétique, les déterminants

macroéconomiques et les facteurs déterminants politiques. Parallèlement, nous nous référons aux résultats des études qui, en s'appuyant sur des modèles économétriques, ont testé empiriquement l'influence de ces facteurs. Notons cependant que, à l'exception de Kim et Park (2016) et de Peiffer et Mulder (2013) ces études se sont centrées exclusivement sur les pays de l'OCDE sur des périodes plus ou moins longues (Cf. tableau 3.1 ci-dessus). Par ailleurs, les variables retenues (variables dépendante et indépendantes⁵⁸) diffèrent selon l'étude. Nous reviendrons sur cette question dans la deuxième section de ce chapitre.

1.1 Les politiques de promotion : quelle efficacité ?

Compte tenu de l'écart de coût entre les ENRe et les sources conventionnelles, les investissements dans les énergies vertes dépendent fortement de la mise en place de politiques de soutien. Les différents instruments économiques (FIT, FIP, SEC, CVN, incitations fiscales) permettent de réduire ou d'effacer cet écart. Qui plus est, si ces politiques sont bien conçues, le niveau de soutien doit accompagner l'évolution du coût de chaque technologie. Si l'on prend comme exemple les cas de l'Allemagne et du Danemark, deux pays ayant mis en place des tarifs d'achat garantis, le niveau de rémunération du FIT a été progressivement revu à la baisse en réponse à la chute du coût du solaire PV et de l'éolien.

Malgré l'équivalence théorique des différents instruments (sous des conditions de concurrence parfaite) afin d'internaliser les externalités associées à la production d'électricité, différentes études de cas et des analyses comparatives que nous avons évoqué dans le chapitre précédent montrent que, en pratique, ceux-ci présentent des niveaux d'efficacité très différents. Les résultats des études économétriques sur ce sujet sont plutôt convergents sur l'efficacité des politiques en général mais ils le sont moins en ce qui concerne l'efficacité spécifique à chaque instrument. Ces analyses économétriques diffèrent également sur la méthode employée pour capter l'influence de ces politiques.

L'étude de Popp et al. (2011) inclut une variable qui représente la ratification (ou pas) du protocole de Kyoto. Bien que la ratification elle-même n'incite pas directement les investissements, elle peut servir de signal sur l'engagement d'un pays dans les politiques climatiques et donc sur le prix futur du carbone. En outre, l'étude inclut trois variables représentant les instruments de politiques. Le FIT est représenté par le tarif correspondant à chaque année pour chaque technologie. Pour les CVN elle inclut le « niveau d'ambition » de la politique c'est-à-dire le quota (en pourcentage). Toutes les autres mesures de politiques ont été synthétisées dans la variable "*Other_Policy*" qui prend la valeur « 1 » si l'une de ces politiques est en place dans un pays pour l'année « t » ou « 0 » dans le cas contraire. Leur modèle montre une relation positive et significative de la ratification du protocole de Kyoto sur les investissements.

⁵⁸ Les termes « variable à expliquer » et « variable dépendante » ainsi que « variable explicative » et « variable indépendante » seront utilisés sans distinction dans ce chapitre.

Néanmoins, l'influence des politiques apparaît comme peu significative quel que soit l'instrument utilisé.

Pfeiffer et Mulder (2013) ont adopté une approche différente. Dans leurs modèles de régression ils examinent dans un premier temps l'effet des politiques de promotion en utilisant une variable générique. Elle prend la valeur « 1 » si une politique de soutien est en place l'année « t » et « 0 » dans le cas contraire (variable *dummy*). Dans un deuxième temps, ils mesurent l'influence des instruments économiques séparément de celle des instruments réglementaires en utilisant également des variables *dummy*. Enfin, ils contrôlent l'impact potentiel du Protocole de Kyoto à partir de 1998. Ils appliquent un modèle économétrique qui permet de distinguer entre la décision d'investir ou pas et la décision concernant le volume investi. Leurs résultats indiquent que la probabilité d'investir dans les énergies renouvelables est 10% supérieur après Kyoto et 30% supérieur dans les pays ayant adopté des politiques de soutien. Concernant l'efficacité des instruments, les pays qui ont mis en œuvre des instruments économiques ou réglementaires montrent respectivement 27% et 52 % de plus forte probabilité d'investir dans les énergies renouvelables. En ce qui concerne le volume d'investissement, ils trouvent également un effet plus important des instruments réglementaires par rapport aux instruments économiques ce qui s'oppose pourtant à la plupart des études sur cette matière.

L'étude de Marques et Fuinhas (2012) inclut un éventail plus large de variables représentant les politiques. D'abord, les auteurs ont construit une variable qui représente le nombre de mesures de politique en place dans chaque pays (*Accumulated Number of RE Policies and Measures*). Ensuite, ils ont testé l'influence de différents types de politiques selon la classification générale proposée par la « *Global Renewable Energy Policies and Measures Database* » de l'AIE : les politiques d'éducation et sensibilisation, les subventions (y compris le FIT, FIP, etc), les investissements publics directs, les aides à la R&D, les instruments réglementaires (y compris les quotas, standards, etc), les accords volontaires et les permis négociables et les cadres de politiques (planification stratégique du secteur énergétique, objectifs pour les renouvelables, etc). Les résultats montrent une relation positive et significative des politiques publiques en général. Cependant, concernant les différents types de mesures, seul les subventions et les cadres de politiques montrent une influence significative. En revanche, les instruments réglementaires ainsi que les autres types de politiques ne s'avèrent pas significatifs dans la promotion des énergies renouvelables selon cette étude.

Aguirre et Ibikunle (2014) ont adopté une approche très similaire à celle de Marques et Fuinhas (2012). Leurs résultats montrent en général une très faible efficacité des politiques de promotion. Ils montrent même une relation négative entre les politiques d'incitation fiscale et la diffusion des ENRe. Néanmoins, une faiblesse importante des deux dernières études commentées est qu'elles prennent en compte toutes les énergies renouvelables, y compris la biomasse (dans toutes ses formes) et les grandes centrales hydroélectriques. Ces sources renouvelables ne sont généralement pas comprises dans les politiques de promotion et par conséquent les résultats des estimations peuvent être biaisés.

Cadoret et Padovano (2016) mesurent deux autres variables de politiques. La première reflète le niveau d'engagement de chaque pays (en %) dans les objectifs à 2020 pour la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale (selon la Directive 2009/28/CE). La deuxième variable est celle des taxes environnementales qui se réfère au pourcentage des recettes totales représenté par les taxes environnementales, selon la classification d'Eurostat. Toutefois, les résultats ne montrent aucune influence statistiquement significative de cette variable. Une explication possible avancée par les auteurs est que les revenus des taxes environnementales ne sont pas destinés à la protection de l'environnement mais à des fins budgétaires.

Polzin et al. (2015) utilisent des variables ordinales pour représenter les différentes politiques en place dans les pays de l'OCDE sur la période 2000-2011. Les auteurs soulignent l'importance d'un cadre fiable de politiques avec des objectifs clairs à moyen et long terme. A ce titre, les incitations fiscales et économiques (FIT, FIP) sont les mesures les plus pertinentes pour les investisseurs grâce à une nette diminution du risque associé à ce type de projets. D'autres instruments indirects, notamment les systèmes de permis d'émission négociables, ont un impact positif mais uniquement sur les technologies les plus matures.

L'étude de Nurcan (2016) utilise des données sur la période 1990-2008 pour analyser les effets de plusieurs instruments de politique (les tarifs de rachat, les quotas, les appels d'offres et les incitations fiscales) sur le déploiement des ENRe en Europe et aux Etats Unis. Ils représentent ces instruments à partir de variables *dummy*. Les résultats suggèrent une influence positive des politiques, mais leur efficacité diffère selon le type d'instrument. Les résultats révèlent que les tarifs de rachat, les appels d'offres et les incitations fiscales sont des mécanismes efficaces pour stimuler la capacité de déploiement des ENRe, tandis que l'autre instrument de politique couramment utilisé – le quota – ne l'est pas. Enfin, le travail de Kim et Park (2016) inclut une seule variable de politiques : les FIT. Les résultats des divers modèles testés par cette étude montrent une influence positive et significative des FIT.

1.2 Les déterminants liés à la structure et à la dynamique du secteur énergétique

Différents facteurs liés à la structure, le fonctionnement et l'évolution du secteur énergétique (et du sous-secteur électrique) sont susceptibles d'influencer la diffusion des nouvelles énergies renouvelables.

a) *Le mix des technologies utilisées pour la génération d'électricité (le mix électrique)*

Le parc électrique existant peut conditionner la diffusion des technologies de ENRe de plusieurs façons. D'une part, les pays disposant d'un mix de production fortement basé sur l'hydroélectricité et/ou le nucléaire peuvent être moins concernés par le développement des nouvelles technologies bas carbone (Popp et al., 2011). De même, une génération d'électricité

fortement concentrée sur une source en particulier (par exemple le nucléaire) peut refléter une situation de verrouillage technologique et l'influence possible d'un lobby de cette industrie qui essaierait de garder sa part de marché (Pohl et Mulder, 2013). D'autre part, les pays dotés d'un parc important de centrales hydroélectriques de barrages disposent d'une capacité de stockage nécessaire pour équilibrer, au moins en partie, l'intermittence du solaire et de l'éolien. De ce point de vue les ENRe et les grandes centrales hydroélectriques sont des technologies complémentaires plutôt que concurrentes. Le lien entre ces sources de génération d'électricité est donc difficile à prédire.

b) Le coût des sources énergétiques conventionnelles et le prix de l'électricité

Les ENRe sont en concurrence avec d'autres sources de production d'électricité. Ainsi, la disponibilité de ressources fossiles bon marché utilisables pour la production d'électricité, notamment du gaz et du charbon, peut également conditionner l'attractivité des ENRe. Plus le prix des sources concurrentes est élevé, plus les investissements dans les ENRe seront attirants (Popp et al., 2011). Parallèlement, plusieurs auteurs (Del Río et Taracón, 2012) rappellent l'importance du prix de l'électricité : plus son prix est élevé plus les investisseurs seront incités à investir dans les énergies renouvelables, toutes choses étant égales par ailleurs. A ce titre, Chang et al. (2009) constatent une relation positive et significative entre les prix de l'énergie et la contribution des énergies renouvelables à l'approvisionnement énergétique dans les régions à forte croissance économique, bien que cela ne soit pas significatif pour les pays à faible croissance⁵⁹.

Comme le soulignent Popp et al. (2011), il serait judicieux d'inclure dans le modèle de régression le prix de l'électricité produite par diverses sources dans chaque pays. Cependant, les seules données disponibles sont les prix globaux de l'électricité par pays. Ceci est clairement endogène puisqu'ils incluent le prix de l'électricité produite à partir des ENRe. Au lieu de cela, la plupart des modèles consultés incluent des variables approximatives, notamment la production par habitant de gaz et de charbon et, si possible, le prix de ces sources dans chaque pays.

c) Le degré de dépendance énergétique

Certains pays sont des exportateurs nets d'énergie tandis que d'autres sont des importateurs. Des conditions structurelles, comme la disponibilité de ressources fossiles dans leurs territoires et/ou l'existence d'investissements suffisants pour les exploiter, expliquent ces rôles opposés. En principe, les pays dépendants d'un approvisionnement énergétique extérieur nécessitent de développer davantage les sources indigènes de production, y compris les énergies renouvelables. A ce titre, la réduction de la dépendance énergétique est l'un des principaux arguments en faveur du développement des ENRe, que ce soit dans les économies développées comme dans celles en développement (Aguirre et Ibikunle, 2014). Comme le souligne Marques et

⁵⁹ Etude basée sur les pays de l'OCDE.

Fuinhas (2012), la relation théorique attendue entre ces deux variables est donc positive : plus un pays est dépendant de l'approvisionnement extérieur, plus il sera incité à développer les ENRe.

d) La croissance de la demande d'électricité

Plus la demande d'électricité augmente et surtout plus les perspectives sur son évolution sont positives, plus un pays aura besoin d'investir dans de nouvelles capacités y compris les ENRe. Par ailleurs, le besoin de nouveaux investissements dans le secteur électrique est lié à l'âge moyen du parc existant. Quand les centrales à énergies fossiles arrivent à la fin de leur vie utile, il faut évidemment les remplacer par des nouvelles capacités (sauf en cas de chute équivalente de la demande).

e) Le niveau d'émissions de GES liés à l'énergie

La lutte contre le changement climatique et notamment la réduction des émissions des GES liés à l'énergie est l'une des raisons principales pour développer les ENRe. D'où la nécessité d'une variable de contrôle qui capte l'importance relative de cette question dans chaque pays. La plupart des travaux intègrent donc une variable représentant les émissions de CO₂ (du secteur énergétique) par habitant. Aguirre et al, (2014) rappelle que les préoccupations environnementales stimulent l'investissement dans les énergies renouvelables, ce qui est bien connu dans la littérature (voir par exemple Sadorsky, 2009).

1.3 Les déterminants politiques

Ces dernières années, des études théoriques et empiriques se sont intéressées aux facteurs politiques influençant la conception et l'efficacité de la politique énergétique et environnementale. Elles ont mis en exergue deux groupes de déterminants politiques : d'une part la qualité de la gouvernance comprenant le cadre institutionnel où ces politiques sont mises en œuvre et d'autre part l'idéologie (l'orientation politique) du gouvernement en place.

La corruption, souvent employée comme un critère mesurant la qualité de la gouvernance, peut affecter à la fois le choix des politiques et leur mise en place. A ce titre, Fredriksson et Svensson (2003) ont étudié d'un point de vue théorique et empirique les effets contrastés de la corruption et de l'instabilité politique sur la mise en œuvre des politiques environnementales. En se basant sur une étude transversale comprenant 63 pays, ils défendent l'hypothèse que la corruption réduit la « rigueur » (entendue comme l'efficacité de la mise en œuvre) des politiques. Paradoxalement ils montrent également que l'instabilité politique compense en partie cet effet car elle réduit le « taux de rendement » des pratiques de corruption.

D'autres études dans ce domaine se sont centrées sur le lien entre le niveau de corruption et l'influence de lobbies. Ainsi Fredriksson et al. (2004) analysent l'influence de ces deux facteurs sur la politique énergétique dans les pays de l'OCDE. Leur modèle offre des résultats

intéressants : a) un niveau élevé de corruption réduit la « rigueur » de la politique énergétique, b) plus les coûts de coordination des lobbies sont élevés plus la politique énergétique sera rigoureuse. Cet étude est pourtant basée sur une mesure très simpliste de l'efficacité des lobbies : la taille de l'industrie. Cela affecte sans doute la fiabilité des résultats.

L'orientation politique du gouvernement est un autre facteur affectant potentiellement les politiques énergétiques et environnementales. Il est bien connu que les gouvernements d'orientation de droite promeuvent davantage la dérèglementation des marchés y compris ceux du secteur énergétique contrairement aux gouvernements de gauche en général plus favorables à une réglementation plus forte. Cela est vérifié par les études de Potrafke (2010) et Biresselioglu et Karaibrahimoglu (2012). Or, une réglementation énergétique et environnementale « forte » est en principe favorable à l'émergence des nouvelles énergies renouvelables. Néanmoins, Neumayer (2003) signale que les gouvernements de gauche peuvent se retrouver dans une position ambivalente vis-à-vis de la protection de l'environnement : la mise en œuvre de certaines politiques environnementales peut s'avérer trop coûteuse pour les plus pauvres et dans certains cas elles peuvent entraîner des pertes d'emplois.

Pour résumer, tous ces études signalent que des facteurs politiques, comme la qualité de la gouvernance, l'influence des lobbies, l'orientation politique des partis gouvernants sont des facteurs susceptibles d'influencer autant la politique énergétique que la politique environnementale. Toutefois aucune des études mentionnées ci-dessus ne se réfère spécifiquement à la diffusion des ENRe.

L'étude de Cadoret et Padovano (2016) est en effet l'une des premières à avoir analysé l'influence de facteurs purement politiques sur la diffusion des ENRe. Ces auteurs étudient notamment les déterminants de la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale à partir de données de panel comprenant 26 pays européens sur la période 2004-2011. Dans la première partie de l'étude ils testent l'applicabilité de différentes variables issues de modèles plus génériques (comme ceux présentés ci-dessus) à la diffusion des ENRe à partir du calcul de corrélations simples.

Premièrement, pour mesurer l'influence des lobbies ils utilisent comme variable proxy⁶⁰ la valeur ajoutée du secteur industriel comme pourcentage du PIB, en testant l'hypothèse suivante : un secteur industriel fort est plus enclin à résister au déploiement des ENRe en raison de leur coût plus élevé ce qui affecte la compétitivité de l'industrie. Cependant la corrélation de cette variable avec la variable dépendante est faible. Deuxièmement, la qualité de la gouvernance est mesurée par deux indicateurs : le « *Corruption Perception Index* » (CPI) de l'ONG Transparence Internationale et le « *Control of Corruption Index* » de la Banque Mondiale. La corrélation simple entre ces deux indicateurs et la variable à expliquer est également faible. Troisièmement, l'influence de l'orientation politique est représentée par une variable *dummy* prenant la valeur un ou zéro selon que la coalition gouvernante est de centre-droite ou de gauche, d'après les données de la « *Database of Political Institutions* » (DPI) de la Banque Interaméricaine de

⁶⁰ En statistique, un proxy ou une variable proxy est une variable qui n'est pas nécessairement significative en soi, mais qui sert en lieu et place d'une variable non observable ou non mesurable.

Développement. La corrélation entre cette variable et la part des énergies renouvelables varie selon le groupe de pays : dans les pays de l'UE-15 les gouvernements de gauche semblent plus engagés dans le déploiement des énergies renouvelables tandis que c'est le contraire dans les pays de l'Europe de l'est.

Néanmoins les résultats changent substantiellement si l'on prend en compte l'analyse de corrélation multiple qui permet de lever la condition *ceteris paribus*. De plus, les variables explicatives associées aux facteurs politiques sont retardées de trois ans. Cela semble raisonnable car l'effet des facteurs politiques sur les décisions d'investissements se matérialise plusieurs années plus tard en raison du temps de construction des nouvelles centrales (les MW de nouvelles capacités installées sont capturés par la variable à expliquer). Les résultats montrent d'abord que les lobbies industriels exercent une influence négative sur le déploiement des ENRe. L'explication avancée par les auteurs est que les lobbies s'opposent aux investissements dans les ENRe car elles tendent à augmenter le coût de l'énergie. En outre le secteur industriel est en général plus hostile à la réglementation environnementale. Ensuite, concernant l'influence de l'orientation politique des gouvernements, le modèle montre que les gouvernements de gauche ont davantage favorisé le déploiement des ENRs en comparaison avec leurs homologues de droite. Les estimations montrent également un effet positif de la qualité de la gouvernance sur le déploiement des ENRe. Enfin, les auteurs ont inclus des variables représentant les régimes politiques parlementaire et présidentiel mais ces variables ne sont pas significatives dans les modèles considérés par les auteurs.

1.4 Les déterminants macroéconomiques

Meilleure est la situation macroéconomique d'un pays, plus le niveau d'investissement dans les ENRe est élevé, *ceteris paribus*. Les pays ont certaines caractéristiques qui les rendent, à une certaine période, plus ou moins attrayants pour les investissements en général et pour les nouvelles technologies en particulier. Ces caractéristiques incluent l'existence de travailleurs hautement qualifiés, la qualité des infrastructures, la sécurité juridique et financière, entre autres (Del Río et Taracón, 2012). En outre, l'accès à des sources de financements de projets à des taux d'intérêt raisonnables s'avère fondamental et cela d'autant plus quand il s'agit d'investissements d'une forte intensité en capital initial.

a) *Le niveau de revenu par habitant*

Les travaux d'Aguirre et Ibikunle (2014), Marques et Fuinhas (2012) et Chien et Hu (2008) ont inclus le PIB par habitant dans leurs modèles explicatifs. L'hypothèse de base est que les pays à revenu plus élevé sont plus susceptibles de déployer les ENRe car ils peuvent supporter plus facilement les coûts de développement de ces technologies et les encourager au moyen d'incitations économiques. L'hétérogénéité de notre échantillon de pays est importante pour cette variable, compte tenu du grand écart entre les pays à faible revenu par tête comme la Bolivie ou le

Honduras et les pays ayant des revenus nettement plus élevés comme la Norvège ou le Luxembourg.

b) L'accès au financement

Les coûts d'investissement initiaux élevés, l'asymétrie d'information et la forte spécificité des actifs sont signalés comme des barrières qui expliquent le faible niveau de diffusion des ENRe dans de nombreux pays. Dans ce cadre, la disponibilité de financement à travers les marchés boursiers et les marchés de crédits est un élément incontournable dans l'analyse de la diffusion des ENRe.

Un des plus grands obstacles au déploiement des ENRe est en effet le coût d'investissement initial élevé. Le secteur de l'énergie et notamment les ENRe présentent une intensité en capital plus forte que d'autres industries parce que les projets énergétiques nécessitent un investissement initial proportionnellement plus élevé avant que la production puisse commencer (IFC, 2011). Une autre barrière associée au déploiement de ces nouvelles technologies est le coût d'information élevé, en particulier celui associé à la recherche de données (Kim et Park, 2016). D'ailleurs, l'information peu fiable ou imprécise sur le fonctionnement technique de différents projets d'ENRe est une source importante d'incertitude. L'asymétrie d'information entre producteurs et investisseurs/financeurs est également un élément susceptible d'entraver le processus de diffusion.

A partir d'un panel de 30 pays pour la période 2000-2013, Kim et Park (2016) examinent la relation entre le développement des marchés financiers et le déploiement des ENRe à l'échelle mondiale. Ils soutiennent que la croissance des ENRe est nettement plus rapide dans les pays ayant des marchés financiers bien développés, ce qui est particulièrement vrai pour les énergies plus dépendantes du financement extérieur (financement externe à la firme) comme le solaire et l'éolien⁶¹. L'influence des marchés financiers sur la diffusion des énergies renouvelables est alors étudiée à partir de deux grands secteurs : le marché boursier (financement via la bourse) et le marché du crédit bancaire.

Plusieurs mécanismes économiques expliqueraient le lien entre le niveau de développement des marchés de capitaux et le déploiement des ENRe. D'abord, les marchés de capitaux permettent de réduire l'asymétrie d'information entre producteurs et financiers, en fournissant des informations précieuses et en facilitant la formation d'un prix d'équilibre. Ensuite, un marché de capitaux bien développé réduit les risques de manque de liquidité ce qui favorise les investissements dans les nouvelles technologies. Les investisseurs sont en effet plus rassurés par le fait de pouvoir vendre facilement leurs actions en cas de besoin (Levine, 1997). Dans cette ligne de pensée Kim et Park (2016) défendent l'idée que, dans des marchés financiers bien développés, il est plus facile d'aligner les activités des gérants avec les intérêts des parties

⁶¹ Au contraire, les centrales à biomasse, souvent intégrées à d'autres activités productives, sont principalement financées par des fonds propres.

prenantes (y compris les actionnaires) ce qui atténue le problème de l'aléa moral. Enfin, le bon fonctionnement de ces marchés permet de réduire le surcoût de financement associé au risque de détresse financière, risque particulièrement important chez les entreprises de nouvelles technologies (Brown et al., 2009 ; Kim et Park, 2016).

De même, les marchés du crédit bien développés sont susceptibles de favoriser le déploiement des ENRe pour plusieurs raisons. Premièrement, ils facilitent l'accès au financement qui est critique pour les projets requérant de forts investissements initiaux. Secondement, certains auteurs (Greenwood et Jovanovic, 1990) avancent l'idée que les banques perfectionnent l'allocation de ressources, en choisissant les projets les plus performants et en réduisant également les coûts de contrôle. Ces coûts de contrôle se multiplient quand il faut recourir à des nombreux prêteurs individuels.

Les résultats du modèle économétrique déployé par Kim et Park (2016) donnent quelques indications sur l'effet des facteurs financiers : les ENRe progressent plus rapidement dans les pays disposant de marchés financiers bien développés. Cela est particulièrement vrai pour les technologies les plus dépendantes de financement extérieur notamment le solaire. Ainsi, 1% de développement additionnel des marchés de crédits génère une hausse de 1,18% (par an) des nouvelles capacités installées dans le solaire PV mais de seulement 0,05% pour la biomasse. De même, 1% de développement additionnel des marchés de capitaux génère une variation positive de 1,42 % pour le solaire PV et de seulement 0,06 % pour la biomasse. Pour mesurer le niveau de développement du secteur financier dans chaque pays les auteurs utilisent quatre variables dont les données sont disponibles dans la « *World Development Indicators (WDI) database* » de la banque Mondiale : le ratio entre la capitalisation boursière et le PIB, le ratio entre la valeur des actions négociées et le PIB, le crédit intérieur fourni par le secteur bancaire rapporté au PIB et le ratio entre le crédit intérieur total et le PIB.

L'article de Pfeiffer et Mulder (2013) examine, parmi d'autres variables, l'influence de certains facteurs financiers sur la croissance des ENRe, en distinguant entre le financement intérieur et le financement international. Comme variable approximative du niveau de développement des marchés financiers à l'intérieur de chaque pays, ils utilisent le ratio entre le total d'actifs bancaires (les dépôts) et les actifs de la banque centrale. Ceci est sensé refléter l'importance des banques commerciales par rapport aux banques centrales et indirectement la disponibilité du crédit. Cependant les résultats de leur modèle montrent que cette variable n'est pas significativement influente.

Concernant le financement international, ces auteurs ont testé l'influence de l'aide publique au développement (APD). Ils attendaient une influence positive de l'APD compte tenu du fait que les énergies renouvelables représentent un des axes centraux de ce type de transferts. Toutefois, les résultats ne montrent pas une influence significative de l'APD sur la variable à expliquer, i.e, la production d'électricité d'origine renouvelable. Cela peut être expliqué au moins par deux raisons. Premièrement, les APD telles qu'elles sont mesurées dans l'étude de Pfeiffer et Mulder (2013) incluent tous les secteurs et pas seulement celui des ENRe. Secondement, la part des APD pour le secteur de l'énergie est principalement destinée à financer des centrales hors

réseaux lesquelles sont exclues de la variable dépendante (dû au manque de données). Par ailleurs, le modèle de Kim et Park (2016) teste l'influence des MDP (mécanismes de développement propre). Les résultats sont positifs et significatifs ce qui est dans la continuité du travail de Huang et Barker (2012).

c) Le niveau d'ouverture au commerce international

Pfeiffer et Mulder (2013) ont également testé l'influence des investissements directs étrangers et du niveau d'ouverture au commerce international (mesuré comme la somme des importations et des exportations rapportée au PIB). Contrairement aux attentes, les résultats montrent une relation négative des deux variables avec la production d'électricité d'origine renouvelable. D'un point de vue théorique, l'influence de l'ouverture commerciale sur les nouvelles technologies de l'énergie obéit à des règles parfois contradictoires. En principe, l'ouverture commerciale devrait favoriser la diffusion des nouvelles technologies grâce aux coûts moins élevés (suite à une concurrence accrue), à la levée des barrières, aux accords internationaux, etc. (se rapporter par exemple à Del Río Gonzales, 2009). Cependant, une forte ouverture à la concurrence internationale demande aussi des efforts additionnels de baisse des coûts des produits nationaux ce qui peut à son tour pousser les pays à développer davantage de sources énergétiques plus économiques. Le rôle du commerce international sur les ENRe dépend donc de plusieurs facteurs économiques et politiques propres à chaque pays et il est difficile de les représenter par une seule variable.

1.5 Autres facteurs déterminants

S'agissant d'un processus complexe et multidimensionnel, plusieurs autres facteurs sont susceptibles d'influencer la diffusion des ENRe, à savoir :

- Les caractéristiques géographiques des pays comme la densité de population, la disponibilité de terres pour l'installation des ENRe (panneaux solaires, parcs éoliens, terres pour la production de biomasse, etc), la qualité des ressources (vent, solaire, courants marins, etc). Ces facteurs déterminent le potentiel technique pour une technologie (cf. chapitre IV). En principe, plus le potentiel technique pour une technologie est grand, plus l'investissement dans cette technologie sera important. Toutefois, dans cette étude nous analysons les investissements dans les ENRe en général plutôt que les investissements dans une technologie en particulier. Un pays peut disposer d'un niveau faible d'ensoleillement mais de bonnes ressources en vent, biomasse ou autres. Le potentiel technique est donc un facteur moins important si on analyse les ENRe dans son ensemble et cela d'autant plus s'il s'agit des premières phases de déploiement des énergies renouvelables comme cela est le cas pour la plupart des pays.
- L'acceptation des installations par la population locale. Si les ENRe sont globalement soutenues par les populations, des projets éoliens ou solaires peuvent se confronter à l'opposition d'une partie de la population locale. Dans certains pays comme l'Irlande le « syndrome du NIMBY (*Not In My Back Yard*) » a représenté une barrière considérable pour le déploiement des ENRe.
- Des barrières administratives qui rendent plus lente la diffusion.
- Des problèmes d'accès aux réseaux de transport et de distribution.
- Des subventions aux énergies fossiles. Dans de nombreux pays les subventions aux énergies traditionnelles demeurent significatives ce qui préjudicie l'émergence des nouvelles technologies.
- Le niveau de RD&D dans le domaine des énergies renouvelables. En principe, les pays investissent le plus dans la recherche et développement comptent avec un avantage qui devrait se traduire en plus d'investissements dans les ENRs. Cependant, des études comme celui de Popp et *al.* (2011) montrent que le niveau de RD&D et le « le stock de connaissances » (brevets) sur une technologie d'ENRe ont une influence très faible sur le niveau d'investissement.
- D'autres facteurs macroéconomiques en plus de ceux mentionnés dans le point 1.4. Des variables comme le taux d'inflation, le taux de change ou plus généralement l'instabilité macroéconomique, sont également susceptibles d'affecter le déploiement des ENRe. Dans le chapitre V nous étudierons cette question en profondeur pour le cas de l'Argentine.

En raison du manque de données fiables et comparables entre les pays, les facteurs mentionnés ci-dessus ne seront pas pris en compte dans notre modèle économétrique. Ces omissions vont sans doute affecter le pouvoir explicatif du modèle (notamment le R^2). Cependant, l'objectif principal de notre analyse empirique est d'évaluer l'efficacité de différents instruments de politiques ainsi que d'évaluer l'influence de certains facteurs économiques et du secteur énergétique. Nous sommes donc conscients que ces facteurs, détaillés dans la section ci-après

Chapitre III

(variables explicatives) ne nous permettront pas d'expliquer intégralement le niveau divergent d'investissement selon le pays et à travers le temps.

2. Construction de la base de données et définition du modèle

Dans cette section nous détaillons tour à tour la variable dépendante et les variables indépendantes qui seront incluses dans le modèle économétrique. Dans le dernier point nous précisons la démarche suivie pour la prise en compte des variables de politiques publiques en Europe et en Amérique Latine.

2.1 Définition de la variable à expliquer

L'étude cherche à expliquer les facteurs déterminants de la diffusion des nouvelles énergies renouvelables pour la production d'électricité, plus précisément le niveau d'investissements dans différents pays sur les vingt dernières années. Eu égard à la revue de la littérature, différentes définitions de la variable dépendante ont été proposées.

a) Le montant investi dans de nouvelles capacités de production d'ENRe (dans un pays x pour l'année t).

Bien qu'il s'agisse d'une option intuitive, elle n'a pas été adoptée jusqu'à présent en raison du manque de données fiables et comparables entre les pays.

b) La production d'électricité renouvelable en kWh par habitant.

C'est une façon indirecte de mesurer le niveau d'adoption de ces nouvelles technologies. En effet, les investissements en nouvelle capacité permettent d'augmenter la production d'ER chaque année. C'est l'approche adoptée par (Pfeiffer et Mulder, 2013, p. 286). Dans cette étude l'ER (électricité d'origine renouvelable) représente l'électricité produite à partir de l'éolien, la biomasse électricité, le solaire PV et la géothermie. Les auteurs utilisent les données de l'EIA qui exclut, par ailleurs, la production décentralisée (hors réseau).

c) La contribution des ENRe dans la production d'électricité (%).

Prendre la part des ENRe de chaque année est l'approche adoptée par Aguirre et Ibikunle (2014, p.377). Ces auteurs avancent deux raisons justifiant leur choix. La première concerne le fait que les politiques de promotion cherchent à atteindre un taux cible de contribution des ENRe. La deuxième est liée aux politiques d'atténuation des émissions de GES, dont le but principal pour

les énergies renouvelables est d'augmenter leur part, en même temps que les combustibles fossiles diminuent la leur. Ainsi, les énergies renouvelables doivent remplacer les options les plus polluantes.

d) *Le ratio entre la capacité installée en ENRe et la production totale d'électricité.*

L'approche suivi par Shrimali et Kniefel, (2011, p.4) prend en compte la capacité totale installée au 31 décembre de chaque année divisée par la quantité totale d'énergie produite durant la même année. L'utilisation de ce ratio comme variable dépendante permet de normaliser la totalité de capacité installée selon la taille du marché dans chaque pays. Il est prévu que, toutes choses étant égales par ailleurs, plus un Etat produit de l'électricité pour satisfaire la demande, plus il investira dans les capacités de production de ENRe.

e) Capacités additionnelles installées d'ENRe par habitant (MW/1 Million d'habitants).

Dans ce cas l'on mesure les investissements en nouvelles capacités de production non pas en termes monétaires mais en quantités physiques (MW). Mesurer la capacité installée facilite les comparaisons entre les pays (même si les facteurs de charge varient d'un pays à l'autre) et les données sont disponibles. Cette approche a été appliquée par (Popp et al., 2011 ; Polzin et al., 2015)

Pour ces mêmes raisons, c'est cette approche que nous retenons dans notre modèle. Or, la capacité nette étant une variable de stock et notre analyse se concentrant sur les facteurs influant les flux d'investissement, nous définissons l'investissement net par habitant dans la technologie j , du pays⁶² i dans l'année t comme :

$$\frac{(CAP_t^{i,j} - CAP_{t-1}^{i,j})}{POP_{ij}}$$
$$\forall i = 1, \dots, 50 ; j = 1, \dots, 4 ; t = 1995, \dots, 2014$$

Les technologies de production d'électricité incluses dans la variable dépendante de notre étude sont : l'éolien, le solaire, la géothermie et la biomasse. Les grandes centrales hydroélectriques sont exclues car il s'agit d'une technologie plus mature qui n'est pas promue par les politiques de soutien que nous évaluons. En revanche, les petites centrales hydroélectriques devraient être incluses parce qu'elles sont généralement prises en compte par les politiques de promotion. Cependant, les données disponibles pour la plupart des pays ne permettent pas de faire une distinction fiable entre petite et grande centrales hydraulique. Elles ne sont donc pas comprises dans notre étude. En outre, les données que nous traitons ne prennent pas en compte les petites unités de production décentralisées non connectées aux réseaux.

⁶² La liste des pays inclus dans cette étude est disponible dans l'annexe 3.1

2.2 Les variables explicatives

Les variables explicatives de notre modèle peuvent être regroupées dans trois catégories : les variables propres au secteur énergétique, les variables associées aux politiques de promotion et les variables macroéconomiques. Le tableau 3.2 ci-après précise les variables retenues et les sources de données respectives.

TABLEAU 3. 2 NOMENCLATURE DES VARIABLES ET SOURCES DES DONNEES.

NOM CODE	DEFINITION	SOURCE
Existence de politiques incitatives (ex_pol)	Variable <i>dummy</i> qui indique l'existence ou pas d'une politique de promotion (en vigueur dans le pays <i>i</i> , l'année <i>t</i>)	IRENA
Tarifs d'achat garantis (fit)	Variable <i>dummy</i> qui indique l'existence ou pas d'une politique de FIT	IRENA
Quotas avec des certificats verts négociables (cvn)	Variable <i>dummy</i> qui indique l'existence ou pas d'une politique de quotas avec CVN	IRENA
Système d'enchères concurrentielles (sec)	Variable <i>dummy</i> qui indique l'existence ou pas d'une politique de SCE	IRENA
Incitations fiscales (fise)	Variable <i>dummy</i> qui indique l'existence d'incitations fiscales comme politique principale.	IRENA
Croissance de la consommation (crois_con)	Taux de croissance de la consommation d'électricité sur les 5 dernières années (%)	ENERDATA
Part du nucléaire (part_nuc)	Part du nucléaire dans la production d'électricité totale (%)	ENERDATA
Part de l'hydraulique (part_hyd)	Part de l'hydraulique dans la production d'électricité totale (%)	ENERDATA
Indépendance énergétique (inde_en)	Taux d'indépendance énergétique brut (%)	ENERDATA
Emissions de CO ₂ (em_co2)	Emissions de CO ₂ -combustion d'énergie- par habitant (tCO ₂ /hab)	ENERDATA
Production de charbon (charbon)	Production brute de charbon et lignite par habitant (t/h)	ENERDATA
Production du gaz (gaz)	Production de gaz par habitant (m ³ /h)	ENERDATA
Le niveau de revenu par habitant (pibh)	PIB US\$ à prix constant (2005) par habitant	ENERDATA
Accès au financement (credit)	Crédit intérieur fourni au secteur privé (% du PIB)	Banque Mondiale (WDI)

a) *Le niveau d'indépendance énergétique*

Cette variable se réfère à la capacité d'un pays pour satisfaire ses besoins énergétiques avec ses propres ressources. Certains pays sont des exportateurs nets d'énergie que ce soit du pétrole, du charbon, du gaz, des biocarburants ou encore de l'électricité. D'autres pays ne disposant pas d'une production interne suffisante doivent importer de l'énergie. Comme celle-ci a une valeur stratégique d'un point de vue économique, politique et social, les pays sont incités à diminuer leur dépendance énergétique, spécialement quand les sources d'approvisionnement extérieur sont peu fiables ou très coûteuses. A ce titre, les ENRe permettent d'accroître la production d'électricité à partir de sources domestiques et donc de diminuer la dépendance extérieure.

Plusieurs indicateurs existent pour rendre compte de cette variable :

- Le taux d'indépendance énergétique brut : il correspond à la couverture de la consommation d'énergie primaire par la production primaire d'énergie (en incluant la biomasse). Il mesure la capacité d'un pays à couvrir ses besoins énergétiques et sa dépendance aux importations d'énergie (ENERDATA).
- Le taux d'autosuffisance de l'approvisionnement électrique : ce taux mesure la part de l'électricité susceptible d'être produite à partir de ressources domestiques, i.e. l'électricité primaire, déduction faite des exportations éventuelles, et l'électricité thermique correspondant à la part de la production primaire de combustibles affectée à l'électricité (ENERDATA).

Pour notre modèle nous avons retenu le taux d'indépendance énergétique brut. Bien que nous étudions les investissements dans les énergies renouvelables dans le secteur électrique, la sécurité des approvisionnements est un objectif général du secteur énergétique dans son ensemble et par conséquent un indicateur plus générique nous semble plus pertinent. La relation attendue entre cette variable et la variable à expliquer est de signe négatif : un pays sera plus incité à développer les capacités de ENRe quand son taux d'indépendance énergétique est faible et vice-versa.

b) *L'évolution de la demande d'électricité*

Cette variable reflète la dynamique du secteur électrique dans chaque pays. Les pays confrontés à une croissance de la demande d'électricité devront investir davantage dans de nouvelles capacités de production y compris les ENRe. La relation attendue entre cette variable et la variable dépendante est donc positive (Del Río et Taracón, 2012). Comme indicateur pour cette variable, nous avons choisi le « taux de croissance de la consommation d'électricité sur les 5 dernières années », selon les données d'ENERDATA.

c) *La structure du mix électrique*

Les technologies « traditionnelles » pour la production d'électricité peuvent être regroupées en trois catégories : l'hydroélectricité, le nucléaire et les énergies fossiles (centrales à

base de charbon, gaz ou diesel). Selon plusieurs auteurs (Pfeiffer et Mulder, 2013) la structure du mix électrique peut avoir une influence sur les décisions d'investissements dans les ENRe que ce soit pour des raisons politiques (influence des lobbies) ou techniques. A partir des données issues de la Banque Mondiale, nous testons dans notre modèle l'influence de deux variables :

- La part (%) de l'hydroélectricité dans la production d'électricité (part_hydro) ;
- La part (%) du nucléaire dans la production d'électricité (part_nuc) ;

d) *L'émission de CO₂ liée à la production d'énergie*

Les pays ayant des niveaux élevés d'émission de gaz à effet de serre, notamment de dioxyde de carbone, doivent développer plus rapidement les sources d'énergies propres, dont les ENRe. Nous attendons donc une relation positive entre les émissions de CO₂ du secteur énergétique par habitant (emissionCO₂) et la variable dépendante. Les données sont issues d'ENERDATA.

e) *Production de charbon et de gaz par habitant*

Comme nous l'avions signalé dans la première section de ce chapitre, les ENRe sont en concurrence avec d'autres sources de production d'électricité. Il serait judicieux d'inclure dans le modèle de régression le prix de l'électricité produite par diverses sources dans chaque pays. Cependant, les seules données disponibles sont les prix globaux de l'électricité par pays. Ceux-ci sont clairement endogènes puisqu'ils incluent le prix de l'électricité produite à partir des ENRe. De la même manière que Pfeiffer et Mulder (2013), nous incluons dans notre modèle deux variables approximatives dont les données sont issues d'ENERDATA : la production par habitant de gaz et de charbon. La relation attendue entre ces deux variables et la variable à expliquer est de signe négatif.

f) *L'existence de politiques de promotion*

L'influence des politiques de soutien est abordée en deux temps. Ici nous incluons dans le modèle une variable qui indique l'existence ou pas d'une politique de promotion (indépendamment du type d'instrument) dans chaque pays à la fin de chaque année. La variable est nommée « ex_pol » et les données sont issues de la « *Global Renewable Energy Policies and Measures Database* » de l'AIE/IRENA. Seules les politiques de promotion directes sont prises en compte : les tarifs d'achat garantis, les primes, le système d'appels d'offres, le système de quotas avec des CVN et les incitations fiscales. Les cadres réglementaires du secteur électrique, les plans stratégiques et autres politiques similaires n'incluant pas des instruments de promotion directs ne sont donc pas pris en compte. Il s'agit d'une variable binaire qui adopte la valeur « 0 » si aucune de ces politiques n'est en vigueur et la valeur « 1 » dans le cas contraire.

g) *Le type d'instrument de politique choisi*

Avec cette variable nous analysons l'efficacité des différents instruments de politique. Si

un pays i présente la valeur 1 dans la variable « ex_pol » (pour une année t) cela signifie qu'il a appliqué un de ces instruments : systèmes de quotas avec des certificats verts (cvn), système d'enchères concurrentielles (sec), tarifs d'achat garantis (fit) ou incitations fiscales (fisc).

h) PIB US\$ à prix constant (2005) par habitant

Le niveau d'investissements dans les ENRe est à priori lié au niveau de développement économique dans pays. Les pays disposant notamment d'un PIB par habitant plus élevé peuvent financier plus facilement le surcoût de ces technologies qui sont, en principe, plus couteuses.

i) Le crédit intérieur au secteur privé (en % du PIB)

Le crédit intérieur au secteur privé désigne les ressources financières fournies au secteur privé par le secteur bancaire et par d'autres sociétés financières, par le biais de prêts, d'achats de titres non assimilés et de crédits commerciaux. Pour certains pays, ces créances comprennent le crédit aux entreprises publiques. Le secteur bancaire comprend les autorités monétaires et les banques de dépôt, ainsi que les autres institutions bancaires pour lesquelles des données sont disponibles (notamment des institutions qui n'acceptent pas les dépôts transférables, mais qui assument du passif tel que les dépôts à terme fixe et les dépôts sur un compte d'épargne). Parmi les exemples d'autres institutions bancaires, on compte les institutions de prêts immobiliers et d'épargne, les associations de construction et de prêts, les sociétés d'assurances et les fonds de pension (Source : Banque Mondiale).

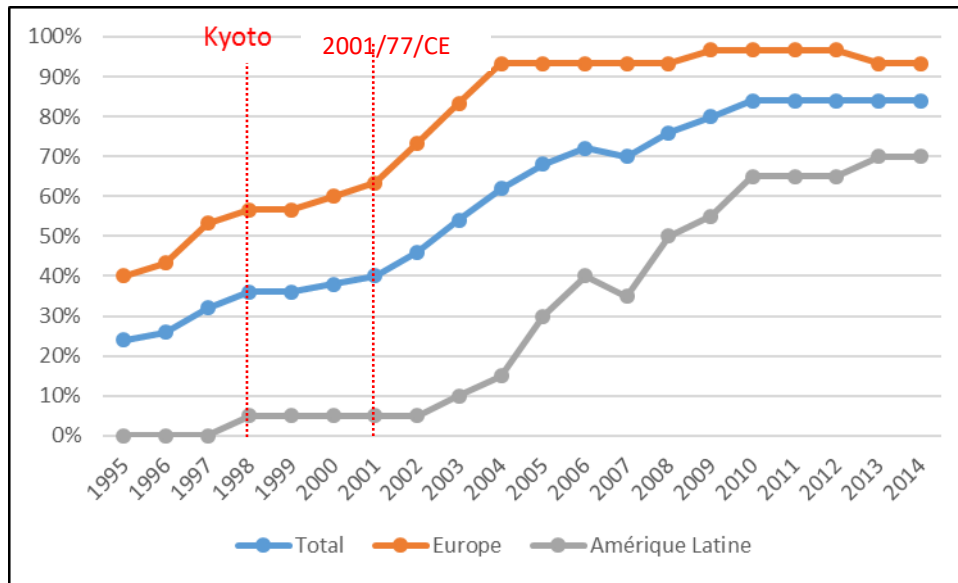
2.3 Les politiques de soutien en Europe et en Amérique Latine

Dans notre modèle nous incluons la variable *ex_pol* qui relève de l'existence ou pas d'une politique de soutien et quatre autres variables représentant le type d'instrument utilisé. Nous avons pris en compte les principaux instruments (analysés dans les chapitres I et II de cette thèse) : les FIT/FIP, le système d'enchères concurrentielles (*sec*), le système de quota avec des certificats verts négociables (*cvn*) et les incitations fiscales (*fisc*). Nous n'avons pas pris en compte d'autres instruments dont la mise en place a été limitée à des périodes très courtes comme les accords volontaires ou la tarification verte. Ces variables choisies reflètent l'intensité et la diversité des politiques mises en œuvre dans les deux régions étudiées.

Les variables ont été construites à partir de la confrontation de plusieurs sources de données : IRENA/AIE (*Joint Policies and Measures database*), les projets européens *RE-Shaping* (Winkel et al., 2011) et *DiaCore* (Held et al., 2014), (Fulton et al., 2011) et (BCIE/PNUD, 2015). Puisque nous étudions les investissements dans les nouvelles technologies pour la production d'électricité, nous nous sommes centrés sur les politiques propres au secteur électrique. Notre base de données contient 1000 observations indiquant l'existence ou pas d'une politique dans le pays *i*, l'année *t* et le type d'instrument. Elles ont été ensuite transformées en variables binaires.

La figure 3.1 ci-après montre le pourcentage de pays ayant mis en place au moins une politique de soutien dans le secteur électrique. En 1995, 40 % des pays en Europe avait déjà mis en place une politique. Le nombre de politiques augmente sensiblement après la signature du protocole de Kyoto (décembre 1997) et surtout après la directive 2001/77/CE de la Commission Européenne. Cela illustre deux caractéristiques centrales des politiques de soutien aux ENRe dans le Vieux continent. D'abord, elles ont émergé dans le cadre de politiques climatiques et notamment du besoin de réduire les émissions de GES du secteur énergétique. Ensuite, les institutions européennes ont joué, et jouent encore aujourd'hui, un rôle central dans ce domaine au moyen de cadres réglementaires spécifiques et des aides à la RD&D. Ainsi, les objectifs de développement des énergies renouvelables pour chaque Etat membre sont établis à niveau européen même si le choix des instruments de politique pour y parvenir reste dans l'orbite nationale.

FIGURE 3. 1 POURCENTAGE DE PAYS AYANT ADOPTE AU MOINS UNE POLITIQUE DE SOUTIEN



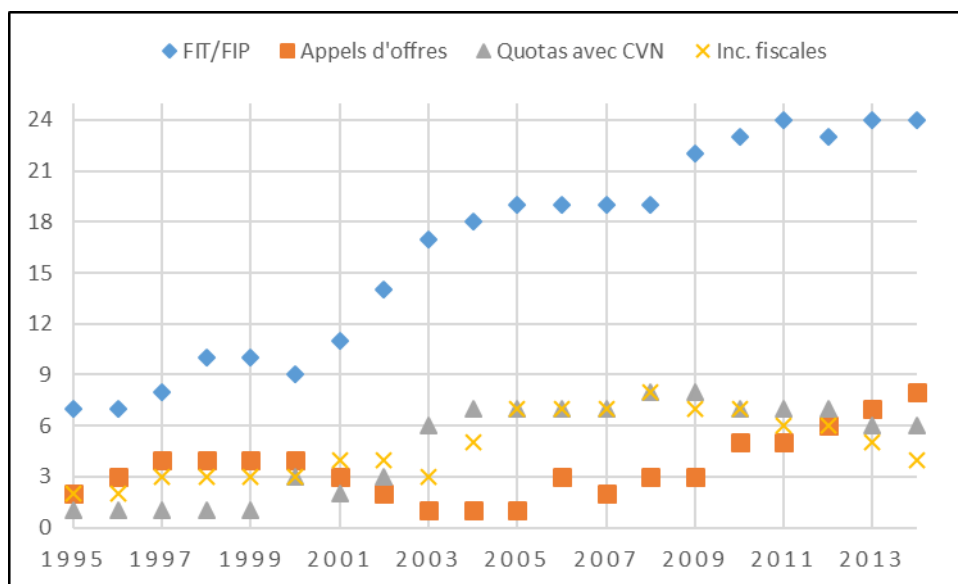
Note : La directive 2001/77/CE relative à la promotion de l'électricité produite à partir d'ENRe instaure des objectifs indicatifs pour chaque État membre. Après l'élargissement de l'UE de 2004, un nouvel objectif a été fixé pour l'UE-25: la production de 21 % d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables. (<http://europa.eu>)

Source : construction de l'auteur, données d'Irena.

En Amérique Latine la genèse des politiques de promotion repose sur une logique différente. Ces pays étaient beaucoup moins concernés par les politiques climatiques dans les années 1990 et 2000 : les émissions par tête étant nettement inférieures en raison d'une moindre consommation d'énergie et de l'existence d'un mix électrique basé sur l'hydroélectricité dans plusieurs pays, notamment le Brésil. La figure 3.1 montre que les premières politiques n'ont été mises en place qu'à la fin des années 1990, début des années 2000⁶³. Elles cherchent surtout à diversifier la production d'électricité en attirant des investissements privés, nécessaires pour répondre à une demande en croissance. Par ailleurs, il n'existe pas dans cette région une planification conjointe du secteur de l'énergie. Le rôle joué dans ce domaine par des institutions régionales comme le *Mercosur* ou la *Comunidad Andina*, reste jusqu'à présent assez limité, à l'exception des pays de l'isthme centroaméricain où l'intégration énergétique est plus forte (BCIE/PNUD, 2015).

⁶³ En revanche, les politiques de promotion des biocarburants ont été mises en œuvre bien avant, dans les années 1970/1980 dans plusieurs pays de la région.

FIGURE 3. 2 NOMBRE DE PAYS PAR TYPE DE POLITIQUE

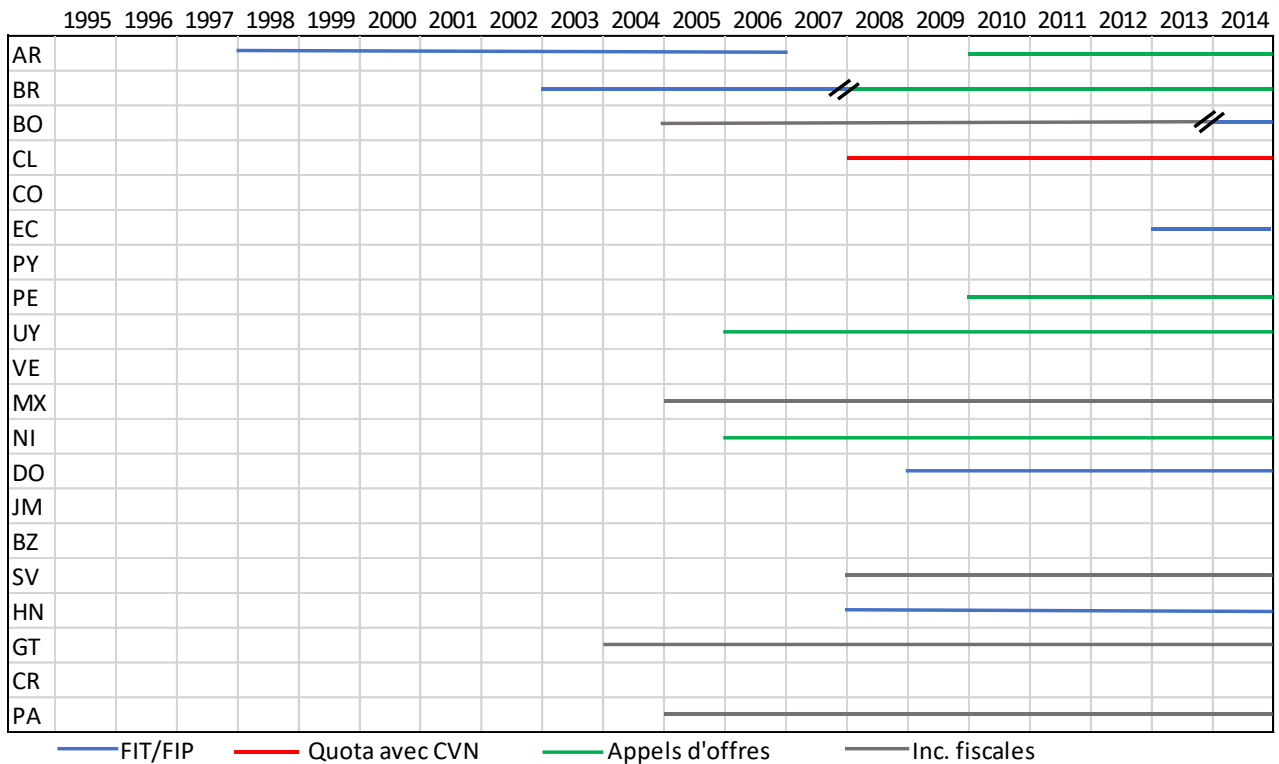


Source : construction de l'auteur, données d'IRENA.

La figure 3.2 montre le nombre de pays par instrument de soutien. On peut observer que les primes (FIT/FIP) restent clairement l'instrument le plus répandu. Dans notre échantillon de 50 pays, en 2014, 24 d'entre eux ont en vigueur une politique de FIT/FIP. Ils sont 8 pour le SEC, 6 pour le CVN, 4 pour les incitations fiscales et 8 n'ont aucune politique en place. Les pays de notre échantillon avec des politiques étaient 31 (i.e. 62%) en 2004 et 12 en 1995 (i.e. 24%).

La figure 3.3 illustre la diversité des politiques en Amérique Latine. Une particularité de la région est la prédominance de l'instrument quantité SEC, utilisé par cinq pays en 2014 : l'Argentine, le Brésil, l'Uruguay, le Pérou et le Nicaragua. Quatre économies de taille modeste avaient un système de primes : la Bolivie, l'Equateur, la République Dominicaine et le Honduras. Le système de CVN était en place seulement au Chili (depuis 2008), mais le Mexique a décidé de le mettre en œuvre en 2015. Six pays n'ont aucune politique de soutien économique ou réglementaire : la Colombie, le Venezuela, le Paraguay, le Costa Rica, la Jamaïque et le Belize. Les quatre autres pays maintiennent uniquement des incitations fiscales.

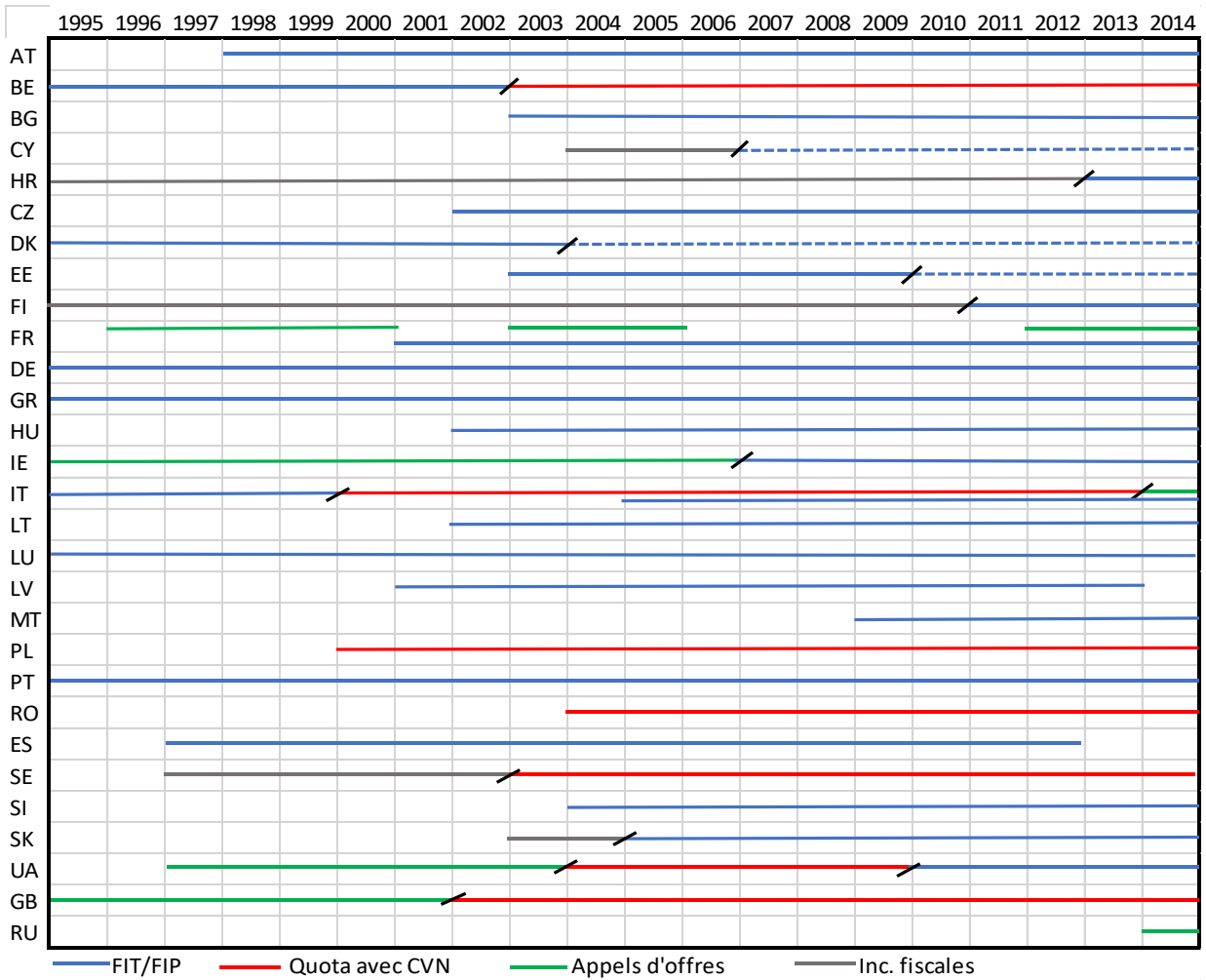
FIGURE 3.3 LES INSTRUMENTS DE POLITIQUE EN AMERIQUE LATINE



Source : construction de l'auteur, données d'IRENA et de BCIE/PNUD (2015).

La figure 3.4 permet d'observer l'évolution des politiques de soutien en Europe. Les instruments « prix » restent dominants, même si dans les dernières années plusieurs pays ont réformé leur système de soutien, en introduisant un FIP pour remplacer ou compléter le FIT (Danemark, Estonie, Allemagne). Le système de CVN est utilisé par plusieurs pays, même si certains d'entre eux ont récemment décidé de mettre fin à ce dispositif (Italie, Grande Bretagne). Notons également que le SEC, qui avait presque disparu, regagne du terrain (en Italie, en France, aux Pays Bas, en Russie). En outre, tous les pays ont plusieurs années d'expérience avec les politiques de soutien à l'exception de la Russie qui n'a introduit un SEC qu'à partir de 2014. Par ailleurs, la plupart des pays utilise le même instrument pour promouvoir toutes les ENRe (avec des niveaux de soutien différenciés). Seulement quelques pays appliquent des instruments spécifiques à une technologie. C'est le cas de l'Italie qui utilise un SEC pour l'éolien et la biomasse et un FIT pour le solaire PV ou du Danemark qui emploie un SEC pour l'éolien offshore et un FIP pour les autres technologies.

FIGURE 3.4 LES INSTRUMENTS DE POLITIQUE EN EUROPE



Notes : Danemark: Le SEC est utilisé pour l'éolien offshore

Italie: FIT pour le solaire PV; SEC pour la biomasse et l'éolien,

Source : construction de l'auteur, données d'IRENA et de Held et al., (2014).

Chapitre III

Le tableau 3.3 ci-après montre toutes les variables utilisées dans notre étude et les statistiques descriptives.

TABLEAU 3. 3 STATISTIQUES DESCRIPTIVES

Variable	Obs	Moyenne	Ecart-type	Min	Max
cap_ad	1000	12,197	24,398	57,059	184,202
ex_pol	1000	0,589	0,492	0	1
fit	1000	0,336	0,473	0	1
cvn	1000	0,096	0,295	0	1
sec	1000	0,072	0,259	0	1
fisc	1000	0,096	0,295	0	1
crois_con	1000	2,897	3,631	12,299	31,586
part_nuc	1000	12,391	20,427	0	85,056
part_hyd	1000	30,216	28,796	0	100
part_fos	1000	52,111	27,915	0	100
inde_en	1000	54,813	30,909	0	100
em_co2	1000	5,580	3,998	0,534	24,293
charbon	1000	0,951	2,100	0	16,124
gaz	1000	376,233	947,427	0	6189,361
pibh	1000	15,656	16,538	0,915	87,771
credit	1000	59,191	41,886	0,186	23,563

3. Analyse économétrique de panel

Avant d'effectuer l'analyse économétrique de panel, nous avons réalisé une étude préliminaire de la corrélation entre les variables, dont les principaux résultats sont présentés dans l'annexe 3.2. Dans cette section nous exposons d'abord les résultats d'une première analyse de la significativité des politiques de promotion. Ensuite, nous précisons la démarche empirique suivie pour estimer les coefficients de notre modèle de panel. Enfin nous présentons et discutons les résultats du modèle.

3.1 Une première analyse de la significativité des politiques

Etant donné que nos principales variables explicatives sont des variables binaires, nous avons effectué une analyse de significativité de celles-ci à partir d'un test de Student. Les résultats (cf. tableau 3.4) montrent que l'existence d'une politique de promotion (observations du groupe 1) augmente significativement la moyenne de notre variable à expliquer (*cap_ad*) : 19,7 MW/h en moyenne annuelle contre 1,4 MW/h pour le groupe 0 (non existence de politique). Pour que l'on puisse affirmer que ces deux moyennes sont statistiquement différentes, il faut que la p-valeur soit inférieure à 0,05. Il s'agit en fait d'un seuil de risque de 5% (ou un niveau de confiance de 95%). Ainsi, si la p-valeur est inférieure à 0,05, on peut affirmer avec moins de 5% de risque de se tromper que les moyennes sont significativement différentes. Dans notre cas, la p-valeur étant inférieur à 0,001 les deux moyennes sont donc significativement différentes avec un degré de confiance très élevé. Par ailleurs, l'écart type dans les pays du groupe 1 est élevé (29,27) ce qui peut être un indice de la différence d'efficacité des instruments de politiques utilisés (voir la sortie de Stata dans l'annexe 3.2).

TABEAU 3. 4 RESULTATS DU TEST DE STUDENT SUR LA SIGNIFICATIVITE DE LA VARIABLE « EX-POL »

T-test				
Groupe	Obs.	Moyenne	Erreur-type	Ecart-type
0	411	1,42	0,24	4,93
1	589	19,72	1,21	29,27
Combiné	1000	12,19	0,77	24,39

Note : Le test a été effectué avec la commande STATA *ttest cap_ad, by (ex_pol)*

Ensuite nous avons procédé à la même analyse dans nos deux sous-échantillons, pays d'Europe et pays d'Amérique Latine, afin de mesurer une possible différence d'efficacité des

politiques par continents. La table 3.6 résume les résultats. Les politiques ont un impact positif et significatif dans les deux régions mais avec une efficacité relative différente. En Europe, pour les années et les pays avec des politiques incitatives (observations du groupe 1) les capacités additionnelles des ENRe sont dix fois plus importantes en comparaison de celle sans politique (groupe 0) ; le ratio étant 5 en Amérique Latine. L'écart-type dans les observations du groupe 1 est également significatif.

TABLEAU 3. 5 RESULTATS DU TEST DE STUDENT PAR SOUS-ECHANTILLON

Groupe	Europe			Amérique Latine		
	Obs.	Moyenne	Ecart-type	Obs.	Moyenne	Ecart-type
0	129	2,19	6,5	282	1,07	3,94
1	471	23,32	30,9	118	5,33	13,78
Combiné	600	18,7	28,9	400	2,33	8,39

3.2 Démarche empirique

L'information disponible dans notre base de données concerne à la fois les dimensions individuelle et temporelle. Il s'agit donc de données de panel : elles sont doublement indicées, un premier indice, i , caractérisant l'individu considéré, le deuxième indice, t , le moment où l'observation a été réalisée. Notre base de données est composée par : $i = 1, \dots, N = 50$ représentant les 50 pays et $t = 1, \dots, T = 20$ représentant les 20 années observées (1995 - 2014). Il s'agit d'un échantillon cylindré : les T observations sont disponibles pour chacun des N individus

L'utilisation de données de panel dans les travaux d'économétrie appliquée s'est considérablement développée dans les vingt-cinq dernières années. Elles constituent une source d'information très riche permettant d'étudier les phénomènes à la fois dans leur diversité et leur dynamique. Le grand intérêt des données de panel réside en effet dans la mise à disposition d'observations répétées pour les individus (dans notre cas, les pays) figurant dans l'échantillon. Ceci permet de tenir compte, dans la spécification du modèle, d'une partie des composantes non observables figurant dans la perturbation, qualifiée d'hétérogénéité non observée. La régression multiple sur données de panel offre la possibilité de traiter conjointement les effets individuel et temporel. Cette approche permet donc de contourner d'éventuels biais dus aux interférences possibles entre l'information portant sur les pays (effet individuel) et celle relative aux années d'observation (effet temporel) (Dormont, 2007).

Dans la littérature dédiée à l'économétrie des données de panel, différents modèles sont proposés. Pour analyser l'influence des variables explicatives de notre modèle sur les investissements en nouvelles capacités d'ENRe, trois méthodes seront comparées : un modèle à effet fixe, un modèle à effet aléatoire et un modèle PCSE (*Panel corrected standard errors*).

Écriture de notre modèle explicatif

Dans la section précédente nous avons caractérisé les variables explicatives de notre modèle, regroupées en trois catégories : les politiques publiques, les facteurs liés au secteur énergétique et les facteurs macroéconomiques et financiers. Ainsi, notre modèle peut être écrit sous la forme de l'équation économétrique suivante :

$$Y_{it} = \alpha_i + \beta_1 X_{it} + \beta_2 W_{it} + \beta_3 Z_{it} + \varepsilon_{it}$$

avec :

Y_{it} = investissement en nouvelle capacité d'ENRe (MW par habitant par an)

α_i = constante

X_{it} = matrice de variables représentant les politiques publiques

W_{it} = matrice de variables représentant les facteurs liés au secteur énergétique

Z_{it} = matrice de variables représentant les facteurs macroéconomiques et financiers.

ε_i = terme d'erreur.

Le terme d'erreur s'écrit : $\varepsilon_i = \mu_i + v_t + \omega_{it}$

Avec μ_i , le terme d'erreur constant au cours du temps ne dépend que du pays ; le terme d'erreur v_t ne dépend que de l'année t et le terme d'erreur ω_{it} est croisé (perturbation aléatoire).

La suite de la modélisation, notamment le choix entre un modèle à effets fixes ou aléatoires, dépend des hypothèses retenues quant aux composantes du terme d'erreur. Lorsque nous utilisons un modèle à effets fixes (MEF), également nommé modèle de régression par les moindres carrés à variable muette -*Last-squares Dummy Variable (LSDV) regression*- nous supposons que certaines caractéristiques des individus (dans notre cas les pays) peuvent avoir un impact ou un biais sur les variables de notre modèle et nous cherchons donc à contrôler cela. C'est la logique de l'hypothèse de la corrélation entre le terme d'erreur du modèle et les variables prédictives. Les MEF suppriment l'effet de ces caractéristiques invariantes dans le temps afin que nous puissions évaluer l'effet net des variables explicatives sur la variable dépendante. Eu égard aux caractéristiques des données et à la revue de la littérature, notre panel correspond, en principe, à un modèle à effet fixe. Nous allons tester cette hypothèse à partir du test de Hausman.

Test de Hausman⁶⁴

On n'est pas sûr, à priori, si les spécificités individuelles dans notre modèle sont de type fixe ou aléatoire. Le test de Hausman doit permettre de choisir l'usage de l'un ou l'autre des deux modèles afin d'avoir un estimateur bien défini. Fondamentalement, il permet de tester l'hypothèse nulle d'absence de corrélation entre les variables explicatives et les erreurs individuelles du modèle. En d'autres termes, l'hypothèse nulle signifie qu'un modèle à effet aléatoire est préféré.

H0 : modèle à effets aléatoires.

H1 : modèle à effets fixes

Résultats du test :

```
data: CAP_AD ~ FIT + CVN + SEC + FISC + CROIS_CON + PART_NUC + PART_HYD + ...
chisq = 56.5149, df = 13, p-value = 2.187e-07
alternative hypothesis: one model is inconsistent
```

On obtient une p-valeur $< 0,05$ ce qui nous permet de rejeter H0. Ainsi, le test de Hausman infirme l'hypothèse d'absence de corrélation entre le terme aléatoire et les variables explicatives du modèle. Le test nous indique donc qu'il vaut mieux considérer un modèle à effets fixes.

Test d'autocorrélation des résidus

On applique ici le test d'autocorrélation de Breusch-Godfrey/Wooldridge⁶⁵ dont l'hypothèse nulle est l'absence de corrélation des résidus à l'ordre 1.

```
> pbgtest(ModeleEffetsFixes)
Breusch-Godfrey/Wooldridge test for serial correlation in panel models
data: CAP_AD ~ FIT + CVN + SEC + FISC + CROIS_CON + PART_NUC + PART_HYD + ...
chisq = 170.379, df = 20, p-value < 2.2e-16
alternative hypothesis: serial correlation in idiosyncratic errors
```

Ici, on a p-valeur $< 0,05$. Donc on rejette H0 et l'absence de corrélation des résidus dans notre modèle. Il convient, ainsi, de corriger notre modèle à effet fixe pour l'autocorrélation des résidus.

Test de corrélation transversale (*cross-sectional dependence/contemporaneous correlation*)

En premier lieu, on applique le test de Breusch-Pagan LM dont l'hypothèse nulle est que les résidus entre les entités ne sont pas corrélés.

⁶⁴ Hausman, J.A. (1978): "Specification test in econometrics". *Econometrica*. 46: 1251- 1271.

⁶⁵ Wooldridge, J. M. (2002). *Econometric Analysis of Cross Section and Panel Data*. Cambridge, MA: MIT Press

```
> pcptest(ModeleEffetsFixes, test = c("lm"))
Breusch-Pagan LM test for cross-sectional dependence in panels
data: formula
chisq = 2692.413, df = 1225, p-value < 2.2e-16
alternative hypothesis: cross-sectional dependence
```

Les résultats de ce test, p-valeur $< 0,05$ nous amène à rejeter l'hypothèse nulle. Il existe donc une corrélation entre les résidus des différentes entités.

Cependant, si on effectue le test de Pesaran CD⁶⁶ (ci-après), la p-valeur est supérieur à 5% ce qui nous amène à accepter l'hypothèse nulle. Les tests ne sont donc pas conclusifs sur l'existence de ce type de corrélation dans nos données de panel.

```
pcptest(ModeleEffetsFixes, test = c("cd"))
Pesaran CD test for cross-sectional dependence in panels
data: formula
z = 1.7053, p-value = 0.08814
alternative hypothesis: cross-sectional dependence
```

Test d'hétéroscédasticité des résidus

Ici on applique le test de Breusch-Pagan⁶⁷ dont l'hypothèse nulle est l'homoscédasticité des résidus.

```
bptest(ModeleEffetsFixes, studentize=F)
Breusch-Pagan test
data: ModeleEffetsFixes
BP = 716.8027, df = 13, p-value < 2.2e-16
```

Les résultats de ce test, p-valeur $< 0,05$ nous amène à rejeter l'hypothèse nulle et on conclut donc l'hétéroscédasticité des résidus.

Etude de la multi-colinéarité

Afin de détecter des possibles problèmes de colinéarité, nous avons d'abord analysé la matrice de corrélation entre les coefficients de régression de notre modèle (Cf. annexe 3.3). Nous avons trouvé un problème de corrélation entre les variables PIB par habitant et émissions de CO₂ par habitant. Afin de déterminer si la corrélation entre les variables est suffisamment significative pour justifier l'exclusion d'une ou plusieurs variables, nous avons appliqué le test VIF. Il s'agit de l'indicateur *variance inflation factor* (VIF) qui permet de détecter la multi-colinéarité des variables explicatives.

Le logiciel Stata calcule l'indicateur VIF et son inverse (1/VIF). On considère qu'il y a de problèmes de multi-colinéarité si le VIF est supérieure à 10 ou que 1/10 est inférieur à 0,1. Les

⁶⁶ Pesaran, M.H. (2004), "General Diagnostic Tests for Cross Section Dependence in Panels", CESifo Working Paper Series No. 1229.

⁶⁷ Breusch, T. S.; Pagan, A. R. (1979). "A Simple Test for Heteroskedasticity and Random Coefficient Variation". *Econometrica*.

résultats (tableau 3.6 ci-après) montrent que $1/VIF$ est supérieur à 0,1 dans tous les cas. Nous décidons donc de garder l'ensemble de variables indépendantes de notre modèle.

TABLEAU 3. 6 RESULTATS DE L'INDICATEUR VIF

Variable	VIF	1/VIF
em_co2	6.32	0.158195
pibh	5.61	0.178334
charbon	2.80	0.356580
gaz	2.10	0.476693
inde_en	2.08	0.480168
part_hyd	1.95	0.512133
credit	1.95	0.512367
fit	1.87	0.534868
part_nuc	1.40	0.715219
cvn	1.36	0.734780
crois_con	1.28	0.784056
sec	1.19	0.843810
fisc	1.17	0.856468
Mean VIF	2.39	

Choix de la méthode d'estimation

Après avoir constaté la présence d'un problème de corrélation et d'hétéroscédasticité dans le terme d'erreur, il est nécessaire de choisir une méthode d'estimation qui tienne compte de ces caractéristiques du panel de données. A ce titre, nous suivons l'approche de Polzin et al. (2015), Marques et Fuinhas (2012) et Shrimali et Kneifel (2011) qui proposent l'utilisation de la méthode d'estimation PCSE (*Panel Corrected Standard Error*). La méthode PCSE est bien adaptée à l'estimation des paramètres du modèle en présence d'hétéroscédasticité et de corrélation au niveau du panel. Par ailleurs, la méthode FGLS (*Feasible Generalized Least Squares*) n'est pas une alternative envisageable dans notre cas. En effet, cette méthode ne peut être appliquée que si la condition $T \geq N$ est vérifiée, c'est-à-dire lorsque le nombre de périodes de temps est supérieur ou égal au nombre d'individus (Marques et Fuinhas, 2012). Dans notre panel, le nombre de pays dépasse le nombre d'années.

En résumé, notre démarche empirique s'est organisée en quatre temps : (i) une première inspection de la nature des données est effectuée ; (ii) la présence d'hétéroscédasticité, d'autocorrélation et de corrélation contemporaine est testée ; (iii) l'écart par rapport aux

hypothèses de base justifie l'application de la méthode PCSE, (iv) nous comparons nos résultats avec ceux obtenus par les méthodes à effets fixes et à effets aléatoires. Par ailleurs, nous présentons d'abord les résultats pour l'ensemble de l'échantillon (les 50 pays) et ensuite les résultats pour l'Europe et l'Amérique Latine séparément. Le but est de pouvoir identifier des facteurs déterminants spécifiques selon le continent et notamment, tester une différence d'efficacité possible des politiques mises en place dans les pays de chaque sous-échantillon.

3.3 Résultats et discussion

L'estimation des paramètres du modèle a été faite à partir de la méthode PCSE sur STATA. En raison de l'existence d'autocorrélation, nous avons calculé une régression de Prais Winsten qui permet de corriger ce problème (Prais et Winsten, 1954). Afin de comparer la robustesse des résultats, nous avons également effectué une estimation par un modèle à effets aléatoires (MEA) et un modèle à effets fixes (MEF) avec la correction d'Arellano (Arellano et Bond, 1991). Toutes ces régressions ont été faites sur l'ensemble de l'échantillon, c'est-à-dire 1000 observations correspondant aux 50 pays sur les 20 ans (pour voir les sorties brutes des modèles présentés dans cette section, se reporter au Annexe3.4).

L'analyse de la significativité du modèle se fera en deux étapes : l'analyse du point de vue de la qualité globale d'une part et celle de la qualité individuelle des coefficients d'autre part. Dans un premier temps, nous allons nous interroger sur la significativité globale du modèle, c'est-à-dire si l'ensemble des variables explicatives ont une influence sur la variable à expliquer. Pour cela nous utilisons la statistique de Wald et la probabilité qui y est associée. La faible p-valeur du test, $<0,0001$, nous amène à conclure qu'au moins un des coefficients de régression n'est pas égal à zéro et donc le modèle est globalement significatif.

Pour se prononcer sur la significativité individuelle des variables, on utilise la statistique de Student directement fournie par STATA car on n'a pas des problèmes de multicollinéarité. Lorsqu'au seuil considéré la valeur de la statistique de Student estimée est supérieure à celle tabulée par Student, alors on retient l'hypothèse de significativité de la variable. Il sera ici utilisé la probabilité de rejet que fournit le logiciel STATA au seuil retenu. Ainsi, les résultats de l'estimation montrent que plusieurs variables sont statistiquement significatives vu la probabilité qui leur est attribuée :

- Les variables `part_nuc`, `inde_en`, `charbon` et `PIBh` sont significatives au seuil de 1%
- Les variables `FIT`, `CVN`, `crois_con` et `gaz` sont significatives au seuil de 5% ;
- La variable `SEC` est juste au-dessous du seuil de significativité (10%) dans le modèle principal, mais elle est significative selon les autres deux modèles.
- Les autres variables ne sont pas significatives.

TABLEAU 3. 7 SYNTHÈSE DES RESULTATS DU MODELE GLOBAL

Variable dépendante : cap_ad						
Variables	PCSE(1)		MEF(2)		MEA(3)	
FIT	(+)S	**	(+)S	**	(+)S	***
CVN	(+)S	**	(+)S	***	(+)S	***
SEC	(+)NS		(+)S	**	(+)S	**
FISC	(+)NS		(+)NS		(+)NS	
Crois-con	(-)S	**	(-)S	**	(-)S	***
Part_nuc	(-)S	***	(-)S	**	(-)S	**
Part_hyd	(+)NS		(-)NS		(-)S	*
Inde_en	(+)NS	***	(+)S	*	(+)NS	
Em_co2	(-)NS		(-)S	***	(-)S	***
Charbon	(+)S	***	(+)NS		(+)S	***
Gaz	(-)S	**	(-)S	*	(-)NS	
PIBh	(+)S	***	(+)S	***	(+)S	***
Credit	(+)NS		(+)NS		(+)S	**
Observations	1000		1000		1000	
R ²	0,35		-		0,24	

Niveau de signifiante : *** (1%), ** (5%), * (10%)

(1) PCSE avec correction d'autocorrélation « *panel specific AR(1)* ».

(2) Modèle à effets fixes avec correction d'Arellano.

(3) Modèle à effets aléatoires.

(S) Statistiquement significatif ; (NS) Statistiquement non significatif.

Nous avons construit un deuxième modèle qui mesure un possible effet retardé de nos variables de politiques. En effet, les politiques publiques peuvent inciter les investissements dans des nouvelles capacités immédiatement ou avec un certain décalage. D'une part, comme le souligne Polzin et al. (2015) plusieurs facteurs peuvent retarder l'impact d'une politique de promotion : le temps de sa mise en œuvre effective, l'obtention des autorisations administratives, le temps nécessaire à la construction des parcs solaires ou de la ferme éolienne, etc. D'autre part, les mesures de politiques sont fréquemment communiquées avant leur mise en œuvre ce qui donne le temps aux investisseurs pour anticiper en partie ces procédures. Afin de tester l'hypothèse d'un effet différé dans le temps nous incluons donc dans notre modèle une structure

Chapitre III

comprenant les variables de politiques (fit, cvn, sec et fisc) retardées de 0,1,2 et 3 périodes (fit_t , fit_{t-1} , fit_{t-2} , fit_{t-3} , cvn_t ,..., $fisc_{t-3}$). Les résultats sont présentés dans le tableau 3.8.

TABLEAU 3. 8 SYNTHÈSE DES RÉSULTATS DU MODÈLE GLOBAL AVEC VARIABLES RETARDEES

Variable dép. : cap_ad	Méthode PCSE(1)		
	Coefficient		Ecart-type
FIT	1,20	(+)NS	3,83
CVN	5,90	(+)NS	6,41
SEC	6,83	(+)NS	5,31
FISC	4,82	(+)NS	3,40
FIT _{t-1}	3,57	(+)NS	4,07
CVN _{t-1}	4,43	(+)NS	7,03
SEC _{t-1}	3,79	(+)NS	6,40
FISC _{t-1}	-3,52	(-)NS	3,60
FIT _{t-2}	-1,69	(-)NS	4,16
CVN _{t-2}	0,75	(+)NS	6,58
SEC _{t-2}	-13,45	(-)S **	6,04
FISC _{t-2}	-2,67	(-)NS	3,90
FIT _{t-3}	10,74	(+)S ***	4,10
CVN _{t-3}	11,90	(+)S *	6,11
SEC _{t-3}	10,45	(+)S **	4,39
FISC _{t-3}	-1,14	(-)NS	3,83
Crois-con	-0,86	(-)S ***	0,28
Part_nuc	-0,34	(-)S ***	0,11
Part_hyd	-0,021	(-)NS	0,10
Inde_en	0,57	(+)S **	0,21
Em_co2	-2,84	(-)NS	1,82
Charbon	7,12	(+)S ***	2,57
Gaz	-0,02	(-)S **	0,01
PIBh	1,23	(+)S **	0,59
Credit	0,03	(+)NS	0,08
Obs.	850		
R ²	0,43		

Niveau de signifiante : *** (1%), ** (5%), * (10%)

(1) PCSE avec correction d'autocorrélation « *panel specific AR(1)* ».

(S) Statistiquement significatif ; (NS) Statistiquement non significatif.

Les résultats montrent que ce modèle à variables retardées est globalement significatif selon la statistique de Wald. Concernant l'effet des politiques, les résultats ne montrent un impact positif du FIT et du CVN qu'à partir de la troisième période ce qui semble confirmer l'hypothèse

sur l'impact différé dans le temps des politiques incitatives. L'effet des SEC apparaît paradoxal : les résultats révèlent un impact positif et significatif dans la troisième période mais également un impact négatif dans la deuxième période après la mise en place de la politique. Concernant la variable fisc, son effet est non significatif dans toutes les périodes.

Nous avons également estimé un modèle dans lequel nous avons remplacé les quatre variables d'instruments par une seule variable *ex_pol* qui indique l'existence ou pas d'une politique de promotion dans l'année *t* pour le pays *x*, indépendamment de l'instrument adopté. Les résultats de ce modèle montrent aussi une influence positive et significative de la variable *ex_pol* sur la variable dépendante. En considérant un échantillon suffisamment large de pays et d'années, comme dans notre étude, les politiques de promotion sont donc efficaces pour promouvoir les investissements dans les ENRe. Ces résultats vont dans le même sens que ceux de Pfeiffer et Mulder (2013), Polzin et al. (2015) et Nurcan (2016) et contredisent ceux de Pop et al. (2011) et Aguirre Aguirre et Ibikunle (2014) qui, eux, n'avaient pas trouvé un effet positif de politiques sur les investissements.

En continuant l'analyse des résultats présentés dans le tableau 3.8, il existe une relation positive et significative entre le niveau de revenu par habitant (PIBh) et la variable à expliquer ce qui reflète le fait que les ENRe se sont déployées plus rapidement dans les pays à haut revenu. Ce résultat apparaît dans d'autres études comme celles de Shrimali et Kneifel (2011) et Popp et al. (2011). De plus, un niveau élevé de production de charbon par habitant semble avoir une influence positive sur le niveau de diffusion ce qui contredit notre hypothèse initiale sur cette variable. Une possible explication est que les pays disposant d'un mix énergétique fortement basé sur le charbon ont besoin de développer davantage les ENRe afin de décarboner la production d'électricité.

En outre, la relation entre la croissance de la consommation d'électricité et la variable à expliquer est significative mais négative. Ce résultat, en principe contrintuitif, indique que les pays qui ont connu une plus forte croissance de la consommation n'ont pas investi davantage dans les ENRe. Ces pays ont fait appel à d'autres sources de production d'électricité moins coûteuses. De même, les pays qui ont le plus investi dans les ENRe ont mis en place en parallèle des politiques ambitieuses d'efficacité énergétique ce qui a un effet sur la demande. Ces résultats vont dans le même sens que ceux de (Popp et al., 2011). Les résultats montrent également qu'une part élevée du nucléaire dans le mix électrique a une relation négative avec les investissements dans les ENRe. Une explication possible est que ces pays sont moins concernés par le développement rapide des énergies renouvelables car ils disposent déjà d'une source d'électricité à faible teneur en carbone. De la même manière, une production élevée de gaz par habitant montre une corrélation négative avec la variable à expliquer.

Par ailleurs, la part de l'hydraulique dans le mix électrique et la disponibilité de crédit n'ont pas une relation statistiquement significative avec la variable à expliquer dans le modèle commenté. Cela contredit les résultats de Kim et Park (2016). De nouvelles études devront être effectuées afin de mesurer d'une manière plus précise l'influence des variables financières.

Nous avons ensuite réalisé une analyse par sous-échantillon, Europe et Amérique Latine, afin d'étudier les différences possibles dans l'efficacité des instruments. Les FIT et les CVN montrent une influence positive et significative en Europe tandis que le SEC s'avère non significatif dans le modèle générique avec correction d'autocorrélation (PCSE 1). Cela pourrait s'expliquer par l'expérience européenne dans les années 90' qui avait montré une efficacité faible de cet instrument laquelle n'est pas encore compensée par les résultats positifs des dernières années. Dans le même modèle, les instruments de politique montrent une influence positive mais statistiquement non significative pour l'échantillon Amérique Latine. L'introduction des politiques de soutien en AL étant beaucoup plus récente et par conséquent les effets individuels des instruments sur les nouvelles capacités installées ne sont pas encore complètement reflétés par les données. En revanche, quand on estime un modèle avec une seule variable de politiques « ex-pol » l'impact de celles-ci s'avère positif et significatif que ce soit en Europe ou en Amérique Latine.

TABLEAU 3. 9 SYNTHÈSE DES RESULTATS EUROPE – AMÉRIQUE LATINE

Variable dépendante : cap_ad							
Europe			Amérique Latine				
Variables indep.	PCSE(1)		PCSE(2)		PCSE(1)		PCSE(2)
FIT	(+)S	***	(+)S	***	(+)NS	(+)NS	
CVN	(+)S	***	(+)S	***	(+)NS	(+)S	*
SEC	(+)NS		(+)S	**	(+)NS	(+)S	**
FISC	(+)NS		(+)NS		(-)NS	(-)NS	
Crois-con	(-)S	***	(-)S	***	(-)NS	(-)NS	
Part_nuc	(-)S	***	(-)S	***	(-)NS	(+)S	*
Part_hyd	(-)NS	**	(-)S	***	(+)S	**	(+)NS
Inde_en	(+)NS		(+)S	**	(+)S	*	(+)NS
Em_co2	(-)NS		(-)S	***	(-)NS	(-)NS	
Charbon	(+)S	**	(+)S	***	(-)S	*	(-)NS
Gaz	(-)S	**	(-)S	***	(+)NS	(+)NS	
PIBh	(+)S	**	(+)S	***	(+)S	***	(+)S ***
Credit	(+)NS		(+)NS		(+)NS	(-)NS	
Observations	600		600		400		400
R ²	0,34		0,45		0,24		0,31

(1) PCSE avec correction d'autocorrélation « *panel specific AR(1)* »

(2) PCSE avec sans correction d'autocorrélation.

Conclusion du chapitre III

L'objet principal de ce chapitre était d'évaluer l'efficacité de différents instruments de politiques de promotion des ENRe mis en place en Europe et, plus récemment, en Amérique Latine. Pour cela nous avons proposé un modèle économétrique basé sur des données de panel de 50 pays, sur 20 ans. En plus des variables représentant les politiques publiques, ce modèle inclut d'autres variables qui reflètent des facteurs d'ordre économique et énergétique censés influencer le rythme de diffusion des ENRe.

En premier lieu nous avons examiné la littérature spécialisée sur ce sujet afin d'identifier les facteurs déterminants de la diffusion des ENRe. Nous avons regroupé ces facteurs en quatre catégories. En deuxième lieu, nous avons choisi et défini les variables de notre modèle économétrique. Concernant les variables de politiques publiques nous avons construit une base de données contenant le type d'instrument de promotion utilisé par chaque pays pour chaque année. Il s'agit de données qualitatives que nous avons transformées en variables binaires. Notre base de données est complétée par des variables quantitatives dont les données sont issues d'ENERDATA et de la Banque Mondiale. En troisième lieu, nous avons effectué l'analyse statistique et économétrique de notre base de données. Les paramètres de notre modèle de panel ont été estimés par différentes méthodes afin d'augmenter le niveau de confiance des résultats. Cependant, la méthode PCSE a été privilégiée en raison des caractéristiques des données.

Les résultats sont convergents en ce qui concerne l'influence des politiques de promotion en général : elles ont eu un effet positif et statistiquement significatif sur les investissements dans les ENRe. Toutefois, l'efficacité de ces politiques a été plus forte en Europe qu'en Amérique Latine. Cela peut être expliqué par le fait que les politiques de soutien en Amérique Latine sont plus récentes et, par conséquent, leur impact sur les décisions d'investissement ne se voit pas complètement reflété encore en raison de l'effet différé des politiques.

L'analyse par type d'instrument dans l'ensemble de l'échantillon (les 50 pays) montre une influence positive et significative des tarifs d'achat garantis et des certificats verts négociables. L'impact du système d'enchères concurrentielles est positif mais il s'avère non significative dans certains des modèles testés. En outre, les seules incitations fiscales n'ont pas été suffisantes pour inciter le déploiement des ENRe. Par ailleurs, les résultats ont mis en évidence le fait que l'impact des politiques est différé dans le temps.

L'analyse économétrique que nous avons proposée présente pourtant plusieurs limites. Premièrement, les données disponibles n'ont pas permis de tenir compte de la possible influence de plusieurs déterminants que nous avons recensé dans la littérature, comme le prix de l'électricité, le coût d'autres sources de production d'électricité, le potentiel existant pour les différentes technologies d'ENRe ou encore des facteurs d'ordre politique. De même, une meilleure prise en compte des variables représentant l'accès au financement (coût du financement disponible) pourrait améliorer la qualité explicative de notre modèle.

Enfin, plusieurs extensions sont possibles. D'une part, étendre le périmètre de notre étude en incluant des pays d'autres continents. D'autre part, réaliser une analyse par technologie

Chapitre III

(solaire, éolien, etc.) afin de mesurer l'effet de politiques spécifiques ainsi que d'autres facteurs déterminants. Cette analyse différenciée par technologie devient plus nécessaire une fois que les investissements dans différentes ENRe se consolident et le régulateur commence à introduire des politiques spécifiques.

Chapitre III

PARTIE II.

Les politiques de promotion dans une perspective de transition énergétique en Amérique Latine : analyse du secteur électrique.

Chapitre III

Chapitre IV

Chapitre IV

Développement électrique durable en Amérique latine : le rôle des ENRe

Ce chapitre place la problématique de la promotion des énergies non carbonées dans une perspective de transition énergétique et plus généralement de développement durable en Amérique Latine. Il s'agit de comprendre le processus de transition énergétique qui commence à se mettre en place dans la région, particulièrement dans le secteur de l'électricité. A ce titre, les principaux indicateurs de soutenabilité énergétique seront présentés et discutés. En parallèle, nous examinerons les avantages et les inconvénients d'un « déploiement massif » de ces nouvelles technologies dans la région.

Malgré l'existence de fortes inégalités entre les pays et à l'intérieur de ceux-ci, la plupart des nations latino-américaines se situent actuellement à un stade intermédiaire de développement et connaissent des taux de croissance économique relativement importants dans les deux dernières décennies. Les conditions d'exercice et de réalisation de cette croissance restent encore fragiles, dépendantes de facteurs nationaux et internationaux difficilement prévisibles et maîtrisables. Le rythme de la croissance, autour de 4 % par an en moyenne, a été accompagné d'une forte augmentation de la consommation énergétique et, dans le même temps, d'une « carbonisation » du mix électrique en raison d'une progression plus importante des centrales thermiques par rapport aux renouvelables. Les politiques de promotion des ENRe cherchent à inverser cette tendance à la hausse du contenu carbone du mix électrique.

D'après les prévisions des organisations régionales (OLADE) ou internationales (AIE), la demande d'énergie continuera à croître dans les prochaines décennies même avec un renforcement des politiques d'efficacité énergétique. Selon l'AIE (WEO 2013) dans un scénario de politiques renforcées (*New Policies Scenario*) la consommation d'énergie devrait croître à un taux annuel de 2,6 % en Amérique Latine, entre 2012 et 2035. Pour la même période, les besoins d'investissements bruts dans la production d'électricité sont estimés à 295 GW accompagnés par une augmentation conséquente des investissements dans les réseaux de transport et de distribution. Cette nouvelle vague d'investissements représente un grand défi mais aussi une opportunité pour évoluer vers des formes de développement plus soutenables.

Dans ce cadre, plusieurs questions émergent : quel rôle peuvent-elles jouer les ENRe dans le secteur électrique ? Comment peuvent-elles contribuer à la réussite d'autres objectifs nationaux dans une perspective de développement soutenable ? Ce chapitre traite ces questions dans le contexte latino-américain en s'appuyant sur l'analyse de données statistiques et d'une revue de la littérature. Le chapitre est nourri par des sources documentaires internationales (AIE, ENERDATA, Conseil mondial de l'énergie), d'Amérique Latine (CEPAL, OLADE) et nationales (des statistiques gouvernementales de plusieurs pays de la région). En plus de la présente introduction et de la conclusion, il est structuré en trois sections.

La première section met en évidence l'importance de l'énergie dans une perspective de développement soutenable. Nous présentons donc les interactions fondamentales entre l'énergie et les dimensions économique, sociale et environnementale d'un processus de développement durable en Amérique Latine. Tout au long de la section nous apportons des éléments pour comprendre les enjeux majeurs liés à l'énergie laquelle constitue à la fois une limite et un moteur

pour la poursuite du développement économique dans les décennies à venir. Ainsi, nous proposons et discutons différents indices de soutenabilité énergétique à partir d'une approche évolutive et comparative entre les pays. Nous conceptualisons également l'idée de transition énergétique et son applicabilité aux pays émergents et en développement.

La deuxième section est centrée sur le secteur électrique en Amérique Latine. Elle présente d'une façon synthétique l'évolution du secteur électrique, notamment l'évolution des différentes sources de production d'électricité ainsi qu'une analyse factorielle des émissions de GES. Ensuite, nous étayons le développement récent des principales filières d'énergies renouvelables en Amérique Latine et leur potentiel technique : l'hydroélectricité, l'éolien, le solaire, la géothermie et la biomasse.

La troisième et dernière section aborde la question des motivations (économiques, environnementales, sociales) de la mise en place de politiques publiques spécifiques pour la diffusion des nouvelles énergies renouvelables dans la région. Ainsi, par une approche empirique, nous discutons les avantages des politiques de promotion au-delà de l'enjeu climatique ainsi que leurs possibles effets pervers.

1. L'énergie dans une perspective de développement durable : le trilemme énergétique et ses implications pour l'Amérique Latine

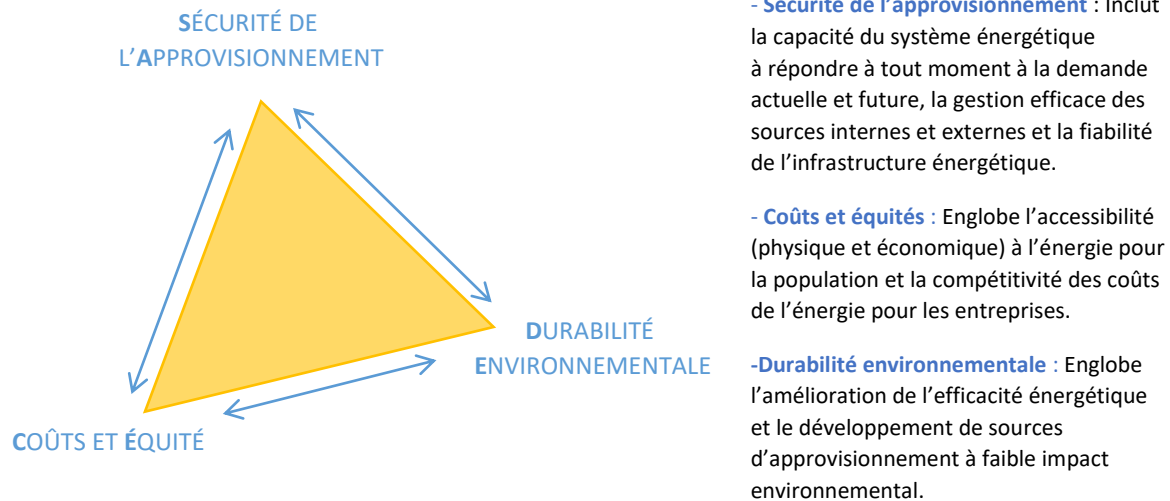
Cette session propose une analyse des trois piliers qui constituent le « trilemme énergétique » et notamment ce qu'ils signifient dans le cadre du processus de développement en Amérique Latine. En effet, la création d'un cadre de politiques permettant un approvisionnement énergétique sûr, abordable et respectueux de l'environnement (un système énergétique durable) est l'un des grands défis des gouvernements actuels. Ce triple défi peut être désigné par le terme « trilemme énergétique » (WEC, 2013).

Chacun des trois piliers du trilemme est vital pour le développement économique et social d'un pays. L'appréciation de l'importance des trois piliers du développement énergétique durable varie selon les pays. Si tous les Etats sont très focalisés sur la sécurité énergétique, puisqu'elle est critique pour le fonctionnement de l'économie, il existe plus de différences sur l'accès à l'énergie et sa dimension économique (le pilier de l'équité énergétique) et plus encore au sujet du pilier de l'environnement. (WEC, 2013). La politique énergétique est un élément de coordination entre ces objectifs parfois complémentaires et parfois contradictoires, en lien avec la politique économique (industrielle, agricole, *etc.*), environnementale, sociale, d'éducation, *etc.*, qui sont en interaction directe ou indirecte avec le secteur de l'énergie.

Les défis mondiaux de l'énergie sont connus : répondre à une croissance de la demande en énergie primaire estimée entre 27 % et 61 % d'ici à 2050; répondre aux besoins des 1,2 milliard de personnes actuellement sans accès à l'électricité et à ceux des 2,8 milliards de personnes sans mode de cuisson propre ; investir pour moderniser des infrastructures énergétiques vieillissantes ;

tout cela en réduisant les impacts environnementaux de la production et de l'utilisation de l'énergie (WEC, 2013). Dans le contexte actuel de lutte contre le réchauffement climatique, le plus grand défi consiste à décarboner rapidement l'approvisionnement en énergie. Ce besoin pressant de transformer le système énergétique se manifeste alors même que de nombreux pays subissent des crises économiques et sont confrontés à d'importantes contraintes financières

FIGURE 4.1 LE TRILEMME ENERGETIQUE



Source : construction de l'auteur.

1.1 L'énergie au centre du débat sur le développement soutenable

L'énergie se trouve au centre du débat sur le développement durable en raison des interactions significatives entre les systèmes énergétiques et les dimensions économique, sociale et environnementale du développement.

Comme le soulignent Bauby et al. (1995), l'énergie est un élément-clé du rapport dialectique entre Nature et Société. Sa production et son usage sont à la fois : a) conditionnés par les formes sociales du contrôle de la Nature et b) conditions de ce contrôle de la Nature. Ces auteurs ajoutent : « Des liens étroits unissent progrès matériel de l'Humanité et consommation d'énergie. La consommation d'énergie est à la base de presque toutes les activités économiques : la totalité des activités agricoles et industrielles et des transports en requièrent, plus ou moins massivement. Aucun progrès matériel de l'humanité n'est actuellement concevable sans elle (...) ; dans notre monde actuel, toute pénurie énergétique serait sans recours et causerait une régression dramatique. En plus de ses fonctions productives, l'énergie est un facteur déterminant du mode de

vie des individus. Presque tout ce qui est impliqué dans le thème de *qualité de la vie* est, directement ou indirectement, consommateur d'énergie (...) ».

Pour Daniel Hémerly (1995) les systèmes énergétiques peuvent être conçus comme des configurations à la fois techniques, économiques, financières et sociales de la mobilisation des énergies. D'après cet auteur, les structures énergétiques d'une société donnée à un moment déterminé de son développement se présentent sous la forme d'un système complexe qui est une combinaison originale de différentes filières de « convertisseurs » qui transforment, sous la direction de groupes sociaux particuliers, une fraction de la quantité d'énergie primaire présente dans l'univers.

Dessus et al. (1995) signalent que dans l'élaboration de stratégies de développement « soutenable » pour l'Humanité –avec leur cortège d'objectifs divers de la nourriture à la culture, de la démocratie à la sécurité, de la liberté au confort, de la paix à l'éducation, etc. – l'énergie joue un rôle irremplaçable et offre un parfait exemple des contradictions à surmonter. En effet, l'énergie, indispensable à la plupart des activités humaines, ne représente pourtant pas un but en soi, mais une série de moyens divers plus ou moins bien adaptés au but poursuivi (mobilité, santé, alimentation...).

1.1.1 Energie et société

De tout temps, l'énergie a été considérée comme un besoin social essentiel pour l'homme. Elle est cruciale pour le progrès social et le développement économique, pour la santé, le transport, les communications, l'éducation et d'autres services sociaux. Néanmoins, une « fracture énergétique » subsiste qui laisse beaucoup de personnes sans accès à l'énergie moderne et qui montre un écart entre l'utilisation actuelle de l'énergie et ce qui est soutenable en termes de sécurité, de coût et surtout d'impact sur l'environnement (WEC, 2013).

Parallèlement, la production et la répartition de l'énergie sont fortement impactées par les caractéristiques des systèmes sociaux où elles se développent. Ainsi, comme le signalent Bauby et al. (2005), à conditions naturelles et démographiques comparables, les solutions énergétiques peuvent différer d'un pays à l'autre pour des raisons tenant essentiellement à la nature des systèmes sociaux. Certaines sociétés, par exemple, sont plus « ouvertes » à l'innovation que d'autres, c'est-à-dire plus aptes à évoluer par l'intégration relativement rapide des nouveautés techniques et intellectuelles.

D'après Bauby et al. (1995) : « la souplesse ou la rigidité des systèmes sociaux, qui commandent leur adaptabilité et donc leur évolution, traduisent souvent l'inégal résultat des rapports de force entre divers groupes de pression. Dans le domaine énergétique, l'apparition de nouvelles techniques, de nouvelles ressources, de nouvelles organisations signifie l'apparition de nouveaux intérêts qui menacent ou risquent de menacer les intérêts déjà en place. Des modalités et de l'issue de la confrontation entre pressions novatrices et pressions conservatrices dépendent le rythme et l'orientation des choix. Ces oppositions, ou ces marchandages, qui n'excluent pas

éventuellement des associations, s'exercent non seulement à l'intérieur des sociétés, mais aussi entre Etats... »

Le système social exerce un impact direct et indirect sur le système énergétique. En effet, celui-ci est le résultat d'un ensemble de stratégies et de projets menés par les gouvernements, les grandes compagnies énergétiques et d'autres entreprises et organisations non gouvernementales. Une influence indirecte est exercée par des stratégies et des orientations de développement social général par l'intermédiaire d'entités répondant à la demande finale de la société et à travers des projets et des programmes sociaux, écologiques, technologiques et économiques mis en œuvre en dehors du secteur de l'énergie, mais affectant son fonctionnement (Gvishiani et al). La croissance de la population, les changements dans la structure démographique ou l'évolution des niveaux et des formes d'urbanisation constituent quelques exemples. Tout ce qui précède détermine toute une gamme d'exigences à l'approvisionnement en énergie. Ces exigences sont tributaires des niveaux sociaux, culturels, et économiques actuels de la société et de son système de valeurs.

Bauby et al. (1995) ajoutent encore une dimension, celle du pouvoir culturel. Dans certains pays, des formes énergétiques s'imposent sans correspondre toujours aux besoins des populations. Sans doute des intérêts économiques et politiques sont-ils en jeu, et s'imposent-ils dans un rapport de force mais le consensus est obtenu par des éléments d'ordre culturel. Selon ces auteurs, c'est une domination technologique qui régit le domaine énergétique. Certaines sociétés penseraient déchoir si elles n'adoptaient pas des techniques lourdes de production d'énergie, alors que non seulement celles-ci ne correspondent nullement à leurs besoins, mais en plus elles sont antiéconomiques dans leur usage. Elles se transforment donc en un facteur de sous-développement, même si elles produisent une image illusoire de modernité.

Ainsi, dans certains pays latino-américains ayant une tradition pétrolière ou gazière, l'idée de progrès économique est toujours fortement associée au développement des filières fossiles. Cela a une influence sur les politiques énergétiques. Même dans des cas où des énergies propres pourraient être viables d'un point de vue économique, les filières traditionnelles demeurent prédominantes dans les politiques publiques ce qui est, au moins en partie, soutenu par le système social. Ces éléments peuvent en définitive troubler ou retarder la construction d'une nouvelle trajectoire énergétique, plus soutenable.

Par ailleurs, le siècle dernier a vu l'émergence progressive d'une série de principes qui reflètent le caractère de besoin social essentiel qu'a l'énergie (Bauby et al. 1995) :

- La continuité, car il existe un besoin social ou stratégique à satisfaire, impliquant que l'approvisionnement soit régulier et continu ;
- L'égalité, qui exige que les usagers soient placés dans une position égale, sans discriminations ni avantages particuliers, principe qui entraîne celui de la péréquation des tarifs dans le cadre de la zone couverte ;
- La recherche du moindre coût ;

Plus récemment :

- La réponse aux besoins de services de qualité, de satisfaction de la diversité des demandes et aspirations des usagers. Le principe d'égalité n'est pas synonyme d'uniformité, mais de réponse sur mesure à des besoins différenciés et se différenciant ;
- L'intégration des préoccupations en matière de protection de la nature et de l'environnement, de sécurité et de sûreté, dans l'ensemble des activités ;
- Plus généralement, la place de l'énergie dans l'équilibre et la cohésion économique et sociale des nations.

1.1.2 Energie et environnement

L'exploitation et la consommation de l'énergie occasionne des dégâts environnementaux significatifs au niveau local et planétaire. Comme le souligne Jean-Marie Martin « il n'existe pas de source d'énergie absolument neutre à l'égard de l'environnement » : de la combustion du bois à la production d'électricité à partir de réacteurs nucléaires, toute filière énergétique est source de nuisances qui perturbent l'environnement naturel et, à travers lui, l'homme. Néanmoins, le type et la profondeur de ces dommages varient selon le type d'énergie exploitée, la technologie employée ou encore selon les conditions de l'environnement local.

Un des dommages environnementaux les plus significatifs associé à l'exploitation des combustibles fossiles est la pollution atmosphérique avec toutes ses conséquences pour la santé humaine. Ce problème peut atteindre une dimension si importante qu'il peut provoquer un tournant dans la politique économique. Cela semble être le cas actuellement en Chine où le gouvernement a décidé de mettre un frein au rythme de développement des centrales au charbon, après de grandes manifestations publiques contre la pollution de l'air dans des grandes villes chinoises. Par ailleurs, cette pollution engendre des pertes économiques significatives. En France, par exemple, un rapport du Sénat intitulé « Pollution de l'air, le coût de l'inaction » (2015) estime que la pollution de l'air coûte chaque année au pays 101,3 milliards d'euros.

Dans les dernières années, la prolifération de la fracturation hydraulique (*fracking*), technique permettant l'exploitation du gaz et du pétrole de schiste, pose de nouvelles questions sur ses possibles conséquences environnementales : l'incertitude géologique, les fuites de méthane et d'autres gaz à partir des puits et lors du transport, la haute radioactivité des eaux rejetées, la dégradation des paysages et des écosystèmes locaux (par exemple des cas de contamination des nappes phréatiques ont été répertoriés aux Etats-Unis), entre autres possibles effets néfastes. Plusieurs pays d'Amérique Latine disposent de réserves très significatives de gaz et de pétrole de schiste, notamment en Argentine⁶⁸, au Mexique et au Brésil et leurs conditions d'exploitation sont un sujet d'actualité. Un rapport récent de l'Organisation latino-américaine de l'énergie (OLADE, 2015) analyse les principaux risques associés à l'exploitation des réserves non conventionnelles dans la région.

⁶⁸ D'après les données de l'*US Energy Information Administration* (2013), l'Argentine dispose du deuxième plus grand réservoir de gaz de schiste de la planète après la Chine et du quatrième réservoir de pétrole de schiste (Cf. Annexe V.D)

Concernant l'énergie de l'atome, comme le rappellent Bauby et al (1995), « L'inquiétude et parfois le rejet de l'énergie nucléaire sont associés aux risques que font courir des émissions de radioactivité artificielle. Ces émissions peuvent provenir d'un fonctionnement défectueux, voire d'un accident, dans une centrale nucléaire ou d'un stock de combustibles fissiles, avant et surtout après irradiation. Le second problème auquel doit faire face l'industrie nucléaire est celui du stockage des déchets à faible et haute activité. Aucune des méthodes expérimentées à ce jour n'élimine tous les risques ». En outre, le risque d'attentat sur ce type d'installations n'est pas à exclure.

La politique récente vis-à-vis du nucléaire varie considérablement selon les pays. L'Allemagne a par exemple confirmé son plan de sortie du nucléaire après le grave accident de Fukushima au Japon en 2011. D'autres pays européens comme l'Italie ont complètement abandonné cette source d'énergie. A l'opposé, des pays comme la Corée du Sud y investissent fortement. L'Argentine, le Brésil et le Mexique, les seuls trois pays qui utilisent l'énergie nucléaire en Amérique Latine, continuent à investir mais à un rythme modeste. En plus des risques environnementaux, la construction des dernières centrales (comme c'est le cas de Atucha II en Argentine) a été entachée d'accusations de corruption et de mauvaise gestion. La viabilité du nucléaire dans la région est donc fortement contestée en raison des délais de construction des ouvrages et d'une augmentation considérable des coûts en plus du risque d'accidents et du problème de la gestion de déchets.

L'hydroélectricité a joué un rôle essentiel dans le développement socio-économique du Brésil et d'autres pays d'AL et en même temps elle a contribué à maintenir des niveaux relativement bas d'émissions de CO₂ dans le secteur électrique. Cependant, l'expansion de l'hydroélectricité à partir de grands barrages est de plus en plus controversée du fait de l'inondation de grandes surfaces de terrains qu'elle impose, en particulier dans des zones de très riche biodiversité comme la forêt amazonienne. Dans plusieurs cas, elle suppose également le déplacement des populations locales. A l'inverse, le développement de l'hydraulique au fil de l'eau, moins nocive, est privilégié lorsque cela est possible.

Les différents impacts environnementaux des énergies traditionnelles ont déplacé l'intérêt vers les NER. Elles présentent des avantages essentiels : elles comportent moins de risque d'épuisement, n'imposent pas ou peu de coûts de combustible, sont, du moins certaines, mieux réparties géographiquement, sont souvent bien adaptées aux zones dont la densité de population est faible et, présentent de moindres impacts pour l'environnement. Elles ne sont toutefois pas sans impact sur l'environnement ; les nuances sonores associées aux centrales éoliennes, l'empreinte au sol ou la consommation de métaux rares constituent des exemples de préoccupations associées à ces technologies énergétiques. Nous reviendrons sur cette question dans la section 4.2 de ce chapitre.

1.1.3 Energie, économie et institutions.

L'énergie est à la fois un secteur économique qui regroupe les activités de production, transport, distribution et commercialisation des différentes formes d'énergie (pétrole, gaz, électricité, etc.) et à la fois un facteur de production clé qui conditionne le bon fonctionnement de tous les autres secteurs de l'économie. L'énergie représente aussi une part significative des comptes extérieurs dans beaucoup de pays, soit du côté des exportations (le Venezuela par exemple), soit du côté des importations (le Chili par exemple). Finalement, l'énergie peut représenter une partie considérable des recettes et/ou des dépenses fiscales. Le gouvernement argentin, par exemple, consacre depuis la crise de 2001/2002 des montants considérables pour les subventions énergétiques. D'autres pays, comme l'Equateur ou le Venezuela, dépendent fortement des recettes pétrolières pour soutenir leur budget public.

Etant donné l'importance stratégique de l'énergie, l'Etat joue un rôle majeur dans ce secteur, soit comme producteur/transporteur/distributeur, soit comme régulateur (Percebois, 2001). Dans cette optique, Jean-Marie Martin insiste sur le fait que les Etats modernes n'ont jamais traité les activités énergétiques comme des activités économiques ordinaires. Même les pays les plus acquis au libéralisme économique ont réglementé la production, les importations et exportations ou le prix de vente au consommateur. Les produits énergétiques proviennent de l'extraction ou de la domestication de ressources naturelles dont l'Etat est le propriétaire dans la plupart des pays. Dans quelques-uns (Etats-Unis notamment), il est responsable des conditions de leur exploitation par les particuliers propriétaires du sol et du sous-sol.

Un approvisionnement énergétique régulier à un prix raisonnable est vital, surtout dans une économie industrialisée. Les Etats s'en veulent les garants. Ils ont donc légiféré pour protéger les consommateurs de possibles abus, surtout de la part d'industries en situation de monopoles. Mais ils ont aussi mis en place des mécanismes de protection, afin de permettre le développement sur le territoire national d'industries jugées indispensables à la sécurité de l'approvisionnement énergétique (Bauby, 1995).

En Amérique Latine, les différents modèles institutionnels des secteurs électriques ont fortement changé au cours des dernières décennies. Au début des années 1990 la plupart des pays d'Amérique Latine ont suivi un processus d'ouverture, de privatisation et dérégulation de plusieurs secteurs de l'économie, dont le secteur énergétique. Auparavant, l'Etat jouait un rôle stratégique dans la régulation et la production à travers des monopoles publics dans les différentes chaînes de l'énergie.

La libéralisation dans le secteur énergétique a engendré des changements dans la propriété des entreprises de services publics, mais aussi dans les mécanismes de coordination du système. Bien que la plupart des pays latino-américains aient suivi ce processus de libéralisation, l'intensité et la vitesse des réformes ont varié selon le pays et selon le secteur. Ainsi, l'Argentine, la Bolivie et le Pérou ont totalement privatisé leurs entreprises énergétiques. En revanche, la Colombie et le Brésil, par exemple, ont visé la participation du secteur privé mais en évitant une privatisation à grande échelle. En effet, ces pays ont maintenu des ressources clés, telles que le pétrole et le gaz naturel, sous le contrôle du gouvernement (Campodonico, 2004).

Concernant la chaîne de l'électricité les réformes ont impliqué :

- la désintégration verticale de la chaîne et l'incompatibilité des fonctions à l'intérieur des segments
- la promotion de la concurrence dans le secteur de la production d'électricité
- la constitution de monopoles réglementés régionaux pour le transport et la distribution (Recalde, 2011).

Le processus de restructuration économique dans de nombreux pays d'Amérique Latine a donc impliqué une redéfinition du rôle de l'État et du marché en ce qui concerne les mécanismes de coordination et d'exécution des décisions d'allocation de ressources ce qui s'est directement répercuté sur le secteur énergétique. Ce processus a privilégié l'utilisation des mécanismes de marché comme instrument de coordination des décisions d'allocation de ressources et a promu un schéma de décision beaucoup plus décentralisé dans les activités productives énergétiques. Néanmoins, les résultats très mitigés de ces réformes ont conduit plusieurs pays, dont le Brésil, à une nouvelle restructuration du secteur énergétique et électrique en particulier au début des années 2000. Nous reviendrons sur cette question dans le chapitre V.

La figure 4.2 illustre les trajectoires générales qu'ont suivi les différents pays du continent concernant la dé-régulation de leurs systèmes électriques dans les années 1990. Nous observons que l'Argentine a fait un changement radical, en passant en quelques années d'un système public centralisé à un système privatisé, segmenté avec un marché ouvert. Le Brésil, de son côté, avait choisi de se positionner dans un système mixte, avec une privatisation partielle des centrales de production et un système de coordination intégré.

FIGURE 4. 2 LES REFORMES DES SYSTEMES ELECTRIQUES EN AMERIQUE LATINE DANS LES ANNEES 1990

Mécanismes de coordination		Contrôle central	Intégré régulé	Acheteur unique	Marché ouvert
Régime de propriété					
Propriété privée	Segmentation verticale avec incompatibilité de fonctions				Argentine Bolivie Guatemala
	Intégration verticale admise		Barbados Grenade		Chili Pérou Salvador
Propriété mixte ou participation privée partielle			Venezuela Brésil Costa Rica Equateur		Colombie Panama
Propriété Publique		Mexique Cuba	Uruguay Paraguay Haïti	Suriname-Guayana Nicar. - Jamaïque Hond. - Tinité et T. Rep. Dominicaine	

Source : Adapté de CEPAL-OLADE (2003)

1.2 La notion de transition énergétique

Dans une perspective de développement soutenable, les politiques de promotion des nouvelles énergies renouvelables sont conçues dans le cadre d'un processus de transition énergétique. Au cours des dernières années, cette notion a pris une place importante autant dans les débats publics que dans les recherches académiques, principalement dans les pays européens. D'une façon générale, la transition énergétique est comprise comme une substitution de ressources renouvelables à des non renouvelables et un raccourcissement du circuit entre la production de l'énergie et sa consommation (Broggio et al. 2014). Or, comme le signale Broggio et al. (2014), la transition énergétique est loin d'être uniforme tant sur le plan conceptuel que sur celui de sa mise en œuvre. Une clarification de cette notion est pourtant une condition préalable pour comprendre la conception de politiques d'incitation aux investissements en ENRe.

1.2.1 Les différentes dimensions à prendre en compte

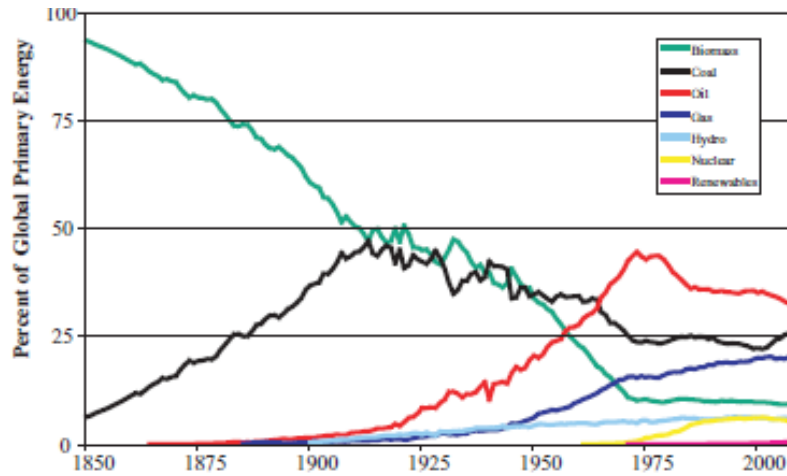
D'après Folchi et Rubio (2006), les études qui abordent l'histoire de l'énergie dans différents pays soulignent un phénomène typique qui se répète dans tous les cas. Au cours de l'histoire, on peut distinguer différentes périodes dans lesquelles une source d'énergie amplement prédominante commence à reculer peu à peu devant la progression d'une nouvelle source qui finit par la remplacer. Ce phénomène qui a été baptisé transition énergétique est donc défini comme la substitution graduelle d'une source d'énergie (ou d'un type de source) par une autre au cours d'une période. La logique qui serait derrière ce phénomène, dit très synthétiquement, est le remplacement de sources traditionnelles ou conventionnelles d'énergie par d'autres sources plus « modernes », c'est-à-dire par des sources « meilleures » en termes d'efficacité, de rendement, de versatilité, ou tout autre attribut, ce qui revient à dire que la transition énergétique doit se comprendre comme un processus de « modernisation » énergétique.

Le même auteur insiste sur le fait qu'il n'existe pas une seule transition énergétique mais plusieurs, qui peuvent se succéder ou se produire parallèlement. Une forme de transition est celle qui décrit la substitution de sources traditionnelles par d'autres sources plus modernes (l'abandon des sources fossiles par exemple ou sur une base plus large encore, la substitution de la biomasse traditionnelle par le GPL⁶⁹ pour la cuisson ou le chauffage). Une autre forme de transition est celle qui arrive à l'intérieur des énergies fossiles (le passage du charbon au pétrole par exemple).

⁶⁹ Gaz de pétrole liquéfié.

Une troisième forme de transition concerne la progression d'un vecteur comme l'électricité, i.e. l'extension de ses usages, quel que soit la source employée pour la produire.

FIGURE 4.3 EVOLUTION DE LA PART DE DIFFERENTES SOURCES D'ENERGIE PRIMAIRE



Source : IIASA (2012)

Notons cependant que l'argument de la substitution de ressources est contestable. Pour ce qui concerne la substitution à l'intérieur des énergies fossiles les données historiques montrent que, dans le bilan de nombreux pays, les différentes sources d'énergie ne sont pas substituées mais ajoutées les unes aux autres. Ainsi, le pétrole a surpassé le charbon comme la principale source d'énergie au XXe siècle, pourtant, ce dernier demeure encore aujourd'hui bien présent dans l'offre d'énergie au niveau mondial. Cela nous interroge sur la façon et la vitesse que prendra la transition attendue des énergies fossiles vers les énergies renouvelables. Bien qu'à long terme une substitution totale soit inexorable (dû au caractère non renouvelable des hydrocarbures), la mesure dans laquelle les NERs vont se substituer ou s'ajouter aux fossiles dans les décennies à venir demeure une question ouverte, notamment dans les pays où la consommation énergétique augmente⁷⁰.

D'après Lejoux et Ortar (2014) « La notion de transition énergétique, telle qu'elle est entendue aujourd'hui, désigne le passage progressif d'un système fondé sur la consommation de ressources énergétiques non renouvelables (...) à un système énergétique fondé, en partie, sur l'utilisation d'énergies renouvelables (...), ainsi que sur des comportements énergétiques plus sobres et plus efficaces ». Les auteurs ajoutent que « ce changement de système énergétique apparaît motivé par deux éléments : la raréfaction prévisible des ressources énergétiques et les impacts négatifs de notre système sur l'environnement ». Le premier argument pourtant a perdu de l'importance du fait de la percée des pétroles et des gaz de schiste et des réserves abondantes en charbon dont le monde dispose. A l'échelle globale l'enjeu majeur ne porte donc pas sur notre

⁷⁰ Cette question prend une importance majeure dans le contexte actuel des négociations climatiques, car une décarbonisation profonde de l'économie mondiale (compatible avec un scénario de 2° de réchauffement maximal à la fin du siècle) exige qu'une grande partie des réserves d'hydrocarbures (notamment de charbon) restent sous terre.

capacité à répondre aux besoins énergétiques toujours grandissants dans les prochaines décennies, mais sur notre capacité à maîtriser les conséquences environnementales de notre consommation énergétique.

O'Connor (2010) propose une analyse des transitions énergétiques non seulement en termes de changement de ressources mais aussi en prenant en compte le rôle majeur des changements des vecteurs et des convertisseurs énergétiques : « *Changes in the patterns of energy use take many forms. Energy resources include fossil fuels such as coal, oil, and natural gas, and renewable energy flows such as wind and solar energy. These are turned into energy carriers, such as electricity or gasoline. The carriers are then supplied to energy converters, such as a compact fluorescent lightbulb or an automobile, and ultimately used to provide energy services such as lighting or transportation. An energy transition—a particularly significant set of changes to the patterns of energy use in a society—can affect any step in this chain, and will often affect multiple steps* ».

Ainsi, la montée d'un vecteur énergétique comme l'électricité dans la première moitié du 20e siècle a conduit à d'énormes progrès dans la qualité de la vie et a induit des modifications dans les modèles sociétaux (grâce à l'amélioration de services comme la réfrigération). Une analyse des transitions basée uniquement sur les ressources énergétiques passerait à côté de ce phénomène puisque l'électricité peut être générée à partir de toutes les formes de ressources. D'où le besoin d'une notion plus large de transition énergétique.

O'Connor soutient que si le trait distinctif d'une transition énergétique est un impact significatif sur l'économie et sur la qualité de vie d'une société, alors les changements dans les ressources, vecteurs, convertisseurs et services énergétiques peuvent constituer une transition énergétique. Nous devons donc parler de « transition de ressources énergétique », « transition de vecteurs énergétiques », etc. Ces différentes formes de transition sont interconnectées. Ainsi, l'invention d'un nouveau convertisseur d'énergie ouvre parfois des opportunités pour l'utilisation élargie d'une ressource, comme le moteur à combustion interne l'a fait pour le pétrole. Plus récemment, l'amélioration des batteries (qui permettent de mieux stocker l'électricité) facilite l'utilisation des ressources renouvelables intermittentes, permet le développement de convertisseurs (les voitures électriques par exemple) mais facilite aussi, dans un tout autre domaine, la diffusion de services d'information et de communication.

A ce titre, la transition énergétique en Allemagne est conçue comme un tournant radical. Ainsi, Deshaies (2014) signale « Aux yeux des promoteurs de la transition énergétique, il s'agit non seulement de réaliser un changement du système énergétique, mais aussi une transformation profonde de l'économie et de la société, comparable à celui provoqué par la révolution industrielle. Dans cette optique, l'objectif de la transition énergétique est de substituer aux structures de production centralisées et contrôlées par de grandes sociétés capitalistiques, un système très décentralisé de petites structures de production qui, dans l'idéal, appartiendraient aux citoyens pouvant ainsi assurer leur autonomie énergétique ». Le terme « transition énergétique » trouve justement ses origines dans le contexte allemand : Il aurait été utilisé pour la première fois dans une publication de 1980 de l'institut Öko intitulée « *Energiewende – Wachstum und*

Wohlstand ohne Erdöl und Uran » (Transition⁷¹ énergétique- la croissance et la prospérité sans le pétrole et l'uranium).

1.2.2 Vers une conceptualisation de la transition énergétique

Nous comprenons la transition énergétique comme un ensemble de processus technico-économiques, sociaux et politiques ayant pour but le passage à un système énergétique plus soutenable, à travers la substitution progressive des sources et technologies traditionnelles par des énergies nouvelles et renouvelables. Cela implique un changement au niveau des ressources mais aussi des vecteurs et des convertisseurs énergétiques. En même temps, cela requiert des changements au niveau comportemental (usage de l'énergie), institutionnel (régulation du secteur) et organisationnel (structures et fonctionnement des acteurs publics et privés).

La soutenabilité au niveau énergétique implique également la prise en compte d'une série d'objectifs dans les dimensions environnementale, sociale et économique :

- Sécurité de l'approvisionnement : il s'agit d'assurer un flux d'approvisionnement régulier (ininterrompu) d'énergie finale.
- Accessibilité : cela inclut l'accès garanti à un service minimal d'énergie moderne pour l'ensemble de la population. De plus, ce critère suppose la prise en compte des impacts du prix de l'énergie sur le fonctionnement des autres secteurs économiques.
- Propreté : cela implique la minimisation des impacts environnementaux au niveau global (principalement les émissions des GES) et local (émissions de polluants, contamination des eaux ou du sol...).

Un système énergétique qui prend en compte les trois dimensions de la soutenabilité doit donc chercher un équilibre entre une série d'objectifs qui peuvent s'avérer parfois contradictoires et parfois complémentaires. Concernant la direction que la transition énergétique devrait adopter afin d'atteindre ses objectifs, il existe à ce jour un consensus assez général -dans la littérature d'Economie de l'Environnement- sur certains points :

- L'efficacité accrue, c'est-à-dire l'utilisation d'une moindre quantité d'énergie pour produire des biens et services d'une utilité égale ou supérieure à l'actuelle .
- La décarbonation de la production d'énergie (de l'électricité, de la chaleur et éventuellement des carburants) à partir de l'utilisation d'un mix dynamique et croissant d'énergies renouvelables. Le qualificatif « dynamique » fait référence à l'incertitude sur la performance future des technologies renouvelables qui se trouvent dans différentes étapes de leurs courbes d'apprentissage et qui feront évoluer le mix en faveur de l'une ou de l'autre des NER.
- L'extension de l'usage de l'électricité vers d'autres secteurs comme les transports (le secteur électrique est en effet plus facilement « décarbonisable » que la production de carburants par exemple).

Par ailleurs, Broggio et al. (2014) rappellent que les modalités de la transition énergétique sont fortement corrélées avec les caractéristiques spécifiques des territoires dans lesquels elles se produisent. La nature des ressources dont ils disposent, les demandes des populations et des

⁷¹ Littéralement le mot allemand « wende » se traduit par « virage » ou « demi-tour ».

activités, la sensibilité de leur environnement et les modes de gouvernance viennent infléchir les modalités des transitions (Jaglin et Verdeil, 2013; Schapira et Velut, 2013).

Dans cette optique, la transition énergétique dans les pays émergents et en développement devrait se produire dans des conditions bien différentes de celle des pays développés et avec des trajectoires différenciées au sein du monde émergent. Premièrement, ces pays sont confrontés à une demande toujours croissante en énergie – et en particulier en électricité - contrairement à celle des pays développés où la demande stagne ou croît à des taux faibles. Deuxièmement, l'existence d'une partie importante de la population en situation de précarité énergétique pose des questions particulières concernant la satisfaction des besoins. Troisièmement, la concurrence pour l'usage des sols et de l'eau s'avère critique dans certaines régions. Finalement, l'importance des industries grosses consommatrices d'énergie dans certains pays appelle à intensifier les efforts en terme d'efficacité énergétique.

Il n'existe pas cependant de modèle généralisable à l'ensemble du monde en développement: les différences de développement relatif, les conditions naturelles (les ressources énergétiques disponibles), les différents modèles economico-institutionnels génèrent des situations très contrastées. Ainsi chaque pays, chaque région du monde doit construire son propre modèle de transition en considérant ses ressources disponibles, ses possibilités technico-institutionnelles et ses aspirations sociales à moyen et long terme. Dans le même temps, les conditions structurelles du développement énergétique peuvent être perturbées par des phénomènes conjoncturels: naturels (grandes sécheresses...), politiques (crises de gouvernance...) ou économiques (crises de la dette publique...). Ceci justifie pleinement une attention portée aux trajectoires adoptées par ces pays. Elles peuvent être très différentes, même dans des pays géographiquement ou culturellement proches. Ce constat sera étayé dans le chapitre V à partir de trois études de cas en Amérique Latine.

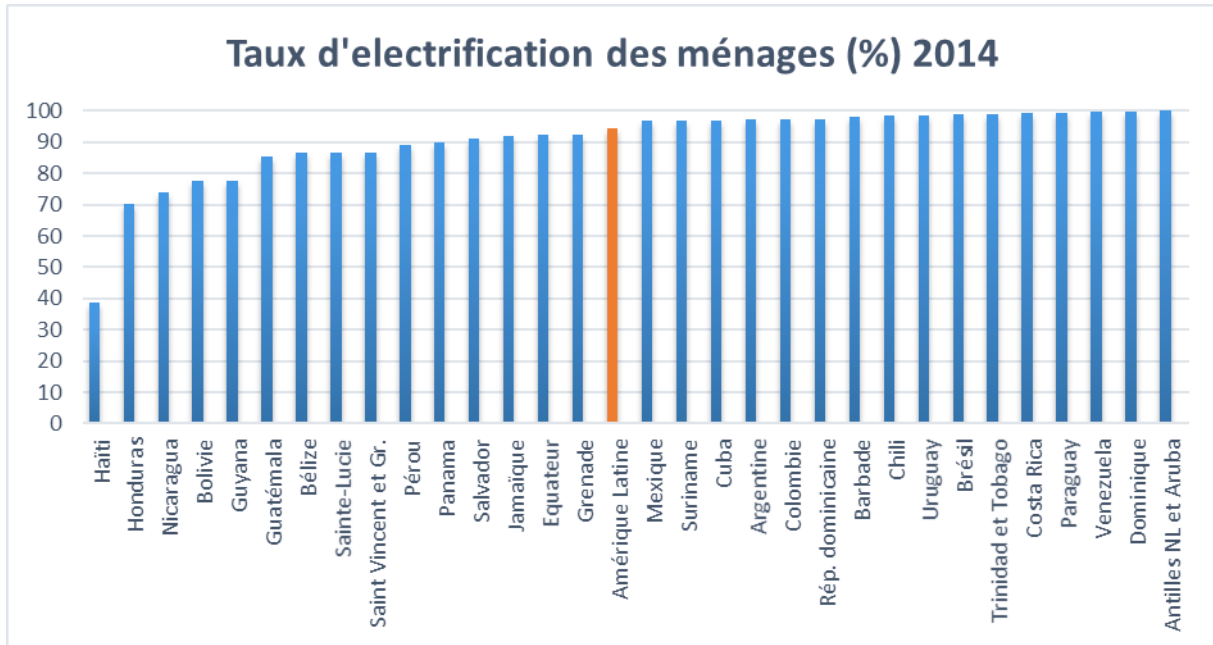
1.3 Les indicateurs de soutenabilité et analyse factorielle des émissions de CO₂ du secteur de l'énergie.

La soutenabilité énergétique telle qu'elle a été présentée dans la première section de ce chapitre est une notion dynamique et multidimensionnelle. Elle est donc difficilement appréhendable par un seul indicateur. On dispose, en revanche, d'un ensemble d'indicateurs qui nous permet de suivre l'évolution d'un ou plusieurs aspects des trois dimensions de la soutenabilité énergétique. Dans cette section nous discutons brièvement des indicateurs qui concernent le secteur énergétique à l'intérieur de l'Amérique Latine et en comparaison avec d'autres régions du monde. Nous portons une attention particulière à l'analyse factorielle des émissions de GES, notamment du CO₂.

1.3.1 Couverture électrique

La couverture électrique est très différenciée en AL, à la fois entre les pays et à l'intérieur de chaque pays. La figure 4.4 présente le taux d'électrification des ménages dans différents pays d'AL, population urbaine et rurale confondues.

FIGURE 4.4 COUVERTURE ELECTRIQUE EN AMERIQUE LATINE



Source : de l'auteur après des données d'ENERDATA.

Au cours des dernières décennies, le développement économique en Amérique Latine a été accompagné par une augmentation de la consommation d'électricité par tête et notamment par une augmentation du nombre de personnes ayant accès à l'électricité. En effet, malgré la persistance de vastes zones rurales sans accès à l'électricité, ces pays ont beaucoup avancé en ce qui concerne le taux de couverture électrique. Selon les données de l'AIE de 2014, la couverture moyenne d'électricité dans la région est de 94,6%, soit environ 33 millions de personnes qui n'ont pas accès à l'électricité. Le Brésil, Le Venezuela ou le Costa Rica ont une couverture d'électricité de plus de 99% tandis qu'à l'autre extrême se trouvent Haïti et le Honduras avec 38% et 70% respectivement. Malgré les progrès, l'électricité n'est toutefois pas abordable d'un point de vue économique pour l'ensemble de la population. Pour cette raison, la plupart des gouvernements de la région apportent aux ménages les plus pauvres des subventions pour faciliter l'accès à l'énergie.

1.3.2 Émissions de CO2 totales et par tête

La figure 4.5 montre l'évolution des émissions de CO₂ dans plusieurs pays d'Amérique Latine. Dans les figures de cette section, d'autres pays et régions sont également inclus afin d'avoir une référence qui facilite la compréhension de l'ordre de grandeur des chiffres. Les émissions totales de CO₂ dues à la consommation d'énergie en Amérique Latine représentent

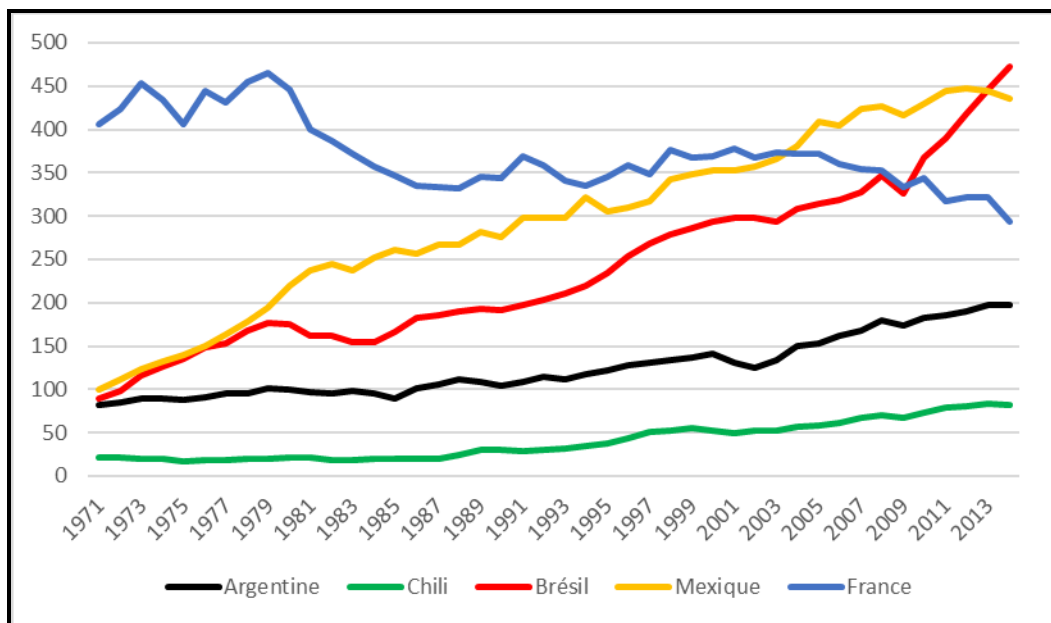
seulement 5,5 % du total mondial (pour une population qui représente 8,6 % des habitants de la planète). Pour autant, elles augmentent à un rythme considérable, spécialement au Brésil, qui représentait à lui seul 28 % du total des émissions d'Amérique Latine en 2014.

Concernant les émissions de CO₂ per capita (figure 4.6), avec seulement 2,65 tCO₂/hab. en 2014, l'Amérique Latine est bien mieux placée que d'autres régions telles que l'Europe (6,26 tCO₂), l'Amérique du Nord (16,26) et se situe sensiblement en dessous de la moyenne mondiale (4,26). En outre, les émissions en AL ont peu progressé durant les 35 dernières années puisqu'elles étaient de 2,04 tCO₂/hab. en 1980. Certains pays de la région dépassent toutefois clairement la moyenne mondiale, comme le Venezuela, le Chili et l'Argentine.

En Argentine les émissions totales ont progressé en moyenne de 2,1% par an entre 1971 et 2012 avec une baisse notable de plus de 12 % en 2001, année qui correspond à une crise économique aigue. Ensuite, le taux d'émission s'est accéléré atteignant presque 4,5 % par an. Concernant les émissions par tête (4,76 tCO₂/hab en 2014), elles se situent au-dessus de la moyenne d'Amérique Latine. Le Brésil, de son côté, a toujours montré des taux d'émission par tête plus faibles (2,45 tCO₂/hab en 2014) qui peuvent s'expliquer par une moindre teneur carbone de l'énergie consommée (hydraulique) et par un PIB per capita inférieur. Cependant, ce taux a fortement progressé ces dernières années avec une augmentation des émissions de 25 % entre 2008 et 2011.

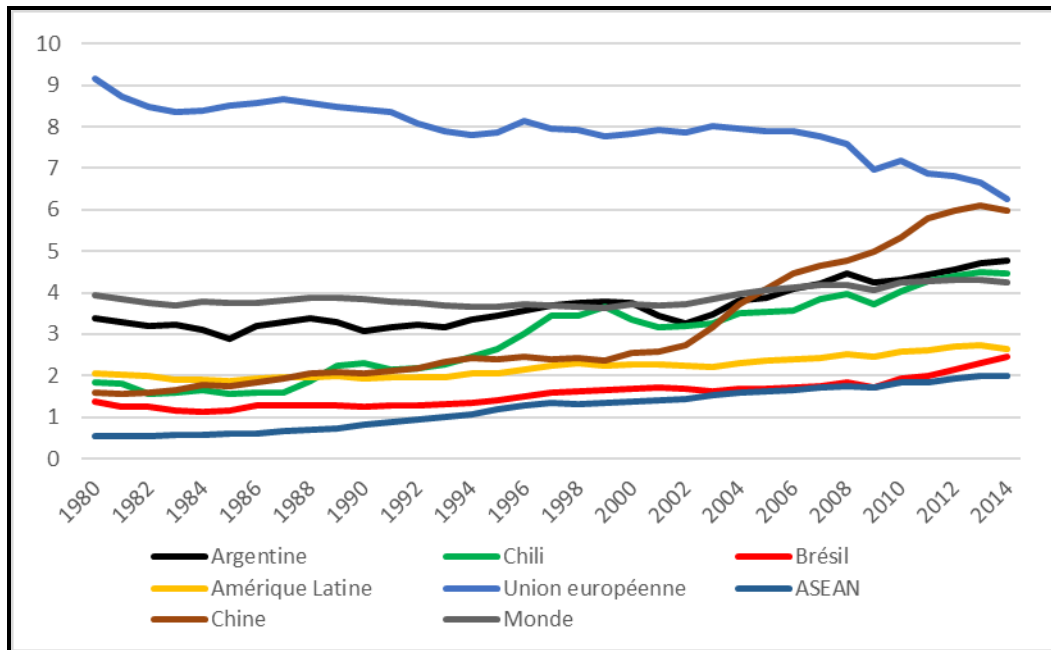
Les taux d'émission par tête relativement faibles représentent un argument de poids pour les pays de la région dans le cadre des négociations internationales sur le changement climatique. Ces taux devront toutefois se stabiliser et ensuite redescendre progressivement dans les décennies à venir si l'AL s'engage sur une trajectoire de décarbonation profonde à l'horizon 2050.

FIGURE 4.5 EMISSIONS TOTALES DE CO2 LIEES A L'ENERGIE (MT CO2)



Source : de l'auteur après des données d'ENERDATA.

FIGURE 4. 6 EMISSIONS DE CO2 PAR HABITANT (TCO2/HAB./AN)



Note : ASEAN (Association des Nations du Sud-Est Asiatique : Brunei, Cambodge, Indonésie, Laos, Malaisie, Myanmar, Philippines, Singapour, Thaïlande, Vietnam) ; Amérique du Nord (Etats Unis et Canada) ; Amérique Latine (inclut les Caraïbes).

Source : de l'auteur après des données d'ENERDATA.

1.3.3 Analyse factorielle des émissions du secteur énergétique

Les émissions de gaz carbonique du secteur de l'énergie peuvent être classiquement décomposées selon l'identité de Kaya que nous présentons ci-après. Le premier membre représente l'intensité énergétique du PIB tandis que le second reflète l'intensité carbone du mix énergétique. Nous nous concentrerons ici sur ces deux premiers membres car ils sont directement affectés par la politique énergétique. Les deux derniers membres représentent le PIB par habitant et la population.

$$\frac{CO2}{PIB} = \frac{ENE}{PIB} * \frac{CO2}{ENE} * \frac{PIB}{POP} * POP$$

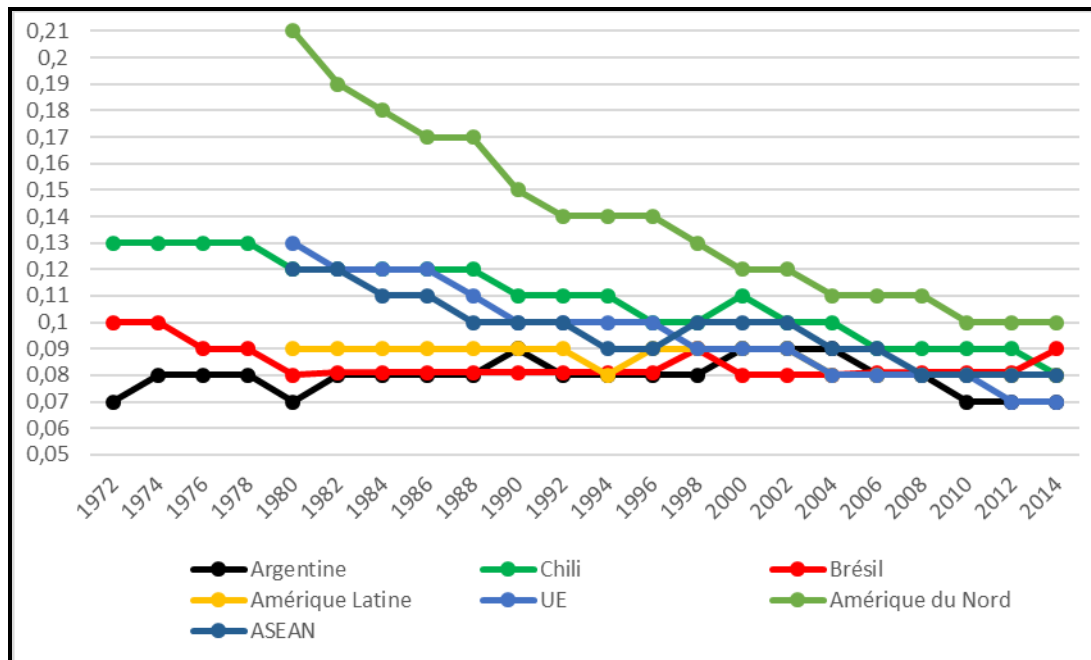
L'intensité énergétique du PIB correspond à la consommation d'énergie nécessaire pour produire une unité de Produit Intérieur Brut (énergie/PIB). Elle peut être calculée soit en considérant la consommation annuelle d'énergie primaire (évaluée en tep) ramenée au PIB estimé en unité monétaire, soit en prenant en compte l'énergie finale. Le rapport qui existe à un moment donné entre l'énergie finale et l'énergie primaire traduit l'efficacité du système énergétique du pays. Que l'on retienne l'énergie primaire ou l'énergie finale, nous constatons que l'intensité énergétique du PIB varie dans le temps et dans l'espace, ce qui s'explique autant par la structure de la consommation d'énergie que par celle du PIB. Une économie à fort contenu industriel

consommara plus d'énergie qu'une autre basée sur le tertiaire. Le poids des industries grosses consommatrices d'énergie (sidérurgie, pâte à papier, verre, ciment, aluminium, etc.) est un déterminant important d'un fort contenu énergétique du PIB (Hansen et Percebois, 2015).

La figure 4.7 illustre l'évolution de l'intensité énergétique finale en Amérique Latine, comparée avec d'autres régions du monde. Elle est exprimée en tep par 1000 US dollars de PIB (PIB à parité de pouvoir d'achat et US\$ de 2005). Ainsi, l'Europe, l'Amérique Latine et l'Amérique du Nord (EEUU et Canada) présentent des niveaux d'intensité énergétique très similaires en 2014, avec une valeur de 0,07, 0,08 et 0,10 respectivement. L'intensité énergétique mesurée avec un PIB à PPA est restée stable en AL dans les dernières décennies puisque l'indice était de 0,09 en 1980, première année connue pour le sous-continent. L'Amérique du Nord, qui partait avec une valeur beaucoup plus élevée (0,25 en 1972), a vu celle-ci diminuer progressivement jusqu'en 2014.

L'intensité énergétique de l'économie argentine est restée presque stable dans la période analysée, avec un indice de 0,10 en 1971 et de 0,09 en 2012. Elle a légèrement augmenté dans les années 80 pour décroître ces dernières années. L'économie brésilienne ne présente pas non plus de variations importantes de l'intensité énergétique : l'indice était de 0,1 en 1971, après d'être descendu à 0,08 il est de 0,09 en 2014. Le Chili est un des pays qui a le plus progressé en termes d'intensité énergétique globale du PIB avec une réduction de presque 40 % pour la même période.

FIGURE 4.7 INTENSITE ENERGETIQUE FINALE DU PIB A PARITE DE POUVOIR D'ACHAT (TEP/\$05PPA)



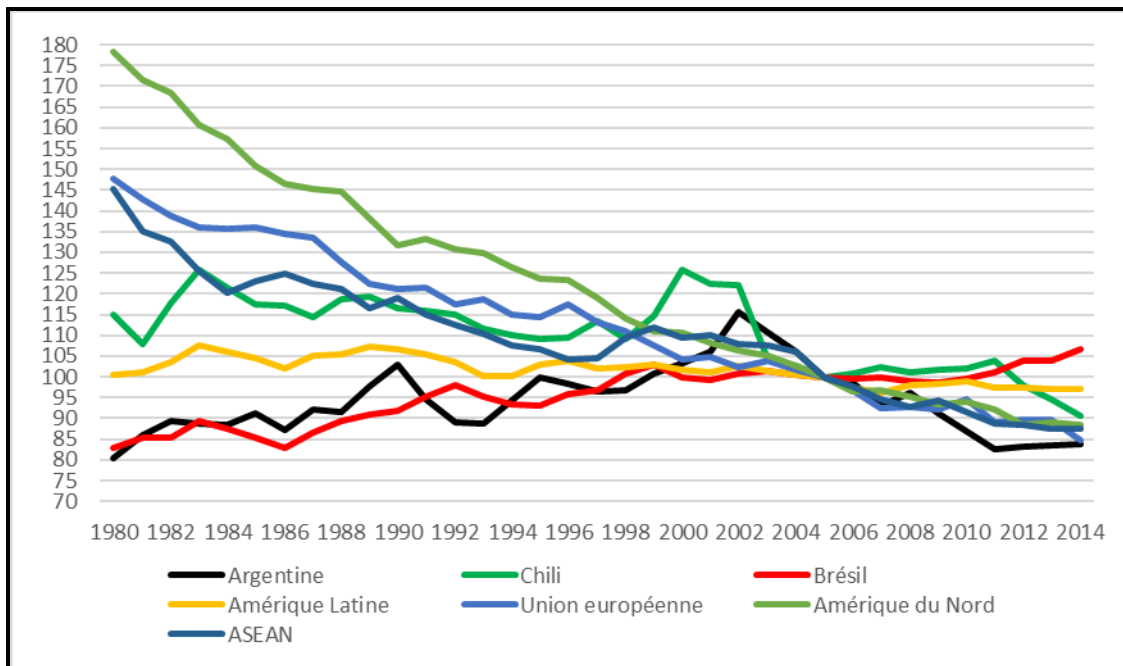
Source : de l'auteur après des données d'ENERDATA.

Une réduction de l'intensité énergétique peut être moins liée à des gains d'efficacité qu'à une transformation de la structure économique. Par exemple, la progression de branches industrielles moins consommatrices d'énergie au détriment des branches intensives en énergie.

Afin d'isoler l'effet du changement de structure du PIB, on peut donc calculer « l'intensité énergétique globale à structure constante » qui est le ratio de la consommation d'énergie finale rapportée au PIB, le tout mesuré par rapport à une structure économique inchangée. Elle consiste donc à rapporter la consommation énergétique à une « structure-type » du PIB.

Si nous considérons les séries temporelles entre 1980 et 2014 (source : ENERDATA), nous constatons que l'intensité énergétique à structure constante de l'économie argentine a augmenté dans les années 80', 90' et au début des années 2000 pour redescendre après 2003. En effet, l'indice était de 80,4 en 1980, il a atteint un maximum de 115 en 2003 pour redescendre de nouveau à 83,7 en 2012. Ceci suggère qu'il n'y pas eu de gain d'efficacité énergétique ces trois dernières décennies. Pour le Brésil les résultats ne sont pas plus encourageants en termes d'efficacité. En effet, l'indice qui s'élevait autour de 83 en 1980 est monté jusqu'à 106,7 en 2014, avec une tendance à la hausse. Ces résultats suggèrent que, en considérant une structure du PIB constante, l'efficacité énergétique s'est détériorée de presque 30%. Le Chili a suivi une tendance inverse, avec une amélioration de l'efficacité d'autour de 30% pour la période 1971-2014⁷². L'Amérique Latine dans son ensemble a expérimenté une légère baisse de l'intensité énergétique dans la période étudiée. Notons qu'il s'agit d'un indice qui sert à comparer la trajectoire d'une entité dans le temps (pays, régions) et non pas à comparer deux entités entre elles.

FIGURE 4. 8 INTENSITE ENERGETIQUE DU PIB A STRUCTURE CONSTANTE (INDICE)

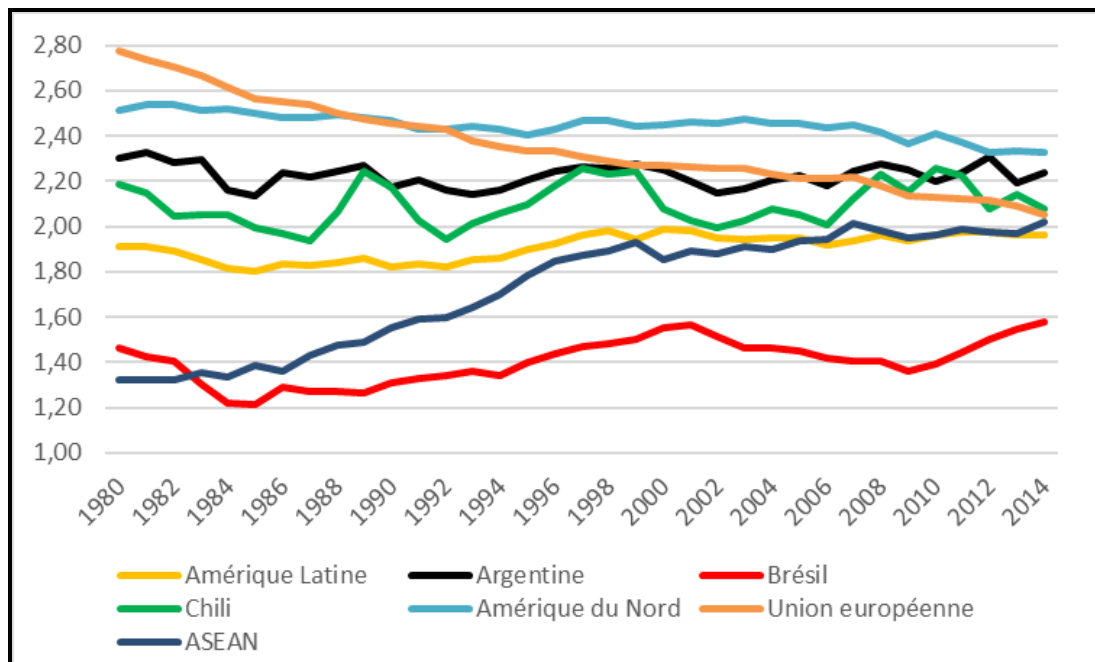


Source : construction de l'auteur à partir des données d'ENERDATA.

⁷² Pour approfondir une étude sur l'évolution du contenu énergétique du PIB, il faudrait poursuivre l'analyse sur un niveau plus désagrégé, en considérant les intensités sectorielles (industrie, résidentiel, tertiaire, transport, agriculture). Cela dépasse l'objet de ce travail.

Le deuxième terme de l'identité que nous avons présentée fait référence à l'indicateur « intensité carbone », i.e., au contenu carbone de l'énergie utilisée (tonnes de CO₂ émises pour chaque tonne d'énergie consommée, mesurée en tep). Cet indicateur évolue en fonction du mix d'énergies consommées et des technologies utilisées. L'Amérique du Nord présente un niveau très élevé d'intensité carbone ayant fait peu de progrès au cours des dernières décennies. L'indice pour l'Europe, l'Amérique Latine et l'Asie du Sud-Est tendent à converger, après des progrès significatifs de l'UE qui poursuit une tendance à la baisse. En Amérique Latine, l'intensité carbone du Mexique, du Chili et de l'Argentine sont nettement supérieures à celle du Brésil, ce dernier bénéficiant d'une part très significative d'énergies renouvelables, notamment l'hydraulique et la biomasse. Nonobstant, les séries historiques montrent pour le Brésil une tendance à la hausse du contenu carbone qui s'explique par la part croissante des énergies fossiles, principalement le pétrole, au cours des dernières années.

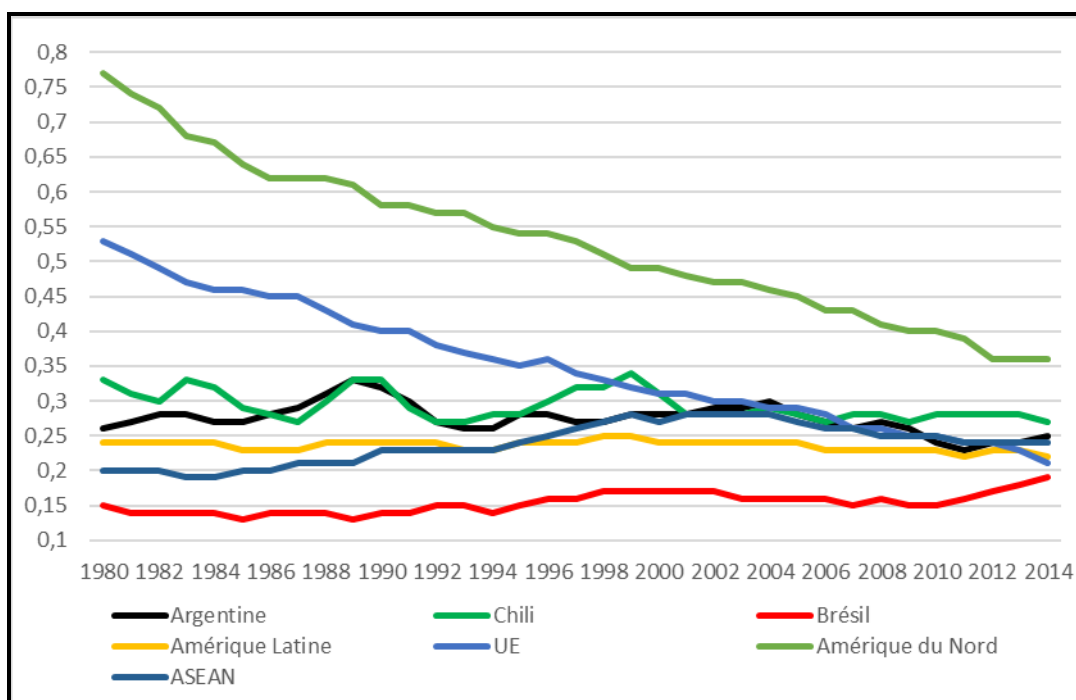
FIGURE 4.9 INTENSITE CARBONE DU MIX ENERGETIQUE (TCO2/TEP)



Source : construction de l'auteur à partir des données d'ENERDATA.

En combinant l'intensité énergétique du PIB et l'intensité carbone de l'énergie, on obtient l'intensité carbone du PIB qui correspond à la quantité de tonnes de CO₂ émises pour produire une unité de PIB, mesuré en valeur courante ou à parité de pouvoir d'achat (ppa). Cette relation est illustrée par la figure 4.10 ci-dessous : l'intensité carbone du PIB d'Amérique Latine est restée stable durant la période 1980-2014, avec des valeurs relativement faibles en comparaison à d'autres régions du monde. Ainsi, l'indice était de 0,24 kCO₂/\$05ppa en 1980 et il était de 0,22 en 2014, valeurs similaires à celles de l'UE mais bien inférieures à celles de l'Amérique du Nord (0,36) ou de la Chine (0,55 en 2014).

FIGURE 4. 10 EMISSIONS (TCO2) PAR UNITE DE PIB (PPA, ANNEE 2005)



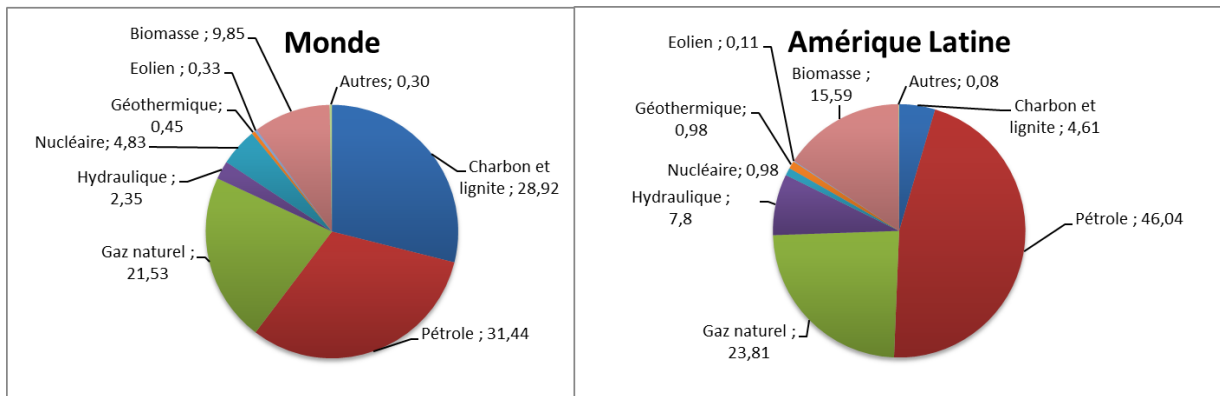
Source : de l'auteur après des données d'ENERDATA.

1.3.4 Taux de pénétration des énergies renouvelables dans le mix.

Ce critère mesure la relation entre l'offre totale de l'ensemble des énergies renouvelables (y compris l'électricité produite à partir de grandes centrales hydroélectriques et de la partie soutenable de la biomasse) et l'offre totale d'énergie primaire d'un pays. Il peut également être calculé à partir de la consommation d'énergie d'origine renouvelable rapportée à la consommation totale d'énergie primaire.

Tout comme la plupart des régions du monde, l'offre d'énergie primaire en AL est basée sur les énergies fossiles, spécialement le pétrole et le gaz et dans une moindre mesure le charbon. L'hydroélectricité et la biomasse occupent elles aussi des places importantes. En revanche, l'immense potentiel pour les ENRe est jusqu'à présent peu utilisé. Quant au nucléaire, il est faiblement développé dans la région, avec quelques centrales en fonctionnement en Argentine, au Brésil et au Mexique.

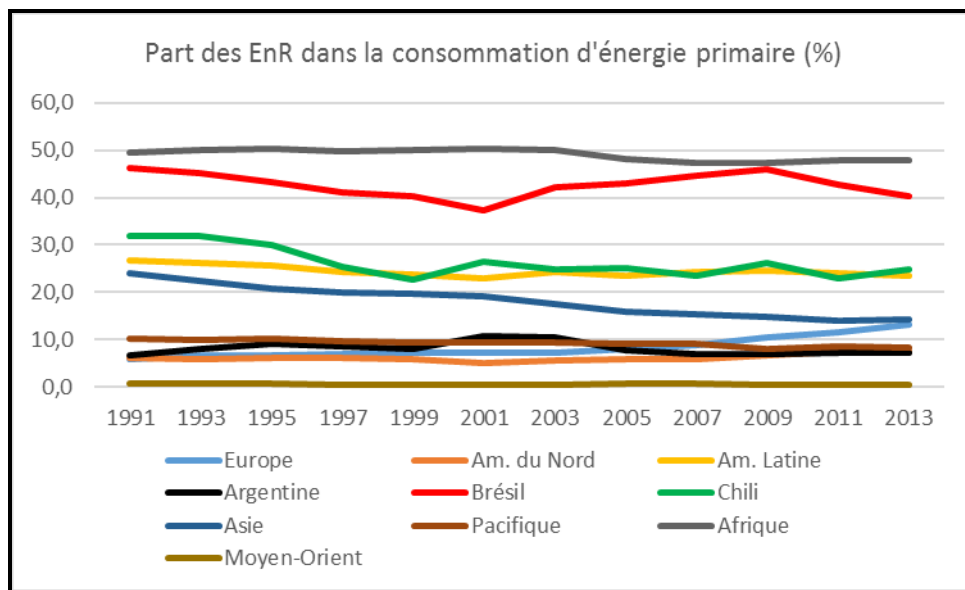
FIGURE 4. 11 OFFRE D'ENERGIE PRIMAIRE 2012



Source : construction de l'auteur à partir les données d'ENERDATA.

La figure 4.12 montre la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie primaire en Amérique Latine : celle-ci demeure stable sur les 15 dernières années autour de 23 %, pourcentage qui est supérieur à la moyenne mondiale. Les disparités entre les pays de la région sont notables : 7 % en Argentine contre 40 % au Brésil en 2013. Evidemment, la biomasse et l'hydraulique sont à l'origine de ces pourcentages assez élevés.

FIGURE 4. 12 EVOLUTION DE LA PART DES ENERGIES RENOUVELABLES.



Source : construction de l'auteur à partir les données d'ENERDATA.

2. L'évolution du secteur électrique et le développement récent des ENRe.

L'objectif de cette section est de présenter l'évolution de la production d'électricité dans les dernières décennies, notamment le déploiement récent des principales sources d'énergies renouvelables -l'hydroélectricité, l'éolien, le solaire, la géothermie et la biomasse-. Ce déploiement est confronté au potentiel existant pour les principales sources. Par ailleurs, une analyse factorielle des émissions du secteur de l'électricité est également posée.

2.1 L'évolution du secteur électrique

La demande d'électricité continue à croître à des taux relativement élevés (3,4 % par an entre 2000 et 2013), même s'il s'agit d'un pourcentage inférieur à celui constaté dans les décennies précédentes et dans d'autres régions en développement (7 % en Asie entre 2000 et 2013). Assurer les investissements nécessaires pour satisfaire cette demande a toujours été une mission particulièrement compliquée pour les pays de la région.

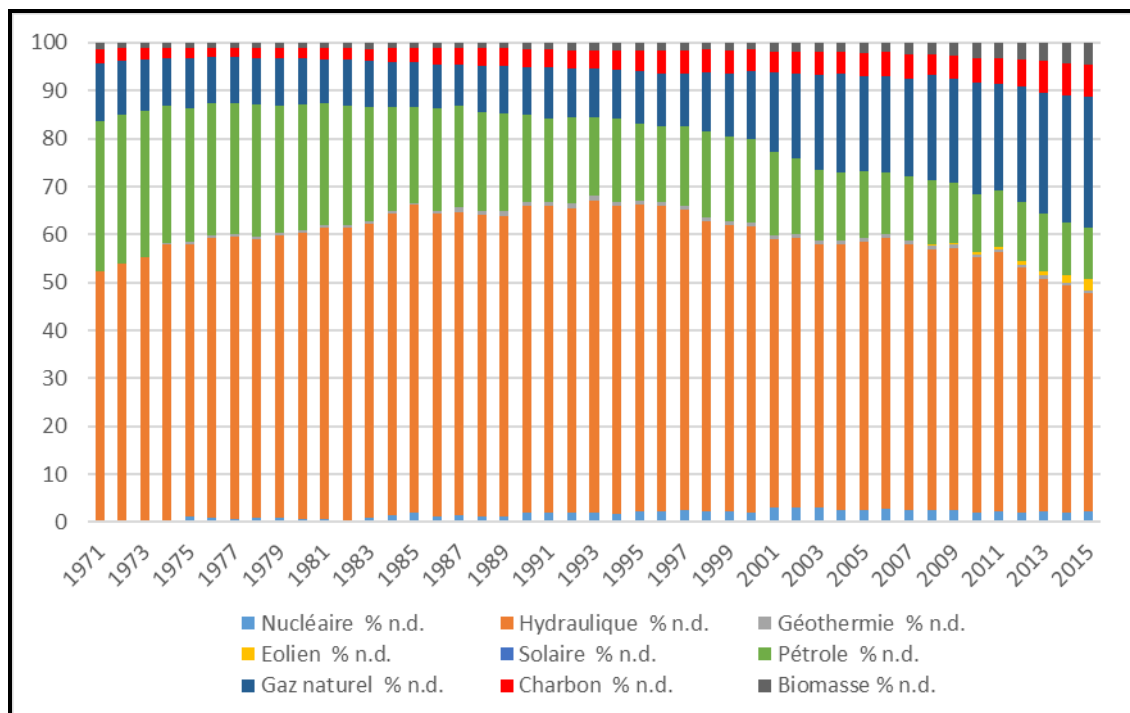
La structure du secteur électrique en Amérique latine a fortement changé au cours des dernières décennies. Après la Seconde Guerre mondiale, le secteur s'est rapidement développé à partir d'un système basé sur des entreprises publiques intégrées verticalement. Celles-ci coordonnaient la construction de grands projets énergétiques afin de répondre à une demande en croissance rapide. Les conditions d'accès au financement étant favorables, les gouvernements relayés par des entreprises publiques d'électricité ont construit de très grands projets hydroélectriques (Itaipú, Yacyretá, Salto Grande, entre autres). Cependant, la situation financière des entreprises publiques s'est rapidement détériorée lorsque l'inflation a érodé leurs revenus, les gouvernements demeurant réticents à l'augmentation des tarifs. Les crises de la dette extérieure ont aggravé la situation, spécialement dans les années '80 ce qui a affaibli la capacité des entreprises à investir dans de nouvelles centrales. Par conséquent, la qualité des services d'approvisionnement d'électricité s'est détériorée significativement. (Tissot –BID-, 2012).

En 1982, le Chili est devenu le premier pays à déréglementer et à privatiser son secteur électrique. Dans la décennie suivante la plupart des pays de la région ont suivi un processus similaire à différents degrés d'ouverture et de privatisation. Malgré les efforts pour attirer des investissements, le bilan de ces réformes est discuté. En effet, plusieurs pays ont subi des crises d'approvisionnement électrique principalement dues au manque de réponse de l'offre face à la croissance de la demande. Dans les dernières années, de la même façon que dans le secteur des hydrocarbures, une «renationalisation» partielle des entreprises d'électricité a été conduite dans certains pays (Venezuela, Bolivie) .

La déréglementation des marchés, la libéralisation et la privatisation des secteurs de l'électricité et des hydrocarbures ont encouragé l'utilisation du gaz dans la production électrique.

Les nouvelles technologies telles que les cycles combinés et la cogénération au gaz ont permis aux investisseurs privés d'investir dans des projets de centrales à gaz qui nécessitaient des niveaux d'investissement plus faibles et permettaient des temps de retour sur investissement plus courts.

FIGURE 4. 13 STRUCTURE DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EN AL (% PAR SOURCE)



Source : construction de l'auteur à partir des données d'ENERDATA.

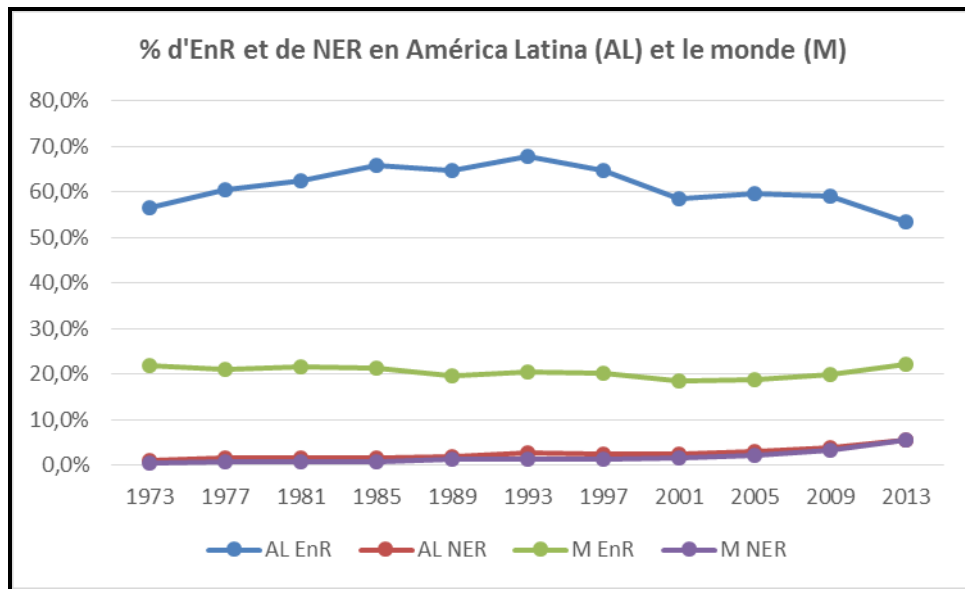
Malgré tout, l'Amérique latine bénéficie aujourd'hui du mix électrique le plus propre du monde en termes d'émissions de GES, grâce à la prépondérance de l'hydroélectricité et à la faible part du charbon. Ce résultat global dissimule des différences considérables entre les structures de production électrique d'un pays à l'autre. Ainsi, les Caraïbes et l'Amérique centrale, sauf le Costa Rica, comptent essentiellement sur les produits pétroliers pour la production d'électricité. Le Mexique a une plus grande diversité de sources, avec le gaz qui joue un rôle clé, suivi par les produits du pétrole et du charbon. L'hydroélectricité domine au Brésil et dans la zone andine. Dans le Cône Sud, la grande hydraulique est aussi la plus importante source d'électricité, suivie du gaz naturel. L'utilisation de ce dernier pour la production d'électricité a augmenté rapidement dans la dernière décennie et représente maintenant 22 % du mix électrique. En revanche, les produits dérivés du pétrole utilisés pour la production d'électricité ont vu leur part diminuer depuis les années 1970.

Bien qu'elle reste prépondérante, la part de l'hydroélectricité recule à partir du début des années 1990 : on observe un ralentissement dans la construction de nouveaux barrages alors que les filières fossiles gagnent du terrain. Ainsi, des travaux de recherches signalent la détérioration de la soutenabilité -en termes d'émission de GAE- de la production d'électricité en AL (Moreira et al., 2015). Quant aux ENRe, elles suivent une tendance similaire en pourcentage au reste du monde (figure 14). Néanmoins, leur développement récent en ALs'explique majoritairement par

la progression de la biomasse pour la production d'électricité tandis que dans d'autres continents l'éolien et le solaire jouent d'ores et déjà un rôle plus important.

Par ailleurs, le sous-continent a d'énorme progrès à faire en termes de diminution des pertes dans les réseaux de transport et distribution qui représentent 16,7 % de la production totale, soit le double de la moyenne mondiale (Tissot –BID-, 2012).

FIGURE 4. 14 ÉVOLUTION DE LA PART DES ENERGIES RENOUVELABLES ELECTRIQUES



Notes : AL EnR (part de l'électricité d'origine renouvelable, y compris grande-hydraulique, en Amérique Latine) ; AL NER (part de l'électricité d'origine renouvelable, hors grande-hydraulique, en Amérique Latine) ; « M » fait référence à la moyenne mondiale.

Source : De l'auteur après les données d'ENERDATA.

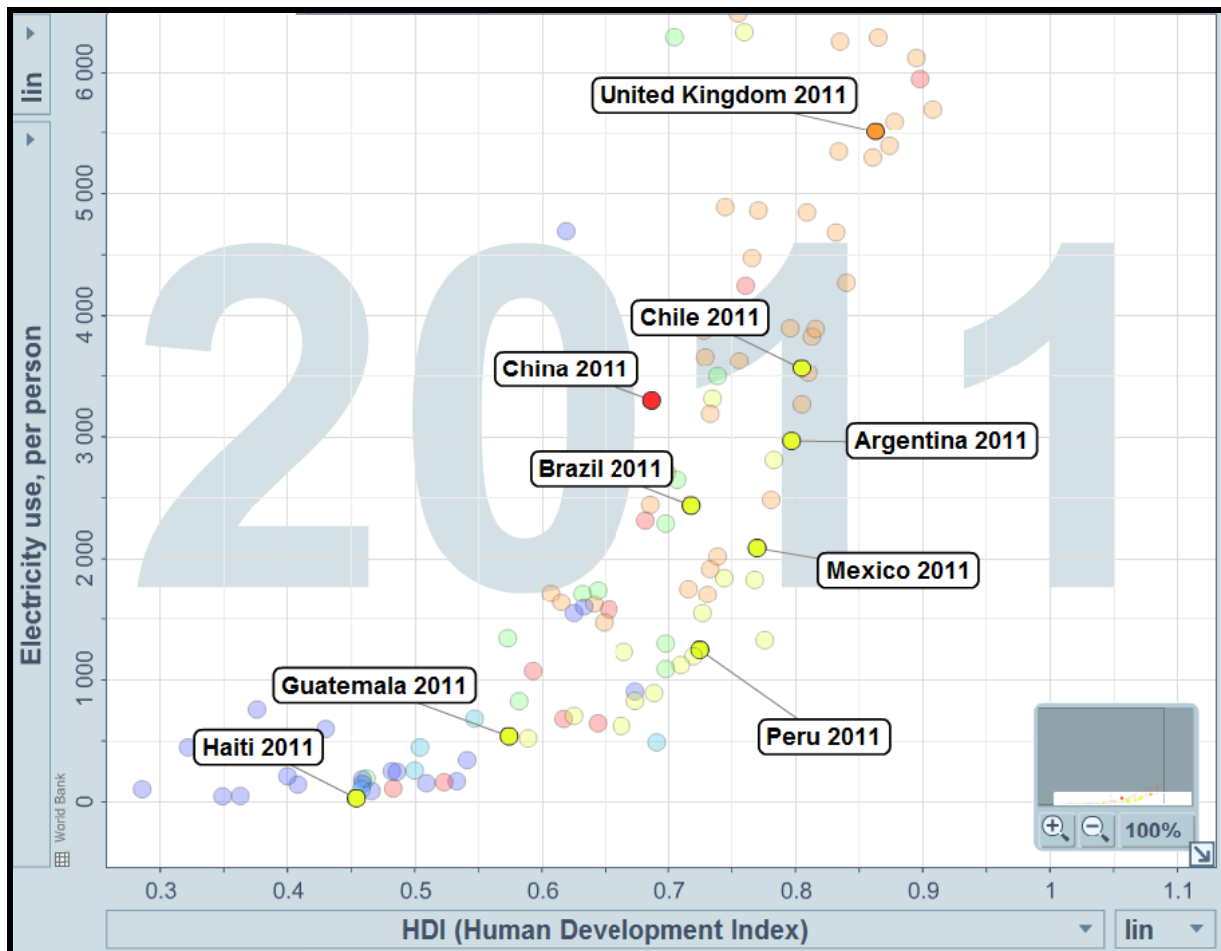
2.2 La soutenabilité du secteur de l'électricité : analyse factorielle des émissions de CO₂

Il s'agit d'abord de commenter le niveau de consommation d'électricité en relation avec l'IDH des pays de la région et, ensuite, de présenter une analyse factorielle des émissions du secteur électrique. Paragraphe introductif trop court. Expliquer plus en détail ce que tu veux faire dans cette partie. En particulier, l'intérêt de traiter maintenant du niveau de conso électrique doit être justifié (on ne s'est intéressé jusqu'à présent qu'à la prod et marginalement au taux d'accès à l'électricité). L'analyse factorielle des émissions du secteur élec est plus naturelle puisqu'elle fait le pendant de la partie précédente.

2.2.1 Consommation d'électricité Vs. IDH

En prenant en considération l'Indice de développement humain de l'ONU, l'on observe que la plupart des pays d'Amérique Latine se situent à un rang intermédiaire de développement, avec des valeurs entre 0,6 et 0,8. Notons cependant que les écarts intra régionaux sont considérables : tandis que le Chili ou l'Argentine présentent un IDH supérieur à 0,805 proche des pays les plus avancés, Haïti se trouve parmi les pays les moins développés avec un IDH de 0,454. Par ailleurs, la plupart des pays du sous-continent présentent des niveaux intermédiaires de consommation électrique : entre 1000 et 3000 kWh par personne par an. Nous notons encore une fois les écarts significatifs qui existent entre les pays (3500 kWh per capita pour le Chili contre seulement 500 pour le Guatemala), mais aussi à l'intérieur de chaque pays entre les différents groupes socio-économiques.

FIGURE 4.15 RAPPORT ENTRE L'IDH ET LA CONSOMMATION D'ELECTRICITE



Source : <http://www.gapminder.org/world>

La consommation d'électricité par tête présente une corrélation clairement positive mais non-linéaire avec l'IDH. Comme nous pouvons l'observer dans la figure 4.15 ci-dessus, à des niveaux faibles de consommation d'électricité, des variations modestes de celle-ci sont associées à

des améliorations beaucoup plus significatives de l'IDH. En effet, l'électricité est en pratique indispensable pour certaines activités telles que l'éclairage, la réfrigération ou le fonctionnement des appareils ménagers et elle ne peut pas être facilement remplacée par d'autres formes d'énergie. A partir d'un certain niveau de consommation électrique par tête, les variations de l'IDH sont moins importantes (autour de 2500 à 3000 kWh/par tête par an)⁷³.

2.2.2 Analyse factorielle des émissions du secteur de l'électricité

Les émissions de gaz carbonique du secteur électrique peuvent être décomposées selon l'identité que nous présentons ci-après. Le premier membre représente l'intensité électrique du PIB à parité de pouvoir d'achat tandis que le second reflète l'intensité carbone du mix électrique.

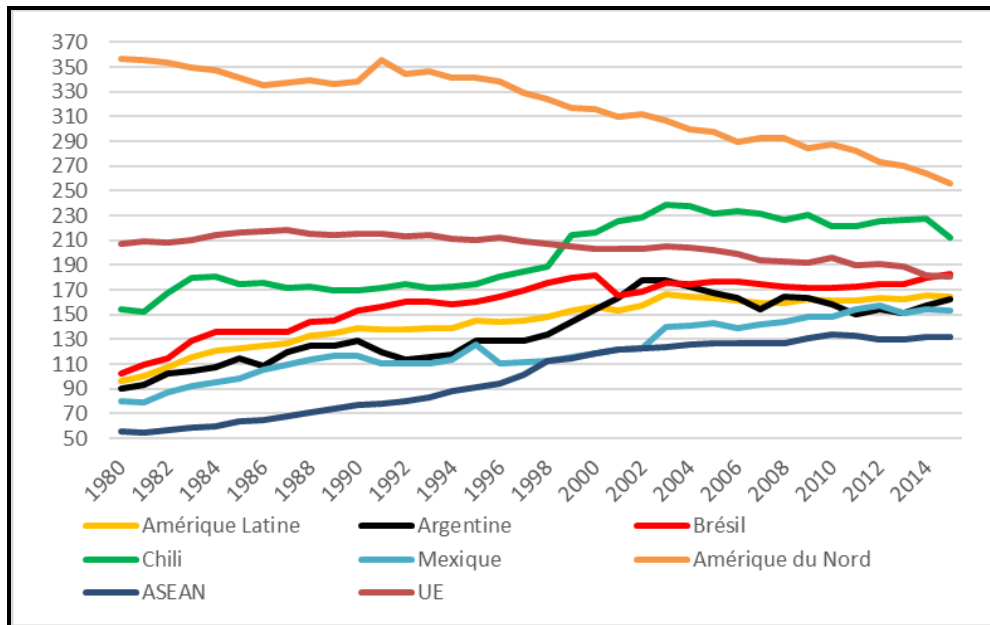
$$\frac{CO2e}{PIB} = \frac{ELE}{PIB} * \frac{CO2e}{ELE}$$

Les séries de données entre 1980 et 2014 montrent une légère convergence des taux d'intensité électrique du PIB (i.e., la quantité d'électricité consommée par unité de PIB). L'intensité électrique a augmenté en Amérique Latine mais l'indice s'est presque stabilisé ces dernières années entre 150 et 170 kWh par 1000 dollars de PIB (PPA2005). Le Chili consomme nettement plus d'électricité que les autres pays de la région ce qui s'explique en grande partie par l'incidence de l'industrie des mines dans la consommation d'électricité.

En ce qui concerne l'intensité carbone de l'électricité produite (i.e, grammes de gaz carbonique rejetés dans l'atmosphère pour chaque kWh produit), les séries de données montrent des niveaux stables en AL autour de 280 gCO₂/kWh. à partir de 2010, on observe une augmentation qui correspond, en une grande partie, à l'augmentation de la production d'électricité thermique au Brésil. Les énergies fossiles augmentent leur part face aux renouvelables dans la plupart des pays de la région, entraînant une progression de l'intensité carbone. Cependant, l'essor des investissements dans les ENRe à partir 2012-2013 montrerait une rupture de cette tendance (le temps de construction des nouvelles centrales, spécialement les éoliennes, est autour de deux ans).

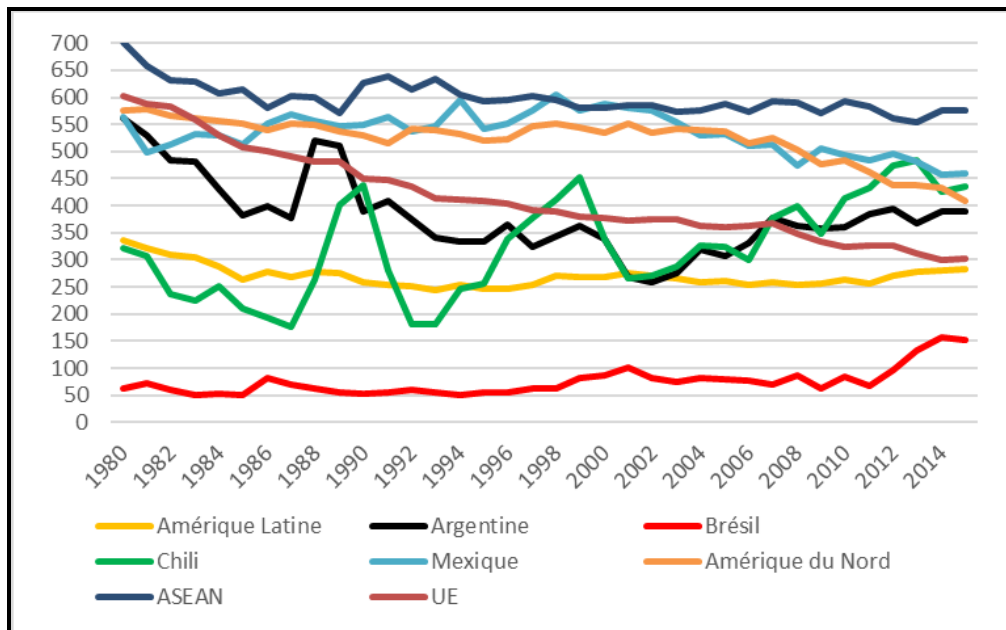
⁷³ Pour une analyse approfondie de la relation entre IDH et consommation énergétique consulter le rapport WEO (IEA, 2010).

FIGURE 4. 16 INTENSITE ELECTRIQUE DU PIB A PARITE DE POUVOIR D'ACHAT (kWh/k\$05P)



Source : construction de l'auteur à partir les données d'ENERDATA.

FIGURE 4. 17 INTENSITE CARBONE DU MIX ELECTRIQUE (gCO2/kWh)



Source : construction de l'auteur à partir les données d'ENERDATA.

2.3 La diffusion actuelle et le potentiel technique des énergies renouvelables

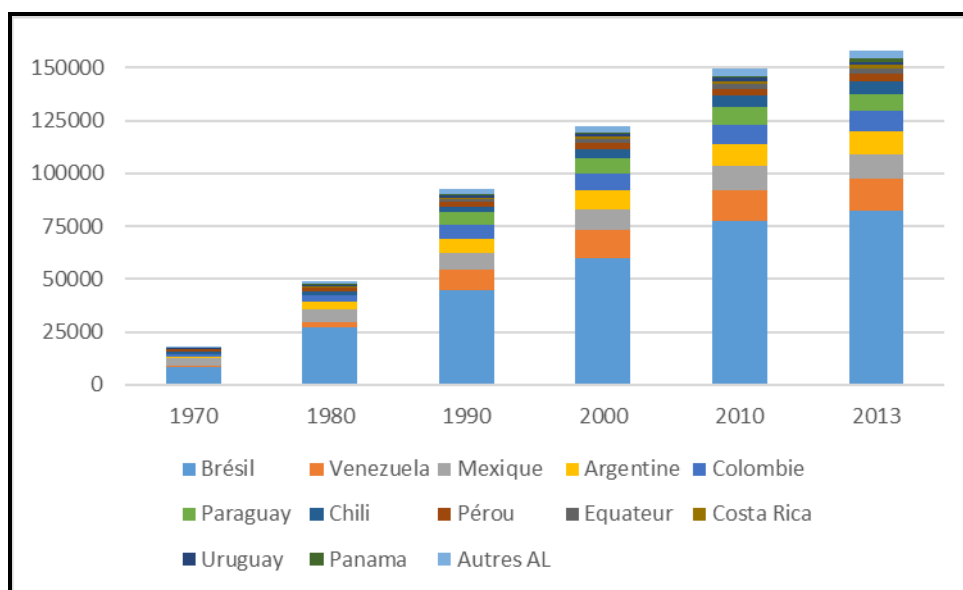
2.3.1 L'hydroélectricité

Parmi les sources renouvelables classiques, l'hydroélectricité joue un rôle prépondérant en Amérique Latine depuis plusieurs décennies, avec plus de 163 GW de capacité installée en 2013 (soit 15 % du total mondial). Pour plusieurs raisons dont les dommages environnementaux associés à la construction des grands barrages et l'opposition que cela génère, la capacité installée progresse plus lentement que la demande avec une croissance de 32 % entre 2000 et 2013.

Le Brésil avec plus de 67 GW de capacité installée représente la troisième puissance hydroélectrique au niveau mondial (derrière la Chine et les Etats Unis), soit 53 % du total en AL. Le Venezuela se détache aussi avec 15,5 GW installés mais, à partir des années 2000, l'expansion de sa capacité est beaucoup plus lente que celle du Brésil (17 % contre 42 %). Le Mexique, l'Argentine, la Colombie et le Paraguay disposent également d'une capacité hydroélectrique importante. Ce dernier compte plus de 8 GW de capacité grâce aux grands barrages binationaux partagés avec le Brésil (Itaipu) et l'Argentine (Yacyreta). En outre, l'implantation de mini et petites centrales hydroélectrique (<10 MW)⁷⁴ progresse dans plusieurs pays, notamment au Brésil avec 4620 MW installés.

⁷⁴ En réalité, la définition de PCH varie d'un pays à l'autre: jusqu'à 10 MW en Colombie et au Panama; 20 MW au Chili, au Costa Rica et au Pérou; 30 MW au Brésil; et 50 MW en Argentine.

FIGURE 4. 18 CAPACITE INSTALLEE EN GRANDE HYDRAULIQUE (>10MW) EN AL

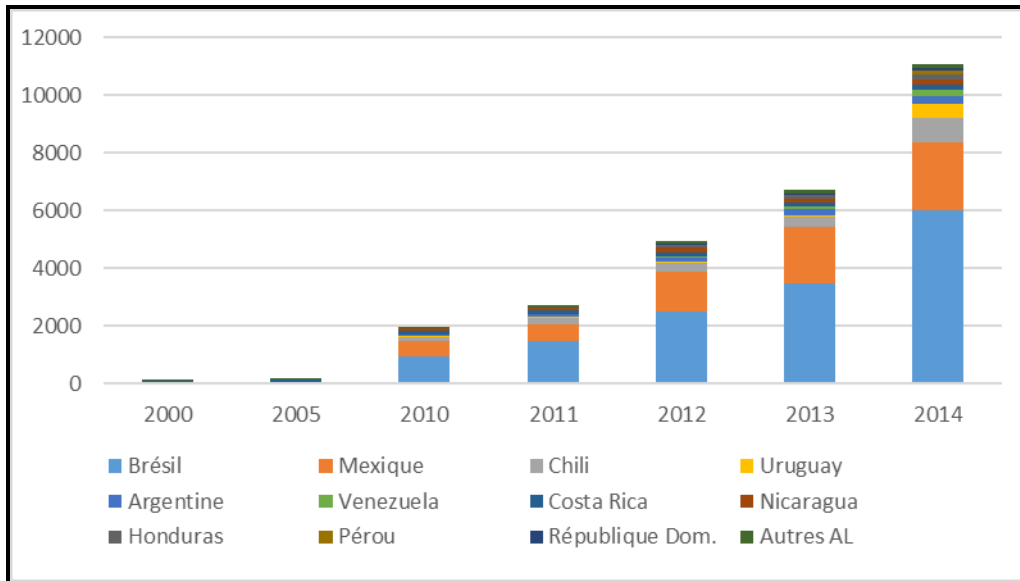


Source : Construction de l'auteur après les données d'ENERDATA.

2.3.2 L'énergie éolienne

La capacité installée d'énergie éolienne en AL a atteint 11,18 GW en 2014. La moitié correspond au Brésil tandis que le Mexique représente 20 % du total. Le Chili progresse fortement dans les dernières années et il regroupe déjà 7,5 % du total en AL. En Amérique Centrale, le Nicaragua, le Costa Rica et le Honduras présentent, eux aussi, de bons résultats malgré la petite taille de leurs économies. En dépit du dynamisme des dernières années, le développement de l'éolien en AL est encore modeste, comparé à d'autres régions du monde : la Chine avec 96,4 GW, les Etats Unis avec 65 GW, l'Allemagne avec 35 GW et l'Espagne avec 23 GW étaient les leaders mondiaux à la fin de 2014.

FIGURE 4.19 CAPACITE INSTALLEE D'ELECTRICITE EOLIENNE (MW) EN AL.

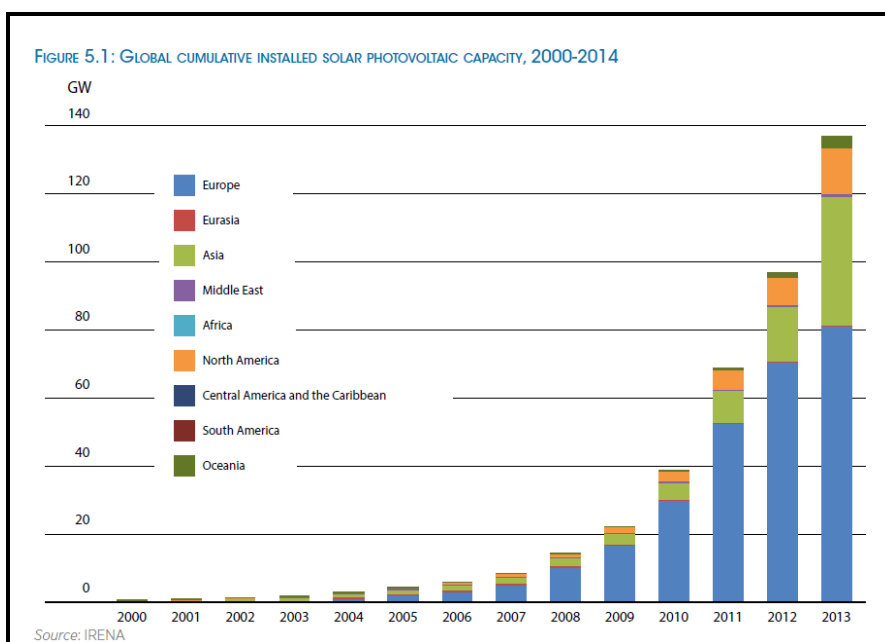


Source : Construction de l'auteur après les données d'ENERDATA..

2.3.3 L'énergie solaire

L'énergie solaire n'a pas encore décollé en AL si l'on considère l'énorme potentiel technique qui existe (IRENA, 2015). Les centrales photovoltaïques raccordées aux réseaux de transport d'électricité sont peu nombreuses dans tout le continent. À la fin de 2014, les principaux producteurs étaient le Chili avec 200 MW, le Mexique avec 175 MW et le Pérou avec 80 MW de capacité installée, mais la capacité installée pour l'ensemble de l'AL dépassait à peine les 550 MW à la fin de 2014, très loin des 38 GW installés en Allemagne, des 28 GW en Chine, des 23 GW au Japon ou des 18,5 GW en Italie, les leaders mondiaux pour cette filière non-carbonée. Toutefois, les perspectives d'investissements pour les années à venir sont significatives.

FIGURE 4. 20 CAPACITE INSTALLEE D'ENERGIE PHOTOVOLTAÏQUE PAR GRANDES REGIONS.



Source : IRENA, 2015 « *Renewable Power Generation Cost 2014* »

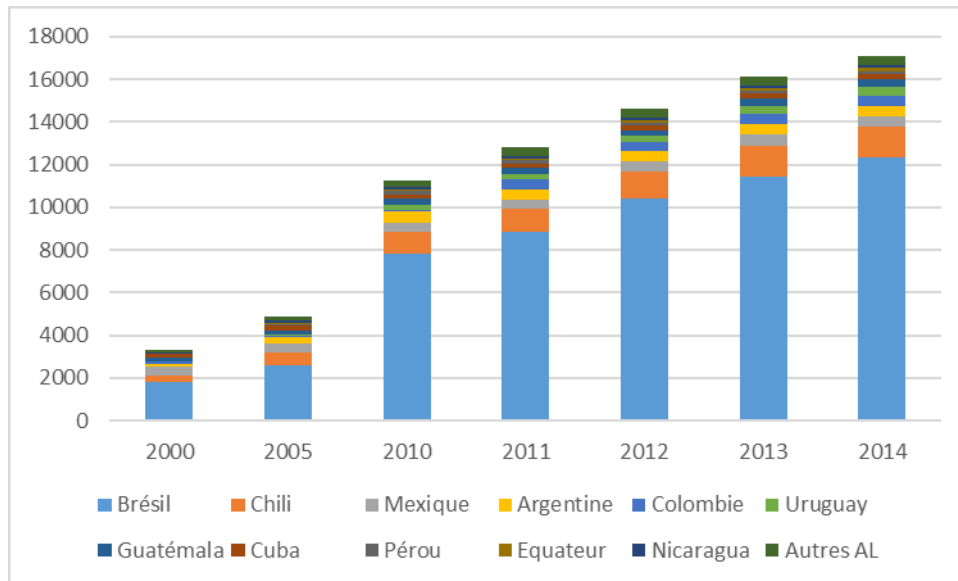
2.3.4 L'énergie géothermique

Bien que cette source d'énergie occupe une place toujours très marginale, quelques centrales géothermiques pour la production d'électricité sont en fonctionnement au Mexique (823 MW) et en Amérique Centrale (le Costa Rica, le Salvador, le Nicaragua et le Guatemala). Dans l'ensemble, ces cinq pays disposaient à la fin de 2014 de 1440 MW de capacité installée, ce qui représente 13 % du total mondial. De nouveaux projets d'énergie géothermique se développent à l'horizon 2020, spécialement en Bolivie, au Chili et au Salvador.

2.3.5. La biomasse pour la production d'électricité

La production d'électricité à partir de la biomasse et des déchets augmente dans la région, spécialement au Brésil et dans le Cône Sud mais également en Amérique Centrale (Guatemala, Nicaragua, Honduras). À la fin de 2014, l'AL disposait de 17,5 GW de capacité installée (16 % du total mondial) contre à peine 3,5 GW en 2000. Au Brésil, une croissance remarquable s'est produite grâce principalement aux centrales qui utilisent la bagasse de canne à sucre comme combustible. Entre les années 2000 et 2014, le pays est passé de 1,8 à 12,3 GW étant seulement surpassé par les Etats Unis (13,1 GW). Le Chili est passé de 0,3 à presque 1,5 GW au cours de la même période alors que le Mexique a stagné autour de 0,5 GW. En Amérique Centrale le Guatemala se détache avec 0,4 GW.

FIGURE 4. 21 CAPACITE INSTALLEE BIOMASSE-ELECTRICITE (MW) EN AL



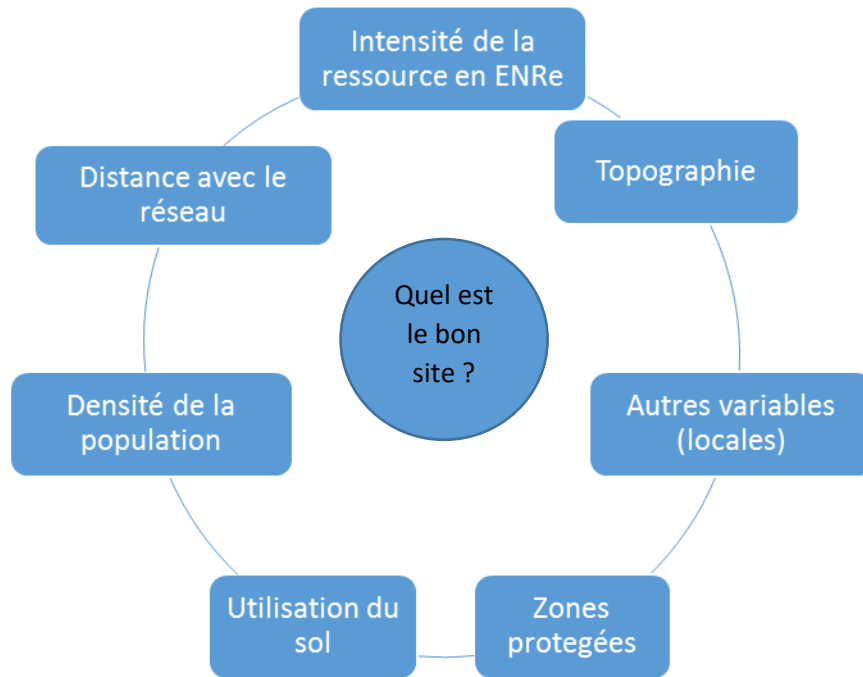
Source : De l'auteur après les données d'ENERDATA.

2.3.6 Le potentiel technique pour le solaire et l'éolien

Plusieurs études estiment que le potentiel technique des énergies renouvelables en Amérique Latine est considérable (Hoogwijk et Graus, 2008, Meisen et Krumper, 2009; ICA, 2010). Il est toutefois important de noter que les analyses sur les potentiels d'énergies renouvelables d'un pays ou d'une région sont sujettes à un nombre considérable d'incertitudes. Elles fournissent des ordres de grandeur, non pas des chiffres précis. Il n'existe pas de méthode standard pour estimer le potentiel des énergies renouvelables. Si certains paramètres communs sont utilisés pour estimer les potentiels techniques du solaire et de l'éolien, chaque étude a sa propre méthodologie, conduisant à des résultats divergents, qui sont valides pour un ensemble spécifique d'hypothèses (IRENA, 2016). Le rapport spécial du GIEC (2011) sur les énergies renouvelables détaille les différentes méthodes d'évaluation du potentiel des énergies renouvelables.

L'IRENA a développé des cartes nommées « *suitability maps* » qui mesurent le potentiel des ENRe dans différentes régions du monde, dont l'Amérique Latine. Elle s'est basée pour cela sur une analyse géo-spatiale regroupant une ou plusieurs cartes qui combinent des données sur les ressources potentielles et d'autres paramètres pertinents tels que la distance aux réseaux de transport et de distribution, la topographie, la densité de population, la présence de zones protégées, etc. (figure 4.22 ci-après). Cette méthode a l'avantage de donner non seulement un potentiel technique général mais aussi un panorama des meilleurs emplacements pour de nouveaux investissements. A ce titre, les six dimensions présentées dans la figure 4.22 ont été choisies comme les plus pertinentes pour une analyse au niveau continental. La catégorie « autres » présente une liste non exhaustive de variables pertinentes au niveau local comme la propriété des terrains, la qualité des infrastructures de transport, etc.

FIGURE 4. 22 VARIABLES A PRENDRE EN COMPTE DANS L’EVALUATION DES MEILLEURS SITES POUR LES ENRE



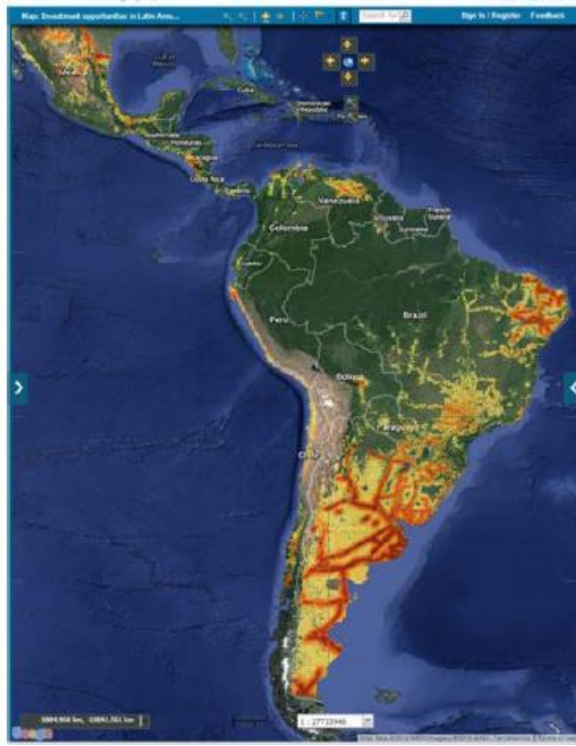
Source : adapté de IRENA (2016)

Les cartes ci-après montrent les zones les plus propices au développement de projets éolien et solaire PV. Les meilleurs sites sont ceux de couleur rouge, suivis de ceux de couleur orange puis jaune. Ainsi, au lieu de catégoriser les terres comme disponibles ou non disponibles pour le développement de projets d’ENRe, cette méthode classe la qualité des zones de développement potentiel du PV et de l’éolien en attribuant un score à chaque facteur pertinent (distance au réseau, qualité de la ressource, *etc.*)

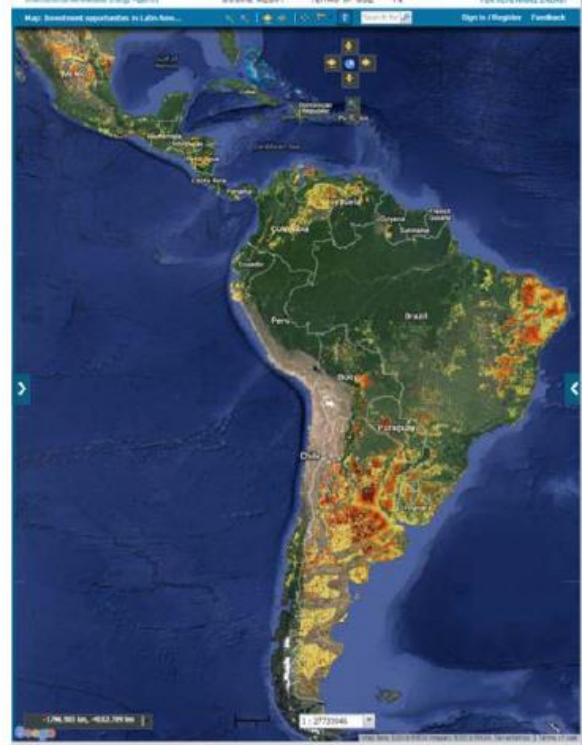
Afin d’estimer le potentiel technique, ces cartes sont ensuite converties en GW équivalents, en utilisant différentes hypothèses. L’objectif de ce calcul n’est pas de fournir des valeurs définitives de potentiel éolien ou solaire, mais d’aider à saisir l’ampleur des opportunités mises en évidence par les cartes. Par exemple, si 1% de la surface de la région avec une aptitude supérieure à 60% est développée, la capacité totale installée serait de 240 GW pour l’éolien raccordé au réseau, soit seize fois la capacité installée actuelle de 15 GW (IRENA, 2016).

FIGURE 4. 23 CARTES DU POTENTIEL DES ENERGIES EOLIENNE ET SOLAIRE PV EN AL.

Eolien connecté au réseau



Eolien hors-réseau



Solaire PV connecté au réseau



Solaire PV hors-réseau



Source : IRENA (2016)

Les estimations faites par IRENA (cf. Annexe IV.B) montrent un potentiel technique très significatif pour le solaire PV dans toutes les régions d'Amérique Latine, qu'il s'agisse d'installations raccordées au réseau ou d'installations hors-réseau. Pour le Brésil le potentiel solaire PV total se situe à hauteur de 1825 GW ; dans le Cône Sud (Argentine, Chili, Paraguay et Uruguay) il est de 1300 GW. Dans les pays andins il est de 940 GW au total, de 650 au Mexique et de 105 en Amérique Centrale. Les zones les plus favorables se trouvent au Mexique, dans plusieurs régions du Brésil et dans la zone andine entre le Pérou, la Bolivie et le nord du Chili et de l'Argentine.

Le potentiel technique pour l'éolien terrestre est également très important. Le Cône Sud présente le potentiel le plus significatif : il est de 176 GW, l'Argentine bénéficiant d'un grand nombre de sites de très bonne qualité. Ensuite, le Brésil dispose d'un potentiel de 150 GW, le Mexique 46, les pays andins 40 et l'Amérique Centrale 8 GW. Ce potentiel se distribue d'une manière équilibrée entre des sites favorables à des installations connectées au réseau et des sites favorables à des installations hors-réseau.

Les résultats de ces études montrent donc que l'utilisation d'une petite partie du potentiel technique existante suffirait pour satisfaire la demande d'électricité. Pour le Brésil par exemple, le potentiel solaire est de 1800 GW tandis que la puissance électrique totale installée est de 130 GW. L'expérience internationale montre pourtant que la réalisation du potentiel technique des ENRe est une mission complexe qui pourrait prendre encore plusieurs décennies.

3. Les motivations des politiques de promotion des énergies renouvelables en Amérique Latine

Dans le chapitre III de cette thèse nous avons vu que, ces dernières années, la plupart des pays de la région ont mis en place différentes politiques de promotion des ENRe. Cela soulève la question de la motivation et de la justification de ces politiques. Suivent-elles une tendance internationale poussée par les négociations climatiques ou bien répondent-elles à des besoins internes de développement de ces pays ? Pour répondre à ces questions il convient de faire d'abord un bilan des avantages -des effets positifs attendus- de la diffusion des ENRe ainsi que des possibles inconvénients -des effets pervers ou des points négatifs-.

3.1 Les avantages

La prise de conscience des conséquences catastrophiques de la combustion massive des énergies fossiles appelle à des changements profonds dans les systèmes énergétiques au niveau global. En Amérique Latine, outre leur contribution à la stabilité du climat, les énergies renouvelables présentent d'autres avantages qui seront précisés dans cette section.

3.1.1 Diversification du mix électrique et sécurité d'approvisionnement

Le bouquet électrique des pays latino-américains est basé soit sur l'hydroélectricité, soit sur les énergies fossiles (principalement le gaz). Or, les grands investissements nécessaires pour satisfaire la demande croissante et remplacer les centrales vieillissantes représentent une opportunité pour diversifier le *mix* électrique futur, à partir de l'intégration de diverses ENRe. Celles-ci permettent de réduire la vulnérabilité vis-à-vis des cycles hydrologiques et des hydrocarbures importés. En effet, à mesure que la consommation d'énergie augmente, plusieurs pays latino-américains (comme le Chili et l'Argentine, par exemple) sont devenus de plus en plus dépendants du pétrole et du gaz importés. Ces importations représentent un coût lourd pour les comptes extérieurs en plus d'exposer le système économique aux variations brusques du prix des hydrocarbures qui sont motivés par des facteurs économiques et géopolitiques.

Le degré d'indépendance énergétique des pays d'Amérique Latine est présenté dans le tableau 4.1 à partir d'un indicateur qui montre la couverture de la consommation d'énergie primaire par la production nationale d'énergie primaire. On observe ainsi une situation contrastée entre les pays importateurs (Chili, Uruguay, plusieurs pays des Caraïbes, entre autres) et les pays exportateurs nets comme le Mexique et le Venezuela. D'autres pays occupent une position intermédiaire, comme l'Argentine qui a récemment perdu sa condition d'exportateur net et dont l'énergie représente désormais une partie significative du total des importations. Le Paraguay, premier producteur per capita d'hydroélectricité du monde, est un cas particulier. Il exporte des

quantités significatives d'électricité vers le Brésil et vers l'Argentine, mais il dépend de l'importation d'hydrocarbures pour d'autres secteurs comme le transport.

TABLEAU 4. 1 TAUX D'INDEPENDANCE ENERGETIQUE BRUTE⁷⁵

Pays	Unité	2009	2010	2011	2012	2013
St Vincent et Gren.	%	3	3	3	2	2
Dominique	%	4	4	7	5	7
Grenade	%	7	6	7	6	5
Rép. Dominicaine	%	11	11	11	11	n.d.
Barbade	%	14	15	12	12	12
Jamaïque	%	18	16	18	19	n.d.
Bélize	%	21	24	23	24	27
Panama	%	25	23	20	22	21
Chili	%	35	30	29	35	37
Sainte-Lucie	%	32	32	32	32	31
Uruguay	%	35	51	43	40	45
Guyana	%	46	44	43	40	41
Cuba	%	43	47	51	49	n.d.
Honduras	%	50	49	49	50	n.d.
Costa Rica	%	53	53	53	53	53
Nicaragua	%	52	52	51	54	n.d.
Salvador	%	53	54	53	53	51
Guatémala	%	69	74	72	74	n.d.
Haïti	%	74	72	78	79	n.d.
Brésil	%	96	93	92	90	86
Argentine	%	100	100	97	93	86
Suriname	%	85	97	100	92	100
Bolivie	%	100	100	100	100	100
Colombie	%	100	100	100	100	100
Equateur	%	100	100	100	100	100
Paraguay	%	100	100	100	100	100
Pérou	%	87	100	100	100	100
Venezuela	%	100	100	100	100	100
Trinidad et Tobago	%	100	100	100	100	n.d.
Mexique	%	100	100	100	100	100

Information non disponible pour: Bermudes, Bahamas, Antilles
NL et Aruba
Source: Enerdata

Lorsque la production d'électricité est fortement basée sur l'énergie hydroélectrique, l'intégration d'autres ressources renouvelables contribue à atténuer les impacts d'évènements

⁷⁵ Le taux d'indépendance énergétique correspond à la couverture de la consommation d'énergie primaire par la production primaire d'énergie (en incluant la biomasse). Ce taux d'indépendance peut être calculé pour le pétrole le gaz naturel et le charbon. Il mesure la capacité d'un pays à couvrir ses besoins énergétiques et sa dépendance aux importations d'énergie (ENERDATA)

climatiques extrêmes dans les cycles hydrologiques, tout en permettant au système de maintenir sa faible empreinte carbone (Vergara *et al.*, 2013). De la même manière, quand le *mix* électrique est fortement dépendant des hydrocarbures, les pays concernés ont un fort intérêt à diversifier leurs *mix* en développant des sources indigènes et renouvelables. Le Chili, par exemple, a fixé des objectifs ambitieux de développement des ENRe après avoir souffert plusieurs crises d'approvisionnement dûes aux sécheresses et à l'interruption presque totale de l'importation du gaz argentin à cause de la pénurie de cette ressource pour satisfaire les besoins de son voisin transandin.

3.1.2 Développement local et création d'emplois.

Le déploiement des ENRe peut également avoir des effets positifs sur le développement local et sur l'emploi. Dans ce sens, deux points importants sont à considérer :

- La nature décentralisée de ces sources d'énergie permet une meilleure distribution territoriale des unités de génération d'électricité. Par exemple, dans le cas de l'Argentine, il existe un grand potentiel pour l'installation de parcs éoliens en Patagonie et dans la région « *Pampeana* », pour des centrales de biomasse dans le nord-est et le centre ainsi que pour des parcs solaires dans le nord-ouest et dans la région de Cuyo (SERA, 2012). En outre, les ENRe peuvent compléter ou faciliter le développement d'autres activités économiques comme c'est le cas de l'écotourisme au Costa Rica.
- Les NERe sont plus intensives en facteur travail, dans le sens où elles génèrent plus d'emplois par MW en comparaison des technologies conventionnelles. Une étude faite dans le contexte des Etats Unis montre que les postes créés par les investissements en ENRe dépassent de trois fois ceux créés avec le même niveau d'investissements dans les filières fossiles (Vergara *et al.*, 2013). D'autres études montrent que les ENRe créent proportionnellement plus d'emplois qualifiés que d'autres secteurs (Nieto, 2008).

Nonobstant ce qui précède, le niveau effectif de création de nouveaux emplois dépend en grande partie de la capacité du pays à développer les filières industrielles liées aux NERe. Dans ce sens, la compétitivité des entreprises de la région vis-à-vis des grands acteurs internationaux – notamment les entreprises chinoises- reste un sujet particulièrement complexe. Certains pays d'Amérique Latine comme l'Argentine et le Brésil cherchent à développer une industrie locale liée aux NERe et ont pour cela établi des systèmes imposant une certaine proportion de composants nationaux dans les investissements pour pouvoir bénéficier de programmes d'aide.

Le Brésil a développé des compétences industrielles pour la production de turbines éoliennes entre 250W et 3MW qui sont destinées au marché national et à l'exportation. En Argentine trois entreprises disposent de la technologie nécessaire pour la production d'aérogénérateurs : IMPSA qui est la principale entreprise d'énergie éolienne de l'Amérique latine à partir de sa forte présence au Brésil, INVAP et NRG Patagonia. Il faut additionner en plus les postes potentiellement générés par les PME qui fabriquent des composants comme les anneaux de

fondation, les structures métalliques, les câbles, *etc.* En ce qui concerne les générateurs éoliens, IMPSA a développé la technologie UNIPOWER, la seule technologie éolienne de grande puissance intégralement développée en Amérique Latine. Elle fabrique aussi une des turbines hydrauliques les plus puissantes du monde. L'entreprise emploie plus de 6000 personnes réparties principalement en Argentine, en Colombie et au Brésil et elle commercialise ses produits dans plus de 30 pays. Cette entreprise représente un exemple de l'importance des énergies propres pour le développement socio-économique régional.

D'après les données d'IRENA (2016), en 2015 la filière éolienne employait 64.000 personnes en AL, la plupart des postes étant concentrés dans la construction et l'installation des centrales. Le développement rapide du marché éolien de la région et son potentiel considérable peuvent conduire à la création de nombreux nouveaux emplois le long des différents segments de la chaîne de valeur. La filière solaire pour le chauffage de l'eau employait autour de 41.000 personnes en 2015, principalement au Brésil, où le marché du chauffage solaire s'est fortement développé au cours de la dernière décennie. Les trois quarts de ces emplois sont dans la fabrication, le reste étant dans l'installation. En revanche, les emplois dans la filière solaire PV sont beaucoup moins nombreux en raison du faible déploiement de cette filière. L'hydraulique reste le plus grand employeur dans le secteur de l'électricité avec 566.000 emplois directs et indirects. Par ailleurs, le secteur des biocarburants emploie autour d'un million de personnes, particulièrement au Brésil et en Argentine qui comptent parmi les plus gros producteurs mondiaux de bioéthanol et de biodiesel respectivement.

Les effets directs et indirects du développement des ENRe au niveau des territoires ont été jusqu'à présent peu étudiés dans cette région. Cela représente un défi pour la recherche interdisciplinaire dans les années à venir. Parmi les rares études disponibles, Simas (2012) et Simas et Pacca (2014) ont évalué le nombre d'emplois directs et indirects créés dans des projets d'énergie éolienne à installer avant 2017 au Brésil. Le potentiel d'emploi résultant correspond à 13,5 personnes/année pour chaque MW installé entre la fabrication et la première année de fonctionnement d'un parc éolien, et 24,5 personnes/année au cours de la durée de vie du parc éolien. Les résultats de cette étude montrent que la contribution majeure de l'énergie éolienne pour la création d'emplois est au stade de la construction. Pour l'exploitation et la maintenance, en dépit de la faible quantité d'emplois créés par rapport à la nouvelle capacité installée, ces emplois persistent sur l'ensemble de la durée de vie du parc éolien.

3.1.3 Croissance économique

Les énergies renouvelables sont souvent signalées comme l'un des principaux moteurs de la « croissance verte ». Ce concept, récemment popularisé, « désigne une croissance économique qui est, serait ou devrait être en accord avec la préservation ou la conservation de l'environnement » (Reilly, 2015)⁷⁶. Les connaissances des effets macroéconomiques du

⁷⁶ Bien évidemment la croissance induite par le déploiement des ENRe est en lien avec la création d'emplois que nous avons évoquée.

déploiement des énergies renouvelables sont toutefois encore limitées car ceux-ci dépendent d'une multiplicité de facteurs difficiles à cerner par avance.

Parmi les rares études disponibles, une analyse entrées-sorties faite pour le Mexique (PwC, 2015) a estimé que le développement de 21 GW de capacité d'énergie renouvelable (essentiellement éolienne) d'ici 2029 pourrait entraîner une augmentation cumulative du PIB d'environ 27 milliards de dollars (soit 2% du PIB du pays en 2013), ainsi que la création de 134.000 emplois. Une étude similaire menée au Chili (NRDC et ACERA, 2013) a estimé que la production de 20% d'électricité à partir d'énergies renouvelables d'ici 2020 contribuerait au PIB à hauteur de 2,3 milliards de dollars supplémentaires (soit +0,6%) et créerait 7800 emplois.

Sur ce sujet, l'IRENA a publié en 2016 une étude intitulée « *Renewable Energy Benefits: Measuring the Economics* ». Elle essaye de quantifier les impacts globaux du déploiement des énergies renouvelables sur le PIB, l'emploi et le commerce extérieur, en utilisant le modèle macro-économétrique E3ME, développé par *Cambridge Econometrics*. Selon cette étude, l'impact économique global de l'avancement du déploiement des énergies renouvelables en Amérique Latine est positif. Cela s'explique principalement par la réduction des importations d'énergie et par l'accroissement des investissements nécessaires qui stimule la production dans l'ensemble de l'économie. Ces effets pourraient donner lieu à un PIB en 2030 plus élevé que dans un scénario *business-as-usual* : 1,1% au Brésil et 1,3% au Mexique.

En général, d'après le modèle cité, l'adoption accrue des énergies renouvelables entraîne une hausse des investissements dans le secteur de l'électricité et une réduction des investissements dans le secteur des combustibles fossiles. Par conséquent, le signe final de l'impact économique dépend, dans une grande mesure, de l'ampleur de l'effet dans ces deux secteurs surtout dans les pays exportateurs nets d'énergie. Les simulations montrent qu'au Mexique, les investissements totaux devraient présenter un gain net, entraînant une augmentation du PIB. En outre, les baisses possibles des prix de l'électricité consécutives à l'intégration des ENRe entraîneraient des gains économiques additionnels grâce à l'augmentation du revenu disponible pour les ménages (l'effet serait évidemment opposé si cette intégration entraîne une hausse des prix de l'électricité). Au Brésil, un tel accroissement du revenu disponible compenserait les impacts négatifs globaux sur l'investissement (en raison des réductions des investissements pétroliers et gaziers) ce qui aurait, en définitive, un impact global positif sur le PIB (IRENA, 2016).

3.1.4 Diminution de la pollution de l'air

Comme dans d'autres régions du monde, de nombreuses villes latino-américaines sont affectées par des niveaux élevés de pollution de l'air dus en partie à la combustion des énergies fossiles. La pollution acido-particulaire (particules, SO₂ et NO_x) touche la santé humaine de plusieurs façons, dont notamment des problèmes respiratoires et cardiovasculaires, l'augmentation du nombre de décès prématurés (mortalité induite), des troubles sur la santé mentale, etc. Le coût des dommages sur la santé étant croissant avec le nombre d'individus concernés, il est fortement lié à la densité de population de la région où est située l'installation (Lamy, 2004).

Différentes études ont été lancées afin de quantifier les dommages causés par la pollution dans le but d'obtenir une approximation de leur ampleur économique. Nous pouvons citer les études de *l'Oak Ridge National Laboratory* et de *Resources for the Future* aux Etats-Unis et ceux de Miraglia et al. (2005) au Brésil. Les ENRe peuvent contribuer à atténuer progressivement ces phénomènes dangereux, sachant qu'il existe une mobilisation croissante de la société civile spécialement dans les pays les plus touchés par le phénomène.

3.1.5 Accès à l'électricité dans des zones rurales éloignées

Bien que le taux de couverture électrique soit proche de 100 % pour les villes, le manque d'accès à l'électricité demeure un problème important dans de nombreuses zones rurales du continent. Près de quinze millions de personnes vivent sans accès à l'électricité, spécialement dans des zones rurales reculées à très faibles densité de population. Dans la plupart de ces zones l'extension du réseau de l'électricité n'est pas viable économiquement. Tel est le cas de certaines zones de l'Amazonie pour lesquelles l'agence de régulation de l'électricité du Brésil a déclaré déjà en 2009 le besoin de développer des mini-réseaux locaux (IRENA, 2016).

Par conséquent, plusieurs gouvernements de la région ont mis en place des programmes spécifiques d'aide pour favoriser l'installation de mini centrales éoliennes, solaires ou hydroélectriques dans des zones rurales non-connectées aux réseaux de transport et de distribution. Au Brésil le programme « *Luz para todos* » existe depuis 2003 et fait suite au programme « *Luz no campo* » (Sanchez et Kalid, 2015). Ce programme a facilité l'accès à l'électricité pour de nombreux ménages même si des communautés les plus isolées demeurent encore sans accès (Slough et al., 2015). Le Chili, la Colombie, le Pérou, l'Argentine et la Bolivie, parmi d'autres, ont mis en œuvre des programmes similaires avec des résultats satisfaisants (Drinkwaard et al., 2010). Pour une analyse récente sur la compétitivité des systèmes hybrides éolien/PV dans certaines zones rurales d'AL, consulter Rodriguez-Borges et Sarmiento-Sera (2015).

3.1.6 Préservation d'un mix électrique à faible contenu carbone

L'Amérique Latine dans son ensemble est une région avec des émissions relativement faibles de GES dans le secteur électrique grâce à une part très importante de l'énergie hydraulique qui contribue à 50 % de l'électricité produite. Néanmoins, du fait de la forte progression de la demande d'électricité et des difficultés pour la construction de nouveaux grands barrages, ces pays ont besoin de développer de nouvelles sources de production d'électricité propre s'ils envisagent de maintenir des bouquets énergétiques à bas niveau carbone. Une forte croissance de la part des énergies fossiles ferait monter le niveau d'émissions (Sheinbaum-Pardo et Ruiz, 2012). Il convient de se souvenir par ailleurs des taux d'émission moyens des énergies fossiles : 1 tep de gaz émet 2,3 tonnes de gaz carbonique, 1 tep de pétrole 3,1 et 1 tep de charbon 4,1.

Le rôle des ENRe dans la décarbonation du mix électrique dépend évidemment des trajectoires adoptées par chaque Etat. Ainsi, on trouve quelques études au niveau national qui analysent différents scénarios pour les pays de la région compatibles avec une croissance moins carbonée. Le Mexique est le principal émetteur de GES dans le secteur électrique de l'AL. Le pays fait partie du projet *Deep Decarbonization Pathways Project* qui analyse, pour les 15 plus grands émetteurs de GES du monde, des trajectoires de décarbonation à l'horizon 2050 compatibles avec un réchauffement climatique limité à 2 degrés Celsius. Dans le scénario principal pour le Mexique, une grande partie de la réduction prévue des émissions de CO₂ dans tous les secteurs s'appuie sur la diminution de l'intensité carbone de la production électrique, couplée avec une intensification de l'utilisation de l'électricité pour d'autres usages comme le transport.

Ce scénario de « décarbonation profonde » suppose que le Mexique passe d'un système énergétique fondé sur le pétrole à un autre basé sur les énergies renouvelables et le gaz à l'horizon 2050. La décarbonation implique dans ce scénario une réduction significative (96 %) des émissions de GES par unité d'électricité produite en 2050. L'intensité carbone passe donc de 541 gCO₂ par kWh en 2010 à 20 gCO₂ par kWh en 2050. L'intensité énergétique du PIB diminue également, à un taux moins marqué de 2 % chaque année pour obtenir une réduction globale de 53 % de 2010 à 2050. Enfin, il y a une augmentation substantielle de la part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale : elle progresse de 19 % en 2010 à 51 % en 2050.

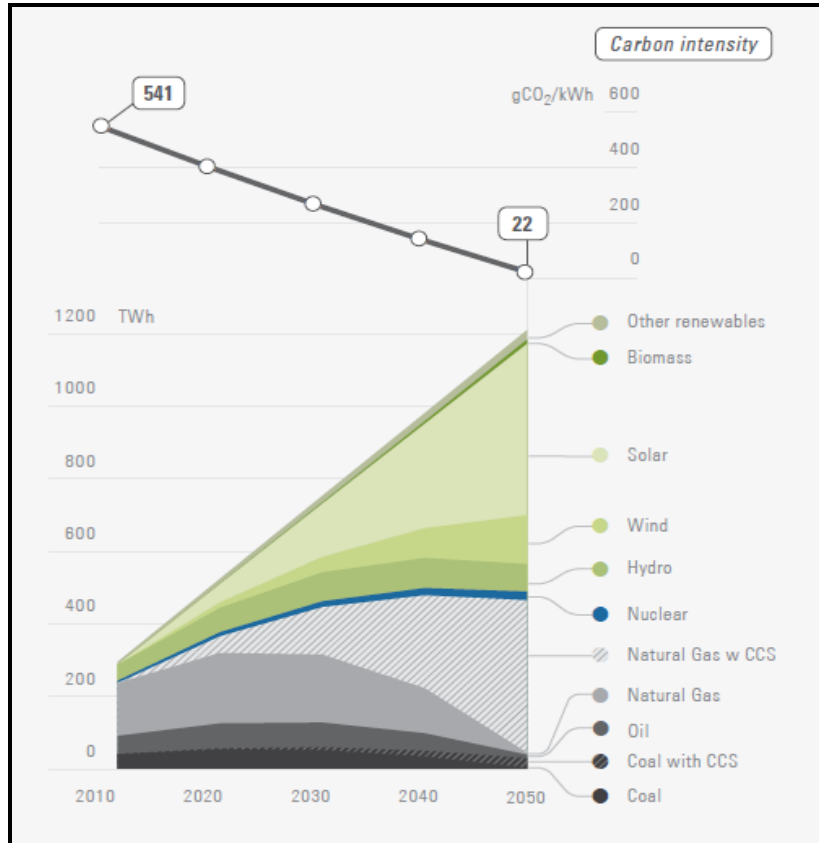
Pour ce faire, le scénario fait l'hypothèse que l'électricité au Mexique sera produite à partir d'une plus grande part d'ENRe (notamment du solaire) et de gaz naturel avec technologie de CCS (capture et stockage de carbone). En supposant que le progrès technologique rende possible l'intégration à des niveaux élevés de sources intermittentes dans le réseau d'ici à 2050 (avec le développement des capacités de stockage d'énergie, par exemple) le Mexique envisage un mix équilibré composé de deux principales sources d'énergie : le solaire (40 %) et le gaz naturel (35 %). Le reste de l'approvisionnement est fourni par l'énergie éolienne (11 %), l'hydroélectricité (6 %), la géothermie (2 %), le charbon (2 %), le nucléaire (2 %) et le pétrole (1 %). La production d'électricité à partir de tous les combustibles fossiles (464 TWh) exigera le recours au CCS dans toutes les usines de production (Buirra et Tovilla, 2014).

Le même projet développé pour le Brésil montre l'évolution possible du mix électrique à l'horizon 2050 : il compte avec une part toujours très significative de l'hydroélectricité et dans une moindre mesure de la biomasse et d'autres NERe comme l'éolien et le solaire. Nous reviendrons sur le cas du Brésil dans le chapitre V.

Signalons, par ailleurs, que lors de l'Accord de Paris 2015 la plupart des pays de la région s'est engagée à réduire les émissions de GES. Ainsi, le Mexique s'est engagé à réduire inconditionnellement 25% de ses émissions de GES et de polluants atmosphériques à 2030 par rapport à un scénario tendanciel. Cet engagement implique un pic net d'émissions à partir de 2026, dissociant les émissions de GES de la croissance économique : l'intensité carbone du PIB diminuerait d'environ 40% entre 2013 et 2030. Ce pays a également fait un engagement conditionnel. La réduction des émissions pourrait aller jusqu'à 40 % (à 2030) sous réserve d'un

accord global traitant de sujets comme un prix international du carbone, la coopération technique, l'accès au financement à faible coût et le transfert de technologie. Le Brésil s'est engagé à réduire les émissions de GES de 37% en 2025 par rapport aux niveaux de 2005. Il s'agit dans ce cas d'un engagement de réduction en valeur absolue.

FIGURE 4. 24 TRAJECTOIRE DE DECARBONATION DU SECTEUR ELECTRIQUE MEXICAIN.



Source : Buira et Tovilla, 2014.

3.2 Les inconvénients

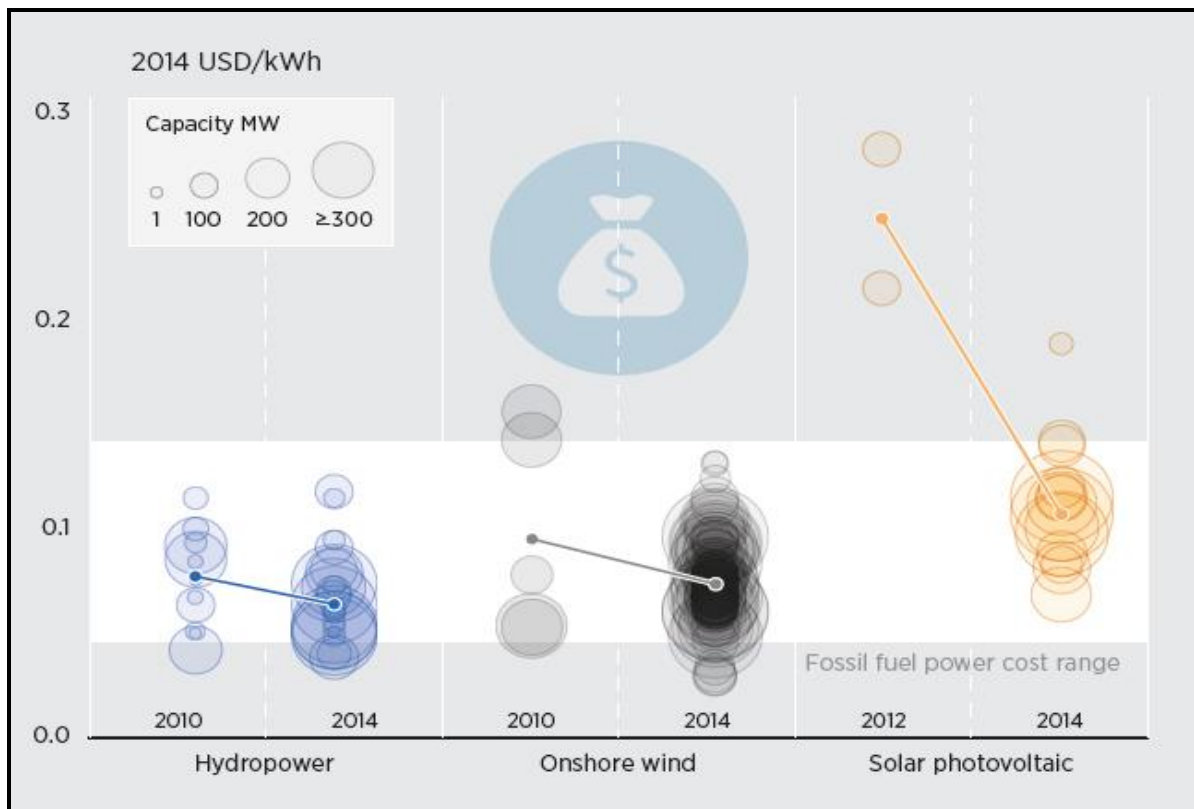
Le coût généralement plus élevé, les difficultés d'intégration des énergies variables et les possibles impacts environnementaux au niveau local représentent, en principe, le passif du bilan des ENRe.

3.2.1 Les impacts sur le prix de l'électricité

Un des arguments principaux contre le développement massif des NERe est le coût du kWh qui serait beaucoup plus élevé que celui des énergies fossiles. Cela induirait donc un renchérissement du prix de l'électricité pour les ménages et pour les entreprises, question particulièrement sensible dans les pays en développement où une bonne partie de la population

peine pour avoir accès à l'énergie moderne. Une option consisterait à ce que la différence de coût soit directement financée par le gouvernement à partir de son budget général (transfer de la charge du financement des consommateurs sur les contribuables). Néanmoins, une telle solution semble peu envisageable compte tenu des difficultés financières de la plupart des Etats. Bref, indépendamment du moyen de financement adopté (les factures des ménages, le budget public, etc.), si un pays opte pour des alternatives de production d'électricité plus coûteuses il peut avoir une perte de bien-être général.

FIGURE 4. 25 LCOE DES ENERGIES RENOUVELABLES EN AMERIQUE LATINE



Source : IRENA, 2015 “RENEWABLE POWER GENERATION COSTS 2014”.

Le rapport de coût entre ENRe et énergies classiques varie selon le pays, mais globalement elles demeurent plus coûteuses. Néanmoins, la dynamique à la baisse des coûts des ENRe au niveau international et, en particulier, en Amérique Latine commencer à inverser ce rapport. En effet, les coûts de filières comme l'éolienne terrestre et certains types de biomasse (par exemple la bagasse de canne à sucre au Brésil) sont déjà compétitifs, et d'autres comme le PV diminuent rapidement. La figure 4.25 présente un panorama des coûts des énergies renouvelables principales en comparaison avec ceux des énergies fossiles.

Selon la base de données de l'IRENA⁷⁷, les coûts des technologies d'énergie renouvelable en Amérique latine ont baissé, depuis 2010, pour toutes les technologies incluses dans la base de données, à savoir l'énergie hydroélectrique, le PV et l'énergie éolienne (IRENA, 2016). Cela s'applique aux coûts d'investissement et au LCOE. Le solaire PV et les éoliennes terrestres sont maintenant dans la même fourchette de coûts que les énergies fossiles. La baisse des coûts pour l'hydroélectricité, la technologie la plus mature, a été plus lente.

Le progrès technologique et le développement des différentes phases de la chaîne d'approvisionnement locale dans certains pays d'Amérique latine ont modifié le profil des coûts. De même, la bonne qualité des ressources en vents, soleil et biomasse a un impact positif sur le LCOE des ENRe. Ainsi, bien que les coûts d'investissement de l'énergie éolienne en Amérique latine soient légèrement supérieurs à ceux de l'Inde et de la Chine, les bons régimes de vents, qui se traduisent par des facteurs de capacité de 35% ou plus dans certaines régions, permettent d'arriver à des niveaux très compétitifs de LCOE.

Selon l'IRENA, les coûts d'installation PV variaient, en 2014, entre 1355 et 4000 dollars par kW, avec une moyenne pondérée de 2160 dollars (IRENA, 2016). Cela représente une réduction de plus de 60% du coût d'investissement du solaire PV par rapport à 2012. En 2014, le LCOE du PV solaire a suivi la forte baisse des coûts d'investissement, la fourchette des coûts de production se situant entre 70 et 190 dollars par MWh. Le LCOE moyen pondéré sur l'AL était de 110 dollars par MWh, soit 54% de moins qu'en 2012. Le LCOE moyen pondéré pour le PV solaire en Amérique Latine est le plus faible parmi ceux de toutes les régions recensées par l'IRENA en 2014.

En 2010, les coûts d'investissement de l'éolien terrestre oscillaient entre 2500 et 3250 dollars par kW, avec un coût moyen pondéré de 2900 dollars par kW, sachant qu'à l'époque il n'existe qu'un petit nombre de projets. En 2014, la fourchette a diminué pour s'établir entre 1000 et 2990 dollars par kW, ce qui a donné lieu à un coût moyen pondéré de 2260, soit 20% de moins qu'en 2010. Les facteurs de capacité moyens pondérés (42% en 2014) en Amérique latine sont de loin parmi les plus élevés de l'industrie éolienne à l'échelle mondiale, ce qui témoigne de la qualité des ressources éoliennes dans la région. En conséquence, le LCOE moyen pondéré de l'éolien terrestre est passé de 100 à 80 dollars par MWh entre 2010 et 2014 (IRENA, 2016).

Pour conclure cette sous-partie, signalons que, certes, la compétitivité des ENRe s'améliore mais le soutien public est encore nécessaire. Le coût supplémentaire à supporter dépend des sources disponibles et de la structure de coût de chaque pays. A court terme, plus les objectifs pour les ENRe sont ambitieux, plus le soutien public sera nécessaire. Cela renforce le besoin d'utiliser des instruments de promotion qui soient coût-efficaces.

⁷⁷ L'IRENA dispose actuellement de la base de données « *IRENA Renewable Cost Database* » qui est la plus complète sur le coût des énergies renouvelables. Pour l'Amérique Latine elle résume le coût de 900 projets d'énergies renouvelables. Tous les coûts sont présentés en US dollar de 2014 et le LCOE est estimé en utilisant un coût moyen du capital de 7,5 % pour les pays de l'OCDE et de 10 % pour le reste du monde.

3.2.2 Energies renouvelables variables et stabilité des systèmes électriques

Battle (2014) souligne que la pénétration de la production intermittente affecte les décisions prises à tous les échelons temporels et géographiques car il s'agit de technologies de production variables et imparfaitement prévisibles. Ces technologies, qui présentent des coûts variables proches de zéro, s'incorporent à un système électrique où la production et la demande, continuellement variable, doivent toujours demeurer en situation d'équilibre. Quand on arrive à des taux de pénétration élevés, les caractéristiques essentielles du système électrique peuvent être altérées d'une manière significative. De fait, les processus opérationnels et de planification actuellement en place, n'ont pas été conçus pour intégrer des quantités significatives d'électricité intermittente.

Un des éléments qui importe dans l'évaluation technico-économique d'une source de production d'électricité tient dans sa stabilité ou, autrement dit, dans la puissance qu'elle garantit, i.e. la puissance disponible à tout moment pour répondre instantanément aux variations de la demande. De ce point de vue, les filières renouvelables présentent des caractéristiques techniques radicalement différentes vis-à-vis de leur intégration dans le système électrique. Certaines sources renouvelables telles que la géothermie ou la biomasse et les déchets, offrent de l'électricité garantie qui lui permet de fonctionner en base (Lamy, 2004). Les énergies renouvelables variables, en revanche, sont intermittentes par nature, c'est-à-dire que leur production dépend de la disponibilité de la ressource et ne peut donc être pilotée comme les moyens de production utilisant des sources fossiles. Étant donné les difficultés qui existent pour le stockage de l'électricité, l'intermittence représente un problème d'importance pour la satisfaction de la demande (prédictible d'une manière imparfaite) à tout moment.

Toutefois, les effets potentiels de l'intermittence sont plus ou moins significatifs selon une série de facteurs, notamment selon la composition du reste du mix électrique et la capacité de stockage disponible. Ainsi, les pays qui détiennent une part importante de capacité hydroélectrique de barrages ou bien une part importante de centrales à gaz, sont plus flexibles pour répondre rapidement aux variations de la demande et disposent donc d'une plus grande marge de manœuvre pour intégrer les sources intermittentes sans difficultés.

Les ENRe peuvent même entraîner des effets complémentaires positifs selon les caractéristiques naturelles de chaque pays. Dans ce sens, des études comme Amarante et al. (2001) montrent une complémentarité, même si elle est imparfaite, entre les régimes hydrauliques et des vents dans certaines régions du Brésil, étant donné que les mois avec des vents les plus intenses et réguliers coïncident avec les mois de sécheresse et donc de moindre production d'hydroélectricité⁷⁸. De la même manière, la plus grande irradiation solaire durant les jours d'été coïncide avec la plus grande consommation d'électricité pour les équipements de climatisation.

⁷⁸ Des études récentes confirment cette hypothèse. Nous les traitons dans le chapitre V, dans l'étude de cas sur le secteur électrique brésilien.

Dans d'autres pays, une bonne relation de complémentarité existe entre l'hydroélectricité et la biomasse.

Les bienfaits de la complémentarité entre les différentes sources renouvelables ne sont pas négligeables. Cette complémentarité permet de réduire l'impact de l'intermittence de l'ensemble de ressources en augmentant la sécurité de l'approvisionnement. Les différents schémas de production observés dans diverses régions indiquent que la complémentarité locale des ressources constitue un facteur qui devrait conditionner le développement de nouvelles sources renouvelables, en privilégiant les localisations où il existe une meilleure synergie vis-à-vis des autres ressources qui sont déjà utilisées.

Cela étant dit, comme le souligne Batlle (2014), la difficulté croissante concernant la construction de nouvelles centrales hydroélectriques ayant une capacité de stockage combinée avec une croissance des sources intermittentes, augmentera la complexité de la planification et de la gestion du système. Les impacts sur le fonctionnement des systèmes électriques vont de la nécessité de plus de capacité de réserves pour garantir la sécurité de fonctionnement jusqu'à des changements dans la configuration des réseaux de transport et distribution.

Dans le scénario d'une diffusion massive des ENRe, des nouveaux défis doivent donc être abordés : a) l'augmentation de la flexibilité du système grâce à une amélioration de l'usage de la capacité du transport entre zones voisines⁷⁹, b) la gestion active de la demande, c) l'utilisation optimale de la capacité de stockage (y compris les barrages avec des systèmes de pompage), d) les ajustements dans la programmation de la production. A moyen terme d'autres solutions technologiques peuvent émerger pour réduire les problèmes associés à l'intermittence, comme par exemple, une prévision plus juste des variations des vents et du soleil grâce aux technologies de satellites, de nouvelles technologies de stockage de l'électricité à moindre coût et l'extension des réseaux intelligents avec une meilleure gestion de la demande⁸⁰.

3.2.3 Impacts environnementaux locaux, emprise au sol et consommation de métaux rares.

Une question particulièrement sensible liée à la diffusion des ENRe est l'usage des sols. La surface nécessaire à l'implantation d'une ferme éolienne est relativement importante (rapportée à la puissance installée) pourtant une grande partie de cette surface reste disponible pour d'autres usages comme l'agriculture ou l'élevage. En ce qui concerne le photovoltaïque, les modules peuvent être insérés sur des surfaces déjà utilisées comme les toitures ou bien dans des zones désertiques.

La question de l'emprise au sol devient plus importante pour la filière biomasse, car il se produit une concurrence avec des usages alternatifs en même temps qu'elle peut avoir des conséquences importantes pour la consommation d'eau. La question se pose moins sur la

⁷⁹ Concernant la question de l'intégration des réseaux électriques entre les pays d'Amérique Latine consulter : Ruchansky (2013), Artigas (2014).

⁸⁰ Nous reviendrons sur cette question dans la dernière section du chapitre VI.

biomasse électricité car elle utilise essentiellement des résidus (de l'agriculture, de l'activité forestière, *etc.*). Au contraire, le secteur des biocarburants de première génération soulève des questions importantes concernant sa soutenabilité. Quelques pays ont déjà approuvé des réglementations pour éviter la concurrence directe avec la production alimentaire. C'est le cas du Mexique qui a limité la production de biocarburants à partir du maïs, un produit d'alimentation de base. Les rapports complexes entre sol-eau-énergie concernant la filière biomasse dépassent l'objet de cette thèse. Des nouvelles recherches sur ce sujet se développent actuellement dans plusieurs pays.

En outre, l'impact paysager des éoliennes ou du solaire est de son côté une source de problème d'acceptabilité sociale. L'expérience internationale concernant les fermes éoliennes montre que les populations riveraines peuvent réagir de façon très différente. Ainsi, dans des pays comme la Grande Bretagne et l'Irlande se sont développés quelques groupes⁸¹ fortement opposés à la construction des éoliennes sur leurs côtes malgré une acceptabilité sociale généralement positive de cette technologie. Dans d'autres pays comme le Danemark et l'Allemagne l'expérience est différente. Ces deux derniers exemples nous montrent un modèle de développement harmonieux avec une participation et acceptation de la part des populations riveraines. Ainsi, la constitution de coopératives a permis à beaucoup de citoyens danois de participer dans le développement de l'éolien

Par ailleurs, plusieurs études s'intéressent à la relation existante entre la transition énergétique et la raréfaction de certains métaux. Ainsi, Fizaine (2014) signale : « Un nombre croissant d'études académiques et de rapports d'organismes internationaux relèvent une dépendance accrue des nouvelles technologies de l'énergie vis-à-vis d'une catégorie de ressources souvent pré-nommés métaux rares. Parallèlement, il se forme depuis plusieurs années des inquiétudes sur la disponibilité économique de ces métaux pour opérer la transition énergétique nécessaire à la lutte contre le réchauffement climatique ». L'auteur cité souligne que les énergies renouvelables, au même titre que les hydrocarbures non-conventionnels, requerront plus de métaux par unité d'énergie produite. Bien que la rareté de certains métaux, dans un point de vue quantitatif mais surtout qualitatif, soit un facteur à prendre en compte dans les analyses de long terme, il ne semble pas représenter une contrainte significative pour la diffusion des ENRe en Amérique Latine à court et moyen terme. Exportant actuellement des quantités énormes de minéraux bruts, les pays de la région pourraient utiliser une petite partie de ces minéraux pour la construction de panneaux solaires et d'autres technologies de l'énergie, nécessaires pour la poursuite du développement.

Aucune filière énergétique ne peut se prévaloir de ne présenter aucun inconvénient pour l'environnement. Les impacts environnementaux liés aux ENRe sont en général moins nombreux que ceux des technologies classiques, mais ils dépendent dans une grande partie de la technologie et des sites sur lesquels elles sont installées. De nouvelles études sont nécessaires sur les impacts possibles du déploiement des énergies renouvelables dans les territoires où elles sont implantées (sur l'utilisation de l'eau, la biodiversité, *etc.*)

⁸¹ Ces groupes étaient souvent considérés comme représentants du syndrome NIMBY (*Not In My Backyard*).

3.3 Le bilan pour les ENRe dans le secteur électrique d'Amérique Latine

Ce premier bilan des avantages et des inconvénients du déploiement des ENRe en Amérique Latine semble positif. D'une part, les avantages en termes de diversification du mix électrique, de lutte contre la pollution, de création d'emplois ou d'accès à l'électricité dans des zones éloignées sont actuellement reconnus dans la plupart des pays. D'autre part, grâce à une forte dynamique à la baisse des coûts, plusieurs énergies renouvelables se situent d'ores et déjà dans une fourchette de coûts égale ou inférieure à ceux des énergies fossiles. Cette tendance des coûts à la baisse qui favorise les ENRe devrait se confirmer dans les années à venir. Les prix des fossiles, exceptionnellement bas les dernières années, sont repartis à la hausse. En parallèle, le coût de plusieurs renouvelables, particulièrement du solaire continue de baisser fortement.

Néanmoins, l'intégration de sources intermittentes crée de nouveaux défis en termes de planification et de gestion du parc de production et des réseaux de transport et de distribution afin de maintenir un équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Pourtant, cela devrait être interprété non pas comme des obstacles insurmontables mais plutôt comme des défis propres à tout processus de changement. Enfin, les impacts environnementaux des ENRe, globalement faibles, doivent être évalués pour chaque filière et pour chaque projet afin de minimiser les possibles impacts au niveau local.

CONCLUSION DU CHAPITRE IV

Le lien entre énergie, environnement et développement dans les économies émergentes d'Amérique Latine soulève d'importantes questions à la fois à l'échelle de ces pays et à l'échelle mondiale.

Après deux décennies de développement soutenu et en dépit des crises économiques surmontées sur la période 1995-2014, le sous-continent a un taux moyen de croissance du PIB autour de 3% par an, une croissance démographique ralentie de l'ordre de 1,35 % par an et un IDH de 0,741 (2013). Cette croissance économique s'accompagne d'une progression marquée de la demande énergétique : le volume de la consommation d'énergie primaire totale a augmenté de 64% sur la période 1995-2014 et celui de l'électricité de 52%. La hausse de l'intensité énergétique par tête traduit bien le mode de développement « gourmand » en énergie, et cette tendance est amené à se poursuivre d'ici 2030. Dans ce contexte, les objectifs de diversification des mix énergétiques, et aussi de confortement ou de renforcement des énergies renouvelables apparaissent au centre des préoccupations des politiques publiques et mobiliseront des efforts soutenus sur le long terme.

Concernant les émissions de GES, l'Amérique Latine bénéficie d'un mix électrique moins carboné que d'autres régions du monde. Cependant, les émissions continuent d'augmenter en raison principalement de la croissance de l'activité économique (il y a eu une progression du PIB par habitant et, dans une moindre mesure, de la population). Les ENRe peuvent contribuer à une amélioration substantielle de la soutenabilité du mix électrique en termes de maîtrise des émissions en même temps qu'elles contribuent à d'autres objectifs de développement. La chute spectaculaire des coûts des dernières années montre une rupture historique dans le développement de ces technologies. Reste à savoir quel sera le mix optimal entre les différentes technologies d'ENRe disponibles, la façon dont elles seront réparties sur les territoires et qui seront les nouveaux acteurs des marchés de l'électricité.

Les politiques publiques dans le secteur de l'électricité sont reconnues comme l'un des principaux moteurs de la transition. En effet, les politiques de promotion mises en place en Amérique Latine les dix dernières années, ainsi que la dynamique à la baisse des coûts des ENRe au niveau international, ont permis une première vague d'investissements dans plusieurs pays de la région. Le potentiel pour le déploiement de ces sources reste très significatif. Ce déploiement est nécessaire pour répondre à la croissance de la consommation et, en même temps, diminuer les émissions du secteur électrique.

Toutefois, cette dynamique générale cache de trajectoires nationales diverses et riches en enseignements. Les politiques adoptées par chaque pays divergent en de nombreux aspects : le niveau d'ambition (objectifs), les instruments de politique choisis, les modalités de mise en place, l'influence du contexte macroéconomique, le lien avec les politiques industrielles, entre autres. C'est pourquoi nous avons choisi d'approfondir notre analyse à travers des études de cas sur trois pays de la région.

Chapitre V

Evaluation de la mise en place des politiques à partir de trois études de cas

L'objet de ce chapitre est d'étudier la mise en place de politiques de soutien aux ENRe dans le contexte de trois pays en Amérique Latine. Notre hypothèse de base est que l'environnement institutionnel, l'organisation du secteur électrique et le contexte macroéconomique de chaque pays ont une influence significative à la fois sur le choix de l'instrument et sur la performance des politiques.

Dans le chapitre précédent nous avons constaté que, durant les vingt dernières années, la plupart des Etats en Amérique Latine ont mis en place des politiques volontaristes pour favoriser les investissements en ENRe. Cependant, les instruments de politiques choisis et la performance de celles-ci, en termes de nouveaux investissements et de développement des filières industrielles locales, diffèrent selon le pays et selon la technologie.

En même temps, les secteurs de l'électricité en Amérique Latine ont expérimenté d'importantes transformations institutionnelles notamment concernant le rôle de l'Etat et les mécanismes de coordinations entre les acteurs. Ces transformations répondent à des choix d'ordre politique, à l'évolution des contextes macroéconomiques et énergétiques et sont également en lien avec la dotation de ressources dans chaque pays.

L'analyse se focalise ici sur le lien entre l'évolution du secteur électrique (dans un contexte économique et énergétique) et les politiques de promotion des ENRe dans trois pays choisis comme études de cas : l'Argentine, le Brésil et le Chili. Nous étudions donc la conception et la mise en place des politiques à chaque moment historique et dans chaque pays ce qui nous permettra de faire une analyse plus claire de leurs résultats. Pour cela nous adoptons une approche systémique-évolutionniste (Gozowsky, 2015 ; Del Río, 2010). Nous mobilisons à la fois la théorie évolutionniste du changement technologique -dont les concepts principaux sont explicités dans la première partie de ce chapitre- et les éléments de conception et les critères d'évaluation des politiques de promotion discutés dans les chapitres I et II de cette recherche.

1. Le contexte d'application des politiques : les apports du courant évolutionniste en économie

Les nouvelles technologies de l'énergie se développent et se diffusent dans le cadre d'un processus complexe lors duquel elles interagissent avec d'autres technologies (système technologique) et avec divers facteurs de l'environnement économique et institutionnel. Certains facteurs favorisent leur déploiement (*drivers*) tandis que d'autres agissent comme barrières. La théorie évolutionniste du changement technologique s'intéresse à l'émergence et la diffusion des nouvelles technologies. Plusieurs concepts développés dans cette théorie⁸² seront utilisés pour l'analyse des études de cas, notamment ceux de « barrières systémiques » et « d'apprentissage technologique ».

1.1 L'approche systémique-évolutionniste et la notion de barrières

Comme nous l'avons évoqué dans le premier chapitre de cette thèse, la littérature de l'économie de l'environnement met en évidence deux arguments théoriques principaux qui justifient la mise en place de politiques visant à promouvoir les ENRe, à savoir l'évitement des externalités environnementales négatives et l'essor d'externalités technologiques positives. Ainsi, la question de cette double externalité (del Río, 2010) expliquerait la lente progression des nouvelles technologies à faibles émissions de carbone.

Le premier argument repose sur le constat que les ENRe sont pénalisées par le manque d'internalisation (non inclusion dans le prix) des externalités environnementales causées par la combustion des combustibles fossiles, notamment l'émission de GES et les émissions d'autres polluants aux effets nocifs pour la santé humaine. En ce sens, en l'absence d'outils spécifiques susceptibles d'internaliser l'impact négatif des énergies fossiles, les politiques incitatives sont simplement conçues comme des solutions transitoires jusqu'à ce que des dispositifs directs, comme un marché de permis négociables ou une taxe carbone (une taxe « pigouvienne »), soient mis en œuvre dans le cadre de processus politiques complexes au niveau national et international. La non prise en compte des dommages environnementaux dans le prix de l'énergie (absence de toute politique compensatoire) conduit à un surinvestissement en énergies fossiles au regard de l'optimum social. Dans une telle situation, les incitations nécessaires ne sont pas suffisantes pour développer les technologies permettant l'atténuation des effets environnementaux indésirables.

⁸² Consulter : Allen (2014), Simmie et al (2014), Nill et Kemp (2009), Van der Bergh (2007) ; Pour une analyse plus générale du courant évolutionniste se référer à Robert et al .(2016)

Le deuxième argument porte sur le fait que plusieurs technologies d'ENRe sont encore à un stade précoce dans leurs courbes d'apprentissage par rapport aux technologies d'énergies traditionnelles qui bénéficient de plus d'un siècle de développement. Ainsi, le soutien aux ENRe permettrait à celles-ci de progresser dans leurs courbes d'expérience - étant donné qu'il existe un potentiel important de réduction des coûts de production - et d'obtenir ainsi les conditions pour une pleine concurrence technologique et économique à moyen terme. Dans ce sens, les ENRe se trouvent dans une situation désavantageuse par rapport aux combustibles fossiles, aux grandes centrales hydroélectriques et dans une moindre mesure au nucléaire.

La « théorie évolutionniste du changement technologique » étend l'analyse pour prendre en compte les interactions entre les systèmes technologiques et les systèmes socio-institutionnels concernés. L'analyse de ces interactions montre l'existence de « défaillances systémiques » qui peuvent conduire à une situation de « verrouillage technologique » ou à un délai dans l'adoption de technologies nouvelles et, en principe, plus performantes.

Le *lock-in*, entendu comme la rigidité d'un système sociotechnique pour expérimenter des changements technologiques profonds, commence avec l'existence de rendements croissants et il se consolide avec l'émergence d'institutions publiques et privées qui le soutiennent (Unruh, 2000, 2002). Dans ce sens, la "dépendance au sentier" (Sandén et Azar, 2005) dans le secteur énergétique s'explique, entre autres facteurs, par des raisons techniques et institutionnelles : l'accumulation de la recherche et développement dans un groupe de technologies spécifiques, des infrastructures adaptées à celles-ci, du *know-how* accumulé, un cadre institutionnel adapté, l'essor de chaînes productives et de technologies complémentaires, l'acceptation sociale et les rendements croissants d'information.

Maréchal (2007) et del Río (2010) mobilisent la théorie évolutionniste du changement technologique pour expliquer la dynamique de celui-ci à partir d'une approche systémique. Les systèmes technologiques ne sont pas composés uniquement de technologies interdépendantes et par leurs infrastructures d'appui, ils s'inscrivent également dans des rapports techniques, informationnels, économiques et institutionnels qui leur permettent de fonctionner ensemble. Cela explique que les systèmes technologiques soient difficiles à changer, les technologies existantes bénéficiant d'un contexte socio-institutionnel qui leur est adapté. Les changements technologiques radicaux exigent donc de nombreux types de transformations technologiques, sociales, institutionnelles, économiques et culturelles. De plus, le verrouillage technologique peut devenir plus problématique dans le secteur de l'électricité, en raison de sa forte intensité de capital et de la longue durée de vie des actifs énergétiques (Scrase et MacKerron, 2009). Ainsi, les décisions d'investissement prises aujourd'hui auront des conséquences pendant au moins plusieurs décennies.

Del Río (2010) note l'existence de barrières (qu'elles représentent ou pas une défaillance de marché au plan économique *stricto sensu*) qui entravent le développement des ENRe: les externalités de réseau dans les grands systèmes intégrés, la haute incertitude liée à ce type d'investissements, l'asymétrie d'information entre les développeurs de projets et les prêteurs, entre autres. En outre, les « défaillances systémiques » représentent le manque d'adéquation entre des

facteurs du contexte socio-économique, énergétique et institutionnel en général et le processus de diffusion de nouvelles technologies.

Depuis quelques années un nombre croissant d'études se sont intéressées aux différentes barrières qui entravent le déploiement des ENRe dans différents pays (Painuly, 2001 ; Junfeng et al., 2002 ; CEPAL, 2004 ; Beck et Martinot, 2004 ; Foxon et al., 2005; Mirza et al., 2009 ; Sovacool, 2009; Byrnes et al., 2013 ; Kennedy et Basu, 2013 ; Recalde et al., 2015; Nasirov et al., 2015; Luthra et al., 2015; Eleftheriadis y Anagnostopoulou, 2015 ; IRENA, 2016). Dans le tableau 5.1 ci-après nous synthétisons et catégorisons les principales barrières qui ressortent de la revue de cette littérature. Ensuite, dans la section 1.2 nous discutons les principales barrières en Amérique Latine. Enfin, dans les parties 2, 3 et 4 de ce chapitre, nous analysons l'influence de ces barrières sur la diffusion des ENRe dans les trois pays choisis comme études de cas.

TABLEAU 5. 1 PRINCIPALES BARRIERES A LA DIFFUSION DES ENRE

Catégorie	Barrière
Barrières techniques	Manque de standards et de certifications
	Manque de personnel qualifié dans les différents niveaux des filières renouvelables (R&D, développement de projets, montage, etc.)
	Faible développement des industries complémentaires
	Limitations dans les infrastructures de transport et distribution d'électricité
	Probable instabilité des réseaux à cause de l'intermittence
Barrières économique-financières	Restrictions d'accès à la technologie (barrières à l'importation)
	Manque de concurrence sur le marché électrique (existence de monopoles ou d'oligopoles)
	Coûts de transaction élevés (contrats, permis, etc)
	Coût d'investissement initial (par MW) plus élevé que les technologies traditionnelles
	Existence des subventions ou d'autres avantages en faveur des énergies conventionnelles
	Instabilité des prix de l'électricité sur le marché spot
	Coûts financiers élevés (taux des crédits bancaires et d'autres formes de financement)
Barrières Institutionnelles	Manque d'accès au financement pour les producteurs d'énergies renouvelables
	Absence d'un cadre réglementaire adapté à la production décentralisée
	Problèmes dans la mise en œuvre des mécanismes d'incitation économique (bureaucratie, corruption, etc...)
	Instabilité de la politique énergétique et environnementale
	Manque de participation des parties prenantes dans la prise de décisions concernant la politique sur les énergies renouvelables
	Manque d'efficacité des organisations professionnelles et de consommateurs
Barrières Politico-sociales	Difficultés pour l'obtention des permis de construire
	Opposition aux projets de la population locale (syndrome NIMBY)
	Manque d'information sur le fonctionnement et les avantages des ENRe
	Influence de groupes de pression (lobbies) contre les ENRe
	Manque de capacité économique d'une grande partie des consommateurs pour payer le coût des politiques incitatives

Source : construction de l'auteur à partir des travaux cités ci-dessus.

1.2 Les barrières à la diffusion des ENRe en Amérique Latine

Les barrières systémiques sont propres à chaque pays pouvant également différer selon les régions dans chaque pays et selon la technologie d'ENRe. Néanmoins, certaines barrières sont communes à plusieurs pays obéissant à des logiques similaires. Ainsi, des études récentes (IRENA, 2016 ; Nasirov et al., 2015, Lokey, E., 2009) ont identifié les principaux groupes de barrières qui entravent la diffusion des ENRe en Amérique Latine.

1.2.1 Barrières macroéconomiques

Les conditions macroéconomiques instables dans plusieurs pays d'Amérique latine peuvent dissuader les investissements locaux et étrangers dans les énergies renouvelables. La perception d'un risque élevé dans certains pays de la région obéit à la fois à l'expérience passée comportant des changements radicaux de politiques et à l'évolution des cycles économiques. Bien que les taux de croissance en Amérique latine aient été comparativement plus élevés que ceux des pays développés, cette croissance s'est révélée volatile avec des cycles de croissance-stagnation-récession plus ou moins marqués selon le pays. Cela peut entraîner une volatilité de la demande en énergie qui se répercute à son tour sur les flux d'investissements. La volatilité de la croissance peut également entraver le développement d'une chaîne de valeur locale liée aux énergies renouvelables.

L'inflation élevée demeure un des principaux obstacles macroéconomiques dans plusieurs pays de la région avec des conséquences directes et indirectes sur l'attractivité des investissements⁸³. Des taux d'inflation plus élevés et moins prévisibles que ceux des pays développés affectent les coûts opérationnels des projets d'énergie renouvelable, ainsi que le coût de la dette. Même avec des contrats indexés, l'inflation peut causer des répercussions négatives si l'indice choisi ne reflète pas la variation réelle des prix des composantes pertinentes pour les projets d'ENRe. En outre, l'inflation peut induire des changements dans la politique monétaire et donc dans les taux d'intérêt et le coût de la dette.

Par ailleurs, la situation fiscale fragile de plusieurs pays de la région peut également constituer un obstacle pour les investissements dans les énergies renouvelables en aggravant l'incertitude liée au financement. Les primes de risque pays s'envolent en périodes de fort déséquilibre fiscal, augmentant le coût de capital – que ce soit du capital propre ou de la dette – pour les investisseurs en ENRe. Les pays d'Amérique latine ont des niveaux de risque-pays très différents, comme en témoignent leurs diverses qualifications disponibles pour ces pays⁸⁴.

⁸³ L'économie argentine souffre d'un processus inflationniste depuis la crise de 2001-2002 avec des taux qui ont même dépassé 20% annuel. Le gouvernement a récemment annoncé (début 2016) un plan avec des objectifs progressifs de réduction du taux d'inflation. Cette problématique est encore plus grave au Venezuela où le taux a dépassé 100% en 2015.

⁸⁴ Voir par exemple : <http://www.coface.com/fr/Etudes-economiques-et-risque-pays>.

Enfin, la volatilité des taux de change représente un autre facteur pouvant entraver les investissements. Cette volatilité augmente le risque de déséquilibre entre les revenus et les coûts lorsqu'ils sont libellés dans des devises différentes. Dans certains pays d'Amérique latine, le financement en monnaie locale n'est pas disponible ou est insuffisant ce qui oblige à faire appel au financement international : selon les données de BNEF et al., (2014) près de la moitié du financement de projets de nouvelles énergies renouvelables en AL est extérieur. Afin d'atténuer cette source de risque, ces dernières années, il y a eu plusieurs exemples de rémunération des projets d'ENRe en devises étrangères, par exemple au Honduras, au Nicaragua et au Pérou (BID, 2014) même si cela ne représente qu'une solution du type *second-best*.

1.2.2 Barrières liées au secteur financier

Les principales barrières financières qui entravent les investissements dans les ENRe dans plusieurs pays d'Amérique latine sont le coût élevé du capital et le manque de financement, notamment pour les projets de petite et moyenne taille. Le coût relativement élevé du capital reflète des barrières sous-jacentes plus complexes et une gamme de facteurs de risque, ainsi que le manque de diversification des sources de capitaux et la connaissance limitée (de la part des institutions financières locales) du secteur des énergies renouvelables.

Premièrement, comme on l'a vu dans les paragraphes précédents, l'incertitude macroéconomique a un impact direct sur le coût du capital. En théorie, plusieurs instruments financiers sont disponibles pour atténuer les risques associés aux investissements dans les énergies renouvelables. Ceux-ci incluent les garanties, les couvertures de change et les assurances qui sont discutées plus en détail dans IRENA (2016).

Deuxièmement, la participation du capital privé tend à se concentrer sur les marchés les plus matures de la région comme ceux du Brésil, du Mexique ou du Chili. Ces pays disposent des marchés de capitaux et du crédit bancaire bien développés ce qui facilite le financement. Cependant, ces caractéristiques ne sont pas immédiatement reproductibles par d'autres pays latino-américains. Les décideurs politiques ne peuvent guère accroître la liquidité globale des marchés locaux de capitaux à court terme et, par conséquent, la possibilité de reproduire cette expérience dans ce laps de temps est limitée. En outre, surmonter les obstacles liés à l'accès au financement peut être particulièrement difficile pour les projets d'énergie renouvelable de petite et moyenne dimension, dont l'échelle peut s'avérer insuffisante pour permettre l'accès aux instruments les plus courants des banques de développement.

Troisièmement, il existe des connaissances limitées dans les systèmes bancaires locaux sur la structuration financière de projets d'ENRe. Cela inclut les capacités techniques nécessaires pour évaluer de manière approfondie les profils de risque, ce qui peut décourager l'approbation des projets d'énergies renouvelables. De plus, les promoteurs de projets et les institutions financières manquent souvent d'expérience sur l'utilisation des instruments financiers les mieux adaptés aux besoins des projets d'ENRe, compte tenu de leurs exigences de fonds propres relativement élevées, de longues périodes d'amortissement et des profils de risque.

Cette dernière barrière ne concerne pas exclusivement à l'Amérique Latine. D'après Ritchie, (2010) peu d'investisseurs en capital sont prêts à s'engager dans des projets présentant un risque de développement résiduel. Ceux qui s'y risqueront exigeront une prime de risque plus élevée. Les investisseurs considèrent généralement les projets d'énergie propre comme plus risqués que les projets d'énergie conventionnelle. Des primes de risque supplémentaires de 2 à 5 % (en fonction des circonstances spécifiques du marché) sont donc relativement courantes pour ces projets. Compte tenu du poids très élevé du capital dans les projets des ENRe, le surcoût de financement peut augmenter le coût total du projet entre 8% et 23%.

1.2.3 Barrières liées à la structure et organisation du secteur de l'énergie

Le contrôle des prix de l'électricité et les subventions aux énergies fossiles représentent une barrière importante parce qu'ils conditionnent la compétitivité-coût des technologies d'énergie renouvelable. En 2013, les subventions énergétiques avant impôt représentaient 9% du PIB au Venezuela, 7,5% en Équateur, 6% en Bolivie et près de 4% en Argentine (FMI, 2015c). Une partie de ces subventions sont justifiables car elles facilitent l'accès à des services énergétiques modernes pour toute la population. Cependant, une autre partie de ces subventions incite à la surconsommation favorisant d'ailleurs les énergies fossiles.

Des mécanismes permettant la participation privée dans divers segments du secteur de l'énergie existent dans la plupart des pays de la région, à la suite de mesures de libéralisation prises principalement dans les années 1990. Des mécanismes d'entrée pour les acteurs privés existent également dans les pays ayant une intégration verticale importante dans le secteur de l'énergie. C'est le cas de l'Uruguay, où les producteurs d'électricité indépendants sont autorisés à vendre de l'électricité à l'entreprise intégrée de services publics. Toutefois, même avec l'existence de ces mécanismes, les nouveaux acteurs qui essayent d'entrer dans les marchés électriques se confrontent à plusieurs obstacles administratifs et organisationnels. Des procédures administratives peu claires, comme celles requises pour obtenir des permis et des licences, peuvent également créer des barrières à l'entrée pour les investisseurs en ENRe. La longueur, la complexité et les coûts de ces procédures administratives dans plusieurs pays entraînent des coûts de transaction importants (BID, 2014d).

Une comparaison déjà un peu ancienne (Ritchie, 2010) sur les coûts de développement par unité de puissance installée – exprimés en dollars par kilowatt (kW) – montre que les coûts de développement des projets d'énergie propre sont compris entre 60 et 80 dollars par kW, soit 2 à 3,5 fois le coût de développement des projets d'énergie classique (17,50 à 30 dollars par kW). Les développeurs de projets non traditionnels sont particulièrement fragiles, car ils ne disposent pas de l'expérience nécessaire pour anticiper les contraintes, les coûts de transaction élevés et les cycles de développement prolongés. Par conséquent, de nombreux projets d'énergie propre initiés par un « premier entrant » ne sont pas mis en œuvre. (Ritchie, 2010).

L'infrastructure énergétique représente un facteur majeur à prendre en compte dans nos analyses. Le développement de l'infrastructure de transport et distribution d'électricité permettant

l'intégration des producteurs d'énergie renouvelable nécessite non seulement des investissements importants, mais aussi des efforts complexes des autorités de planification. Des exemples de pays d'Amérique latine dans lesquels les réseaux de transport ont récemment limité l'intégration des ENRe comprennent le Brésil, le Guatemala et le Panama, entre autres.

L'industrie des énergies renouvelables est confrontée à des défis de formation d'une main-d'œuvre qualifiée à tous les stades de la chaîne de valeur (IRENA, 2013). Malgré les progrès des dernières années, l'attraction et rétention d'une main-d'œuvre qualifiée peut encore constituer un obstacle au déploiement des énergies renouvelables en Amérique latine. La formation de travailleurs qualifiés constitue un défi majeur dans les pays où ces technologies se déploient plus rapidement, comme le Brésil, le Mexique et le Chili.

TABLEAU 5. 2 PRINCIPALES BARRIERES A LA DIFFUSION DES ENRe EN AMERIQUE LATINE

<p>Barrières macroéconomiques</p> <ul style="list-style-type: none">• Croissance économique volatile avec des crises récurrentes• Inflation élevée dans certains pays• Situation fiscale incertaine• Taux de change volatils
<p>Barrières liées au secteur financier</p> <ul style="list-style-type: none">• Coût de capital élevé• Rareté des instruments d'atténuation des risques• Diversification insuffisante des sources de capital• Incertitudes concernant le flux d'opérations à long terme• Expertise limitée dans le financement des ENRe
<p>Barrières liées au secteur de l'énergie</p> <ul style="list-style-type: none">• Subventions aux combustibles fossiles• Barrières à l'entrée des nouveaux acteurs• Processus administratifs inadéquats• Schéma contractuel inadéquat pour les producteurs de ENRe• Infrastructure insuffisante• Difficultés à retenir une main-d'œuvre qualifiée• Manque de standards technologiques

Source : construction de l'auteur, basé sur IRENA (2016).

1.3 La dimension locale de l'apprentissage technologique

L'un des objectifs principaux des politiques de promotion des ENRe consiste dans le déclenchement d'un processus d'apprentissage technologique qui permettra une réduction du coût

de ces technologies. Or, les améliorations techniques et la chute conséquente du coût de technologies comme l'éolien et le solaire sont d'abord perçues comme un phénomène global. Cependant, une analyse attentive de cette problématique nous montre qu'il s'agit d'un phénomène à la fois global et local. Une partie de l'apprentissage technologique se produit en effet à l'intérieur de chaque pays et dans chaque filière technologique.

Les industries qui produisent des technologies propres sont de plus en plus mondialisées (Nahm et Steinfeld, 2014). Par conséquent, dans un projet d'investissement type, les entreprises locales des pays en développement ne fournissent qu'une partie des produits et services. L'apprentissage dans cette partie de la chaîne de valeur de l'industrie est de nature locale et est guidé par les politiques et le développement du marché local. C'est le phénomène que Morrison et al. (2008) et Huenteler et al. (2016) appellent « l'apprentissage technologique local ». Cependant, comme une part substantielle des composantes provient généralement de l'étranger, l'économie des investissements locaux est également influencée par les processus d'apprentissage technologique dans d'autres pays. Par exemple, le progrès technologique des producteurs chinois de cellules solaires améliore l'économie des investissements solaires dans le monde entier. Cette forme d'apprentissage est davantage motivée par les marchés mondiaux que par les politiques de chaque pays. Les conditions d'investissement pour les technologies propres dans les pays en développement dépendent donc d'une combinaison de processus d'apprentissage mondiaux et locaux qui dépendent eux-mêmes des contextes réglementaires, institutionnels et industriels nationaux et internationaux (Huenteler et al., 2016). Une meilleure compréhension de l'importance relative de ces deux dimensions peut éclairer les décisions politiques nationales et internationales.

1.3.1 Les effets locaux et mondiaux de l'apprentissage dans les chaînes de valeur

La plupart des nouvelles technologies énergétiques bas carbone sont des systèmes technologiques composés de centaines voire de milliers de matériaux, composants et biens intermédiaires. De plus, les investissements en ENRe requièrent de nombreux services (juridiques, financiers, etc). L'ensemble de fournisseurs de technologies, matériaux, composants et services nécessaires au déploiement des ENRe constituent la chaîne de valeur de ces technologies.

Une partie des composants et des services nécessite une expertise technologique hautement spécialisée dont très peu d'entreprises disposent. Dans le secteur de l'éolien, par exemple, les boîtes de vitesse, les moyeux, les générateurs sont des composants pour lesquels le savoir-faire nécessaire à la conception et à la fabrication est concentré dans un petit nombre d'entreprises mondialisées. De la même manière, certains services (par exemple une partie de l'ingénierie financière) nécessaires pour rendre un produit complexe viable, sont souvent fournis par des entreprises/consultants opérant globalement.

Pour ce type de biens et de services échangeables à l'échelle mondiale, l'apprentissage technologique est davantage lié aux conditions des marchés internationaux plutôt qu'aux

conditions internes du pays où la technologie est déployée. Ce type d'apprentissage que Huenteler et al. (2016) nomment « apprentissage technologique global » est appréhendable à partir de courbes d'expériences liées à la taille du marché mondial de chaque technologie.

Les chaînes de valeur ne sont pourtant pas totalement mondialisées. Pour stimuler la participation du secteur privé local, de nombreuses lois relatives au domaine climat/énergie dans les pays en développement contiennent des dispositions exigeant un certain pourcentage de contenu national. Cela donne aux entreprises locales des avantages économiques par rapport aux fournisseurs mondiaux. Ces avantages s'ajoutent à leurs facteurs de compétitivité (moindres coûts de transport, maîtrise des conditions locales, *etc.*). Dans un projet éolien, par exemple, les tours, les pales et les fondations proviennent généralement de fournisseurs situés près du site du projet. Les entreprises nationales fournissent souvent des services de développement, d'installation, d'exploitation et de maintenance de projets. Ces entreprises opérant au niveau national (ou local) sont les sujets de l'apprentissage technologique local.

La dispersion géographique des chaînes de valeur conduit à des tendances de coûts qui diffèrent considérablement entre les composantes (Lindman et Söderholm, 2011). Les tendances des coûts et les courbes d'apprentissage sont globales chaque fois qu'il existe des marchés mondiaux, alors que pour les composantes locales, les tendances diffèrent sensiblement d'une région à l'autre (Seel et al., 2014). Pour ces derniers, les conditions économiques, politiques et réglementaires locales déterminent si les investissements conduisent ou non à l'accumulation de compétences technologiques, qui sont à leurs tours essentielles pour réduire les coûts d'investissement locaux. Pour inciter aux progrès dans cette partie de la chaîne de valeur, il est nécessaire de compter avec un système national d'innovation bien établie.

1.3.2 L'apprentissage technologique et les pays en développement

L'apprentissage technologique au niveau local est plus particulièrement important dans les pays en développement. D'une part, les coûts initiaux d'investissements élevés de ces technologies constituent une des principales barrières à franchir. Une chute relativement rapide des coûts est donc nécessaire pour les rendre compétitives par rapport aux technologies conventionnelles de production d'électricité. D'autre part, les politiques climatiques d'atténuation (notamment les politiques de promotion des énergies à bas carbone) sont étroitement liées aux politiques de développement. Ces pays cherchent non seulement à diminuer les émissions de GES mais aussi à développer des chaînes de valeurs locales qui génèrent de nouveaux emplois et qui contribuent à réduire la pauvreté. A ce titre, Huenteler et al. (2016) soulignent que le régime international de politique climatique a récemment recentré son attention sur les politiques nationales et l'apprentissage technologique local. Dans ce cadre, quand on analyse des études de cas nationaux sur les politiques de promotion des ENRe il convient de prendre en compte l'évolution et le potentiel d'apprentissage technologique dans chaque pays.

Dans la même ligne que Huenteler et al. (2016) l'apprentissage technologique est ici compris comme l'accumulation de connaissances et d'expériences (souvent appelées également

compétences technologiques) sur un groupe de technologies chez les individus et les organisations (Bell et Figueiredo, 2012). La recherche sur les processus d'innovation a montré que les capacités technologiques détenues par les entreprises comprennent non seulement des connaissances codifiées dans des équipements ou des documents (brevets, manuels, etc.), mais également des connaissances informelles intégrées dans les compétences individuelles et les routines organisationnelles (Dosi, 1988; Senker, 1995). Ces éléments de connaissance sont coûteux à transférer et donc très spécifiques à chaque organisation. Cela signifie que l'élimination des barrières commerciales et l'octroi aux pays en développement de droits de propriété intellectuelle et de ressources pour les importations de technologies ne suffisent pas à permettre à ces pays de rattraper leur retard technologique (Huenteler et al., 2016).

L'apprentissage technologique est de plus en plus reconnu comme étant un facteur majeur du développement des technologies à faible intensité de carbone (Byrne et al., 2011; Lema et Lema, 2013 ; Phillips et al., 2013). Les négociations internationales sur le climat le prennent également en compte. L'amélioration des capacités technologiques promet d'éliminer les obstacles à la diffusion des technologies propres, facilitant ainsi la poursuite des réductions d'émissions à l'avenir (Sanden et Azar, 2005). Outre son effet sur les coûts d'atténuation, l'accumulation locale de capacités technologiques est cruciale pour le développement de la capacité industrielle locale, la réduction de la pauvreté et la croissance économique. Pour beaucoup de pays en développement, l'investissement dans des technologies d'atténuation n'est pour le moment viable que si les gouvernements peuvent créer des opportunités pour le secteur privé local de participer à la chaîne de valeur de ces investissements. Cependant, pour participer au développement et à la fabrication de technologies propres, les entreprises locales ont besoin de développer les compétences permettant d'absorber, d'adapter et d'améliorer en permanence les nouvelles technologies.

Par ailleurs, les modèles climatiques intègrent généralement l'apprentissage en tant que processus endogène alimenté par des investissements d'atténuation (Kahouli-Brahmi, 2008). Pourtant l'apprentissage technologique n'est pas un sous-produit automatique des investissements (Bell et Figueiredo, 2012). L'analyse de l'élaboration de politiques climatiques et l'estimation des coûts d'atténuation futurs devraient plutôt être considérées comme une opportunité qui ne peut être saisie que si les gouvernements et les entreprises créent les conditions nécessaires à l'apprentissage technologique.

Les organisations doivent poursuivre des efforts consistants pour créer la capacité d'intégrer les nouvelles connaissances et expériences qu'elles génèrent, sous la forme d'une main-d'œuvre qualifiée et de processus organisationnels (Cohen et Levinthal, 1989). En outre, les organisations innovent et apprennent par leur interaction avec les utilisateurs, les fournisseurs, les concurrents, les universités ou les organismes de réglementation dans les systèmes d'innovation. L'existence de réseaux formels et informels, ainsi que le financement public de la RD&D, sont donc des moteurs essentiels de l'apprentissage technologique (Huenteler et al. 2016).

1.4 Le choix de trois études de cas : objectifs et axes d'analyse

Afin de mener une analyse approfondie sur les politiques de promotion et les barrières à la diffusion des ENRe en Amérique Latine, nous avons choisi trois études de cas : le secteur électrique en Argentine, au Brésil et au Chili. Plusieurs raisons justifient notre choix.

Premièrement, ces trois pays cherchent à développer les nouvelles sources de production d'électricité dans leurs territoires au moyen de plusieurs politiques volontaristes. Ces politiques sont motivées par des objectifs nationaux de développement et par l'engagement de ces trois Etats dans les accords internationaux visant à limiter le réchauffement climatique (cf., les Contributions Nationales à la Conférence de Paris 2015). De plus, la diversité d'instruments de politiques mis en œuvre (FIT/FIP, appels d'offres et CVN) et leurs éléments de conceptions nous offrent une matière riche pour la confrontation empirique de différents concepts étudiés dans la première partie de cette thèse.

Deuxièmement, les trois pays sont considérés comme des économies émergentes à niveau de revenus moyen-élevé. Les indicateurs du PIB et de l'IDH sont résumés dans la tableau 5.3 ci-après. Ces pays comptent avec des infrastructures énergétiques modernes étendues sur leurs territoires même s'il existe encore des vastes zones rurales sans accès aux services énergétiques. L'on constate cependant des différences considérables dans le contexte macroéconomique et institutionnel de ces pays ce qui peut avoir une influence majeure dans le choix et l'efficacité des politiques de promotion mises en place. En outre, la structure du secteur d'électricité et le cadre réglementaire différent ce qui peut représenter une source de barrières et de *drivers* conditionnant le déploiement des ENRe.

Finalement, une troisième raison d'ordre géopolitique motive le choix de ces trois pays comme études de cas. Ils appartiennent à la même zone géographique et surtout à une même communauté politico-économique : le Marché Commun du Sud (MERCOSUR)⁸⁵ ; l'Argentine et le Brésil étant des membres pleins et fondateurs et le Chili étant un pays associé. Parmi les axes stratégiques de cet accord figure une meilleure intégration des systèmes énergétiques y compris les interconnexions électriques. Ces interconnexions sont d'autant plus importantes dans une perspective de développement massif des énergies intermittentes à moyen terme. Une plus forte intégration physique et une coordination voire une harmonisation des politiques est à priori envisageable surtout s'agissant de deux pays qui partagent 5.150 kms de frontières (l'Argentine et le Chili).

⁸⁵ Le nom officiel est *Mercado Común del Sur* en Espagnol (Mercosur), *Mercado Comum do Sul* en Portugais (Mercosul) et Ñemby Ñemuha en langue Guarani (Paraguay).

L'objectif général de ce chapitre basé sur trois études de cas est de comprendre l'influence du contexte macroéconomique et institutionnel ainsi que des caractéristiques du secteur électrique sur le choix et l'efficacité des politiques de promotion des ENRe mises en place dans les trois pays. Dans ce but nous adoptons une approche systémique-évolutionniste qui tient compte de l'évolution des politiques au cours des quinze dernières années. Cet objectif peut être précisé de la façon suivante :

- Etudier la mise en place des instruments de politique énergétique dans le contexte de pays émergents/en développement appartenant à une même région géographique.
- Analyser l'influence de la structure et la dynamique des systèmes énergétique et électrique sur la diffusion des ENRe
- Analyser l'influence du contexte macroéconomique sur la diffusion de ces nouvelles technologies.

Les études de cas seront présentées en fonction de cinq axes d'analyse :

- Description synthétique du contexte macroéconomique et énergétique
- Analyse de l'évolution institutionnelle du secteur de l'électricité
- Discussion des motivations et des objectifs du déploiement des ENRe
- Analyse des instruments choisis et de leurs éléments de conception
- Analyse de la performance des politiques à partir des *drivers* et des barrières dans chaque pays. Les résultats des politiques seront discutés en fonction de plusieurs critères : a) Les nouvelles capacités installées, b) Les coûts, c) Le développement industriel et la création d'emplois.

Une approche systémique-évolutionniste nous permet de traiter ces questions en nous focalisant sur les interactions entre les instruments de politique et les barrières existantes que ce soit au niveau macroéconomique ou au niveau des systèmes énergétique et électrique. Trois sources d'information principales ont été mobilisées dans les études de cas : les lois et réglementations du secteur électrique, des données statistiques disponibles (Enerdata, Irena, les Ministères de l'Énergie de l'Argentine, du Chili et du Brésil, entre autres.) et des entretiens semi-directifs avec des représentants du secteur des énergies renouvelables⁸⁶.

⁸⁶ Le questionnaire utilisé et un résumé des personnes interrogées est disponible dans les annexes de cette thèse. La transcription des entretiens (en Espagnol) est disponible en format PDF pour les lecteurs intéressés.

TABLEAU 5. 3 PIB ET IDH DES PAYS D'AMERIQUE LATINE

PIB par hab. 2014*		IDH**			
Argentine	22,13	Argentine	0,836	Très élevé	
Chili	22,07	Chili	0,832		
Panama	20,90	Uruguay	0,793	Elevé	
Uruguay	20,88	Panama	0,781		
Venezuela	17,54	Costa Rica	0,766		
Mexique	17,32	Venezuela	0,762		
Suriname	16,64	Mexique	0,756		
Brésil	15,89	Brésil	0,755		
Costa Rica	14,92	Amérique Latine	0,741		
Colombie	13,36	Pérou	0,734		
Amérique Latine	12,76	Equateur	0,732		
Pérou	11,99	Colombie	0,721		
Equateur	11,37	Bélice	0,715		
Paraguay	8,91	Suriname	0,714		
Bélice	8,42	Paraguay	0,679		Moyen
Salvador	8,35	Salvador	0,666		
Guatémala	7,45	Bolivie	0,662		
Guyana	7,29	Guyana	0,636		
Bolivie	6,63	Nicaragua	0,631		
Caraïbes	6,18	Guatémala	0,627		
Nicaragua	4,92	Honduras	0,606		
Honduras	4,91				

Notes : *PIB kUS\$ à parité de pouvoir d'achat par hab. 2014, source : ENERDATA

**Rapport 2015 selon les données de 2014, source : PDNU

...

2. L'argentine : des politiques volontaristes dans un contexte macroéconomique et institutionnel instable.

Le secteur électrique en Argentine représente un cas instructif pour l'analyse de l'efficacité des mécanismes d'incitation économique au déploiement des nouvelles technologies dans le contexte d'un pays émergent sujet à de fortes contraintes financières. L'expérience de deux dernières décennies concernant le marché de l'électricité met en évidence la mise en place de politiques en principe robustes mais qui n'ont pas produit les résultats attendus. En effet, les problèmes rencontrés dans les marchés énergétiques et financiers, les obstacles spécifiques liés au contexte macroéconomique et l'inertie des systèmes énergétiques ont empêché la réalisation des objectifs poursuivis, malgré l'existence de plusieurs politiques volontaristes. Néanmoins les profondes réformes récemment engagées semblent finalement ouvrir le chemin au déploiement des énergies renouvelables attendu depuis longtemps.

2.1 Contexte macroéconomique et énergétique

La consommation d'énergie en Argentine accompagne l'évolution des cycles économiques. Sur la période 1991-2014, l'économie a expérimenté une croissance de 4% par an en moyenne, mais avec de fortes variations, notamment lors de la grande crise économique de 1999-2002 et le rebond lors des années qui ont suivi (Figure 5.1 ci-après). Dans la même période, la consommation d'énergie primaire a augmenté 2,5 % par an en moyenne, pour une croissance de la population de l'ordre de 1 % par an. Cela s'est traduit par une augmentation de la consommation énergétique par habitant. En revanche, l'intensité énergétique totale du PIB a diminué.

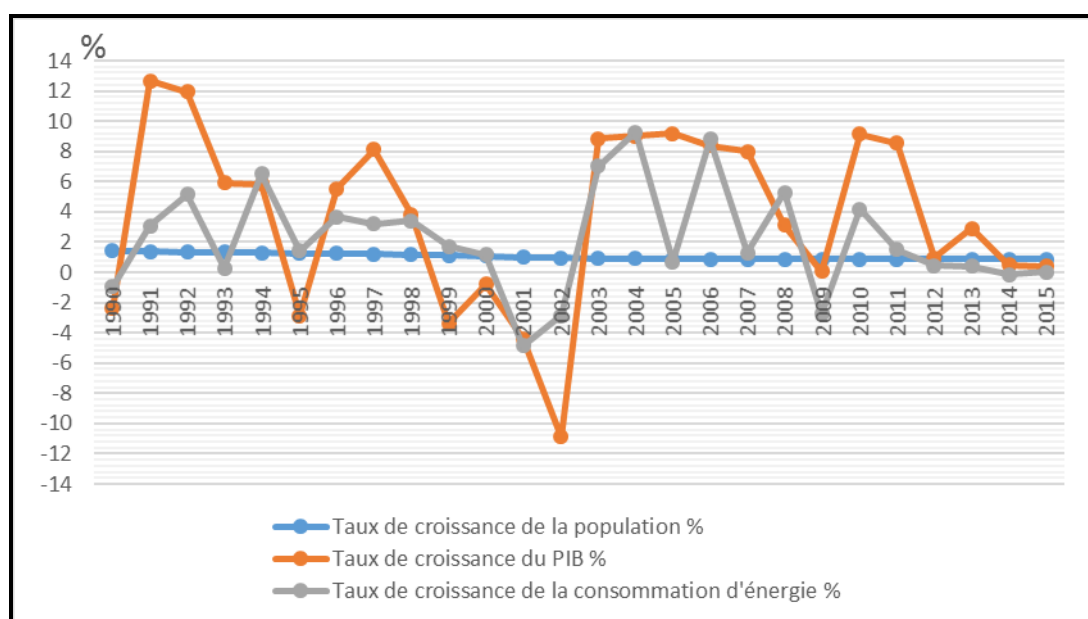
Par ailleurs, le rôle de l'Etat argentin dans le secteur énergétique a fortement évolué. Quatre périodes peuvent être distinguées (Guzowski, 2015) :

- Avant 1945, des compagnies et des coopératives locales de production d'électricité desservait les différentes régions, mais elles n'étaient pas interconnectées. Pendant cette période, le pays cherchait à diminuer les importations d'énergie (notamment de charbon provenant d'Angleterre) grâce au développement de la production nationale d'hydrocarbures.
- A partir 1945 l'Etat a pris le contrôle de presque la totalité des filières énergétiques. Dans les décennies suivantes, on assiste à un développement important de l'hydroélectricité et, dans une moindre mesure, du nucléaire. Dans le secteur des hydrocarbures, la production et la consommation du gaz naturel ont pris de l'importance jusqu'à devenir la première source énergétique du pays.
- A partir de la fin des années 1980, la réforme libérale de l'Etat décide la privatisation, la décentralisation et l'ouverture à la concurrence des différentes chaînes énergétiques, dont

l'électricité. Pendant cette période, la part des énergies fossiles -notamment du gaz- dans le mix électrique a augmenté.

- A partir 2003, après la crise économique (voir encadré N°1), une nouvelle période commence pour la politique énergétique, période marquée par l'urgence d'une réponse à une forte augmentation de la demande en énergie (et en électricité) face à des niveaux d'investissements sectoriels insuffisants. La production et les réserves de gaz chutent au même temps que les importations s'envolent. Dans ce contexte, l'Etat reprend le contrôle de plusieurs activités, notamment avec la renationalisation partielle de l'entreprise YPF (*Yacimientos Petrolíferos Fiscales*) en 2012 et il intervient directement les tarifs du gaz et de l'électricité.

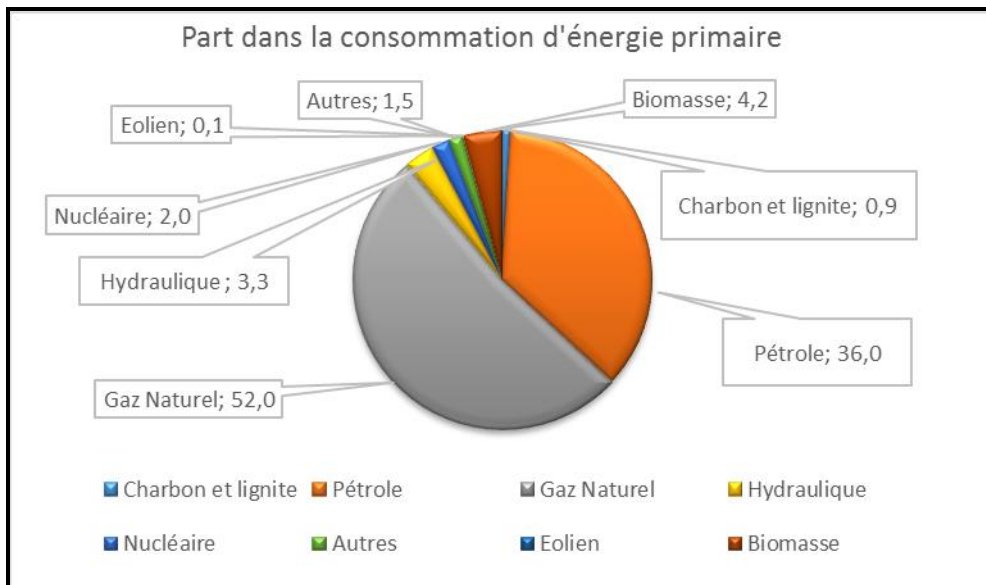
FIGURE 5.1 CROISSANCE DU PIB ET DE LA CONSOMMATION D'ENERGIE PRIMAIRE, ARGENTINE



Source : construction de l'auteur à partir des données d'ENERDATA.

Le secteur énergétique en Argentine est fortement dépendant des hydrocarbures principalement du gaz et du pétrole (figure 5.2 ci-dessous). Cependant, les réserves fossiles conventionnelles ont fortement régressé durant la dernière décennie, ce qui oblige le pays à augmenter ses importations d'hydrocarbures, notamment du gaz naturel de la Bolivie et du GNL. Une grande partie du gaz est utilisée pour la production d'électricité. En effet, fin 2014, 60 % de la capacité installée pour la production électrique correspond à des centrales thermiques, principalement des centrales de cycle combiné à gaz. Les centrales hydroélectriques représentent 36% de la puissance installée, le nucléaire 3% et les ENRe 1%

FIGURE 5.2 MIX ENERGETIQUE DE L'ARGENTINE, 2013.



Source : construction de l'auteur à partir des données d'ENERDATA.

Encadré N° 5.1 : La grande crise de 2002 et ses conséquences pour le secteur énergétique

En janvier 2002, sous la présidence d'Eduardo Duhalde et dans le contexte de la plus grave crise économique dans l'histoire du pays qui a conduit à une chute du PIB de plus de 10% et à une forte montée du chômage et de la pauvreté, le Congrès a approuvé la Loi.25.561 avec d'importantes conséquences pour l'économie en général et pour le secteur énergétique en particulier. Cette loi a déclaré l'urgence publique en matière sociale, économique, administrative, financière et monétaire. L'un des aspects principaux de la loi est la modification des articles de la Loi 23.928 qui établissait la convertibilité, en abandonnant le régime de taux de change fixe peso-dollar.

Les changements dans les conditions macroéconomiques et institutionnelles ont fortement impacté le fonctionnement du secteur énergétique. D'un côté, la loi a établi la prohibition de l'indexation des dettes, des impôts, des prix et des tarifs de biens et de services. De l'autre, tous les tarifs des services publics ont été convertis selon un taux de change de 1 dollar égal 1 peso, connu localement comme la "pesificación" des tarifs. Cette loi a aussi autorisé le pouvoir exécutif à renégocier les contrats des services publics en veillant spécialement à l'impact possible des tarifs sur la compétitivité de l'industrie et sur les revenus des ménages. Pour une analyse sur les subventions post-dévaluation dans le marché de l'énergie argentin se référer à (Navajas, 2015).

2.2. Structure et évolution du secteur électrique

Le Secrétariat à l'Energie (à partir de 2016 le Ministère de l'Energie et de Mines) est en charge de la politique énergétique, alors que l'Autorité Nationale de Régulation de l'Electricité (ENRe⁸⁷), est responsable de la réglementation et de la supervision générale de l'industrie sous contrôle fédéral. L'ENRe et les organismes de réglementation provinciaux fixent les tarifs et supervisent la conformité des entreprises de transport et distribution aux normes de sécurité, de qualité, ainsi qu'aux normes techniques et environnementales. La compagnie publique CAMMESA⁸⁸ gère le marché de gros de l'électricité. Ses principales fonctions comprennent les opérations de production et de livraison, le calcul des prix sur le marché spot, le fonctionnement en temps réel du système et la gestion des opérations commerciales dans le marché de l'électricité.

Dans le segment du transport, il existe depuis 2012 un réseau national interconnecté (SADI⁸⁹) géré par l'entreprise TRANSENER⁹⁰. Dans le segment de distribution il existe des monopoles régionaux (*Edenor, Edesur, Edelap, Epec*, etc) opérés dans la plupart des cas par des entreprises privées et par quelques coopératives et entreprises publiques provinciales. Le segment de génération d'électricité est fragmenté et il intègre des entreprises publiques et privées. La partie publique correspond à la production d'énergie nucléaire et aux deux centrales hydroélectriques binationales : *Yacyretá* (Argentine-Paraguay) et *Salto Grande* (Argentine-Uruguay). Le reste du segment est partagé entre différentes entreprises nationales et étrangères qui gèrent les centrales hydroélectriques, à gaz et autres.

D'après l'analyse de Guzowski (2015), l'organisation institutionnelle du secteur électrique en Argentine a suivi trois modèles principaux. La période précédant la réforme de début des années quatre-vingt-dix a été caractérisée par un système de « contrôle centralisé » avec des monopoles publics fortement intégrés. La réforme a introduit un modèle complètement différent avec la désintégration horizontale et verticale de l'industrie, l'introduction de la concurrence et la création du marché électrique de gros (*Mercado eléctrico mayorista*). Ce modèle de marché a continué dans les années post-dévaluation mais avec une forte intervention de l'Etat⁹¹. En 2013 le gouvernement a décidé un changement significatif du modèle en passant à un système d'acheteur unique (CEPAL, 2003), selon lequel CAMMESA centralise toutes les opérations.

Par ailleurs, la sortie de la convertibilité monétaire (peso/dollars) en 2002, la *pesificación*, le gel des tarifs des services publics et les problèmes d'approvisionnement du gaz (la principale source de génération d'électricité) ont fortement affecté le fonctionnement du secteur électrique en Argentine. L'écart entre le prix reçu par les producteurs et leurs coûts de production s'est accentué tout au long de la décennie, une partie de ce déficit étant couverte par des fonds du

⁸⁷ *Ente Nacional Regulador de la Electricidad*

⁸⁸ *Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico*

⁸⁹ *Sistema Interconectado Nacional*

⁹⁰ Avant 2012 il existait un réseau principal couvrant le centre et le nord du pays et un deuxième réseau pour la région de la Patagonie.

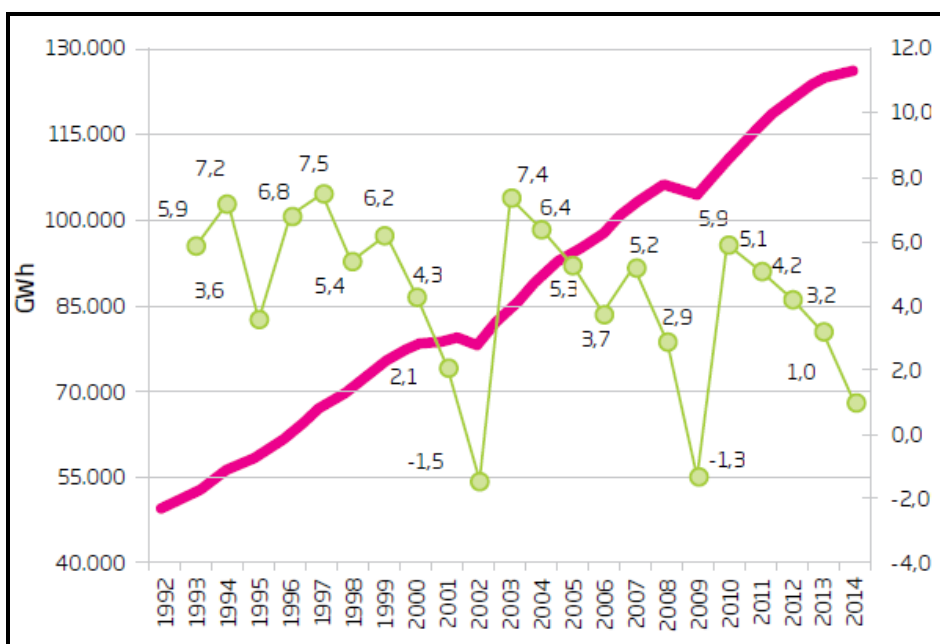
⁹¹ Pour une analyse détaillée de la réforme des marchés électriques des années 1990 consulter (Pollitt, 2008) et (Nagayama et al. 2007) ; Une discussion sur les réformes post-dévaluation est proposée par (Haselip & Potter, 2010)

budget général de l'Etat. Simultanément, les coûts augmentaient en raison de l'insuffisance du gaz naturel national ce qui a conduit à l'importation de GNL et à l'utilisation d'autres carburants plus coûteux.

Tout ceci a eu lieu dans un contexte de croissance continue de la demande d'électricité expliquée en partie par la croissance économique et en partie par une surconsommation induite par le gel des tarifs. Les mesures d'efficacité énergétique adoptées n'ont pas été suffisantes pour contenir la demande. Le dé-financement du secteur a entraîné un manque d'investissements dans de nouvelles centrales de production et, par conséquent, le système a commencé à fonctionner à la limite de sa capacité avec de coupures programmées du courant en plusieurs occasions.

La consommation d'électricité par habitant en 2015 était de 2900 kW/h contre une moyenne de 2300 en Amérique du Sud. L'évolution de la demande totale d'électricité est présentée dans la figure 5.3 ci-dessous. Les données des 22 dernières années montrent une progression très importante avec un taux assez volatile lié aux variations de la croissance économique. Sur cette période la demande en électricité a progressé à un taux moyen de 4,35% avec une légère tendance à la baisse (décélération de la croissance de la demande). Le secteur résidentiel explique la plupart de cette croissance. Pour répondre à cette augmentation le pays a besoin d'approximativement 900MW additionnels chaque année. Cependant, dans les dernières années les investissements ont progressé à un taux inférieur à celui de la demande ce qui a entraîné une perte considérable de la capacité de réserve et l'augmentation des importations d'électricité. Ainsi, entre 2003 et 2012 la demande a grimpé de 47 % (de 82.261 à 121.192 GWh) tandis que la capacité totale installée a progressé de 35% (de 22.979 à 31.001 MW) ce qui montre le sous-investissement dans le secteur amont.

FIGURE 5. 3 EVOLUTION DE LA DEMANDE EN ELECTRICITE, ARGENTINE.



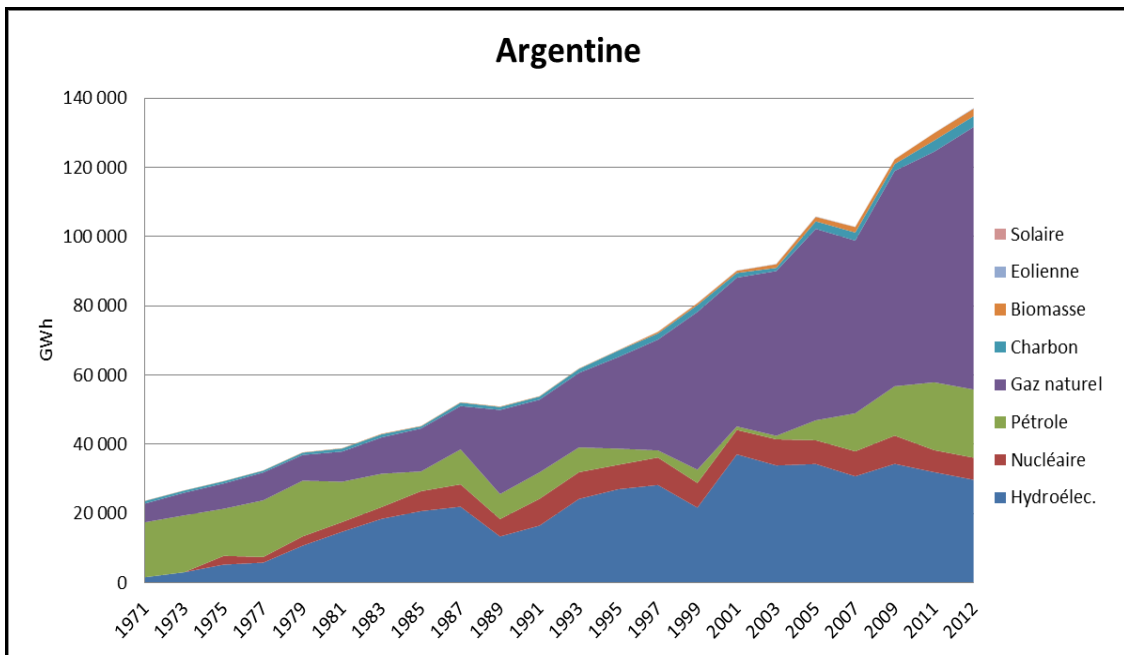
Note : la ligne verte représente le taux de croissance annuel de la demande (en %) et la ligne rose la demande totale (en GWh)

Source : CADER (2015)

La figure 5.4 ci-après montre l'évolution de la production d'électricité sur les quarante dernières années. L'Argentine dispose d'un mix électrique basé sur les énergies fossiles, notamment du gaz naturel. En effet, ce dernier a fortement augmenté sa part dans le mix, avec plus de 55 % de la production totale d'électricité en 2012, tandis que le diesel a vu sa part diminuer jusqu'à 15%. Après une légère augmentation de sa part ces dernières années, le charbon reste toujours marginal parmi les énergies fossiles du pays. L'hydraulique est la deuxième source la plus importante avec 21 % de part de marché.

Plusieurs études montrent que l'Argentine dispose d'un des plus grands potentiels éoliens *on-shore* de la planète : plus de 70 % de son territoire continental présente une qualité de vents suffisante pour la production d'électricité avec des facteurs d'utilisation situés bien au-dessus de la moyenne mondiale (Bravo, 2015; Villalonga, 2013; Secretaría de Energía República Argentina, 2009). La région de la Patagonie tout particulièrement bénéficie d'une intensité et d'une régularité de vents qui la rendent unique parmi les sites *on-shore*. Mais d'autres sites dans les régions *Pampeana* et *Cuyo*, qui se trouvent beaucoup plus proches des grands centres de consommation, présentent des conditions très favorables. Le grand potentiel et les attentes générées depuis des années par le secteur éolien contrastent avec le maigre développement de cette filière jusqu'à présent. Le potentiel est également très important pour le solaire (spécialement dans les régions *Cuyo* et nord-ouest) et pour la biomasse (dans les régions centre et nord-est).

FIGURE 5. 4 EVOLUTION DE LA PRODUCTION D'ELECTRICITE



Source : construction de l'auteur à partir des données d'ENERDATA.

2.3 Motivations et objectifs des politiques de promotion

Le faible intérêt du secteur privé pour investir dans la production, le transport et la distribution d'électricité est une caractéristique structurelle du secteur électrique en Argentine. Les premières politiques de promotion des ENRe (1998) ont été conçues comme un moyen d'inciter les investissements afin de diversifier les sources de production et les acteurs du secteur électrique. En revanche, les objectifs environnementaux (notamment la diminution des émissions de CO₂) n'étaient pas à l'origine de ces politiques.

Les politiques de promotion plus récentes sont pourtant motivés par des objectifs multiples (Decreto 531/2016) : l'expansion de la capacité installée, la diversification du mix énergétique national, la réduction du coût moyen de production d'électricité, la prévisibilité de ce prix à moyen et long terme, la sécurité des approvisionnements et la contribution à l'atténuation du changement climatique. Pour ces raisons la promotion des énergies propres représente une politique d'Etat prioritaire pour le gouvernement national qui s'engage à la maintenir et, si nécessaire, à la renforcer.

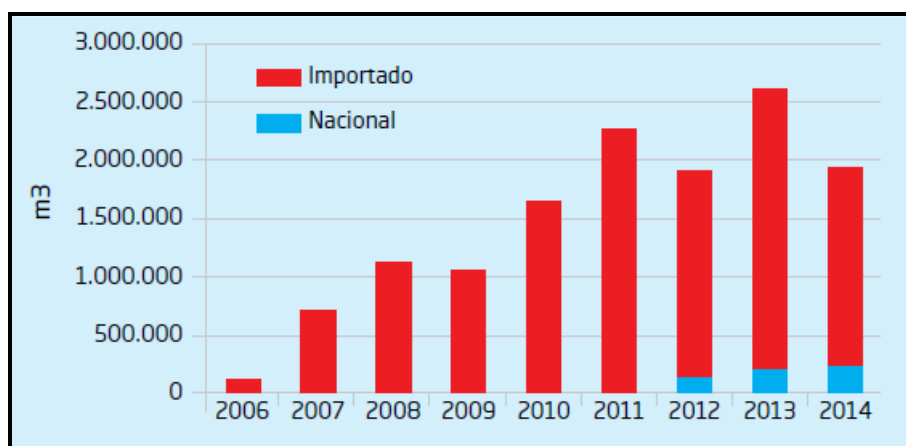
L'Argentine est passée d'exportateur net à importateur net d'énergie : dans l'année 2005 le pays bénéficiait d'un bilan commercial positif supérieur à 5 milliards de dollars tandis qu'en 2014 le bilan est négatif et proche de 8 milliards. Une partie de ce basculement est expliqué par l'importation du gaz nécessaire pour l'industrie, le chauffage et la production d'électricité. Une grande partie du gaz importé arrive par bateau (gaz naturel liquéfié) à un prix significativement élevé. Simultanément, le diesel utilisé pour la génération électrique est majoritairement importé (figure 5.5 ci-dessous). En conséquence, le taux d'autosuffisance de l'approvisionnement électrique est tombé d'un maximum de 99% en 2002 à 86% en 2015. Afin de renverser cette tendance, le pays a besoin de développer des sources nationales de production d'énergie ce qui donne une grande opportunité aux ENRe.

TABLEAU 5. 4 BALANCE COMMERCIALE ENERGETIQUE DE L'ARGENTINE EN MILLIONS DE DOLLARS.

1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
2152	3727	3730	3941	4563	4582	5161	5538	3406	2451	3292	1028	-4349	-3821	-7089	-7645

Source : données d'ENERDATA.

FIGURE 5.5 ORIGINE DU DIESEL UTILISÉ POUR LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

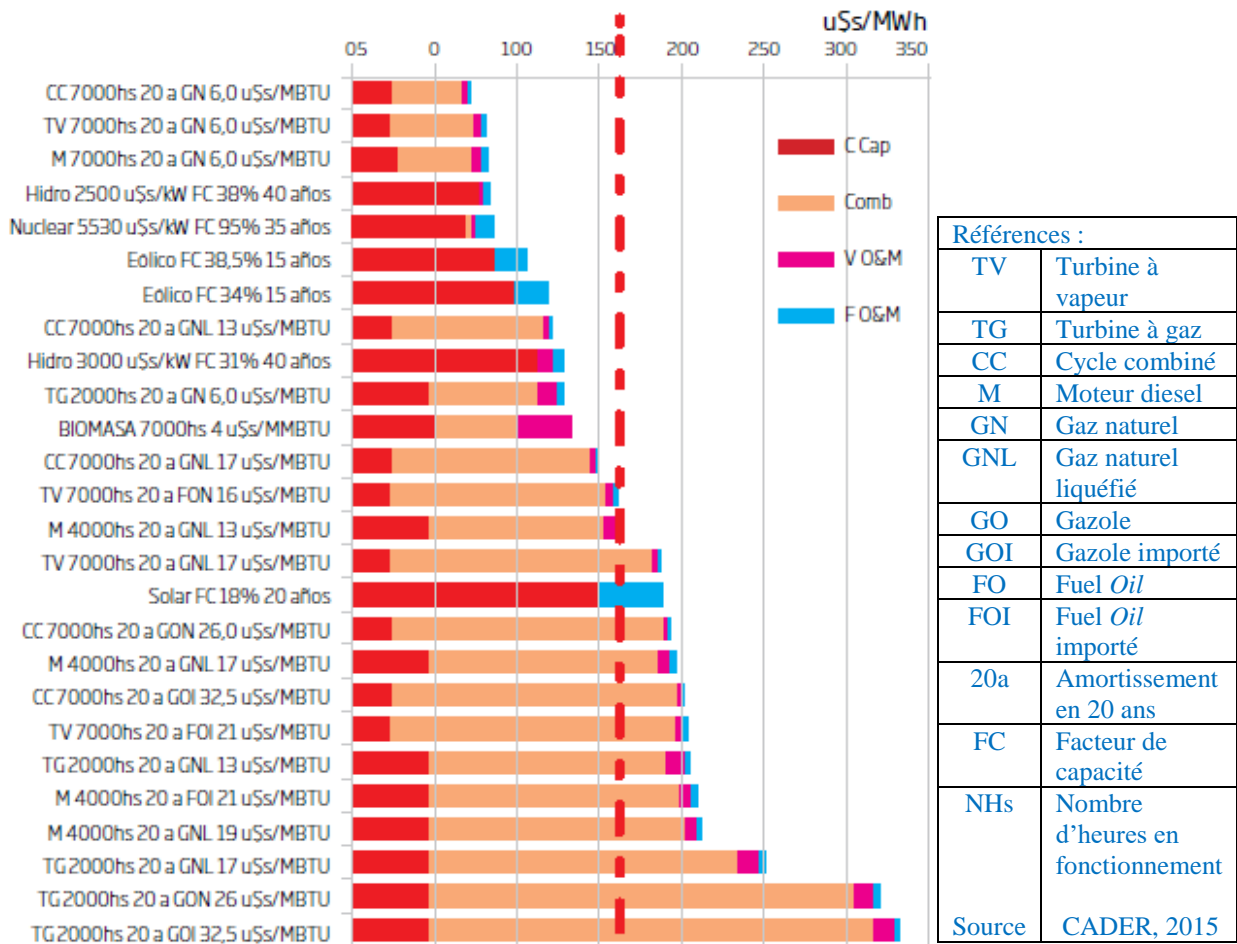


Source : CADER (2015)

Par ailleurs, lors de la COP21 de Paris (2015) le pays s'est engagé à réduire l'intensité carbone de son économie (CGCC República Argentina, 2015). Le pays est actuellement un des principaux émetteurs de la région. Ainsi, l'émission de CO₂ -combustion d'énergie- par habitant en Argentine était de 4,17 en 2014 contre 2,6 pour l'ensemble d'Amérique du Sud. Pour la même année, l'émission de CO₂ par kWh produit était de 369 gCO₂/kWh contre une moyenne régionale de 210 ce qui rend compte d'une intensité carbone plus forte. D'après les estimations de CADER (2015) si les ENRe atteignent une part de 10% de la production d'électricité en 2020 alors cela permettrait une réduction de 12 millions de tonnes de CO₂ (selon la structure actuelle du mix). Il faut certainement approfondir les analyses sur les politiques d'atténuation et d'adaptation dans les pays d'Amérique du Sud. La CEPAL a fait une première contribution à ce sujet, en publiant un rapport sur l'économie du changement climatique en Argentine (CEPAL, 2014).

Concernant le coût de l'électricité générée, plusieurs technologies d'ENRe sont d'ores et déjà économiquement compétitives par rapport aux technologies d'énergies fossiles, particulièrement quand il s'agit d'hydrocarbures importés. Une étude publiée par la CADER (2015) permet une comparaison approximative du coût des différentes technologies (Figure 5.6 ci-après). Toutefois, nous verrons dans la section suivante que le coût du solaire et de l'éolien ont clairement chuté lors des derniers appels d'offres de 2016.

FIGURE 5. 6 COMPARAISON DU COUT DE PRODUCTION D'ELECTRICITE PAR TECHNOLOGIE EN ARGENTINE



Les objectifs fixés par la nouvelle loi 27.191 de 2015 sont établis comme un pourcentage de la consommation d'électricité au 31 décembre de chaque année :

Année	% ENRe
2017	8
2019	12
2021	16
2023	18
2025	20

2.4 Analyse des principales politiques : instruments, barrières et résultats.

Dans cette section nous proposons une analyse détaillée des politiques de promotion des ENRe dans le secteur électrique argentin. La présentation par périodes historiques facilite la compréhension de l'évolution de ces politiques et l'analyse de leurs résultats. A la différence d'autres cas, comme celui du Brésil, les politiques de promotion dans le secteur électrique argentin ont été jusqu'à présent peu étudiées ; parmi les rares analyses l'on peut citer (Recalde, et al., 2015, Aguilar, 2014; Garrido et al., 2013; Guzowski et Recalde, 2008, 2010). Cette section est basée sur l'analyse des lois et des principales réglementations concernant les ENRe. Nous avons complété l'analyse par plusieurs entretiens semi directifs avec des acteurs du secteur des renouvelables et par des données recueillies à travers un questionnaire (voir le détail dans les Annexes E et F).

2.4.1 Antécédents et premières lois de promotion des ENRe de 1998.

Suite aux crises du pétrole à la fin des années 1970, un intérêt gouvernemental pour le développement de sources d'information concernant l'énergie solaire et la géothermie s'est manifesté. Deux organismes ont été créés : la Direction Nationale de Conservation de l'Energie et la *Red Solarimétrica Nacional* sous l'orbite de la CNAE (*Comisión Nacional de Actividades Espaciales*). Par souci de brièveté, on n'exposera pas ici les différents programmes développés pendant les années 1980 et 1990 ; le lecteur intéressé pourra se référer à (Bersalli, 2015).

Fin 1998, le Congrès a approuvé la loi 25.019 instaurant le premier instrument économique de promotion des énergies éolienne et solaire. Il s'agissait d'un système de « tarifs premium » qui assurait un paiement additionnel (au-dessus du prix de marché) d'un centime de peso/dollar pour chaque kWh produit et vendu sur le marché électrique de gros. Cette mesure a été complétée par quelques avantages fiscaux (Jacobs et al. 2013). Néanmoins, cette loi n'a pas produit les résultats attendus. D'abord, les subventions octroyées n'amélioraient pas suffisamment la compétitivité des NER face aux filières classiques. Ensuite, la dévaluation monétaire de 2002 avec la *pesificación* (conversion en pesos de tous les contrats en dollar) et le gel de tarifs a mis fin à l'intérêt du dispositif.

L'instrument d'incitation économique choisi, le *feed-in premium*, semblait, en principe, compatible avec le fonctionnement des marchés électriques libéralisés. Cependant, cet instrument n'est pas le mieux adapté pour promouvoir les premiers investissements en NER dans un contexte économique de forte incertitude. En effet, ce mécanisme est considéré plus risqué pour les investisseurs au regard du système de *feed-in tariff* qualifié plus sûr. Dans les tarifs premium, la rémunération totale du producteur dépend des variations de prix sur le marché électrique de gros tandis que le *feed-in tariff* assure un tarif fixe, hors marché, pour toute la durée du contrat.

Par ailleurs, la grande majorité des installations éoliennes développées pendant les années quatre-vingt-dix et suivantes, a été mise en œuvre sur la base d'accords de coopération avec des gouvernements de l'UE ou des organismes multilatéraux. De 1994 à 2003, les investissements ont abouti à une capacité installée de 28,88 MW éoliens. La plupart de ces installations n'ont pas été raccordées au réseau électrique national, car elles étaient destinées à la production d'électricité pour des petits réseaux de distribution locale, dans des zones rurales éloignées (Recalde, 2015).

Pendant l'exercice du gouvernement de Fernando De la Rúa (1999-2001), la plus grande avancée en matière de NER a été la mise en place d'un programme d'accès à l'énergie dans des zones rurales. Le PERMER (*Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales*), encore en vigueur, est financé à 70 % par la Nation et dans une moindre mesure par d'autres institutions comme la Banque Mondiale, le Fonds Mondial pour l'Environnement et le secteur privé. Les barrières économiques, directement liées aux tarifs de l'électricité et au financement des investissements, ont été l'un des obstacles les plus importants pour le succès de ce programme. Enfin, en 1999, le Secrétariat de l'Énergie de la Nation a confectionné la première carte éolienne de l'Argentine basée sur les mesures initiales réalisées en 1985.

2.4.2 Le deuxième système de tarifs premium et l'objectif de 8% (2006).

En 2006, une nouvelle loi sur les énergies renouvelables a été approuvée. Elle fixait l'objectif de 8 % de production électrique provenant de sources renouvelables (hors grande hydraulique) pour 2016. Cette loi a émergé dans un contexte de forte croissance économique post-dévaluation, d'augmentation de la demande en énergie et d'investissements insuffisants dans toutes les chaînes énergétiques.

En mai 2003, Néstor Kirchner assume la présidence de la République. Après quatre ans de récession, l'économie argentine entame une forte relance. Conformément aux données de l'institut national des statistiques (INDEC) entre 2003 et 2007 le PIB a progressé de 8% par an. L'un des piliers de la stratégie gouvernementale pour soutenir la croissance consistait à inciter la consommation des ménages pour améliorer une situation sociale fortement dégradée après la dévaluation, notamment par un contrôle des prix des services énergétiques. Dans ce sens, deux arguments ont été mis en avant par le gouvernement afin de justifier le « gel » des tarifs énergétiques. Premièrement, l'énergie est un bien de consommation essentielle pour la vie des ménages ; augmentation des tarifs aurait des incidences sociales excessives sur les revenus des ménages. Ensuite, étant donnée l'importance de l'énergie comme facteur de production et notamment son impact sur les prix du transport des marchandises, un

ajustement des prix des services énergétiques pouvait accélérer le processus inflationniste déclenché après la dévaluation⁹² (Recalde, 2015).

Cependant, à partir de 2004, les symptômes d'une crise énergétique commencent à apparaître, dans un contexte de forte augmentation de la demande face à la fois à des investissements insuffisants et à une réduction des niveaux de production et des réserves de pétrole et de gaz (lequel représentait la moitié de l'offre d'énergie primaire du pays). Ces problèmes vont subsister et même s'aggraver dans les années qui ont suivi. Ainsi l'Argentine est redevenue un importateur net d'énergie dès 2012. Dans le secteur électrique, l'insuffisance d'investissements dans de nouvelles capacités de production et dans les réseaux de transport et distribution vont provoquer plusieurs *blackouts*, spécialement durant les pointes de consommation de l'été (dues en partie à l'utilisation intensive de la climatisation dans le centre et le nord du pays). Dans ce contexte de manque d'investissements, les ENRe sont perçues comme une des solutions pour diversifier l'offre électrique

En décembre 2006, le Parlement a approuvé la loi 26190 qui instaure le nouveau « régime national de promotion des sources renouvelables d'énergie pour la production d'électricité ». Cette loi a fixé l'objectif de 8 % de production électrique provenant de sources renouvelables (hors grande hydraulique) pour 2016. Par rapport au régime précédent de 1998, elle a élargi l'éventail des sources renouvelables concernées : en plus de l'éolien et du solaire, elle cite aussi les énergies géothermique, marémotrices, les petites centrales hydrauliques (jusqu'à 30MW), le gaz de décharges, le gaz de stations d'épuration et le biogaz.

Les instruments de politique utilisés ne varient pas significativement par rapport à la loi précédente : il s'agit d'un système de *feed-in premium*. La rémunération établie est de 0,015 pesos par kWh effectivement généré à partir de n'importe laquelle des technologies mentionnées, sauf pour les centrales photovoltaïques pour lesquelles la rémunération est de 0,9 peso/kWh. La subvention s'applique donc comme une rémunération additionnelle au-dessus du prix du kWh dans le marché électrique de gros. Les tarifs *premium* sont valables pendant 15 ans et ils devaient être assurés par un fond spécial : le « *Fondo Fiduciario de Energías Renovables* » et financés par une contribution spécifique sur les factures d'électricité. Le régime de promotion est complété par des mesures fiscales concernant notamment des réductions sur l'impôt sur la valeur ajoutée et sur l'impôt sur les revenus.

Par ailleurs, dans l'évaluation des projets potentiellement bénéficiaires, la loi établit que seront privilégiés les projets qui génèrent quantitativement ou qualitativement plus d'emplois et ceux qui utilisent, dans leur totalité, des biens de capital d'origine nationale. L'autorité d'application était en mesure, cependant, d'autoriser l'intégration de biens de capital d'origine étrangère quand l'inexistence d'une offre technologique nationale compétitive était reconnue. Bien évidemment, l'objectif de cette mesure était de promouvoir le développement de l'industrie liée aux ENRe.

⁹²Le contrôle des tarifs pour tous les services publics, en particulier l'électricité, a été un mécanisme des politiques antiinflationnistes récurrent dans l'histoire moderne du pays, en entraînant des graves conséquences sur la situation économique des entreprises électriques nationales.

Cette loi n'a pas produit les résultats attendus. Plusieurs facteurs explicatifs peuvent être mis en avant. Premièrement, les règles d'application de la loi, sous la responsabilité du Pouvoir Exécutif, ont été reportées à 2009. Cette décision a retardé la présentation des projets et développé un facteur d'incertitude pour les investisseurs quant aux intentions du gouvernement de soutenir ce régime de promotion à moyen terme.

Deuxièmement, à la différence des quotas obligatoires établis dans le régime de promotion chilien, l'obligation d'atteindre un pourcentage de 8% en 2016 ne concerne aucun acteur économique en particulier et, par conséquent, il n'existe aucune pénalité pour l'inaccomplissement de l'obligation. Le quota de 8% reste une disposition déclarative sans conséquences pratiques.

Troisièmement, la loi établissait des subventions en pesos qui devaient être actualisées à partir d'un coefficient trimestriel - cette actualisation s'avérait indispensable dans un contexte de forte inflation -. Cependant, CAMMESA (une entreprise publique qui gère le marché électrique de gros) avait commencé à subir divers problèmes financiers et elle a arrêté de publier le coefficient. Par conséquent, en peu de temps, les tarifs premium ont perdu leur pouvoir d'incitation économique.

Le quatrième argument qui explique l'échec du système de promotion consiste dans le manque de constitution effective du fonds fiduciaire qui devait garantir le paiement des subventions. En effet, ce fonds devait se financer à partir d'une contribution sur les factures électriques, mais cette disposition n'a plus été retenue par le gouvernement qui a refusé toute augmentation des tarifs.

En définitive, les entreprises intéressées à investir dans des projets de NER ne pouvaient pas inclure les tarifs premium dans leurs flux de fonds futurs. Simultanément, les tarifs électriques étaient plafonnés par le gouvernement. Par conséquent, les taux de retour sur l'investissement n'étaient pas suffisants au regard de l'importance des risques engagés ce qui a dissuadés les investisseurs nationaux et étrangers.

2.4.3 Le GENREN : un système d'appels d'offres bien conçu face à la défaillance financière.

En décembre 2007, Cristina Fernández de Kirchner assume son premier mandat comme présidente de la République. Pendant ces années l'économie continuait à croître (à l'exception de l'année 2009) et la politique énergétique a suivi les mêmes lignes que la période précédente, notamment en ce qui concerne le maintien du contrôle des tarifs énergétiques. La demande en énergie continuait à progresser autour de 4 et 5 % par an, mais la production ne répondait pas avec la même vitesse. Cette situation a conduit à une nette augmentation des importations d'énergie : selon les données du Ministère de l'Économie, en 2011 le solde de la balance énergétique est passé d'un excédent de 1,760 à un déficit de 2,784 milliards de dollars ; l'année suivante le déficit s'est élevé à 6,2 milliards de dollars.

Dans ce contexte, en 2009, le gouvernement a décidé d'instaurer un système d'appels d'offres nommé GENREN qui assurait aux entreprises adjudicataires des contrats à 15 ans avec des tarifs exprimés en dollars. A partir de ce programme, des enchères concurrentielles pour augmenter de 1000 MW de puissance renouvelable au système électrique national ont été organisées lors du premier appel. Ce montant concernait plusieurs technologies de NER, sur la base d'objectifs précis : 500 MW d'énergie éolienne, 370 MW de biomasse, 60 MW de petites centrales hydrauliques, 30 MW de géothermique, 20 MW de solaire et 20 MW de biogaz. Le but principal du GENREN était d'augmenter la part des NER dans la production d'électricité afin de réduire l'importation de combustibles fossiles (notamment le GNL utilisé pour la production électrique). Comme avantages supplémentaires, le gouvernement proposait une réduction des émissions équivalente à 3 millions de tonnes de CO₂ par an, la création de 8.000 nouveaux emplois et de nouveaux investissements de l'ordre de 2,5 milliards de dollars.

Des projets représentant 1436 MW de puissance totale ont répondu au premier appel d'offres, c'est-à-dire un chiffre 40 % supérieur à celui demandé, ce qui démontre le grand intérêt suscité par le programme. Parmi les critères pris en compte au moment de la sélection des offres figuraient non seulement le prix mais aussi les séquences d'investissements et, fondamentalement, le pourcentage de composants nationaux de chaque projet (Recalde et al., 2015). Finalement, des projets représentant 895 MW ont été adjugés, toujours avec des modules de production de 50 MW au maximum, concernant principalement l'énergie éolienne. Ces projets ont bénéficié de tarifs fixes en dollars au moyen de contrats à 15 ans, diminuant le risque pour les investisseurs. Cependant, la réalisation de la plupart de ces projets met beaucoup de temps. Selon l'information publiée par l'entreprise publique ENARSA, en septembre 2014, seulement 7 projets étaient déjà en fonctionnement, pour une puissance ajoutée de 139 MW.

La principale barrière rencontrée par les entreprises responsables des projets tient à l'impossibilité d'avoir accès à des sources satisfaisantes de financement de leurs investissements. D'abord, au niveau macro-économique, le financement international des entreprises se voit directement affecté par le taux élevé du « risque pays » des dernières années, ce qui rend presque impossible l'accès à des crédits à des taux d'intérêt raisonnables⁹³. Ensuite, au niveau du secteur des NER, la plupart des entreprises participantes n'ont pas accès aux garanties demandées par les banques. L'entreprise CAMMESA - responsable des paiements des prix garantis – présente un bilan financier ne satisfaisant pas les garanties requises par les organismes financiers relatives à l'accomplissement des contrats signés dans le domaine du GENREN. Le manque de confiance s'est installé, malgré l'existence de prix garantis par des contrats à 15 ans. Ainsi, seules les entreprises qui comptaient sur leurs fonds propres ou qui ont eu accès au financement interne ont aujourd'hui concrétisé les projets de NER (Aguilar, 2014).

⁹³ L'Argentine maintenait un conflit avec un groupe minoritaire de créanciers (connus comme les fonds vautours ou *hedge funds*) dans la Cour de New York qui a mis le pays dans une situation de « *default sélectif* » en 2014.

L'expérience du programme GENREN montre que, malgré l'existence de technologies renouvelables qui présentent des niveaux de prix compétitifs et l'implémentation des mécanismes d'incitation économique théoriquement bien conçus, ces conditions peuvent s'avérer insuffisantes pour assurer leur déploiement dans des pays émergents. En effet, il existe des barrières à l'entrée spécifiques qui peuvent jouer un rôle dissuasif pour les investisseurs, conduisant « in fine » à une mauvaise performance des politiques engagées. Les principales barrières pour l'Argentine se situent principalement dans l'impossibilité d'avoir accès au financement nécessaire pour concrétiser les investissements.

Par ailleurs, à l'égard de l'acceptabilité sociale des différents projets de NER, les résultats des entretiens et du questionnaire réalisé montrent qu'en Argentine, jusqu'à présent, il n'y a pas eu de problèmes importants d'acceptabilité comme c'était le cas dans certaines régions d'Europe. Dans ce sens, plusieurs facteurs jouent en faveur de l'intégration des énergies renouvelables : la faible densité de population dans beaucoup de régions et surtout la possible complémentarité des projets de NER avec d'autres activités économiques. Il y a des exemples d'intégration de l'éolien dans les champs d'élevage ou de production de fruits, de la biomasse à partir des résidus de l'activité forestière ou encore la possibilité de développer des projets d'écotourisme.

Finalement, en ce qui concerne les barrières techniques, l'extension et le renforcement des réseaux de transport et de distribution d'électricité constituent un facteur essentiel à moyen et long terme. Cependant, selon des estimations privées faites en 2015, il existait environ 5.000 MW d'énergie éolienne qui pourraient être connectés sans inconvénient aux réseaux existants, malgré l'importance des investissements. À moyen et à long terme, un développement accru de la production décentralisée au niveau d'un foyer, d'une ville ou d'une microrégion diminuera la charge des réseaux et permettra de diminuer les pertes dues au transport.

2.4.4 Nouvelle loi de promotion de 2015 : un tournant décisif dans le déploiement des ENRe ?

Une nouvelle loi de promotion des ENRe (N°27191⁹⁴) est passée en octobre 2015, à la fin du gouvernement de Cristina Kircher. Cette loi a été votée par une large majorité dans le parlement argentin et le décret d'application a été approuvé par le successeur à la *Casa Rosada* Mauricio Macri en mars 2016⁹⁵. Cela montre un fort consensus politique sur le besoin de développer les énergies propres. Ce nouveau corpus juridique cherche à surmonter les barrières soulevées dans les expériences précédentes notamment dans ce qui concerne le facteur risque et l'accès au financement.

94 *Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación de la ley 26.190.*

95 La coalition « Cambiemos » a remporté les élections nationales d'octobre 2015 ; L'ingénieur Mauricio Macri, ancien maire de Buenos Aires, a été élu président de la République.

Sur le front macroéconomique le gouvernement a mis fin au contrôle de changes et il a fixé des objectifs pour réduire progressivement le taux d'inflation extrêmement élevé (supérieur à 20% annuel). Un fait marquant des premiers mois du gouvernement a été l'accord signé avec les *hedge funds* mettant fin au *default* de la dette. Ceci a réduit le risque pays et devrait faciliter l'accès au financement international des projets d'investissement. Parallèlement, et malgré une forte opposition, le gouvernement a autorisé une hausse considérable des tarifs de l'électricité et du gaz, avec l'objectif de réduire fortement les subventions et de régulariser progressivement les marchés énergétiques.

La nouvelle loi pour les ENRe établit des mesures d'application rapide afin d'atteindre l'objectifs de 8% en 2017 et de 20% d'électricité d'origine renouvelable en 2025. Les sources renouvelables incluses dans la nouvelle loi sont : l'éolien, la géothermie, l'hydraulique (inférieur à 50MW de capacité), l'houlomotrice, la marémotrice, l'énergie des courants marins, la génération d'électricité à partir de biocarburants, de biogaz ou de gaz de décharges, le solaire thermique et le solaire PV.

Le Chapitre III de la loi établit un fonds public d'affectation spéciale nommé FODER (*Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energias Renovables*, en Espagnol). Ce fonds a pour objet l'application des actifs en fiducie pour l'octroi de prêts, la réalisation d'apports de capital et d'autres instruments financiers destinés à faciliter le financement de projets de production d'électricité à partir des ENRe. Il pourra financer l'acquisition et l'installation des équipements ou des travaux d'infrastructure. Cet instrument est appelé à jouer un rôle clé dans le développement des projets d'investissement au moyen de l'octroi de lignes de crédit et de garanties aux investisseurs potentiels. Le nouveau gouvernement a rapidement mis en œuvre le FODER avec une dotation initiale de 12 milliards de pesos. Ensuite, il doit également être alimenté par une contribution spéciale sur la consommation de l'électricité.

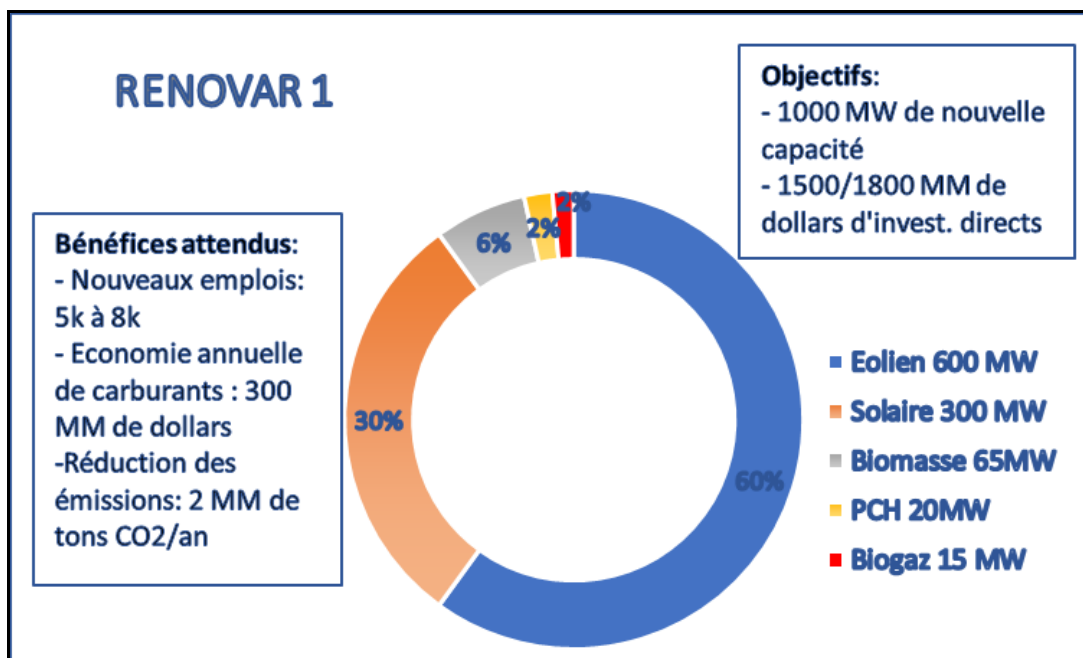
Le Chapitre IV de la loi introduit une mesure réglementaire sur la participation des usagers d'électricité à l'accomplissement des objectifs du schéma de promotion. A cet effet, il établit des quotas de consommation obligatoires et progressifs afin d'atteindre les objectifs de 8% à la fin de 2017 et de 20% à la fin de 2025. Les usagers sont divisés en deux catégories, selon que leur demande de puissance est supérieure ou inférieure à 300 kW ce qui implique des obligations différenciées. Ceux dont la demande est supérieure à 300kW devront justifier individuellement et chaque année le respect des quotas progressifs : de 8% en décembre 2017 à 20 % en décembre 2025. Pour cela ils pourront signer des contrats directement avec les producteurs ou les distributeurs d'électricité. Le non-respect des quotas entraîne une pénalité calculée sur la base du coût de génération d'électricité produite à partir du diesel importé.

Le Chapitre VIII introduit des dispositions de caractère technique liées à l'intégration de l'électricité produite à partir de sources intermittentes comme le solaire et l'éolien. D'une part, cette électricité bénéficie de l'accès prioritaire aux réseaux de transport. D'autre part, le Secrétariat de l'Energie doit fixer les mécanismes pour assurer la capacité de réserve nécessaire, dont le coût sera assumé par l'ensemble du système électrique.

Concernant l'instrument de soutien, la loi abandonne donc le mécanisme de tarifs *premium* présent dans les lois précédentes et choisit un système d'appels d'offre « à l'Hollandaise », complété par des mesures qui facilitent l'accès au financement et par une forte réduction des charges fiscales. Parallèlement, le décret établit des quotas progressifs à justifier par les opérateurs désignés par la loi. Il s'agit donc d'un instrument hybride économique et réglementaire qui combine un système d'enchères concurrentielles avec un schéma de quotas.

En mai 2016, le Ministère de l'Énergie lance le premier appel d'offre dans le cadre de la nouvelle loi. Il s'agit du programme RENOVAR 1 dont les principales caractéristiques sont synthétisées dans la figure 5.7 ci-après.

FIGURE 5.7 OBJECTIFS DU PREMIER TOUR D'APPELS D'OFFRES, PROGRAMME RENOVAR 1



Source : construction de l'auteur à partir des données du *Ministerio de Energía y Minería*

Le plan RENOVAR maintient certaines caractéristiques importantes déjà présentes dans le plan précédent (le GENREN), notamment des contrats en dollars qui assurent un paiement fixe pendant 20 ans (contre 15 ans pour le GENREN), la priorité d'accès aux réseaux et des avantages fiscaux. Cependant, le nouveau programme offre des garanties additionnelles pour diminuer le risque de non paiement des tarifs assurés par les contrats signés à la fin du processus d'appels d'offres. Le RENOVAR a fortement attiré les investisseurs qui ont présenté 123 projets représentant 6366 MW, c'est-à-dire un chiffre 6 fois supérieure à celui mis aux enchères (1000MW) (c.f. tableau 5.5).

Les prix moyens des offres soumises (69 dollars par MW pour l'éolien et 76 pour le solaire) ont clairement diminué par rapport aux années précédentes et ils sont clairement en dessous des prix

limites fixés par le régulateur. En outre, concernant la distribution géographique des projets, on constate une concentration des projets éoliens dans la province de Buenos Aires et en Patagonie et une concentration des projets solaires dans le nord-ouest du pays. Les projets de biomasse et de biogaz sont placés principalement dans la région nord-est et les PCH dans les provinces de Mendoza et Río Negro. Cependant, la part de ces deux dernières technologies est très marginale par rapport à celle du solaire et de l'éolien. Par ailleurs, aucun projet géothermique ni d'éolien off-shore n'a été présenté.

TABLEAU 5. 5 LES OFFRES PRESENTEES LORS DE L'APPEL RENOVAR 1

Technologie	Nombre d'offres	MW proposés	Prix Minimum	Prix Moyen	Prix Limite	Provinces
Eolien	49	3468	49	69	82	BA, CHT, RN, SC, NEU, LR, LP, MZA, CBA, SF
Solaire PV	58	2834	59	76	90	SAL, JUJ, SJ, CAT, LR, MZA, NEU, SL, LP, CBA, BA, CHO.
Biomasse	11	53	114	115	160	ER, COR, CBA, TUC, SF, MIS, SL.
PCH	5	11	111	146		RN, MZA.
Total	123	6366				

Codes des provinces : BA (Buenos Aires), CHT (Chubut), RN (Río Negro), SC (Santa Cruz), NEU (Neuquén), LR (La Rioja), LP (La Pampa), MZA (Mendoza), CBA (Córdoba), SF (Santa Fe), SAL (Salta), JUJ (Jujuy), SJ (San Juan), CAT (Catamarca), SL (San Luis), CHO (Chaco), ER (Entre Ríos), COR (Corrientes), TUC (Tucumán), MIS (Misiones).

Source des données : *Ministerio de Energía y Minería*

Sur le total des offres, le Ministère de l'Energie a décidé de retenir 29 projets qui représentent 1109 MW de nouvelle capacité répartis ainsi : 707 MW pour l'éolien, 400 pour le solaire PV et seulement 1,2 pour le biogaz. Ces nouvelles installations ajouteront 3970 GWh/an en moyenne, ce qui équivaut à 2,9 % de la consommation électrique nationale. Les prix adjugés -59,75 dollars par MWh en moyenne pour les projets solaires et 59,39 pour les projets éoliens- sont substantiellement inférieurs à ceux attendus par les analystes du secteur :

Etant donné le succès du RENOVAR1, en septembre 2016 le Ministère a décidé de faire un deuxième appel d'offres nommé RENOVAR 1.5. A la fin novembre 2016 le gouvernement a publié les projets sélectionnés qui totalisent 1.281,5 MW. Il s'agit de 10 projets éoliens pour 765,4 MW et 20 projets de solaire PV pour 516,2 MW. En résumé, en considérant les deux tours, le programme RENOVAR totalise 2.423,5 MW, avec un prix moyen pondéré de 57,44 dollar par MW/h. Selon les estimations du gouvernement cela entraînera des investissements de 4 milliard et la création de 20.000 nouveaux emplois.

Cependant une question se pose concernant la viabilité de ces projets : le RENOVAR permet-il de surmonter les barrières qui expliquent l'échec du GENREN ? La principale barrière à laquelle se sont confrontés les projets du programme précédent était le manque d'accès au financement et/ou les taux d'intérêt très élevés, tout ceci étant lié à un ensemble de facteurs macroéconomiques et institutionnels. Le plan RENOVAR permet en principe d'atténuer les principales sources de risque et facilite ainsi le financement au moyen de plusieurs mesures :

- La création du fond « Foder » administré par la BICE (Banque d'investissement et de commerce extérieur) qui garantit jusqu'à douze mois de paiement en cas de retard de la part de CAMMESA.

- En cas de défaut de paiement de la part de CAMMESA et si le fond résulte insuffisant, les administrateurs des projets peuvent faire valoir une option de vente de leur contrat à l'Etat ;

- La Banque Mondiale octroie une garantie additionnelle pour un total de 250 million de dollars.

Au-delà de ces mesures, le changement des conditions macroéconomiques et notamment la sortie du pays du « default sélectif » facilite l'accès au financement et *in fine* la concrétisation des projets. En outre, les développeurs de projets qui ont gagné les enchères comptent avec un partenaire financier qui est généralement le fournisseur de technologie.

En résumé, dans les tours 1 et 1.5 le Ministère a adjudgé une puissance totale 2.423,5 MW ce qui permettra une génération d'électricité de 8.516 GWh/an. Les nouvelles centrales de production doivent être raccordées aux réseaux dans un délai qui va de 12 à 24 mois selon le projet. Les prix obtenus dans les enchères sont plus bas que ce qui était attendu par les analystes du secteur qui ont qualifié le programme comme un grand succès⁹⁶. Néanmoins, un point faible de ce programme est la très forte concentration des investissements dans l'éolien et le solaire PV, tandis que les quotas pour les autres technologies n'ont pas été respectés.

2.5. L'impact des politiques sur le développement d'une filière industrielle nationale

Dans le débat actuel sur la promotion des ENRe en Argentine, le point sujet aux plus grandes controverses est celui de la place de l'industrie nationale comme fournisseuse de technologie et de composants. D'une part, les développeurs de projets demandent une plus forte ouverture des importations de technologies ce qui permettrait une baisse des coûts. D'autre part, les industriels et

⁹⁶ <http://www.energiaestrategica.com/spinadel-exito-las-politicas-renovables-macri-estara-ligado-al-consenso-politico>

les syndicats⁹⁷ réclament des politiques de promotion qui facilitent le développement d'une filière industrielle nationale ce qui permettrait de créer des nouveaux emplois de qualité.

Sur ce sujet la loi N° 27191 contient des dispositions en quelque sorte contradictoires. D'un côté, l'article 6 donne la possibilité d'obtenir un « certificat fiscal » à tous les développeurs de projets dont la part des installations électromécaniques d'origine nationale est égale ou supérieure à 60%⁹⁸. Ce certificat autorise une déduction d'impôts équivalente à 20% de la valeur de ces composants nationaux. De l'autre côté, l'article 14 de la loi dispense du paiement des droits d'importation tous les équipements et composants nécessaires au développement des projets d'ENRe.

En pratique la participation de l'industrie nationale dans les projets du programme RENOVAR est très faible. Les résultats détaillés de la première phase du RENOVAR montrent que les 29 projets sélectionnés comptent avec 13,5% de composants électromécaniques nationaux. Les composants importés sont d'origine principalement chinoise (autour de 40%). En effet, les fournisseurs chinois de technologie offrent des conditions avantageuses de financement ce qui leurs donne un avantage concurrentiel considérable.

Pour une économie de taille moyenne (voire petite) il semble difficile de pouvoir développer l'ensemble des filières d'ENRe, s'agissant d'une industrie fortement globalisée et dans laquelle certains pays (notamment la Chine) ont pris de l'avance. Néanmoins, le pays peut se concentrer sur quelques segments de l'industrie nationale liée aux ENRe qui présentent des avantages comparatifs. Par exemple, le groupe IMPSA, un leader régional dans le secteur électrique, a développé la technologie UNIPOWER, la seule technologie éolienne de grande puissance intégralement développée en Amérique Latine. Cette entreprise fabrique également une des turbines hydrauliques la plus puissante du monde. L'entreprise emploie plus de 6000 personnes réparties principalement en Argentine, en Colombie et au Brésil et elle commercialise ses produits dans plus de 30 pays. Une analyse approfondie des différentes chaînes de valeur des technologies d'ENRe en Argentine est nécessaire pour identifier les segments les plus prometteurs et les « bons » instruments pour les promouvoir.

⁹⁷ <http://www.iprofesional.com/notas/242695-Las-energias-limpas-darn-unos-20000-empleos-en-Argentina-dnde-y-cundo-se-pondrn-en-marcha-las-obras>

⁹⁸ Un pourcentage d'entre 30% et 60% est accepté si le développeur peut montrer l'inexistence d'une offre nationale (selon le type de technologie).

3. Le Brésil : la renaissance du système d'appels d'offres

Le secteur électrique brésilien est confronté à une forte croissance de la demande qui requiert des investissements significatifs dans les secteurs de production, transport et distribution. Parallèlement, l'organisation institutionnelle du secteur a connu des réformes profondes : le passage d'un contrôle statique presque total à une libéralisation du secteur dans les années 1990 et ensuite l'introduction d'un modèle basé sur des contrats à long terme. C'est dans ce contexte que les politiques de promotion des ENRe ont émergé. La volonté de renforcer un mix électrique propre et résilient accentue le besoin d'un développement équilibré des nouvelles sources d'énergies renouvelables au Brésil.

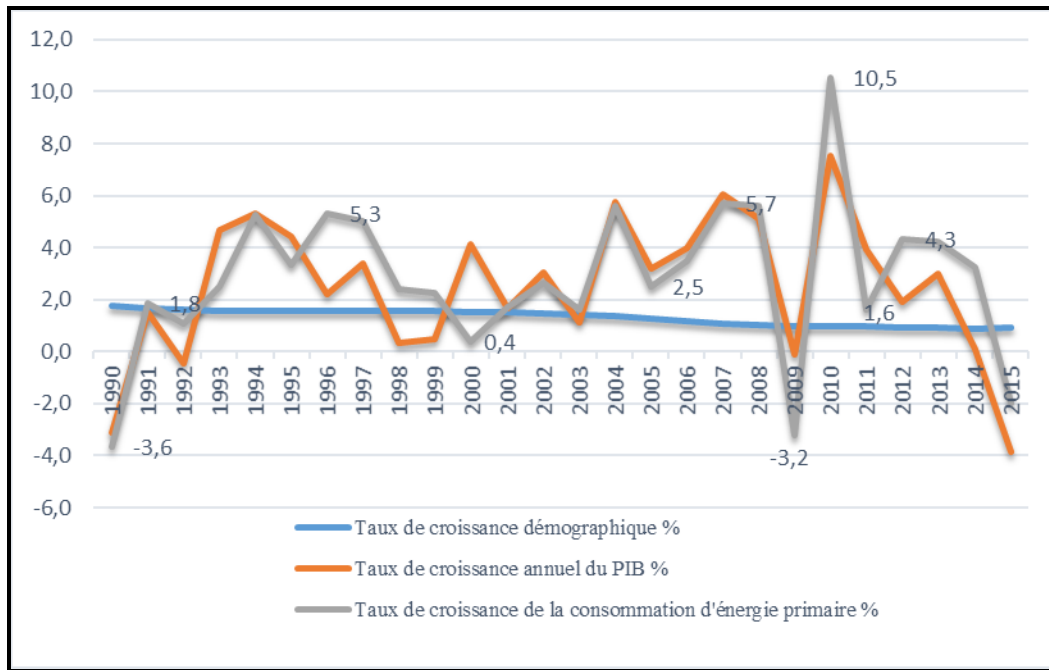
3.1 Contexte économique et énergétique

Comptant avec une population de 204 millions d'habitants en 2014 et un PIB de 2417 milliards de dollars, le Brésil est la première économie d'Amérique Latine et la cinquième au niveau mondial. De la même manière que plusieurs de ces voisins, l'économie brésilienne suit des cycles de croissance, stagnation et récession qui affectent le niveau de demande en énergie. Le taux moyen de croissance économique entre 1991 et 2015 est de 2,8 %, avec une récession significative les deux dernières années. La croissance démographique est inférieure à 1% par an. Par ailleurs, malgré la grande extension territoriale du pays, la population est fortement concentrée dans les régions sud-est⁹⁹ et en général dans les grandes villes proches des côtes, avec un taux d'urbanisation de 85%.

Selon le rapport *Enerdata World 2013*, le Brésil est le dixième producteur mondial d'énergie (premier en Amérique Latine, juste devant le Mexique) avec 256 Mtep d'énergie produite et le septième consommateur mondial avec 293Mtep d'énergie consommée. Ne s'agissant pas d'un pays traditionnellement pétrolier ou gazier, le Brésil a commencé sa transition énergétique dans les années 1970 poussé par la nécessité de développer des sources alternatives de production (notamment l'éthanol) pour s'affranchir des coûteux hydrocarbures importés.

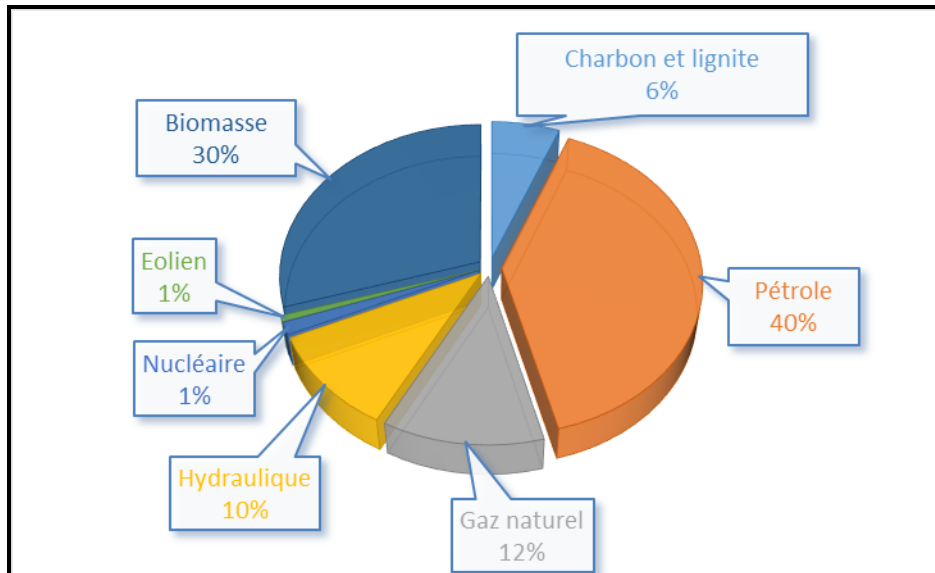
⁹⁹ La région Sud-Est comprend les Etats de *San Pablo, Rio de Janeiro, Minas Gerais et Espriritu Santo*.

FIGURE 5.8 CROISSANCE DU PIB ET DE LA CONSOMMATION D'ENERGIE PRIMAIRE, BRESIL



Source : construction de l'auteur à partir des données d'ENERDATA

FIGURE 5.9 MIX ENERGETIQUE DU BRESIL, 2015



Note : La figure montre la part de chaque source dans la consommation d'énergie primaire

Source : construction de l'auteur à partir des données d'ENERDATA

La consommation d'énergie primaire au Brésil est caractérisée par une forte participation de la biomasse (biocarburants et déchets pour la production d'électricité) ainsi que de l'hydroélectricité. Le pays est donc un des leaders mondiaux dans le domaine des énergies renouvelables, avec une part autour de 42% qui contraste avec une moyenne mondiale de 13% et de seulement 8% dans les pays de l'OCDE. Le Brésil est également devenu un producteur important de pétrole (le 12^e au niveau mondial en 2014) mais sa production ne couvre que 86% de sa consommation. Sa production de gaz naturel ne couvre que la moitié de sa consommation. La consommation d'énergie finale (1,148 tep/hab) a augmenté mais reste inférieure à la moyenne mondiale.

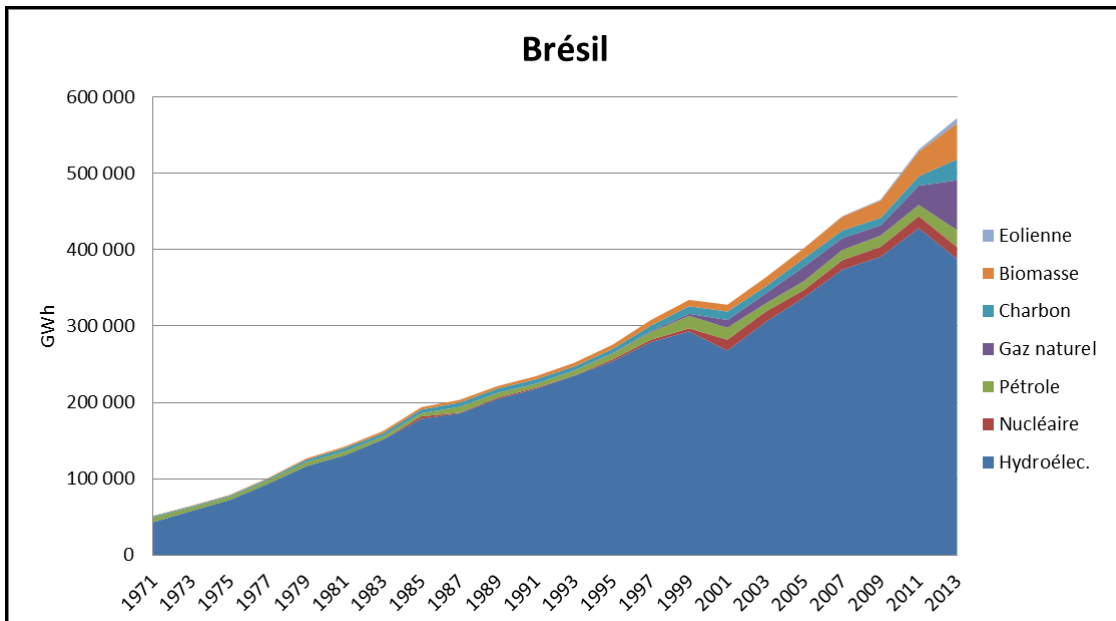
3.2 Structure et évolution du secteur électrique

Etant donné la complexité du secteur électrique Brésilien nous proposons une analyse en trois temps. D'abord nous présentons les principales caractéristiques de l'offre et de la demande en électricité ; ensuite nous discutons les principales réformes institutionnelles au cours de 30 dernières années ; enfin nous présentons les principales institutions et les mécanismes de coordinations en vigueur actuellement. Ces trois points nous permettront d'aborder dans les sections suivantes les questions de la conception et l'évaluation des politiques de promotion des ENRe.

3.2.1 L'offre et la demande d'électricité

Depuis les années 1950, le Brésil a pu s'appuyer sur un mix électrique largement basé sur l'hydraulique, en profitant de ses fleuves puissants qui s'étendent sur tout son territoire. L'hydroélectricité représentait encore plus de 75 % de la production en 2012, mais d'autres sources ont commencé à prendre plus d'importance, notamment le gaz naturel et la biomasse. Ainsi, en 2012 l'ensemble des énergies fossiles représentait 14,4 % du mix énergétique brésilien, contre 7,4% pour les ENRe et moins de 3% pour le nucléaire. La figure 5.10 ci-dessous montre l'évolution de la production d'électricité par source d'énergie au cours des 40 dernières années.

FIGURE 5. 10 EVOLUTION DE LA PRODUCTION D'ELECTRICITE

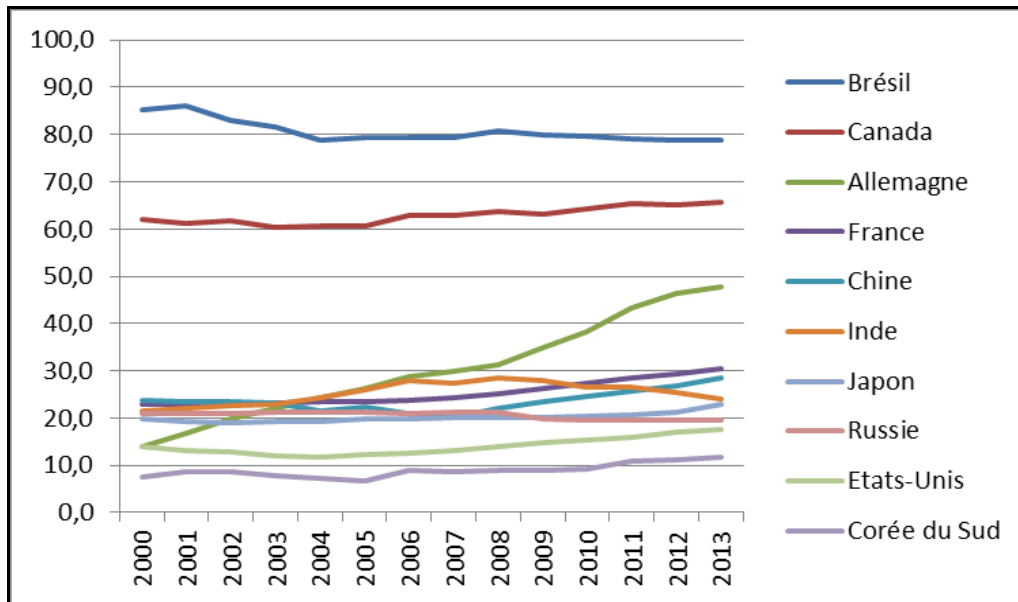


Source : construction de l'auteur à partir des données d'ENERDATA.

Le taux de croissance de la consommation d'électricité sur les 5 dernières années, marquées pour une forte crise économique, est de 2,28 %. D'après les prévisions d'organisations régionales (OLADE) ou internationales (AIE), la demande d'énergie continuera à croître dans les prochaines décennies même avec un renforcement des politiques d'efficacité énergétique. Pour la période 2012-2035, les besoins d'investissements bruts dans la production d'électricité sont estimés à 295 GW ce qui devra être accompagné par une progression conséquente des réseaux de transport et de distribution. Cette nouvelle vague d'investissements représente un grand défi mais aussi une opportunité pour une transition vers un modèle de développement plus soutenable.

En 2013 le Brésil se positionne à la 8^e place mondiale pour la production et la consommation d'électricité (487 TWh). Si l'on considère la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité, le Brésil (avec une part de 80 % en 2013) occupe la deuxième place juste derrière la Norvège, largement au-dessus de la moyenne mondiale de 22 %. La figure 5.11 montre la part des énergies renouvelables pour les 10 premiers pays producteurs d'électricité du monde. Seulement deux pays, le Brésil et le Canada, présentent plus du 50 % d'électricité d'origine renouvelable.

FIGURE 5. 11 PART DES ENERGIES RENOUVELABLES COMME % DE LA CAPACITE INSTALLEE



Source : construction de l'auteur à partir des données d'ENERDATA.

En considérant ces indications, nous pourrions conclure que la transition électrique du Brésil a déjà été faite. Cependant, si l'on regarde la composition de son mix d'énergies renouvelables, nous constatons un clair déséquilibre entre l'hydraulique et les ENRe. De plus, plusieurs études montrent que l'hydroélectricité ne parviendra pas à croître au même rythme que la demande (Soito et al., 2011). A l'horizon 2030 elle demeurerait la source principale mais avec un poids relatif réduit par rapport à aujourd'hui. Il est donc évident que si le Brésil veut maintenir un mix électrique vert, il doit pousser le déploiement des énergies nouvelles et renouvelables pour compenser une chute relative de l'hydroélectricité et éventuellement de la biomasse.

La forte dépendance face à l'hydroélectricité a été révélée avec le black-out de 2001-2002. Le « *apagão* » (grand black-out) est arrivé après des années de sécheresses successives. A ce moment-là, l'électricité a été rationnée et les conséquences économiques ont été significatives. Le gouvernement a alors commandé des centrales thermiques alimentées par du pétrole, du charbon et du gaz. Elles représentent aujourd'hui un sixième du total de la capacité installée du Brésil, et offrent environ un dixième de son électricité. Une forte chute de la production hydroélectrique s'est produite à nouveau en 2014 et 2015 à cause de la sécheresse. Ce type de phénomène devrait s'intensifier en raison du changement climatique.

La possibilité d'une exploitation des énormes gisements de pétrole et de gaz (dans les fonds marins *Pre-Salt*) ainsi que le décollage des ENRe et leur extension possible au secteur du transport peuvent s'avérer des objectifs contradictoires. Ils représentent des défis majeurs pour tous les acteurs des marchés brésiliens de l'énergie et génèrent de forts débats aux niveaux politique et économique.

Dans l'annexe I de cette thèse, nous présentons une analyse approfondie de l'état actuel et des perspectives de développement des différentes sources de production d'électricité au Brésil.

3.2.2. Evolution institutionnelle du secteur électrique

Dans le chapitre IV nous avons étudié les principaux axes des réformes institutionnelles réalisées dans les marchés de l'énergie en Amérique Latine. Dans cette section nous discutons les caractéristiques particulières des réformes dans le marché électrique brésilien. C'est indispensable pour la suite de nos analyses dans la mesure où cela nous permet d'expliquer la genèse du système actuel de promotion des ENRe basé sur des appels d'offres.

Le secteur électrique brésilien a vécu deux grandes réformes dans les vingt dernières années. La première, dans les années 1990, a suivi la vague de libéralisation des marchés énergétiques entamée par plusieurs pays - certains auteurs la qualifient de « *textbook liberal reform* » (Karmacharya, 2008) -. L'insuffisance de ce modèle pour répondre au problème de la sécurité des approvisionnements a conduit à une seconde réforme dans les années 2000 qui a introduit un modèle basé sur des contrats à long terme. C'est dans ce nouvel environnement institutionnel qu'a émergé la politique actuelle de promotion des ENRe au Brésil.

Avant les années 1990 l'Etat jouait un rôle central dans les marchés énergétiques d'Amérique Latine. La planification énergétique était la responsabilité de l'Etat (ou au moins elle était fortement encadrée par celui-ci) qui formulait les hypothèses concernant les variables fondamentales (tendances de la demande, les coûts de carburants, *etc.*). L'Etat établissait également la marge de réserve nécessaire, la qualité de service souhaitée, *etc.* L'idée principale était d'optimiser la performance du système, en satisfaisant les besoins énergétiques au moindre coût possible.

Dans les années 1950 et 1960 il y a eu un essor d'investissements. Cependant, dans les années 1970 la situation des finances publiques de la plupart des Etats du continent était fortement détériorée. Cette situation s'est aggravée avec la crise du pétrole. Les États disposaient alors de ressources financières insuffisantes pour entreprendre les nouveaux investissements requis pour le maintien du service. D'ailleurs, les organisations financières, qui avaient financé une grande partie des investissements, ont commencé à exiger un changement structurel profond en échange de financement. Ces organisations demandaient la libéralisation des services de télécommunications, de la banque et de l'énergie, tout ceci inspiré par la réforme similaire en cours dans d'autres pays, principalement au Royaume-Uni. En même temps, le mécontentement des consommateurs causé par la mauvaise qualité des services publics (avec des coupures d'électricité fréquentes) augmentait dans les années 1980.

Le modèle institutionnel avec un Etat régulateur, propriétaire et gestionnaire, était donc remis en cause. Cela a conduit à la réforme libérale en Amérique Latine mais, comme on l'a vu auparavant, avec une profondeur et une vitesse différentes selon le pays et selon le secteur de l'économie.

Au Brésil, au début des années 1990, le cadre réglementaire du marché de l'électricité était caractérisé par le contrôle de l'État sur tous les segments de l'industrie, notamment à travers des décisions relatives aux plans d'expansion et à la politique de prix (De Almeida et. Pinto JR, 2009).

Mais en 1996, le Brésil a mis en œuvre une réforme du secteur électrique axée sur le marché sur la base de la tarification au coût marginal à court terme. En 1996 a été créée l'Agence Nationale de l'Energie Electrique (ANEL), responsable de la réglementation du secteur. Un marché de gros de l'électricité a été également créé.

Ce nouveau modèle était censé attirer des investissements privés mais, pour plusieurs raisons, il n'a pas produit les résultats attendus. En effet, le prix de l'électricité commercialisée sur le marché de gros était fixé en fonction du coût marginal de court terme. Il était calculé à travers une méthode très complexe qui n'était pas claire pour le marché. De plus, le prix à court terme présentait une forte volatilité causée par la variation de l'offre et de la demande d'électricité. La première est affectée par le niveau des réservoirs hydroélectriques¹⁰⁰ et la deuxième par l'instabilité de l'économie brésilienne depuis 1980 (De Almeida et Pinto JR, 2009). Cette variabilité des prix sur le marché à court terme empêchait de faire des prévisions fiables à long terme sur la rentabilité des investissements dans le secteur.

Par ailleurs, la réforme libérale brésilienne a été très asymétrique dans le secteur de l'électricité et dans les secteurs du pétrole et du gaz. Dans le premier secteur, elle a pris la forme d'une privatisation partielle des actifs et, principalement, d'une réduction radicale de l'investissement de l'État. Dans les secteurs du pétrole et du gaz la réforme a ouvert de l'espace aux investissements privés, sans pour autant réduire les investissements de l'État à travers l'entreprise publique Petrobras.

Dix-neuf entreprises électriques brésiennes ont été privatisées jusqu'à 1999 pour environ 19 milliards de dollars. La dévaluation monétaire en janvier 1999 et l'instabilité économique observée aux niveaux national et international ont réduit l'intérêt du gouvernement à poursuivre la réforme libérale (De Almeida et Pinto JR, 2009). Malgré l'effort du gouvernement pour attirer des investisseurs dans le secteur électrique, ceux-ci percevaient un risque élevé. Par conséquent, soit ils ne manifestaient aucun intérêt à investir soit ils exigeaient des taux de rendement très élevés et des périodes d'amortissement courts afin de s'assurer la récupération de leurs investissements.

L'absence de nouveaux investissements dans la production de 1998 à 2000 (face à une demande toujours croissante) a forcé le pays à utiliser ses réservoirs hydroélectriques à un rythme plus intense que d'habitude. En 2001, lorsque les principales régions avec des centrales hydroélectriques ont été frappées par une grave sécheresse, la seule alternative était de rationner la consommation d'énergie de 20 % pour les neuf mois consécutifs, à partir de juin 2001 jusqu'à février

¹⁰⁰ En raison de la part très importante de l'hydroélectricité, les prix au comptant sont demeurés faibles pendant plusieurs années. Mais ils ont fortement augmenté pendant les mois des sécheresses. Dans ces conditions, les prix du marché spot ne donnent pas les bons signaux économiques sur le besoin d'investissements à long terme (Karmacharya, 2008).

2002. Ensuite, le gouvernement, a mise en place des programmes d'investissements spécifiques d'urgence pour attirer de nouvelles capacités de production. Ainsi, des subventions ont été instituées en 2001 pour encourager la génération d'électricité à partir des énergies fossiles. Environ 2000 MW ont été installés en quatre ans et le coût de cet investissement s'est répercuté sur les consommateurs par le biais de charges spécifiques.

La victoire du candidat de gauche Luis Inacio Lula da Silva, en octobre 2002, a changé le scénario pour les industries brésiliennes de l'énergie. Initialement, les effets négatifs de la crise énergétique sur l'économie et ses impacts politiques ont poussé le nouveau gouvernement à réviser l'organisation institutionnelle et l'environnement réglementaire du secteur de l'électricité. Le principal objectif était de doter le gouvernement fédéral de nouveaux mécanismes de coordination afin de garantir la sécurité énergétique. Pour atteindre cet objectif un nouveau modèle institutionnel a été proposé dont les principales orientations sont les suivantes (De Almeida et Pinto JR, 2009) :

- Priorité accordée à la sécurité des approvisionnements ;
- Organisation institutionnelle plus centralisée, renforçant le rôle du Gouvernement dans l'expansion de l'offre énergétique ;
- Réduction de l'importance de la concurrence opérationnelle accordant la priorité à la concurrence pour de nouveaux investissements ;
- Suspension du processus de privatisation et retour des entreprises publiques en tant qu'acteurs de premier plan dans l'expansion du secteur de l'électricité.

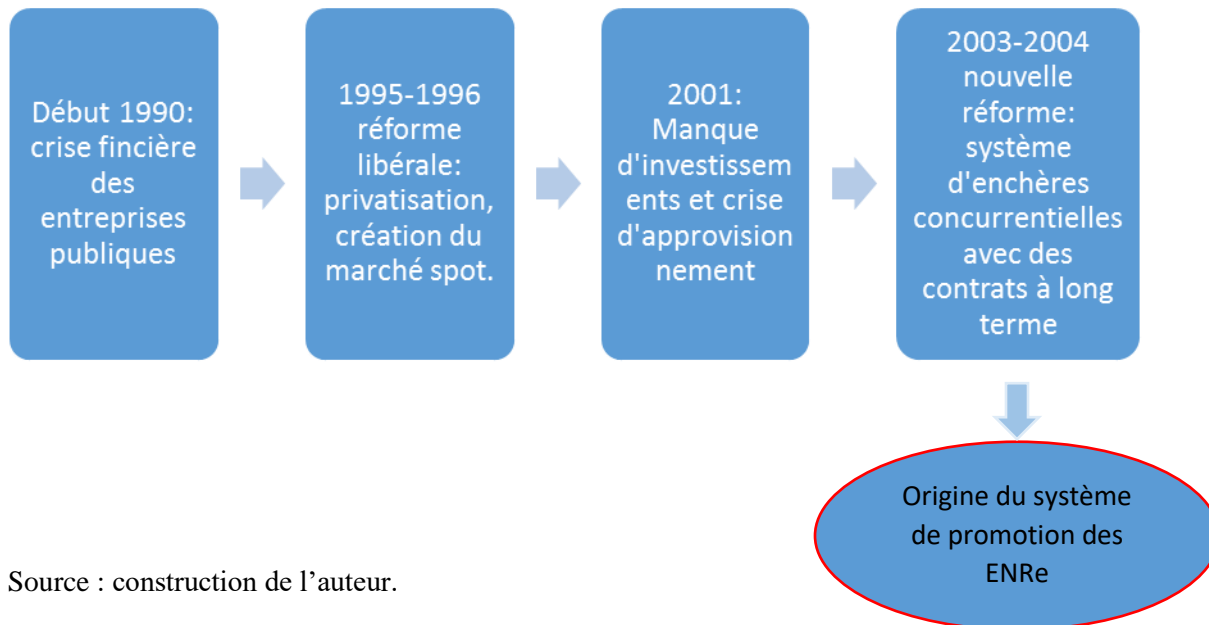
La nouvelle loi pour le secteur électrique, proposée par le gouvernement en juillet 2003, a été approuvée par le Congrès en mars 2004, après d'un long processus de concertation. Entre autres mesures, cette nouvelle loi a créé deux marchés pour la commercialisation d'électricité : le marché régulé et le marché libre. Elle a également établi l'obligation pour les compagnies de distribution de prévoir d'avance leurs besoins d'électricité et de se les procurer à travers des contrats sur le marché régulé (De Almeida et. Pinto JR, 2009).

Le retour de la planification publique dans le secteur de l'électricité a été une solution pour réduire le risque et attirer les investissements. La planification a permis de remplacer la compétition opérationnelle sur le marché par la compétition pour les investissements. En d'autres termes, les investisseurs se disputent les contrats de long terme pour fournir la future demande d'électricité (De Almeida and Pinto JR, 2009). Ces contrats à long terme et les options d'achat d'énergie, qui doivent avoir le soutien physique, assurent aux investisseurs une source de revenus stables sous la forme de prix indexés qui ne sont pas affectés par la volatilité du prix au comptant.

Dans ce nouveau cadre, le régulateur reprend certaines anciennes compétences, essentiellement comme planificateur du système. Ses compétences comprennent la mise en place de procédures d'enchères et les orientations générales, y compris les modalités des contrats (durée, indexation sur les prix, les différences saisonnières, les options, etc.) (Batlle et al., 2010)

Par ailleurs, l'approche de marché adoptée dans les années 1990 était technologiquement neutre. L'objectif était de mettre en place un ensemble de règles claires sur la façon dont le revenu devait être gagné et permettre aux agents du marché de choisir les technologies les plus rentables à leurs propres risques. En revanche, bien que toutes les technologies soient en concurrence dans le nouveau modèle d'enchères, le régulateur dispose d'un mécanisme qui permet d'organiser des appels d'offres spécifiques par technologie ou par région en fonction des décisions de politique énergétique. C'est donc dans ce nouveau cadre institutionnel qu'on trouve la genèse du système actuel de promotion des ENRe dont leurs caractéristiques et principaux résultats sont analysés dans la sections 3.4.

FIGURE 5.12 PRINCIPALES REFORMES DU SECTEUR ELECTRIQUE BRÉSILIEN



Source : construction de l'auteur.

La figure 5.12 ci-dessus synthétise les principales réformes dans le marché brésilien de l'électricité. Les réformes institutionnelles profondes dans le secteur de l'énergie sont déclenchées par des crises d'approvisionnement, spécialement dans les pays en développement. En effet, les réformes profondes, même si leur pertinence est avérée, sont souvent retardées jusqu'au moment où l'urgence d'une crise énergétique oblige les corps politiques à agir. Cela a été clairement constaté dans le cas du Brésil. D'abord, la grave crise financière des monopoles publics dans l'industrie brésilienne de l'énergie est un des principaux déterminants de la réforme libérale de 1995-1996. Ensuite, la crise de l'approvisionnement en électricité causée par la grande sécheresse de 2001 et par le manque d'investissement dans d'autres technologies de production, a conduit à la réforme de 2003-2004 qui introduit un système basé sur des contrats à long-terme.

3.2.3. Principales institutions et mécanismes de coordination

Le Brésil dispose d'un Système Interconnecté National (SIN) pour le transport et la distribution d'électricité dans les macro-régions Sud, Sud-Est, Centre-Ouest, Nord-Est et dans une partie de la région Nord. Seulement 3,4% de l'approvisionnement d'électricité du pays se fait en dehors du SIN, dans de petits systèmes isolés situés principalement dans la région amazonienne. Le réseau brésilien est connecté au sud avec les réseaux du Paraguay, de l'Uruguay et de l'Argentine

L'Etat intervient dans le secteur électrique à travers plusieurs institutions (figure 5.13 ci-dessous). Le Ministère des Mines et de l'Energie¹⁰¹ (MME) est un acteur central qui coordonne les activités des différents organismes. Il a la responsabilité d'élaborer les politiques pour les différents secteurs de l'énergie. La politique énergétique dans ses aspects stratégiques est définie par le Conseil National de Politique Énergétique qui est une institution multi-ministérielle de caractère consultatif. La nouvelle loi de 2003 a également créé un comité de surveillance pour le secteur de l'électricité (CMSE)¹⁰² qui a pour mission principale de veiller à la sécurité des approvisionnements. Il surveille notamment le degré d'avancement des nouveaux projets et suggère des mesures correctives en cas de risque pour l'approvisionnement.

L'Agence Nationale de l'énergie électrique (ANEEL)¹⁰³, créée en 1996, est responsable de la réglementation et du contrôle du secteur de l'électricité. L'ANEEL contrôle également l'activité de l'Opérateur National du Système (ONS), organisme chargé de la gestion et des plans d'expansion du système interconnecté national de transport de l'électricité (117.000 kms d'extension en 2015). La Chambre de Commercialisation d'Electricité, sous l'orbite de l'ANEEL, est l'opérateur du marché de gros. Cet organisme est également en charge du système d'enchères concurrentielles.

L'Entreprise de Planification Énergétique¹⁰⁴ (EPE) a été créée en 2004 avec pour mission la recherche et le conseil qui facilitent la planification à long terme dans le secteur énergétique brésilien. De plus, l'EPE reçoit les estimations de la demande de la part de toutes les compagnies de distribution et calcule la quantité d'électricité à fournir chaque année par le marché régulé. Ensuite, elle propose au Ministère le meilleur mix technologique ainsi qu'une liste de projets à offrir sur le marché régulé.

Malgré l'ouverture du marché aux acteurs privés, les grandes sociétés sous contrôle gouvernemental dominant le secteur de l'électricité. La société Eletrobras détient environ 40% de la capacité de production ; les sociétés de plusieurs Etats¹⁰⁵, CESP, Cemig et Copel contrôlent respectivement 8%, 7% et 5% de la capacité de production. Les 40% restant appartiennent à plusieurs

¹⁰¹ *Ministério de Minas e Energia*

¹⁰² *Comité de Monitoramento do sector eléctrico*

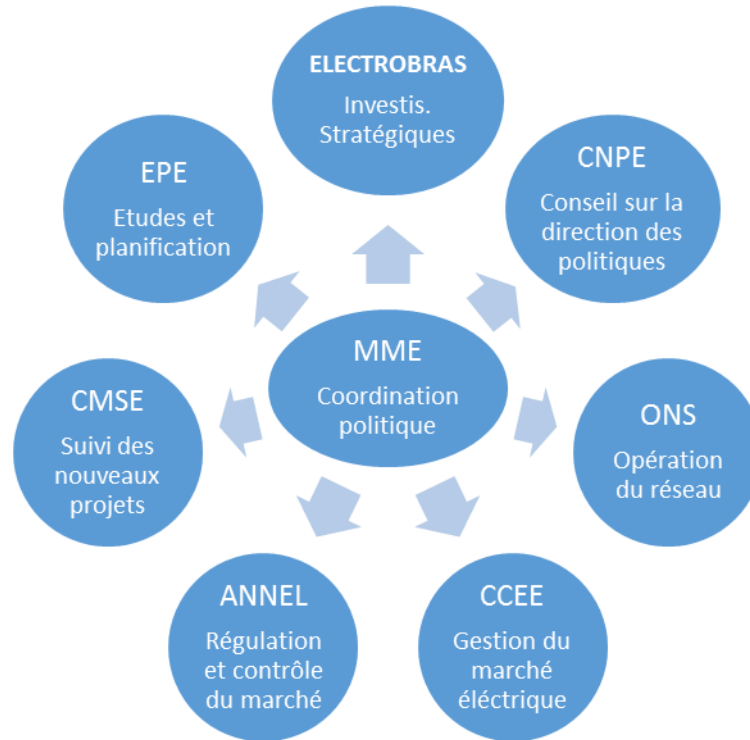
¹⁰³ *Agencia Nacional de Energia Electrica*

¹⁰⁴ *Empresa de Planejamento Energético*

¹⁰⁵ Le Brésil est une République Fédérale composée de 26 Etats (*Estados*) et un District Fédéral (Brasilia).

groupes privés dont Engie (7%) et AES Corp. (3%). Concernant le secteur du transport, il est également dominé par le secteur public avec Electrobras qui détient 69% du réseau.

FIGURE 5. 13 PRINCIPALES INSTITUTIONS DU SECTEUR ELECTRIQUE BRESILIEN



Source : construction de l'auteur à partir de De Almeida et Pinto Jr. (2009)

A partir la réforme de 2003, un marché non réglementé continue à fonctionner en parallèle du marché réglementé à long terme. Dans le marché libre l'achat d'électricité est effectué par des agents non réglementés, comme les consommateurs libres et les distributeurs. Toutefois, l'achat d'électricité sur le marché libre est possible seulement pour les utilisateurs finaux dont la demande d'électricité est supérieure ou égale à 500 kW. Les accords se font par le biais de négociations où les prix et les termes du contrat (la durée, le montant, la date initiale de livraison de l'électricité) sont librement convenus entre les parties. Les consommateurs captifs peuvent uniquement acheter de l'électricité auprès de sociétés de distribution et payer des tarifs réglementés (Corrêa da Silva et al., 2016).

Deux types principaux d'enchères concurrentielles sont prévus dans le secteur brésilien de l'électricité. Les enchères d'énergie et les enchères de réserve. Concernant le premier type d'enchères, une quantité d'énergie déclarée par les sociétés de distribution est contractée afin de répondre à la croissance de la demande sur le marché réglementé. Les enchères de réserve servent à contracter une

capacité de production supplémentaire afin d'augmenter la marge de sécurité du système pour pouvoir répondre aux pics de consommation.

La demande de la capacité de réserve est entièrement déterminée par le gouvernement suivant ses propres critères de sécurité d'approvisionnement et de politique énergétique. Les coûts de ces contrats sont répartis entre tous les consommateurs. L'énergie contractée dans les enchères régulières d'énergie est essentielle pour répondre à la demande et doit donc être soutenue par une génération ferme d'électricité. En revanche, les contrats d'énergie de réserve ne fournissent pas d'énergie ferme au système et, par conséquent, peuvent avoir des termes beaucoup plus flexibles.

Les enchères pour des nouveaux projets sont tenues trois ou cinq ans avant la date de la livraison initiale de l'électricité (les enchères A-3 et A-5). Les enchères pour contracter l'énergie des centrales existantes ont lieu entre quatre mois et un an avant le début de la livraison de l'électricité. Le secteur électrique brésilien est complété par un marché à court terme géré par la CCEE. Ce marché sert à régler les différences entre la quantité d'énergie effectivement produite et consommée et l'énergie fixée dans les contrats détenus par chaque opérateur.

Comme le signale Moreno et al. (2010) il existe deux règles de base dans le modèle brésilien actuel. La première règle établit que la demande prévue pour tous les consommateurs, tant réglementés que libres, doit être 100% couverte par des contrats. La deuxième règle stipule que tous les contrats, qui sont des instruments financiers, doivent être couverts par des certificats d'énergie ferme (CEF). Ainsi, pour signer un contrat de 1000 MW, un producteur ou un opérateur doit démontrer qu'il possède des certificats d'énergie ferme pour le même montant. Les CEF sont négociables et peuvent être remplacés au cours de la durée du contrat par d'autres certificats. La seule exigence est que le montant total des certificats équivaille l'énergie contractée.

Les CEF sont émis par le régulateur¹⁰⁶ pour chaque producteur et reflètent sa capacité de génération d'énergie ferme en MW/h. Pour les centrales hydroélectriques, par exemple, le CEF correspond à leur capacité de production d'électricité dans des années de sécheresse. Pour les centrales thermiques, le CEF est calculé en fonction de la disponibilité moyenne (hors temps d'entretien et des coupures forcées), ajustée par un facteur de « déclassement » qui dépend du coût variable d'exploitation.

L'exigence conjointe de que 100% de la demande soit couvert par des contrats et que 100% des contrats soit couvert par des certificats d'énergie ferme crée un lien clair entre la croissance de la demande et l'entrée de nouvelles centrales afin d'assurer la sécurité des approvisionnements.

¹⁰⁶ Les CEF sont calculés par l'EPE à partir des méthodes établies par le MME

3.3 Motivations et objectifs du développement des ENRe

Les objectifs pour les ENRe au Brésil sont établis de manière indicative dans les plans d'expansion élaborés par l'EPE. Selon le plan décennal d'expansion énergétique (2013-2023), la capacité installée devrait atteindre 195,88 GW, ce qui représente une augmentation d'environ 55% par rapport à la fin de 2013, lorsque la puissance installée était de 126,74 GW. L'essentiel de l'expansion du parc de génération devrait se produire dans les régions Nord (20,14 GW) et Nord-Est (30,50 MW). Pour raccorder les nouvelles centrales aux centres de demande, 24.517 km de nouvelles lignes de transport devraient être construites jusqu'en 2023. Les investissements prévus dans le secteur de la production d'électricité sont de 72,91 milliards de dollars : 38,4% de l'investissement total devrait être utilisé pour la construction de grandes centrales hydroélectriques, 52,1% pour la construction de centrales utilisant d'autres sources d'énergie renouvelable et les 9,5% restants pour la construction de centrales thermiques et nucléaires.

Pour les sources renouvelables hors-hydroélectricité, la croissance annuelle moyenne prévue de la capacité installée est de 10,7%. La part de ce groupe de technologies dans le mix électrique devrait passer de 13% à la fin de 2013 à 24% à la fin de 2023. Les ENRe seront cruciales pour maintenir une part importante des ressources renouvelables dans le mix énergétique brésilien et éviter une augmentation des émissions de GES (Pereira Jr et al., 2013). La région du Nord-Est devrait avoir la plus forte proportion d'autres sources d'énergie renouvelable jusqu'en 2023, où l'énergie éolienne jouera un rôle important dans l'approvisionnement en électricité.

La production brésilienne d'électricité est soumise à des risques hydrologiques considérables en raison de la part importante de la production hydroélectrique : entre 69% et 84% de la production d'électricité du Brésil entre 2004 et 2013 est de source hydroélectrique. Une longue sécheresse a provoqué une crise du système électrique en 2014, impliquant des coûts opérationnels élevés et une forte production d'énergie à forte intensité de carbone. L'expansion du segment de production d'électricité afin de satisfaire l'augmentation de la demande doit donc prendre en compte l'impact des différentes sources pour la sécurité de l'approvisionnement. En même temps un renforcement des mesures d'efficacité énergétique est nécessaire.

S'agissant pour l'essentiel de sources de nature intermittente, une question centrale pour les décennies à venir est celle de l'impact d'une forte intégration des ENRe sur la sécurité de l'approvisionnement. Il convient d'analyser précisément l'interaction entre les nouvelles sources intermittentes et la production hydroélectrique de barrage qui demeurera la source dominante. L'étude de Schmidt et al. (2016) a modélisé cette problématique.

Les grands réservoirs sont utilisés pour équilibrer la production d'électricité : un volume de stockage total équivalant à 212 TWh est disponible au Brésil. Or, les sources alternatives devraient contribuer à maintenir ces réservoirs à des niveaux raisonnables tout le long de l'année. Cependant, une surexploitation de l'eau stockée augmenterait le risque d'un manque de puissance, tandis que la

sous-utilisation des réservoirs augmenterait la probabilité de ne pas pouvoir profiter des futurs approvisionnements en eau. L'interaction des régimes hydrauliques, du vent et du soleil et de tout ceux-ci avec la demande sont au centre du problème.

L'étude de Schmidt et al. (2016) évalue le maintien d'une part élevée de la production d'électricité renouvelable dans le système brésilien tout en réduisant les risques hydrologiques. Ils se concentrent sur une perspective à long terme et simulent 36 années de production d'énergie renouvelable à partir de données météorologiques, en évaluant les caractéristiques des différents portefeuilles technologiques et en utilisant un modèle d'optimisation. L'incertitude liée à l'intégration de différents niveaux d'énergie éolienne et solaire est comparée avec un scénario d'augmentation exclusive de l'hydroélectricité. Les résultats indiquent que l'intégration du PV et de l'éolien réduirait le besoin de capacité thermique de réserve ainsi que les pertes de charge, car la variabilité totale de l'approvisionnement renouvelable diminue significativement par rapport à un scénario qui n'ajoute que l'hydroélectricité au système. Le solaire PV présente un léger avantage sur l'énergie éolienne pour accroître la sécurité de l'approvisionnement.

Les résultats indiquent que la flexibilité actuelle du système, fournie par le stockage de l'énergie hydroélectrique, est suffisante pour permettre un équilibre à long terme entre l'offre et la demande d'énergie renouvelable. Or, ces résultats peuvent seulement donner des indications sur le bilan mensuel entre la demande et l'approvisionnement. En effet, l'intégration à grande échelle de l'éolien et du PV nécessitera une capacité de stockage supplémentaire à court terme pour tenir compte des variations sous-mensuelles des énergies renouvelables (par exemple, la variation de la production solaire entre le jour et la nuit).

Le plan gouvernemental actuel de dix ans pour l'expansion du système électrique montre un rôle significativement croissant pour l'énergie éolienne dans le système brésilien. Cependant, la production d'énergie solaire n'est pas encore considérée comme une alternative significative à l'horizon 2023. L'étude de Schmidt et al. (2016) montre que la production solaire peut jouer un rôle important dans le système électrique brésilien car elle stabilise la production globale. Les coûts du PV ont par ailleurs diminué de façon significative au cours des dernières années. Le rôle futur de l'énergie solaire devrait donc être réévalué dans les plans gouvernementaux à long terme.

En résumé, dans le but d'améliorer la sécurité de l'approvisionnement, l'étude recommande fortement d'adopter des politiques qui renforcent le déploiement de la production photovoltaïque décentralisée et qui augmentent la part de l'énergie éolienne. Une nouvelle expansion de l'hydroélectricité dans le Nord du Brésil n'est cependant pas recommandée du point de vue de la stabilité du système.

Par ailleurs, une étude récente (De Jong et al., 2015) a analysé la viabilité économique des ENRe par rapport aux technologies traditionnelles de production, y compris les centrales nucléaires, au charbon et à gaz. Ainsi, les coûts de production de l'électricité à partir de différentes technologies ont été comparés à travers le calcul du LCOE. Les études de cas prises en compte dans l'analyse sont principalement situées dans les régions Nord-Est et Nord, où l'expansion du secteur de l'électricité

devrait se concentrer. Il s'agit de centrales en construction ou récemment mise en fonctionnement ce qui donne une vision réaliste dans une perspective de dix ans. Les résultats montrent clairement que les projets d'énergie éolienne et hydroélectrique ont un LCOE inférieur par rapport aux ressources non renouvelables. Avec un taux d'actualisation de 5%, les LCOE des projets hydroélectriques vont de 27 à 28 US\$/MWh, tandis que les valeurs pour les parcs éoliens se situent entre 28 et 35 US\$/MWh. Les centrales alimentées par des combustibles fossiles fonctionnant au gaz naturel ont le plus faible LCOE, soit de 61 à 63 US\$/MWh, suivie des centrales à charbon importé, soit 66 US\$/MWh.

Il est intéressant de noter que les projets de parcs éoliens deviennent plus économiques que les centrales hydroélectriques lorsque les coûts de transport et les externalités sociales et environnementales sont pris en compte. À un taux d'actualisation de 5%, les projets éoliens ont un LCOE d'entre 36 et 43 US\$/MWh, alors que les valeurs des centrales hydroélectriques vont de 40 à 48 US\$/MWh. Une centrale à biomasse fonctionnant avec des déchets de canne à sucre a un LCOE de 77 US\$/MWh. Parmi les ressources renouvelables évaluées, les centrales solaires photovoltaïques (218 à 248 US\$/MWh) et les centrales solaires à concentration (209 US\$/MWh) sont les technologies les plus coûteuses. Les coûts de l'électricité générée par l'énergie solaire sont encore plus élevés que ceux du nucléaire (67 US\$/MWh) et des centrales à combustibles fossiles alimentées au gaz naturel (82 à 84 US\$/MWh) et au charbon importé (119 US\$/MWh). En revanche, le tableau 5.6 ci-après présente les coûts moyens de différentes technologies selon les prix contractés lors de dernières enchères.

TABEAU 5. 6 COUT DE PRODUCTION D'ELECTRICITE AU BRESIL PAR TECHNOLOGIE.

Source	Coûts fixes			Coûts variables	Coût total	Class-ement
	Moyen	Min.	Max.			
Hydro	34,45	19,07	50,62	-	34,45	1
PCH	52,37	41,51	67,65	-	52,37	3
Eolien	45,49	28,59	59,60	-	45,49	2
Solaire	97,66	70,30	99,84	-	97,66	5
Canne à sucre	51,98	43,59	68,87	68,97	120,94	7
Résidus du bois	52,89	44,28	67,75	68,97	121,86	8
Biomasse (autres)	53,32	33,47	91,00	68,97	122,29	9
Nucléaire	52,91	-	-	7,08	59,99	4
Gaz naturel	54,92	33,74	91,00	79,78	134,70	10
Diesel	45,46	40,96	64,41	272,28	317,74	12
Fuel-oil	45,46	40,96	64,41	178,20	223,66	11
Charbon	48,76	41,16	66,01	59,92	108,68	6

Source : Corrêa da Silva et al. (2016).

L'énergie solaire pâtit encore d'un coût plus élevé que d'autres technologies mais, en même temps, elle bénéficie d'un taux d'apprentissage technologique significatif comme le montrent différentes études au niveau mondial. Des politiques spécifiques pour les technologies solaires sont donc nécessaires afin de déclencher un processus d'apprentissage au niveau local qui permettra une diminution conséquente des coûts (Malagueta et al., 2013). D'autres technologies, nécessaires à moyen et long terme, comme l'éolien off-shore et les énergies marines ne pourront pas décoller sans la mise en place de politiques incitatives spécifiques. Parallèlement, les politiques pour l'éolien doivent être adaptées au niveau de maturité de cette technologie.

Par ailleurs le déploiement des ENRe permet l'accès à l'électricité pour de nombreux ménages situés dans de zones rurales non desservies par les réseaux de transport et de distribution (voir par exemple : Coelho et Goldemberg, 2013).

3.4 Analyse des principales politiques : instruments, barrières et résultats.

Les politiques de promotion dans le secteur des biocarburants ont débuté dans les années 1970 après la crise du pétrole (De Oliveira, 2011). En revanche, les politiques pour les énergies renouvelables dans le secteur électrique sur lesquelles nous nous focalisons dans cette section, ont émergé en 2001 lors de la crise d'approvisionnement en électricité. Un premier programme nommé « Proeólica¹⁰⁷ » a été approuvé en 2001 mais il fut remplacé l'année suivante par un programme plus ambitieux : le PROINFA. Ensuite, en 2007, le Brésil a évolué vers un système d'appels d'offres.

3.4.1 Le PROINFA

Un des premiers instruments de promotion des ENRe adopté par le Brésil fut le PROINFA (Programme d'incitation aux sources alternatives d'énergie électrique). Ce programme a été approuvé en 2002 et sa mise en œuvre a commencé en 2004. L'objectif était d'augmenter la part des sources alternatives d'électricité dans le système interconnecté national. Plus concrètement, dans sa première phase, le PROINFA visait à développer 3300 MW de puissance électrique provenant de trois sources : l'éolien, la biomasse et le petit hydraulique (Kissel et Krauter, 2006).

L'énergie produite par les nouvelles centrales est achetée par l'entreprise publique Electrobras au moyen de contrats ayant une durée de 20 ans et assurant un prix préférentiel (système de tarifs d'achat garantis). Le coût de la politique est répercuté aux consommateurs finaux au prorata de leur consommation. Le programme visait aussi à développer l'industrie nationale liée aux ENRe. Il

¹⁰⁷ *Programa Emergencial de Energia Eolica.*

exigeait donc que 60 % des composants des nouvelles centrales soient produits au Brésil. En outre, il ouvre le marché aux petits producteurs afin d'augmenter la concurrence. En tenant compte du coût élevé des investissements, le PROINFA a été complété par des lignes de financement de la Banque Nationale de Développement (BNDES) qui finançait jusqu'à 70 % du coût d'investissement à des taux raisonnables. Le PROINFA a donc été responsable du décollage de l'industrie éolienne au Brésil. Néanmoins, son achèvement a été retardé et sa performance critiquée en raison de l'absence de signaux économiques en matière d'efficacité et d'amélioration technologique (Batlle & Barroso, 2011).

En 2007 le gouvernement a approuvé des mesures de soutien complémentaires. Il a accordé des réductions (jusqu'à 50 %) pour les charges d'accès aux réseaux de transport et de distribution pour les petits producteurs (30 MW maximum) produisant de l'électricité d'origine éolienne, solaire, biomasse, hydraulique et cogénération.

3.4.2 Le système d'appels d'offres

Le changement d'un système de tarifs d'achat garantis pour un autre basé sur des appels d'offres n'a pas été très bien reçu au début par les opérateurs et les analystes du secteur (Aquila et al., 2017). Par exemple, Dutra et Szlo (2008) estimaient que l'énergie éolienne serait la source la plus affectée par la mise en œuvre du nouveau système. Ils considéraient que les nouvelles technologies n'étaient pas en condition de concourir directement avec les sources conventionnelles en raison de leur coût alors plus élevé. Cependant, le gouvernement a commencé à organiser des enchères spécifiques pour les ENRe à partir de 2007 et le soutien à ces mesures a clairement augmenté.

Le régulateur du Brésil a choisi un système d'enchères concurrentielles hybride, organisé en plusieurs phases :

- a) D'abord, l'opérateur lance un premier appel à un prix très élevé (\$/MWh) et les producteurs sont invités à soumettre les quantités (MWh) qu'ils sont prêts à fournir à ce prix. Le prix de départ est suffisamment élevé pour créer une offre excédentaire.
- b) Ensuite, il se produit plusieurs tours d'enchères dynamiques descendantes. A chaque tour les producteurs sont invités à soumissionner leurs quantités pour un certain prix. A la fin de chaque tour l'opérateur calcule l'offre excédentaire et le prix pour le tour suivant. Bien qu'il y ait une offre excédentaire, le prix diminue. Cela se fait jusqu'à ce que le montant net de l'offre d'énergie égalise la demande soumise aux enchères. C'est ce qu'on appelle la phase de classification et l'objectif est de permettre une découverte des prix. Les gagnants sont sélectionnés pour participer à la phase suivante, appelée négociation finale.
- c) Au cours de la phase finale, les producteurs font une offre à plis scellés afin de minimiser le risque de collusion et d'encourager une baisse des prix. Le prix des offres ne peut être supérieur au prix indiqué lors de la phase de classification. Enfin, la combinaison d'offres la

moins chère définit les résultats de l'enchère et chaque offre retenue bénéficiera du prix proposé dans chacune d'elles (*pay-as-bid*)¹⁰⁸

Le mécanisme principal de soutien a donc évolué d'un système de *feed-in tariffs* (PROINFA) vers un système d'appels d'offres à partir de 2007. Ce système fut introduit dans le système électrique quelques années auparavant lors de la réforme règlementaire adoptée en mars 2004 qui a fixé un nouveau mécanisme d'enchères concurrentielles pour des contrats d'approvisionnement en énergie à long terme. Le gouvernement cherchait ainsi à assurer les investissements nécessaires dans la production d'électricité en réduisant les risques pour les nouveaux investisseurs, tout en préservant la concurrence entre les acteurs.

Les résultats des enchères à partir 2007 sont présentés dans le tableau 5.7. On observe à ce stade trois éléments importants : d'une part les efforts soutenus en faveur des ENRe, d'autre part une dynamique d'apprentissage contribue à la baisse des prix/coûts pour les différentes filières et finalement l'instrument de régulation semble adapté aux stratégies des acteurs.

TABLEAU 5.7 RESULTATS DES ENCHERES CONCURRENTIELLES POUR LES ENRE AU BRÉSIL.

Année	Technologie	Puissance (MW)	Prix (R\$/KWh)	Durée du contrat
2007	Petite Hydraulique	102	202	30 ans
	Biomasse	447	208	15 ans
2008	Biomasse	2548	209	15 ans
2009	Eolienne	1805	196	20 ans
	Biomasse	123	165	15 ans
2010	Petite Hydraulique	151	193	30 ans
	Eolienne	2047	172	20 ans
	Biomasse	741	175	15/20 ans
2011	Eolienne	2905	121	20 ans
	Biomasse	427	120	20 ans
2012	Eolienne	280	97	20 ans
2013	Petite Hydraulique	481	141	30 ans
	Eolienne	4711	124	20 ans
	Biomasse	809	143	25 ans

Source : construction de l'auteur à partir des données de la CCEE

¹⁰⁸ Cf. Chapitre I

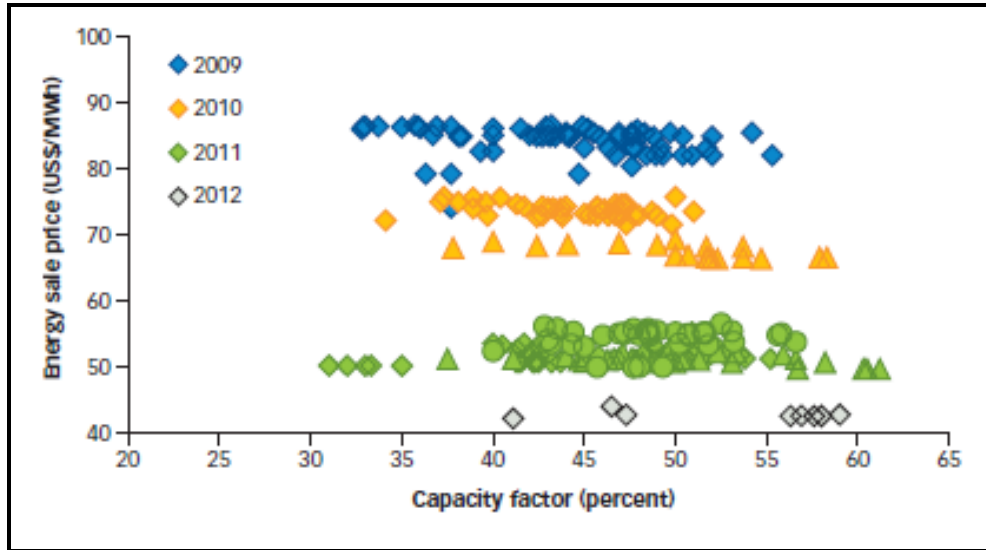
3.4.3 L'impact des politiques de promotion sur la filière éolienne

L'essor d'une source d'énergie de nature intermittente comme l'éolien mérite une analyse particulière (Juárez et al., 2014). Au Brésil, le développement de l'énergie éolienne au moyen d'un système d'appels d'offres a progressé en deux étapes bien distinctes (Cunha et al. 2014, Cunha et al. 2012). La première étape, à partir de 2009, a été marquée par une forte volonté de promouvoir le développement des sources d'énergie renouvelables non conventionnelles dont un grand potentiel de production demeurait inexploité. Le principal défi de cette première phase était de créer les conditions qui permettraient à ces sources non seulement d'émerger dans le mix énergétique, mais aussi de devenir compétitives par rapport aux sources conventionnelles. Les contrats ont été spécifiquement adaptés aux caractéristiques des différentes technologies, visant à attirer plus d'investisseurs en offrant un produit qui les protégerait de plusieurs risques, notamment l'inflation et l'incertitude de la production intermittente.

Les résultats de la première étape montrent un vif succès : les enchères pour les projets de renouvelables ont été très compétitives, entraînant des investissements significatifs des entreprises publiques et privées et permettant aux consommateurs de bénéficier d'une énergie plus propre et d'une baisse des prix. La chute du prix de l'électricité d'origine éolienne est montrée dans la figure 5.14 ci-dessous. Cependant, le succès des premiers tours d'enchères a entraîné des défis nouveaux. Les critiques se plaignaient que les termes proposés dans les contrats étaient trop généreux pour les investisseurs et que ceux-ci étaient incités à faire des promesses irréalistes sur la performance future de leurs centrales.

Il est à noter que les enchères concurrentielles d'énergie au Brésil ont pour objectif principal d'assurer un système adéquat d'expansion qui prenne en compte une gestion optimale de l'hydroélectricité de barrages. Si la production des nouvelles centrales éoliennes s'avère sous-optimale par rapport aux estimations cela impliquerait une utilisation plus rapide de l'eau disponible dans les réservoirs avec une augmentation du risque de pénurie énergétique. Ainsi, lorsque la première étape du développement du parc éolien par le biais d'enchères a progressé au point où la capacité éolienne est devenue une fraction importante de l'expansion du système, la sécurité d'approvisionnement est devenue un sujet de préoccupation. Dans la deuxième étape du développement de l'énergie éolienne au Brésil à partir de 2013, le gouvernement a commencé à s'attaquer à ces questions, en révisant certains aspects de la conception des enchères mises en place en 2009 et en cherchant une répartition optimale du risque dans les contrats proposés aux producteurs éoliens.

FIGURE 5. 14 FACTEUR DE CAPACITE ET PRIX DE L'ÉOLIEN AU BRÉSIL.



Source : Elizondo Azuela et al. (2014)

Dans le cadre de la planification du système, la performance des projets éoliens mis aux enchères nécessite une fiabilité accrue. L'énergie éolienne étant devenue une part de plus en plus importante du système de production du Brésil, cette technologie prend inévitablement un rôle significatif dans la sécurité d'approvisionnement. Cependant, la méthode de calcul des CEF (certificats d'énergie ferme) pour les éoliennes est très simpliste et ne tient pas compte de la façon dont les injections d'énergie éolienne interagissent et se synchronisent avec le système dans son ensemble (Elizondo Azuela et al., 2014). Ce mécanisme ne représente pas la vraie contribution attendue des centrales éoliennes lorsqu'elles sont intégrées à un grand système hydro-électrique et, par conséquent, la tâche pour déterminer les nouveaux besoins en capacité du système devient beaucoup plus difficile.

Les producteurs ont été très « optimistes » dans la certification de leurs capacités de production future. Le contrat conçu pour les éoliennes offrait des règles attrayantes visant à protéger les producteurs contre les fluctuations imprévisibles du vent. Même si la production annuelle moyenne ne correspondait pas au montant promis aux enchères, les producteurs n'ont subi que des pénalités modérées et le règlement intégral des différences n'a été effectué qu'une fois tous les quatre ans. Ces règles peuvent avoir favorisé une certification agressive de la production éolienne de la part des investisseurs (Elizondo Azuela et al., 2014). En effet, comme le montre la figure 5.14, les facteurs de capacité moyens déclarés par les investisseurs éoliens dans les enchères concurrentielles sont passés d'une moyenne de 44% en 2009 à plus de 50% en 2012 - deux chiffres bien plus élevés que la plupart des sites éoliens au monde-. La surestimation systématique des performances des centrales éoliennes a menacé de bouleverser l'équilibre offre-demande du système.

Par ailleurs, une barrière importante à l'expansion du parc de production est la planification et la réalisation de l'extension du réseau de transport et de distribution. Un autre avantage offert aux participants aux premières enchères de l'énergie était que le gouvernement assumait la responsabilité d'organiser les renforts et les extensions au réseau qui étaient nécessaires pour raccorder les nouvelles centrales et transporter l'électricité générée. Toutefois, en pratique, l'expansion du réseau n'a pas répondu avec la même vitesse que l'expansion des nouvelles capacités. Par conséquent, plus de la moitié des centrales éoliennes contractées dans les trois premières adjudications ont subi de graves retards (plus d'un an) en raison notamment des problèmes de construction des lignes de transport et des sous-stations nécessaires pour les relier au réseau. Selon les termes du contrat, les consommateurs doivent payer pour de l'énergie qui n'est pas effectivement livrée, ce qui entraîne évidemment une hausse des prix. La plupart de ces problèmes peuvent être attribués à des difficultés liées à l'octroi de licences environnementales et aux problèmes de gestion rencontrés par les entreprises responsables de la construction des nouvelles lignes de transport (Elizondo Azuela et al., 2014).

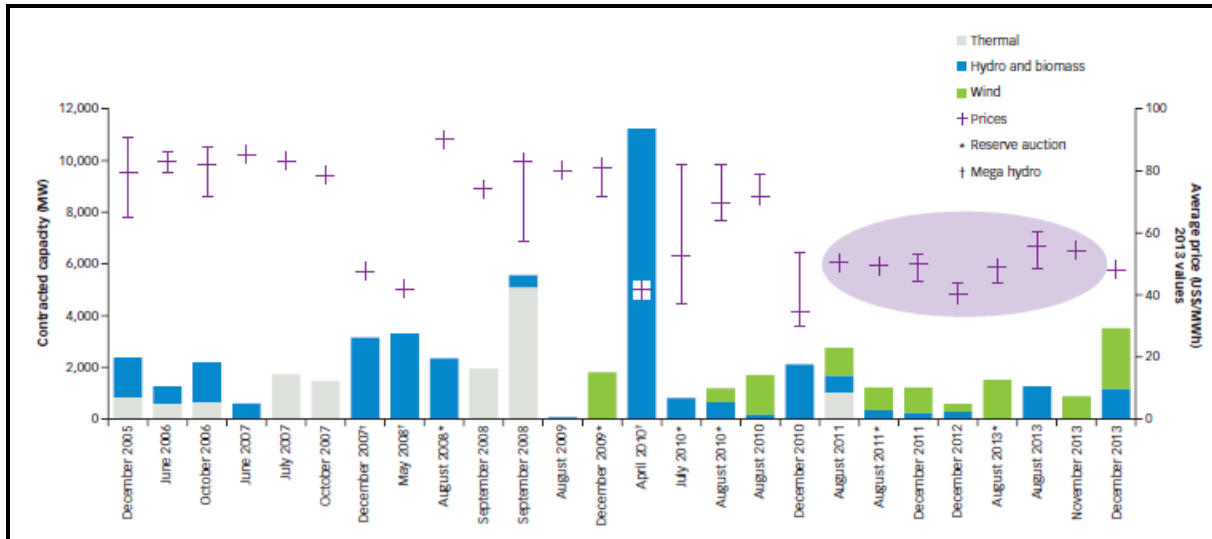
Pour faire face aux problèmes identifiés lors de la deuxième étape du développement éolien au Brésil, les décideurs ont proposé de façon pragmatique deux changements importants au système d'enchères, valables à partir de 2013. Premièrement, la fraction de la production éolienne certifiée qui peut être vendue aux enchères a été réduite. À l'origine, les parcs éoliens pouvaient vendre aux enchères une quantité d'électricité égale à leur production éolienne moyenne certifiée, calculée par une entreprise indépendante basée sur des mesures historiques du vent. Le CEF délivré à un parc éolien donné était égal à cette certification moyenne. À partir de 2013, cependant, les parcs éoliens peuvent offrir aux enchères non pas la moyenne, mais une moindre quantité de leur production éolienne certifiée qui, selon la société certificatrice indépendante, devrait être inférieur à la production annuelle future dans 9 ans sur 10. Dans le cadre de cette nouvelle politique, une plus faible quantité d'énergie ferme serait associée aux nouveaux parcs éoliens (toutes choses égales par ailleurs), ce qui devrait permettre d'éviter les problèmes potentiels de sous-alimentation.

Deuxièmement, le gouvernement a changé les règles de coordination entre l'expansion de la capacité de production et l'extension du réseau, en augmentant la responsabilité des entreprises. Lors de l'appel d'offre d'août 2013, le gouvernement a organisé des sous-ensembles préliminaires pour chaque sous-station de collecte dans le réseau de base afin de s'assurer qu'aucune infrastructure de transport imprévue ne soit nécessaire pour accueillir les projets gagnants. Dans certaines sous-stations, cette contrainte avait éliminé certains projets concurrentiels qui auraient pu être choisis en fonction du critère prix. Dans les deux autres adjudications (enchères régulières d'énergie en novembre et décembre 2013), le gouvernement a déclaré simplement qu'il incombait aux investisseurs de s'assurer que la connexion au réseau était opérationnelle en même temps que les nouvelles centrales de production (Elizondo Azuela et al., 2014).

L'énergie éolienne a contribué à la baisse du prix de l'électricité. Depuis la réforme du marché de l'électricité de 2004, les prix résultant des enchères concurrentielles pour la construction de nouvelles capacités (thermique et renouvelable) présentent une tendance à la baisse (figure 5.15).

Entre 2005 et 2009, les prix des enchères étaient relativement stables aux alentours de 80 US\$/MWh (à l'exception des plus grands projets hydroélectriques), mais après 2011 les prix se sont établis à une valeur nettement inférieure, d'environ 50 US\$/MWh. Une telle réduction des prix s'est produite en même temps que le déploiement des centrales éoliennes à des prix compétitifs (prix moyens représentés dans le cercle rose de la figure 5.15 ci-après).

FIGURE 5. 15 PRIX RESULTANTS DES APPELS D'OFFRES PAR GROUPES DE TECHNOLOGIES ENTRE 2005 ET 2013



Références :
■ Hydroélectricité et biomasse
■ Eolien
■ Energies fossiles
+ Prix moyen des contrats

Source : Elizondo Azuela et al. (2014)

L'expérience brésilienne des enchères concurrentielles pour l'énergie éolienne montre que même des politiques bien conçues doivent régulièrement être révisées à la lumière d'un environnement complexe et changeant. Le système d'appels d'offres de 2009 a été conçu pour répondre aux besoins du secteur de l'énergie éolienne de l'époque : i) il existait un grand potentiel inexploité, ii) deux sources majeures d'incertitude, i.e. la variabilité imprévisible du vent et la volatilité des prix spot de l'électricité, augmentent sensiblement les risques pour les investisseurs, et (iii) le secteur éolien brésilien devait atteindre une masse critique permettant une chute substantielle des prix (grâce aux effets d'apprentissage). Ce diagnostic a été en général correct et les politiques adoptées par le gouvernement dans cette première étape ont été réussies : il y a eu une nette augmentation des investissements et une baisse spectaculaire du prix. Toutefois, de nouvelles conditions ont émergé avec le succès de la première étape, apportant de nouveaux éléments à prendre en compte dans les futurs appels d'offres.

3.4.4 L'aide au financement des projets

Le Brésil a accompagné le mécanisme d'appels d'offres avec des politiques associées en matière de planification de court, moyen et long terme des systèmes électriques ainsi que de l'accès au financement. En effet, le financement public à travers la Banque Nationale de Développement du Brésil (BNDES) a joué un rôle central dans le développement des énergies renouvelables,¹⁰⁹ en accordant des crédits à des conditions avantageuses. Les centrales hydroélectriques ont reçu 75 milliards de Réais entre 2003 et le premier semestre de 2015. Les énergies alternatives (spécialement l'éolien et la biomasse) ont bénéficié de 23 milliards dans la même période pour financer 108 projets qui représentent presque 10 GW de capacité installée. La valeur des crédits est égale à 61 % de l'investissement total dans des énergies alternatives dans le secteur électrique. Le financement public est donc responsable de plus de la moitié de la valeur nécessaire pour la croissance de la production des ENRe au cours des douze dernières années.

Cependant, la poursuite d'un rythme soutenu de croissance dans ces filières requerra une participation plus importante des capitaux privés et éventuellement coopératif. En effet, face à la défaillance des marchés de capitaux pour financer ce type de projets, il est nécessaire de mettre en place des mécanismes alternatifs d'intervention publique qui facilitent l'entrée de capital privé au marché de renouvelables. Ainsi, parmi les nouveaux mécanismes pour corriger les problèmes de financement, le Brésil a instauré à partir de la loi 12.431 de 2011 les contrats de débentures en infrastructure pour permettre le financement de projets d'ENRe à des conditions plus favorables. Pour avoir accès au fond il est d'abord nécessaire que le projet soit reconnu comme un élément essentiel pour l'infrastructure par le Ministère de Mines et de l'Energie.

Dans ce nouveau mécanisme de financement, la BNDES peut jouer trois rôles différents (i) le rôle de « *market maker* », autrement dit, la création d'un fond pour l'achat de contrats de débentures et pour fournir ainsi de la liquidité au marché ; (ii) le rôle d'émetteur de débentures pour obtenir des fonds et ensuite les redistribuer à travers des crédits ; (iii) le rôle de garant afin de diminuer le risque des contrats de débentures en infrastructure. Notons finalement que l'application de ce type de contrat étant récent, les données disponibles sont insuffisantes pour permettre une évaluation de l'efficacité du dispositif.

3.5 L'impact des politiques sur le développement d'une filière industrielle nationale

¹⁰⁹ D'après les données de Frankfurt School-UNEP Centre (2015) la BNDES a été le leader mondial en financement aux renouvelables avec 1,5 milliard de dollars en 2013 et 2,7 milliards en 2014.

D'après une étude récente de l'IRENA (2016), la plupart des emplois dans les énergies renouvelables au Brésil se trouvent dans la bioénergie et les grandes centrales hydroélectriques. Les emplois dans le secteur éolien sont en croissance en raison de son fort déploiement des dernières années. En effet, la filière éolienne a connu une croissance rapide en 2015, avec 2,8 GW de nouvelles capacités installées, malgré la crise économique. Parallèlement, des règles de financement visant à encourager le contenu local ont eu pour effet de renforcer le secteur brésilien de la fabrication d'équipements éoliens. Ainsi, l'emploi dans l'éolien a augmenté pour s'établir à 41000 emplois, contre 35800 en 2014. Alors que les emplois dans le segment de l'installation demeurent dominants, les emplois industriels ont progressé grâce à l'ouverture d'un certain nombre d'usines (ABEEolica, 2016).

Corrêa da Silva et al., (2016) soulignent que de nombreuses sociétés étrangères dans le secteur de l'éolien ont ouvert des filiales dans le pays en raison des nouvelles conditions de financement établies par le BNDES, qui exigent au moins 60% des composantes fabriquées au Brésil. Cependant, comme le signale Aquila (2017) il s'agit d'une filière mondialisée dont de nombreuses composantes arrivent de l'étranger. Les variations des prix internationaux et du taux de change du Brésil impactent donc le prix des nouvelles installations éoliennes. De plus, malgré les progrès, le Brésil demeure encore loin des pays leaders de l'industrie éolienne.

En ce qui concerne la filière solaire, en 2015 le Brésil n'a fabriqué et installé des unités PV que sur une petite échelle. L'emploi dans le solaire PV est estimé à 4000, mais ce nombre devrait augmenter avec un déploiement plus important à l'avenir. En effet, plusieurs fabricants ont indiqué leur intérêt pour la mise en place d'installations de fabrication de panneaux solaires photovoltaïques (IRENA, 2016).

Les nouvelles installations de collecteurs solaires ont diminué de 3% en 2015 en raison du retard dans la mise en œuvre du programme de logement social « *Minha Casa Minha Vida* » ainsi qu'une réduction globale du pouvoir d'achat et des investissements due à la crise économique. Le nombre d'emplois dans ce secteur en 2015 est estimé à environ 41000, dont 30000 dans la fabrication et le reste dans l'installation.

Etant donné l'immense diversité géographique du Brésil (un pays de 8,5 millions de km² avec une population de 204 millions en 2014), les impacts du déploiement des ENRe diffèrent selon les régions. Hélas, jusqu'à présent, peu d'études ont abordé la question des impacts (économiques, sociaux et environnementaux) du déploiement des ENRe au niveau des régions et des Etats. La recherche de Alves de Sena et al. (2016) s'est intéressée au cas de l'Etat de Rio Grande do Norte (RGN) et notamment à l'acceptabilité des technologies solaire PV et éolien de la part de la population locale compte tenu des impacts (actuels et prévus) de ces technologies.

Le RGN est un Etat situé dans la région nord-est, étant un des Etats les moins développés du pays¹¹⁰. Historiquement le RGN n'était pas un grand producteur d'électricité. Cependant, les excellentes conditions de vent et de soleil ont favorisé les investissements dans ces technologies. Ainsi, en 2016 il avait 2912 MW d'ENRe dont 82% d'éolien. Dans les prochaines années des investissements pour 2470 MW d'éolien sont prévus. Même si les résultats doivent être interprétés avec précaution¹¹¹, l'étude de Alves de Sena et al. (2016) montre un degré élevé d'acceptation sociale du solaire et de l'éolien. Si les personnes interrogées sont conscientes de possibles effets environnementaux négatifs, elles perçoivent un impact globalement positif de ces technologies (notamment sur l'emploi) et elles sont favorables à leur déploiement dans l'Etat. Le syndrome du NIMBY¹¹² semble peu présent dans cet Etat.

Toutefois, la situation semble différente dans d'autres Etats brésiliens. Ainsi, une étude sur l'Etat de Ceará (Brown, 2011) a analysé l'émergence d'un mouvement d'opposition publique au développement de la filière éolienne, particulièrement de la population en contact direct avec les parcs éoliens. Un développement soutenable des filières d'ENRe dans les différents Etat brésilien doit sans aucun doute prendre en compte les impacts sociaux et environnementaux de ces nouvelles technologies sur la population locale.

Les enchères concurrentielles pour les ENRe et notamment pour l'éolien ont contribué au développement de divers secteur économiques du Brésil. Les appels d'offres périodiques ont donné lieu à un flux régulier de nouveaux contrats ce qui a fait prospérer l'industrie de l'équipement éolien. Plusieurs fabricants de composants d'éoliennes ont mis en place des usines dans le pays, ce qui à son tour a aidé à réduire les coûts d'investissement de l'énergie éolienne. Le déploiement de cette nouvelle technologie a également contribué au développement économique des régions historiquement pauvres du nord-est brésilien.

¹¹⁰ Selon les données gouvernementales de 2010, le PIB par habitant de l'Etat de RGN est égal à 52 % du PIB par habitant moyen du Brésil.

¹¹¹ Le questionnaire a été implémenté parmi les membres d'une institution d'éducation supérieure ; les résultats ne peuvent pas être généralisés à l'ensemble de la population de l'Etat.

¹¹² *Not in my backyard syndrome* (Devine-Wright, 2001)

4. Le Chili : le système de certificats verts négociables

Longtemps considérées excessivement chères, les ENRe sont depuis quelques années perçues comme une option envisageable pour répondre à la croissance de la demande en électricité et diminuer la dépense des énergies fossiles étrangères. Pour répondre aux barrières qui entravent le déploiement des ENRe, le gouvernement a établi plusieurs mesures de soutien. A la différence des cas de l'Argentine et du Brésil, le Chili a choisi un système de quotas avec des certificats verts négociables que nous étudierons dans cette section.

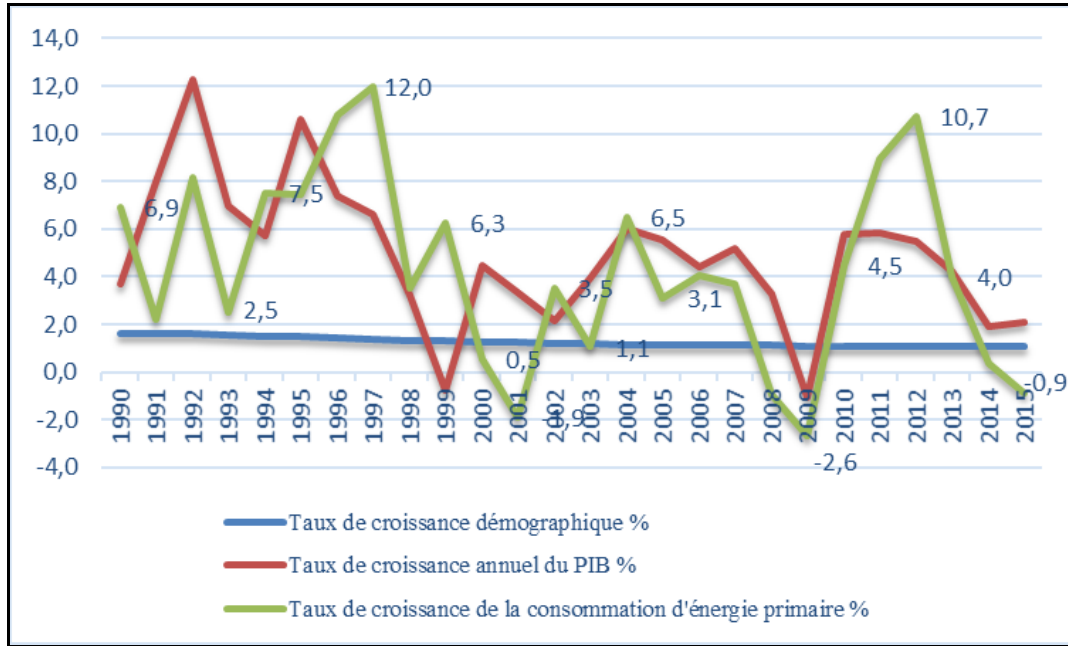
4.1 Contexte économique et énergétique

Le Chili est l'une des économies à plus forte croissance d'Amérique Latine : entre 1990 et 2015 l'économie a progressé à un taux moyen de presque 5%. De la même manière que ses voisins, elle a souffert de crises économiques en 1999 et 2009 mais avec des chutes du PIB plus modérées. L'augmentation presque continue du PIB par habitant (il est passé de 4,9 kUS\$ppa en 1991 à 22,07 en 2014) et la croissance démographique, même si elle est modérée, ont fortement poussé la demande en énergie, malgré certains efforts en termes d'efficacité. Par ailleurs, le pays présente un taux d'urbanisation très élevé (90 %) après plusieurs décennies de migrations internes.

Une caractéristique particulière de l'économie chilienne est sa forte ouverture internationale comme en attestent les chiffres des mouvements de capitaux (depuis et vers l'étranger) et du commerce extérieur. Les principaux produits d'exportation sont les minéraux (le Chili est le premier exportateur mondial de cuivre, de lithium et d'iode). L'industrie des mines est par ailleurs l'un des secteurs le plus gros consommateur d'énergie. Cependant, ne disposant que de rares ressources en hydrocarbures, le Chili est depuis longtemps un importateur net d'énergie (notamment de pétrole et de gaz) : le taux d'indépendance énergétique brut n'est que de 36 % en 2015.

Le rôle de l'énergie sur la croissance économique se place au centre des débats politiques du pays. L'augmentation de la consommation d'énergie est perçue comme une conséquence de la croissance et, en même temps, l'augmentation de l'offre énergétique est considérée une condition *sine qua non* de la continuité de cette croissance (Pastén, 2012). Les prévisions de la Commission Nationale de l'Energie du Chili (CNE) indiquent que, si la consommation d'énergie continue d'augmenter aux taux actuels, cela impliquerait pour le secteur électrique un doublement de la capacité de génération d'ici à 2030 et rendrait le pays encore plus dépendant des sources d'approvisionnement extérieures. En outre, même si le Chili est un contributeur mineur aux émissions mondiales de CO₂ (0,2%), la tendance actuelle à la hausse – il y a eu une augmentation de 110% entre 1990 et 2011 – est incompatible avec les engagements du pays vis-à-vis des politiques d'atténuation du changement climatique.

FIGURE 5. 16 CROISSANCE DU PIB ET DE LA CONSOMMATION D'ENERGIE PRIMAIRE, CHILI.



Source : de l'auteur, données d'ENERDATA

4.2 Structure et évolution du secteur électrique

Dans cette section nous présentons d'une manière synthétique l'organisation et l'évolution du secteur de l'électricité.

4.2.1. Organisation et évolution institutionnelle du secteur électrique

Le marché de l'électricité du Chili a été l'un des premiers à être restructuré en profondeur au cours des années 80 (Mundaca, 2013). En 1982, la loi générale des services électriques a établi la désintégration verticale des segments de production, transport et distribution et a permis l'entrée des capitaux privés. La nouvelle loi a défini les secteurs des transports et distribution comme des activités réglementées en établissant des monopoles naturels privés et a laissé ouvert à la concurrence le segment de production d'électricité. Même si 26 entreprises privées participent dans le segment de production, il existe un degré de concentration significatif entre trois groupes dominants.

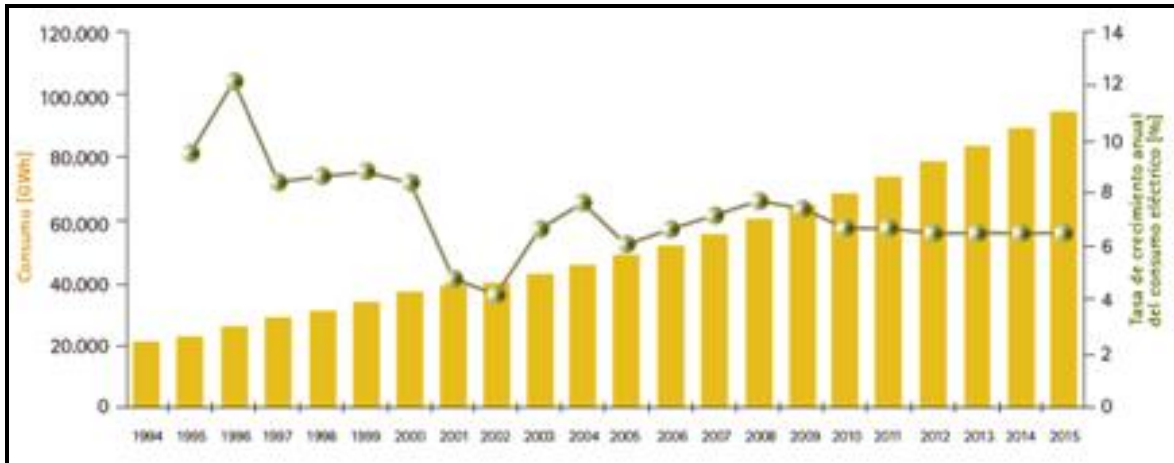
Le marché électrique fonctionne selon le principe de tarification marginale selon lequel les centrales de production ayant les coûts variables de génération les plus faibles sont les premières à produire de l'énergie et ainsi de suite jusqu'à ce que la courbe de charge soit remplie. Les technologies à utiliser, la taille des centrales, leur emplacement géographique et leurs dates d'entrée sont des décisions privées. L'État se limite à exercer un rôle réglementaire et de surveillance ainsi qu'à l'élaboration de plans d'expansion indicatifs pour le secteur. La base de la concurrence dans le secteur de la production repose sur le libre accès aux réseaux de transport et distribution avec des conditions non discriminatoires.

Le secteur chilien de l'électricité est organisé géographiquement en quatre systèmes. Au nord se trouve le Système Interconnecté du Nord Grand (SING), s'agissant d'un système presque exclusivement thermique qui fournit principalement à l'industrie des mines. Dans la zone centrale du pays se trouve le Système Interconnecté Central (SIC), basé essentiellement sur l'hydroélectricité (60%) et sur l'énergie thermique. Il fournit de l'électricité à 90% de la population du pays. Le SING et le SIC concentrent 99% de la capacité électrique installée. Dans la zone australe du pays se trouvent deux petits systèmes : celui de l'Aysén et celui de Magallanes.

4.2.2 L'offre et la demande d'électricité

Actuellement, le marché chilien de l'électricité vit une croissance très significative de la demande d'électricité, avec des taux entre 6% et 7%, comme le montre la figure 5.17 ci-après. Le taux de croissance de la demande à moyen et long terme prévu par le gouvernement est entre 5 % et 6 %. La capacité installée n'a pas eu pourtant une croissance conséquente pour la même période

FIGURE 5. 17 EVOLUTION DE LA DEMANDE D'ELECTRICITE AU CHILI.

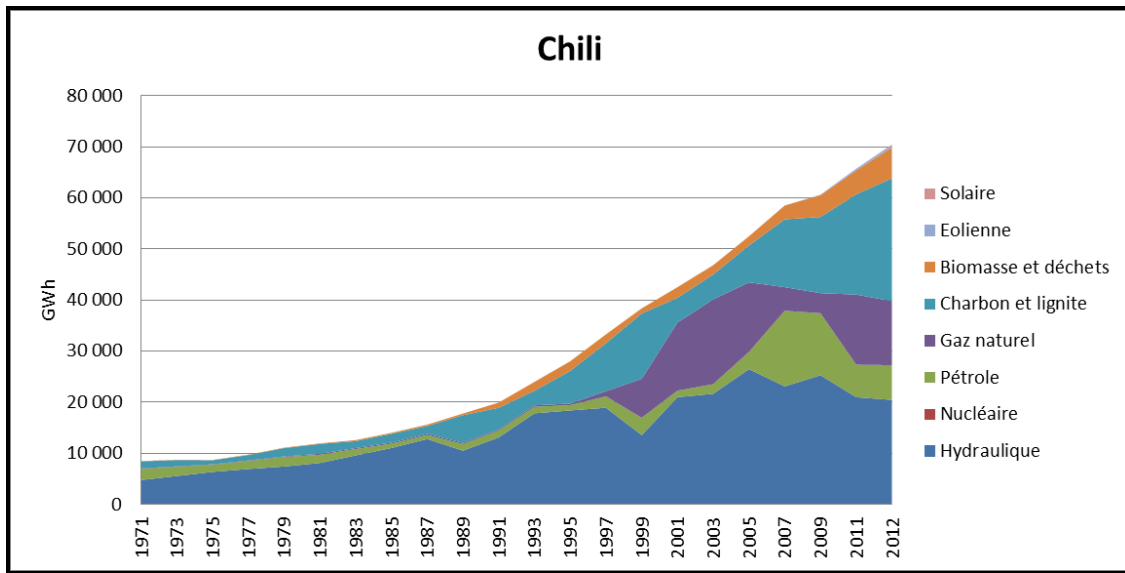


Source : Saldias et Ullola, (2015).

Historiquement et jusqu'aux années 1990, la production d'électricité au Chili était basée entre 70 % et 80 % sur l'hydraulique. Cependant, dans la première décennie du siècle, une situation de sécheresses aiguës et récurrentes face à une demande croissante a obligé le gouvernement chilien à faire appel à des sources d'énergie fossiles étrangères. La découverte de réserves de gaz bon marché en Argentine vers la fin des années 90 a permis au gouvernement chilien de parvenir à un accord d'approvisionnement à long terme avec le gouvernement argentin et à la construction de nouveaux réseaux pour le transport de gaz entre les deux pays. Les centrales à cycle combiné au gaz naturel importé sont devenues plus économiques par rapport aux grandes centrales hydroélectriques et au charbon. Par conséquent, les sources d'énergie traditionnelles, telles que les centrales hydroélectriques et les centrales au charbon, ont connu une réduction des investissements. Cependant, à partir de 2004 et en raison de problèmes internes d'approvisionnement en énergie, l'Argentine a commencé à réduire fortement les exportations de gaz vers le Chili. Cela a obligé les producteurs à remplacer le gaz naturel par des sources de diesel et de GNL plus chers.

Le Chili présente actuellement un bouquet électrique basé sur les filières fossiles mais il ne dispose presque pas de réserves de gaz et de pétrole, il dépend alors des importations. Le charbon est devenu la source prédominante (34 %), devant l'hydraulique (29 %), le gaz naturel (17 %) et les dérivés du pétrole (9,7 %). Les ENRe, principalement la biomasse, ont expliqué 9,4 % de la génération d'électricité en 2012. Finalement, le pays ne dispose pas d'énergie nucléaire. Durant la dernière décennie, la source qui a le plus progressé a été le charbon, surtout après la crise énergétique de 2004 quand l'Argentine commence à interrompre ses exportations de gaz. Le diesel a aussi fortement contribué au remplacement périodique du manque de gaz, comme le montre la figure 5.18 ci-dessous.

FIGURE 5. 18 : EVOLUTION DE LA PRODUCTION D'ELECTRICITE



Source : de l'auteur, données d'ENERDATA

Durant la dernière décennie, des problèmes d'ordre climatique, environnemental et politico-économique ont donc fortement impacté l'approvisionnement énergétique en général et électrique en particulier. D'une part, le Chili a souffert des coupures des importations du gaz argentin à cause de l'insuffisance de cette ressource pour répondre à la demande interne de ce pays. D'autre part, de longues sécheresses ont impacté la production hydroélectrique. De plus, des difficultés concernant l'octroi de licences environnementales ont aussi compliqué les investissements en infrastructures de production et de transmission électriques. Cela est spécialement vrai pour l'hydroélectricité. Le potentiel hydraulique rémanent est considérable (au moins 16000 MW). Néanmoins, l'existence d'usages alternatifs et la nécessité de protection du patrimoine naturel et culturel conditionnent la pleine exploitation de ce potentiel.

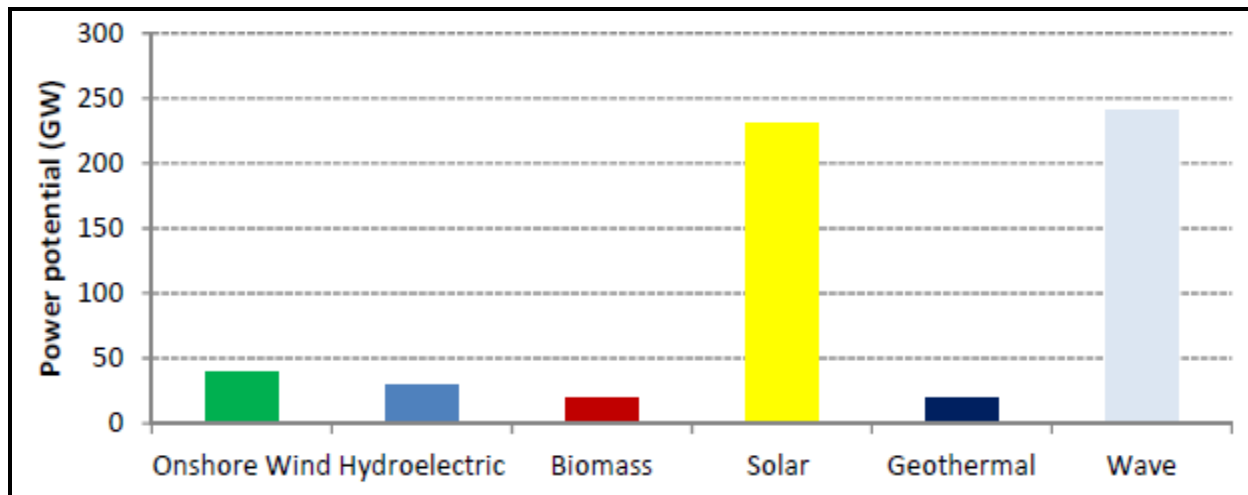
Tout cela a contribué à maintenir des conditions d'étroussure de l'offre électrique, à des prix toujours en hausse. En effet, les prix de l'électricité sont actuellement au-dessus de la moyenne de l'Amérique Latine. Durant ces 10 dernières années, l'industrie chilienne a souffert du doublement des prix de l'électricité, ce qui a affecté le rythme de la croissance nationale. Dans ce contexte, la sécurité de l'approvisionnement et la baisse progressive des coûts sont des objectifs directifs de l'agenda énergétique chilien. Le pays cherche à soutenir les sources de production nationales qui lui permettront de réduire sa dépendance vis-à-vis des coûteux hydrocarbures importés.

4.3 Les objectifs du développement des ENRe

En raison de la demande croissante d'énergie -spécialement d'électricité-, de la hausse des prix des combustibles fossiles, de la réduction de la capacité disponible des centrales hydroélectriques et de la prise en compte des préoccupations environnementales, le gouvernement chilien a commencé à s'intéresser à la promotion des ENRe depuis une quinzaine d'années (Palma Behnke et al., 2009). Le Chili est actuellement perçu comme l'un des pays les plus attrayants pour le développement des nouvelles sources grâce à sa diversité géographique qui offre des ressources énergétiques renouvelables abondantes. Il existe un potentiel remarquable pour la biomasse (résidus de l'activité forestière), les PCH, la géothermie (le pays est assis sur la ceinture de feu du Pacifique), le solaire, les énergies marines et l'éolien (Watts et Oses, 2016) (Hanel et. Escobar, 2013) (voir les estimations dans la figure 5.19). Une grande partie des 6435 km de côtes exposées à des houles constantes et hautes du Pacifique présente un grand potentiel pour l'énergie houlomotrice et d'autres énergies marines (Davies et Gareth, 2014). Le sud du Chili possède d'importantes zones de potentiel éolien et le désert d'Atacama dans le nord offre d'excellentes conditions pour l'énergie solaire (Escobar et al., 2015).

Lors de la modification de 2013, la loi de promotion N ° 20257 a doublé les objectifs pour les ENRe : elles devraient représenter 20 % du mix électrique en 2025. Ce nouvel objectif constitue évidemment une incitation encore plus forte pour le développement de l'industrie des énergies renouvelables. Pour atteindre l'objectif de 2025, un total d'environ 6500 MW de nouvelle capacité en renouvelables devrait entrer sur le réseau au cours des 10 prochaines années, ce qui signifie une moyenne d'environ 650 MW par an.

FIGURE 5. 19 POTENTIEL ESTIME POUR LES ENRE AU CHILI.



Source : Nasirov et al. (2015)

4.4 Analyse des principales politiques : instruments, barrières et résultats.

Au début des années 2000, les principales barrières qui empêchaient le développement des ENRe étaient les suivantes : le coût élevé du capital, le manque d'expérience dans l'utilisation de ces sources, l'inexistence d'incitations à l'investissement, l'incertitude des marchés et l'absence d'un cadre réglementaire spécifique pour ces technologies (Bückle Aranda et Maturana Sainz, 2009) (Dufey, 2010). Le régulateur a répondu à ce constat avec plusieurs mesures.

Le principal instrument légal pour la promotion des ENRe au Chili est la loi 20257, approuvée en mars 2008. Le pays a adopté un système de soutien basé sur des quotas avec des certificats échangeables. Cet instrument incitatif a été aussi appliqué par plusieurs autres pays en Europe ainsi que dans et 33 Etats des Etats-Unis. Quelques années plus tôt, en 2004 et 2005, le Parlement avait approuvé les « lois courtes I et II » qui ont introduit certains avantages pour les ENRe. D'après (Nasirov et al., 2015), la profonde libéralisation du système électrique au cours des années 80 et la tradition économique du pays ont été les principaux facteurs pris en compte par le gouvernement pour choisir le système de soutien. Dans cette section s'agit de présenter les principales caractéristiques du système de quotas dans le marché chilien de l'électricité et de discuter ses premiers résultats.

4.4.1 Les lois Cortas I et II.

La loi *Corta I* de 2004¹¹³ a introduit des modifications à la loi Générale des Services Electriques qui date de 1982, avec l'objectif d'améliorer le système de tarification dans le segment du transport d'électricité. Cette loi garantit des conditions d'accès non discriminatoires au réseau de transport et distribution pour les producteurs d'ENRe (Leonardo, 2008). La loi octroie à tous les petits producteurs (<9 MW) le droit à vendre leur électricité sur le marché électrique. En outre, elle prévoit l'exonération du paiement de la charge d'accès aux réseaux pour les producteurs d'ENRe dont les installations ont une capacité installée inférieure à 9 MW. Des exonérations partielles et dégressives sont également prévues pour les producteurs ayant une capacité installée entre 9 et 20 MW.

En 2005, la loi *Corta II* a permis aux producteurs d'électricité, y compris les producteurs d'ENRe, de signer avec les entreprises de distribution des contrats d'approvisionnement à long terme attribués par un processus d'appel d'offres non discriminatoire. Ces deux lois ont certes créé une base réglementaire pour l'entrée des producteurs d'ENRe sur le marché, pourtant, elles n'ont pas été

¹¹³ Ley Corta N° 19.940

suffisantes pour stimuler les investissements dans ces filières, d'où l'adoption d'un instrument de soutien spécifique en 2008.

4.4.2 Le système de quotas de la loi 20257

Les principales caractéristiques de cette politique sont :

- **Les technologies concernées** : La biomasse, la petite hydraulique (jusqu'à 20 MW de capacité), la géothermie, le solaire, l'éolienne, les énergies des mers¹¹⁴ et d'autres sources renouvelables avec un faible impact environnemental, acceptées par la Commission Nationale de l'Energie.
- **Le quota obligatoire (l'objectif quantitatif)** : Chaque entreprise de commercialisation d'électricité doit pouvoir justifier, chaque année, de 10 % de l'énergie commercialisée comme provenant d'une source d'ENRe¹¹⁵. Au moment de l'approbation de la loi, en 2008, l'objectif était de 5 % jusqu'en 2014. Par la suite, il avait été prévu une augmentation de 0,5 % chaque année pour parvenir à 10 % en 2024. Cependant, en 2013 cet objectif est devenu plus ambitieux : le quota a été fixé à 5 % jusqu'en 2013, avec une augmentation d'1 % à partir de 2014 pour atteindre 12 % en 2020. L'augmentation sera ensuite de 1,5 % à partir de 2021 jusqu'en 2024. Finalement, une hausse supplémentaire de 2 % en 2025 est attendue pour arriver à 20 % d'ERNC dans la production d'électricité. Notons que pour accomplir ce quota, seuls sont pris en compte les projets connectés au système à partir du 1er janvier 2007. Par ailleurs, pour atteindre le quota, la loi prévoit la prise en compte des injections d'énergie provenant de centrales hydrauliques dont la puissance maximale est inférieure à 40 MW, même si les projets hydrauliques supérieurs à 20 MW ne sont pas définis comme des ERNC.
- **Pénalités** : L'entreprise qui ne respecte pas l'obligation au 1er mars de l'année calendaire suivante devra payer une charge de 0,4 UTM (unité de taxe mensuelle)¹¹⁶ pour chaque MWh de déficit par rapport à son obligation. Si dans les trois années suivantes elle n'atteint pas de nouveau l'objectif, la charge sera de 0,6 UTM par MWh de déficit. Lors de l'approbation de la loi, certains analystes ont remarqué le niveau relativement médiocre des amendes. Il peut donc s'avérer plus économique pour les entreprises de payer la pénalité que de faire les investissements nécessaires à l'augmentation des ENRe.

¹¹⁴ Elles incluent toute forme d'énergie mécanique produite par le mouvement des marées, des vagues et des courants marins, et l'énergie maréthermique qui est produite en exploitant la différence de températures entre les eaux superficielles et les eaux profondes des océans.

¹¹⁵ Au Chili, ces sources sont nommées avec le sigle ERNC (énergies renouvelables non-conventionnelles).

¹¹⁶ La valeur de l'UTM en décembre 2013 est \$ 40.772 (pesos chiliens) équivalents à US\$ 77,22. Ainsi, la valeur de 0,4 UTM/MWh est égal à US\$ 30,88/MWh

- **Possibilité d'échanges :** Toute entreprise électrique qui dépasse ses objectifs annuels a la possibilité de transférer ses certificats excédentaires contre rémunération (même entre entreprises appartenant à différents systèmes électriques).
- **Les appels d'offres associés :** Pour que les entreprises électriques puissent accomplir l'obligation établie par la loi, le Ministère de l'Énergie devra effectuer des appels d'offres publics pour l'approvisionnement de blocs annuels d'énergie provenant de sources d'ERNC. Ces producteurs recevront donc la certification nécessaire sur l'origine renouvelable de leur électricité. Cette mesure cherche à garantir l'accomplissement des quotas chaque année et à inciter à la compétition entre les producteurs de renouvelables.

Une des principales caractéristiques du système de quotas chilien est sa neutralité technologique. Il n'existe pas de différenciation entre les technologies d'ENRe. Ceci favorise évidemment les technologies plus matures comme l'éolien et pénalise d'autres comme les énergies marines. Cela correspond à l'objectif principal de développer les sources de production d'électricité ayant le moindre coût.

Par ailleurs, une autre caractéristique commune à tous les systèmes de quotas est que le risque tombe essentiellement sur les producteurs. Etant donné que, dans la plupart des cas, il n'existe pas de contrats à long terme (même si cette possibilité existe dans le régime chilien), les producteurs sont sujets à deux sources de risque (Sauma, 2012). Ils affrontent, d'une part, un risque prix puisqu'ils vendent leur électricité au prix du marché spot et, d'autre part, un risque quantité parce qu'ils ne sont pas sûrs de pouvoir vendre la totalité de leur production (en plus de la variabilité propre des énergies intermittentes). Ils obtiennent par ailleurs un revenu par la vente des certificats ; cependant le prix de ceux-ci est également variable et incertain.

Le risque plus élevé pour les producteurs peut avoir deux conséquences importantes. La première est que cela tend à augmenter le taux de financement ce qui, à son tour, a un impact significatif sur le coût total des projets et, par conséquent, de l'électricité générée. La seconde conséquence tient au fait que ce système est plus favorable aux grands producteurs conventionnels qui disposent d'un portefeuille d'investissement plus diversifié et de plus de moyens de financement. Les petits producteurs (souvent des acteurs nouveaux sur le marché) sont en revanche pénalisés (Sauma, 2012).

4.4.3 Les principales barrières et les premiers résultats.

Au cours des dernières années, le secteur électrique du Chili a attiré l'intérêt des développeurs d'énergies renouvelables qui cherchent à étendre et à diversifier leurs activités. Depuis l'approbation de la loi sur les ENRe, ce secteur a reçu un investissement cumulé d'environ 6,7 milliards de dollars

entre 2008 et 2013. La majeure partie de cet investissement a été destinée aux fermes éoliennes et dans une moindre mesure aux centrales hydroélectriques et solaires.

La puissance installée en énergie renouvelable a en effet fortement augmenté, passant de 470 MW en 2008 à 2050 MW en 2014. La nouvelle capacité installée en 2014 totalise 940MW. Les ENRe représentent d'ores et déjà 10% de la capacité totale de l'ensemble du réseau électrique. L'énergie éolienne est dominante avec 840 MW, ce qui représente 40% de la part des nouvelles énergies renouvelables dans le pays. Le reste de la capacité installée est distribué de la façon suivante : 25% pour les bioénergies (500 MW), 17% pour le petite hydraulique (350 MW) et 18% pour le solaire (60 MW).

Par ailleurs, les NER représentent une opportunité pour promouvoir l'accès à l'énergie propre et efficace dans des zones isolées du pays. Par exemple, dans les territoires insulaires du sud, à ce jour, de nombreuses communes ne disposent toujours pas de connexion au réseau. La fourniture d'électricité dépend essentiellement de générateurs diesel, représentant un coût élevé. En ce sens, les investissements dans plusieurs technologies alternatives, comme le photovoltaïque et le petit hydraulique, sont encouragés par différents programmes de soutien, tel que le programme de « *Electrificación rural y social*¹¹⁷ ». Il existe aussi des projets similaires pour encourager la production distribuée dans les entreprises ou auprès des organisations publiques.

En ce qui concerne les barrières qui entravent le déploiement des ENRe, les principaux obstacles sont similaires à ceux d'autres pays de la région (Sanchez-Alfaro et al., 2015). Tout d'abord le raccordement des nouvelles centrales aux réseaux présente des limites importantes, ce qui entraîne un scénario complexe et de longs retards pour ceux qui souhaitent investir dans la production d'énergie renouvelable. Bien que le cadre juridique actuel garantisse à tout producteur le libre accès aux réseaux, dans la pratique, les demandes d'accès entraînent habituellement des complications et des retards importants, en particulier pour les nouveaux entrants. Les complications comprennent des retards dans le traitement des demandes et des exigences procédurales excessives. Cela s'explique principalement par une forte concentration sur le marché de la production ainsi que l'intégration verticale entre certains producteurs et sociétés de transport au Chili, ce qui crée un pouvoir de marché susceptible de bloquer l'entrée de nouveaux acteurs (Navirov, 2015). En outre, l'absence de clarté sur la façon dont les coûts de raccordement des projets sont partagés entre les développeurs et les propriétaires des réseaux génère une incertitude supplémentaire et est source de retards.

Ensuite, il y a un manque d'accès au financement des projets d'ENRe. Dans la pratique, les options de financement pour les projets d'énergies renouvelables au Chili, en particulier dans le secteur de la microfinance, sont très limitées. Les institutions financières du pays sont encore méfiantes vis-à-vis de l'industrie des énergies renouvelables. À ce jour, seulement quelques projets ont réussi à emprunter auprès des banques locales. D'après Nairov (2015) l'un des obstacles majeurs à

¹¹⁷ <http://www.minenergia.cl/programas/programa-de-energizacion-rural-y-social.html>

l'obtention de financements locaux est lié à la culture conservatrice des banques du pays et à une réglementation très exigeante sur la solvabilité financière (après la crise économique de 1982). En outre, les coûts élevés de structuration du « *project finance* »¹¹⁸ créent un obstacle supplémentaire à l'accès au financement. Les coûts fixes de structuration financière sont similaires pour tous les projets, indépendamment de leurs besoins d'investissement, ce qui pénalise les projets de petite envergure.

Afin de répondre au moins en partie à ce problème, le gouvernement a mis en place des aides spécifiques au moyen de la « *Corporación de Fomento de la Producción* » (CORFO, www.corfo.cl). En effet, les entreprises intéressées par des projets ERNC au Chili peuvent recourir au cofinancement des études de préinvestissement, et aux lignes de financement de l'investissement des projets avec des taux d'intérêt préférentiels.

¹¹⁸Il s'agit d'une modalité de structuration financière basée sur le flux de fonds du projet lui-même et non pas sur l'ensemble des activités du débiteur. Le concept de financement de projet ou de financement sans recours requiert de la part des banques maîtrisant cette expertise une analyse approfondie de tous les paramètres financiers, techniques, contractuels, réglementaires et juridiques inhérents au projet. La notion de financement sans recours implique que les prêteurs ne pourront pas se retourner vers le *sponsor* du projet en cas de *cash-flows* générés moindres que prévu.

Conclusion du chapitre V

Ces cas nationaux illustrent bien la pertinence d'une approche évolutionniste. On observe en effet que les transformations permanentes du contexte économique et institutionnel impulsent une dynamique qui encadre fortement les choix des politiques publiques ainsi que leur performance.

Au Chili, fidèle à sa tradition économique plus libérale et aux réformes entreprises dans le marché de l'électricité depuis les années 1980, le gouvernement a choisi un instrument plus compatible avec le fonctionnement des marchés de l'électricité (les quotas avec des CVN). L'objectif principal est de promouvoir la concurrence entre les différentes technologies d'ENRe (instrument sans différenciation technologique) pour déployer celles disposant du moindre coût. Etant une économie ouverte, le Chili facilite l'entrée des technologies « bon marché » de l'étranger. Le développement d'une industrie locale liée aux ENRe n'est pas une priorité dans les objectifs des politiques.

Le Brésil a entrepris une réforme dans le secteur électrique dans les 1990 qui a impliqué l'ouverture, la privatisation et la création d'un marché spot. Cependant, la forte volatilité des prix et l'incertitude sur l'évolution de la demande décourageaient les investissements privés. Au début des années 2000 le gouvernement a répondu avec une nouvelle réforme (un système de contrats à long terme) visant à sécuriser l'approvisionnement. Les politiques de promotion des ENRe ont émergé dans l'année 2003 avec un système de tarifs d'achat garantis mais il a été ensuite remplacé par un système d'enchères concurrentielles plus adapté au nouveau régime institutionnel du secteur électrique. Jusqu'à présent, les résultats sont positifs en termes de nouveaux investissements et de dynamique à la baisse de coûts.

L'Argentine a commencé à promouvoir les ENRe, en adoptant un système de tarifs *premium* en 1998. Ceci semblait un instrument adapté au fonctionnement du marché de l'électricité. Cependant, la profonde crise économique de 2001-2002 a obligé le gouvernement à intervenir fortement sur les marchés de l'énergie, en créant des multiples distorsions dont les conséquences sont toujours présentes. Les gouvernements qui ont suivi n'ont pas réussi à mettre en place un nouveau régime qui favorise les investissements dans le secteur de l'électricité. Ainsi, dans un contexte macroéconomique et énergétique instable (malgré une croissance économique forte) les ENRe n'ont pas pu décoller malgré des politiques incitatives. Un nouveau système de promotion basé sur des appels d'offres avec des contrats à long terme commence à donner des résultats positifs.

Par ailleurs, ces études de cas nous permettent de mieux éclairer plusieurs questions traitées dans différentes parties du travail de thèse. Nous les présentons ci-après d'une façon synthétique et nous les discuterons dans le chapitre VI dans une perspective de développement du secteur électrique en Amérique Latine à l'horizon 2030-2040.

- Les politiques de promotion émergent au sein d'un cadre institutionnel particulier et sont conditionnées par celui-ci. En même temps, les conditions du contexte économique et énergétique peuvent s'avérer décisives pour la performance des politiques énergétiques comme cela a été le cas en Argentine.
- Les trois pays étudiés connaissent une croissance significative de la demande d'électricité et ils ont besoin de nouveaux investissements afin de sécuriser l'approvisionnement. Étant donné le grand potentiel pour les ENRe dans la région, il existe une grande opportunité pour diversifier les secteurs électriques en évoluant vers des mix plus verts. Des objectifs plus ambitieux pour les ENRe devraient être considérés dans les décennies à venir.
- Le déploiement des ENRe est confronté à de multiples barrières qui doivent être traitées avec une approche de politique dynamique, prenant en compte l'évolution de chaque filière et du contexte.
- Afin de s'attaquer à une des principales barrières à la diffusion, le Chili et le Brésil ont accompagné les politiques de promotion avec des mesures/politiques qui facilitent le financement. Au contraire, en Argentine même des projets bien structurés pâtissent des difficultés d'accès au financement
- L'apprentissage technologique au niveau local contribue fortement à une baisse rapide des coûts des nouvelles technologies. Dans certains cas la baisse des coûts se produit plus rapidement que l'attente des analystes et du gouvernement. Cela est ensuite reflété par l'évolution à la hausse des objectifs pour les ENRe dans les programmes énergétiques nationaux.
- Le système d'appels d'offres s'avère être un mécanisme efficace et suffisamment flexible pour soutenir des technologies ayant différents niveaux de développement. Il est un instrument adaptable à différentes configurations du système électrique, notamment dans des pays émergents où les acteurs économiques présentent une aversion au risque plus élevé.

Chapitre VI

Les ENRe dans les scénarios 2030-2040 : un cadre d'analyse pour le (re)design et l'évaluation des politiques

1.1

Les énergies renouvelables progressent fortement dans les pays émergents et en développement. Pour la première fois les investissements dans les ENRe dans ce groupe de pays ont dépassé en 2015 ceux des pays de l'OCDE. Cette dynamique est renforcée par l'accord de Paris 2015 sur les changements climatiques qui marquerait le commencement d'une nouvelle ère dans le développement du secteur de l'énergie au niveau mondial. La transition énergétique démarre et les pays émergents en sont les nouveaux protagonistes. Or, une décarbonation profonde de l'économie demande une diffusion encore beaucoup plus rapide des énergies bas-carbone parmi lesquelles les ENRe auront une place prépondérante dans les décennies à venir.

Mais si la baisse des coûts de plusieurs énergies renouvelables est remarquable, une accélération des investissements dans ces nouvelles technologies ne pourra avoir lieu sans un maintien voire un renforcement des politiques de soutien. L'année dernière les subventions aux énergies renouvelables ont atteint les 150 milliards de dollars, dont 80% sont destinés au secteur de l'électricité. Ce montant pourrait s'accroître les années à venir (AIE, 2016). L'efficacité-coût de ces politiques demeurera donc une question centrale, concernant désormais la plupart des pays de la planète.

Dans le même temps, les études de cas discutées dans les chapitres précédents montrent, d'une part, que les politiques de promotion à l'échelle nationale peuvent être fortement impactées par le contexte économique et énergétique de chaque pays et, d'autre part, que les gouvernements visent d'autres objectifs, au-delà de la question climatique. Il s'agit des « co-bénéfices » du déploiement des énergies renouvelables comme la création d'emplois, l'électrification rurale ou la diminution de la pollution atmosphérique. En outre, plusieurs effets pervers peuvent apparaître si ces politiques ne prennent pas en compte la compatibilité de différentes technologies d'ENRe avec les caractéristiques techniques et institutionnelles des systèmes électriques.

Par ailleurs, selon le pays, les régulateurs se situent dans des étapes différentes en matière de politiques de soutien. Ainsi, si certains Etats ont d'ores et déjà deux ou trois décennies d'expérience, d'autres commencent seulement maintenant à concevoir ce type de politiques. Les enjeux liés au (re)design des politiques de promotion peuvent donc différer selon la phase de déploiement des ENRe dans chaque pays. Dans tous les cas, il s'agit d'un domaine dynamique qui requiert de réponses intelligentes de la part du régulateur.

Dans ce contexte complexe, ce chapitre a pour but d'apporter des nouveaux éléments de compréhension qui facilitent le design des politiques de promotion dans les années à venir. Après avoir fait une revue des scénarios énergétiques 2030-2040 et des trajectoires possibles pour les ENRe (section 1), nous proposons donc un cadre d'analyse pour la conception et l'évaluation des politiques de promotion qui prenne en compte les éléments mentionnés ainsi que les différentes phases de déploiement des nouvelles technologies (section 2). Pour cela, nous nous appuyons sur les expériences européenne et latino-américaine que nous avons étudiées dans les chapitres précédents.

Enfin nous nous concentrons sur les défis liés au déploiement accéléré des ENRe en Amérique Latine (section 3).

1. Les ENRe au XXI siècle : une dynamique renforcée par l'accord de Paris 2015.

En 2015 le monde a connu deux faits marquants dans le domaine de l'énergie et de la lutte contre les changements climatiques. Premièrement, dans le cadre de la CCNUCC-COP21, le premier accord universel sur le climat a été approuvé par l'ensemble des 195 pays participant le 12 décembre 2015. En vigueur depuis le 4 novembre 2016, l'Accord de Paris appelle à une décarbonation rapide et profonde du système énergétique mondial. Secondement, pour la première fois dans l'histoire moderne, les investissements dans les énergies renouvelables ont dépassé les investissements dans les énergies fossiles dans le secteur électrique. Ceci montre une nette tendance en faveur des premières, laquelle devrait se confirmer voire s'intensifier dans les décennies à venir.

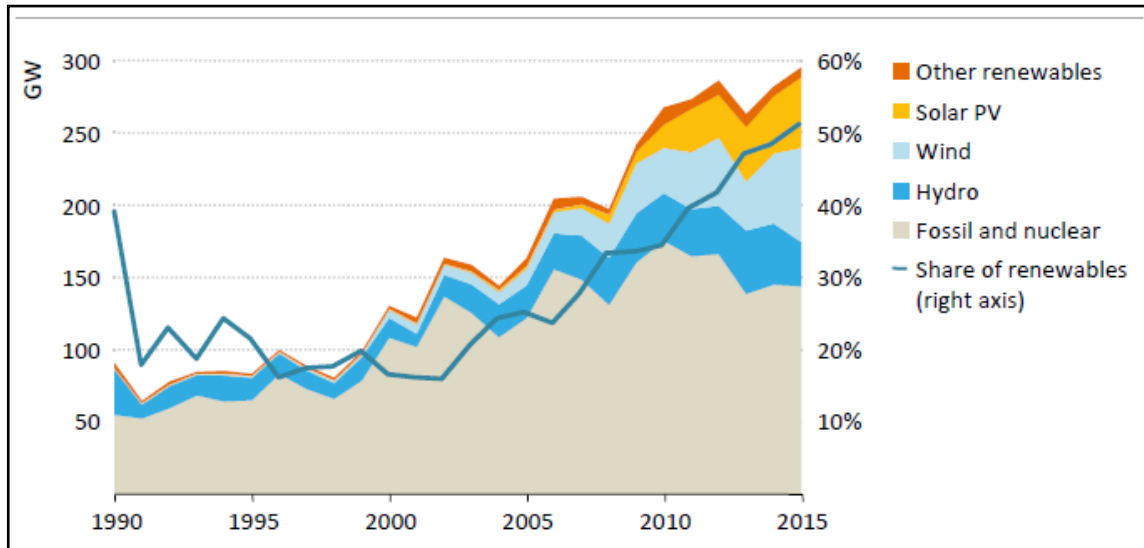
1.1 L'essor des investissements dans les ENRe et le rôle central des pays émergents

L'année 2015 a marqué un nouveau record pour les investissements mondiaux dans les énergies renouvelables. Le montant investi dans les ENRe est arrivé à 286 Mrds de dollars, dépassant le record précédent de 278 Mrds en 2011. Ce record a été atteint malgré les changements de taux de change qui ont déprécié la valeur en dollars des investissements dans certaines zones monétaires et en dépit d'une forte baisse des prix des hydrocarbures. En termes de nouvelle capacité installée d'ENRe, l'année 2015 marque aussi un record avec 118 GW bien au-dessus des 94 GW de 2014. Au cours des dernières années, les ENRe sont devenues de plus en plus dominées par l'éolien et le solaire, avec une baisse de l'importance relative des autres technologies renouvelables. Le solaire a connu une augmentation de 12% jusqu'à 161 Mrds et l'éolien a atteint 110 Mrds, 4% de plus que l'année précédente (*Frankfurt School-UNEP Centre/BNEF, 2016*).

L'industrie des énergies renouvelables a donc franchi une étape majeure en 2015, avec des additions de capacité dépassant pour la première fois celles des combustibles fossiles et du nucléaire. Ainsi, plus de 150 GW de nouvelles capacités renouvelables (y compris l'hydraulique) ont été installés en 2015, soit près du quadruple atteint une décennie plus tôt. La capacité de production mondiale d'énergies renouvelables avec environ 1985 GW dépasse maintenant celle du charbon (1950 GW), bien que fournissant moins d'électricité. Si l'ampleur des ajouts de capacités varie d'une année à l'autre, la tendance au déploiement rapide de l'éolien, du solaire PV et, dans une moindre mesure, de l'hydroélectricité au cours de la dernière décennie est incontestable et peut-être l'un des signes les plus

évidents d'une transition énergétique en cours (AIE, 2016). La figure 6.1 ci-dessous montre la répartition sectorielle des investissements en nouvelles capacités de génération d'électricité au niveau mondial et la part croissante des énergies renouvelables dans cette nouvelle capacité (courbe en bleue).

FIGURE 6. 1 LA NOUVELLE CAPACITE ELECTRIQUE INSTALLEE ET LA PART DES ENRE



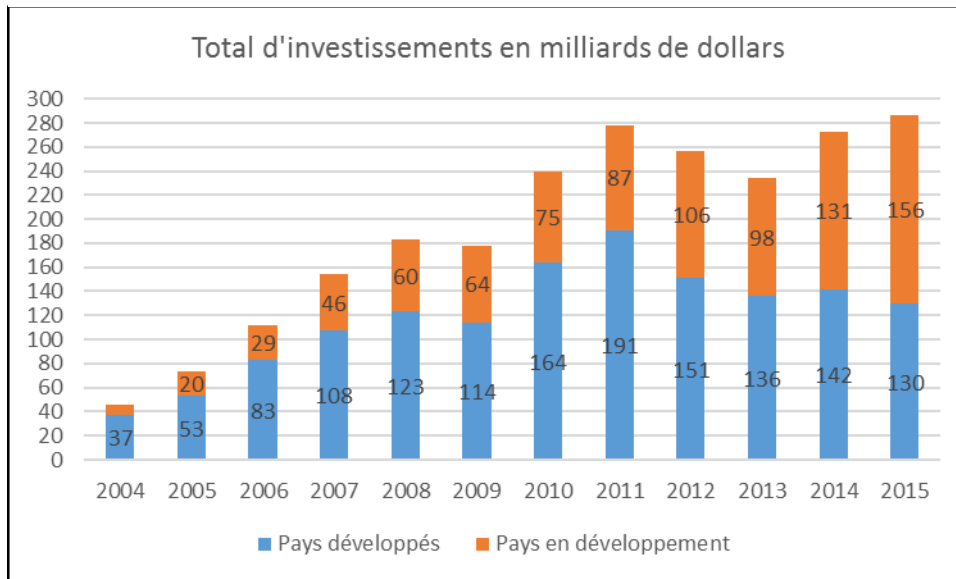
Source : AIE/OCDE (2016)

L'année 2015 marque également une rupture quant à la répartition des investissements entre les pays développés et en développement. Ces derniers (avec notamment la Chine, l'Inde et le Brésil) sont pour la première fois les premiers investisseurs en ENRe, avec un total engagé de 130 Mrds de dollars (en hausse de 19%) face à une baisse de 8% dans les pays développés. Un élément important dans ce revirement concerne la Chine, qui a élevé son investissement de 17% à 102,9 Mrds, soit 36% du total mondial. D'autres pays émergents qui se détachent sont : l'Inde (10,2 Mrds), le Brésil (7,1 Mrds), l'Afrique du Sud (4,5 Mrds, après une hausse annuelle de 330%), le Mexique (4 Mrds, en hausse de 105%) et le Chili (3,4 Mrds, en hausse de 150%). D'autres pays en développement ayant investi plus de 500 millions en 2015 sont le Maroc, l'Uruguay, les Philippines, le Pakistan et le Honduras. En revanche, les investissements en Europe ont diminué de 21% jusqu'à 48,8 Mrds, malgré le record des investissements en éolien en mer (17 Mrds).

L'évolution des investissements vers les pays émergents peut être attribuée à plusieurs facteurs: la course de la Chine vers les énergies éolienne et solaire, la rapide augmentation de la demande d'électricité dans ces pays, la baisse du coût des énergies renouvelables, la croissance économique ralentie dans les pays développés et une augmentation des subventions dans les pays

émergents. En revanche, du côté de l'OCDE, les investissements aux Etats-Unis et au Japon ont progressé de manière positive, mais cela n'a pas compensé la baisse des investissements en Europe (Frankfurt School-UNEP Centre/BNEF, 2016).

FIGURE 6.2 INVESTISSEMENTS MONDIAUX DANS LES ENRE



Source : de l'auteur à partir des données de Frankfurt School-UNEP Centre/BNEF (2016).

En parallèle, les marchés mondiaux de l'énergie ont été fortement bouleversés depuis l'été 2014. Le prix du pétrole Brent est tombé d'un maximum de 115\$ en juin 2014 à 27\$ en janvier 2016, soit une baisse de 76 %. Le prix du charbon ARA a chuté de 84\$ la tonne en avril 2014 à 36\$ en février 2016. Une tendance similaire s'est vérifiée pour les marchés du gaz : le prix du gaz américain est passé de 4,5\$ par MBTU en juin 2014 à 1,9\$ en février 2016.

Toutefois, les combustibles fossiles moins chers n'ont pas entaché les perspectives pour les énergies renouvelables jusqu'à présent. La concurrence entre les combustibles fossiles et les énergies renouvelables est rarement un choix binaire. Le pétrole n'est pas en concurrence directe avec les énergies renouvelables, sauf dans quelques pays producteurs qui brûlent du pétrole pour produire de l'électricité ou bien dans des régions éloignées qui utilisent des moteurs diesel. Le charbon et le gaz sont eux des concurrents directs des ENRe pour la production d'électricité, mais les investisseurs basent rarement leurs choix de centrales sur les prix au comptant des hydrocarbures à court terme.

Dans le même temps où les prix des énergies fossiles chutaient, le coût des ENRe et notamment celui du solaire baissait d'une façon considérable. Le LCOE de l'éolien on-shore est passé de 96\$ en 2009 à 83\$ en 2015, soit une réduction de 14%. En revanche, le coût de l'éolien off-shore avait augmenté durant plusieurs années car les projets se déployaient vers des eaux plus profondes,

mais il a commencé à baisser à nouveau plus récemment. Le coût de l'éolien en mer autour de 275 \$/MWh reste toutefois presque le double de celui de l'éolien terrestre.

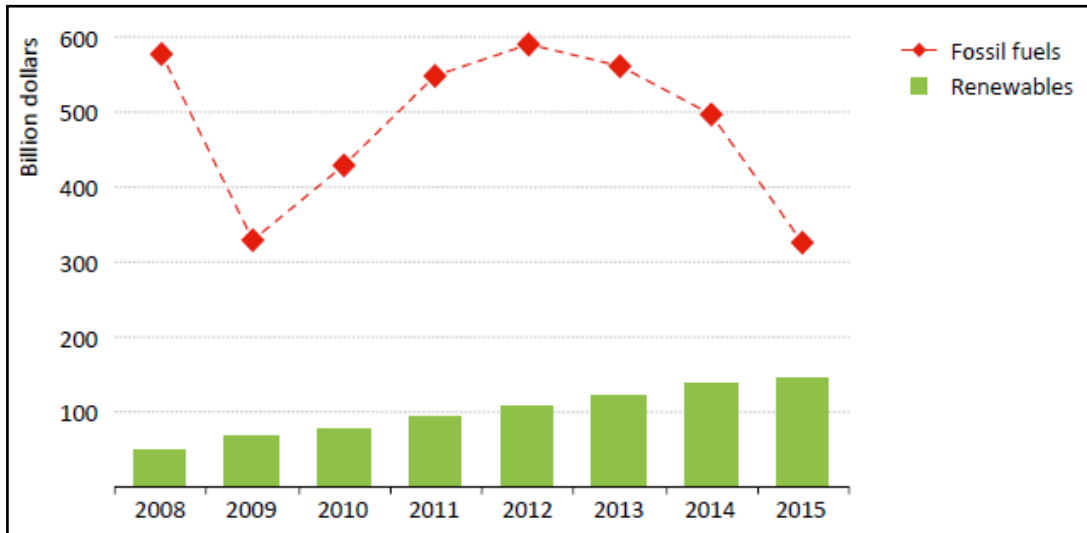
Le coût de l'énergie solaire photovoltaïque a connu une chute spectaculaire. Le LCOE est passé de 315 \$/MWh en 2009 à 122 \$/MWh à la fin de 2015, soit une baisse de 61%, ce qui reflète la baisse du coût des modules et des frais d'installation. Le projet le moins coûteux en 2015 a été celui d'un parc solaire de 200 MW à Dubaï, avec un prix attribué de 58,5 \$/MWh (Frankfurt School-UNEP Centre/BNEF, 2016). Toutefois, dans le chapitre précédent nous avons vu que, en 2016, de nouveaux records ont été battus pour le solaire PV au Chili et en Argentine.

De plus, les ENRe présentent un avantage important pour ce qui concerne le temps de construction des centrales. Les parcs éoliens peuvent être construits en neuf mois au plus, les parcs solaires en trois à six mois, alors que les centrales à charbon ou à gaz requièrent plusieurs années et le nucléaire encore plus de temps. Certains pays émergents avides de nouvelles capacités peuvent opter pour la rapidité des centrales d'énergies vertes.

Par ailleurs, la baisse des prix du pétrole et du gaz a donné l'occasion de modifier les tarifs de l'énergie dans différents marchés et de diminuer fortement les subventions à la consommation de combustibles fossiles : elles sont passées de 500\$ Mrds en 2014 à 325\$ Mrds en 2015. Les subventions aux énergies renouvelables, spécialement dans le secteur électrique, ont en revanche légèrement augmenté en 2015 à 150\$ Mrds (voir figure 6.3 ci-après). La poursuite de ce changement dépend de la détermination des gouvernements à persister dans la réforme des tarifs dès lors que les prix des combustibles fossiles commenceront à remonter. Il dépendra également de la vitesse à laquelle les projets d'énergies renouvelables deviennent économiquement concurrentiels sans aucun soutien public. De même, d'après ces données globales, l'efficacité économique des subventions aux ENRe semble s'améliorer, c'est-à-dire pour chaque dollar de subvention on installe plus de MW de nouvelle capacité. Ainsi, les subventions ont augmenté d'environ 6% en 2015 tandis que les nouvelles capacités installées ont progressé d'environ 8% (AIE, 2016).

Que la capacité ajoutée représentée par les énergies renouvelables en matière de production d'électricité dépasse celle des sources conventionnelles en 2015 montre qu'un changement structurel est en marche. Toutefois, malgré ces progrès, plusieurs obstacles au déploiement des ENRe subsistent. D'abord, dans de nombreux pays, les opérateurs historiques de l'électricité demeurent réticents à investir dans des technologies intermittentes qui leurs sont peu familières. Ensuite, il y a des préoccupations dans de nombreux pays sur la façon de maintenir l'équilibre des systèmes électriques avec l'injection d'une quantité croissante d'énergie intermittente. De plus, il y a un manque de confiance des investisseurs dans la poursuite des politiques de soutien dans de nombreux cas. Qui plus est, les investissements dans les ENRe devraient se confirmer, voire s'accélérer, dans les années à venir si le monde suit une trajectoire compatible avec les objectifs de l'accord de Paris

FIGURE 6. 3 ESTIMATIONS DES SUBVENTIONS MONDIALES POUR LA CONSOMMATION DE COMBUSTIBLES FOSSILES ET POUR LES ENERGIES RENOUVELABLES



Source : AIE/OCDE (2016)

1.2 Après l'accord de Paris : Les scénarios énergétiques mondiaux compatibles avec l'objectif de 2°C

L'Accord de Paris sur le changement climatique stipule dans l'article 2 que le réchauffement devra être contenu « bien en-deçà de 2°C » par rapport à l'ère préindustrielle. Un changement radical dans le système énergétique, source d'au moins deux tiers des émissions de GES, est essentiel pour atteindre l'objectif principal de l'Accord. Les dynamiques déjà en cours dans le secteur de l'énergie, qui montrent le potentiel des énergies à faible teneur en carbone, donnent à leur tour une crédibilité à une action significative en matière de changement climatique.

Dans ce contexte, plusieurs groupes de recherche et des organisations internationales dans le domaine énergie-climat ont construit des scénarios à l'horizon 2030-2040 et, avec plus d'incertitudes, jusqu'à 2100. Nous nous appuyons notamment sur les travaux de prospective de l'AIE et de l'IRENA pour analyser le rôle souhaitable et possible des énergies renouvelables, en particulier dans le secteur électrique. Cela nous amènera à identifier les nouveaux défis technologiques ainsi que ceux relevant de politiques publiques.

1.2.1 Les perspectives énergétiques mondiales à 2040 : le gap entre les INDC et l'objectif de 2°C

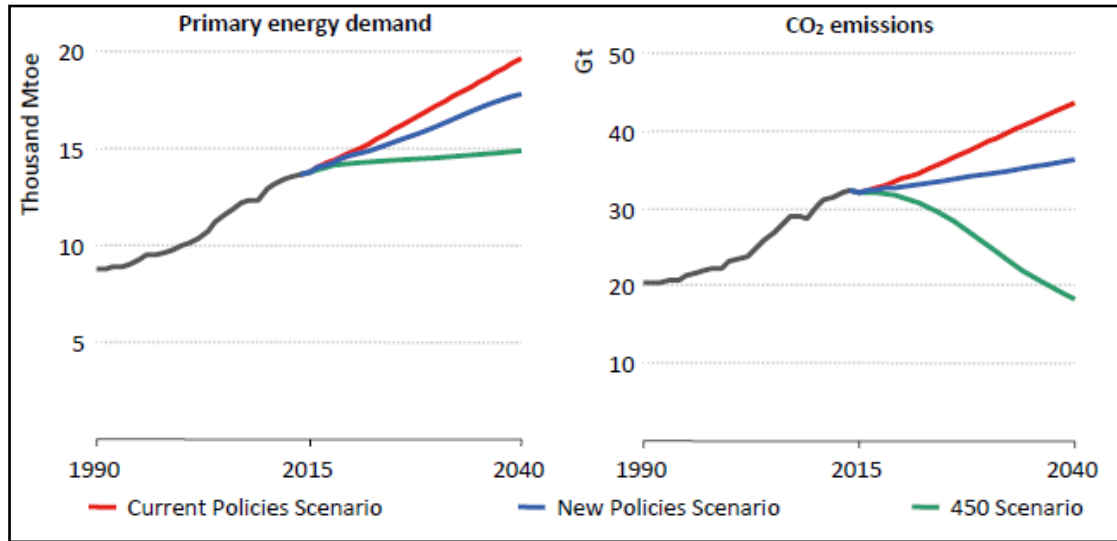
Les Perspectives énergétiques mondiales pour 2016 de l'AIE (WEO-2016) présentent trois scénarios à l'horizon 2040. Ils sont principalement différenciés par les hypothèses sous-jacentes à l'évolution des politiques gouvernementales de l'énergie. Cette analyse est particulièrement pertinente car elle permet de comparer les effets probables des engagements pris par les Etats lors de la COP21 et le gap existant avec un scénario 2°C.

- Le *New Policies Scenario (NPS)* est le scénario central. En plus d'intégrer les politiques en place à mi-2016, il prend en compte les objectifs et les politiques comprises dans les Contributions Décidées à l'Echelle Nationale (INDC)¹¹⁹ présentées par les différentes délégations lors de l'Accord de Paris.
- Le *Current Policies Scenario (CPS)* ne tient compte que des politiques qui avaient été officiellement adoptées à la mi-2016. Aucune allocation n'est prévue pour des mesures supplémentaires ou des changements de politique au-delà de ce point. De cette façon, le scénario des politiques actuelles constitue un repère permettant de mesurer l'impact des «nouvelles» politiques des autres scénarios.
- Le Scénario 450 ppm (450) est le principal scénario de décarbonation qui intègre un ensemble de politiques visant à limiter la hausse moyenne de la température globale en 2100 à 2 degrés Celsius au-dessus des niveaux préindustriels. Ce scénario met donc le secteur de l'énergie en marche pour atteindre un point, avant la fin de ce siècle, où toutes les émissions résiduelles provenant de la combustion d'énergies fossiles sont soit capturées et stockées, soit compensées par des technologies qui éliminent le carbone de l'atmosphère. Plus l'objectif de limiter le réchauffement climatique est ambitieux, plus il est nécessaire d'atteindre rapidement ce niveau d'émissions nettes zéro.

La figure 6.4 ci-après montre l'évolution de la demande et des émissions selon les trois scénarios. Si la consommation d'énergie continue d'augmenter dans les trois cas de figure, le taux de croissance de celle-ci est nettement plus faible dans le scénario 450. Dans ce scénario la demande serait presque 25% inférieure à celle du scénario de référence, grâce principalement à une forte amélioration de l'efficacité énergétique. Concernant l'évolution des émissions de CO₂ entre 2015 et 2040, alors qu'elles augmentent de 4 Gt dans le scénario des nouvelles politiques, elles diminuent de 14 Gt dans le scénario 450 et se situent même en dessous du niveau de 1990.

¹¹⁹ *Intended Nationally Determined Contributions*

FIGURE 6.4 LA DEMANDE D'ÉNERGIE PRIMAIRE ET LES ÉMISSIONS DE CO₂ SELON LES SCENARIOS.

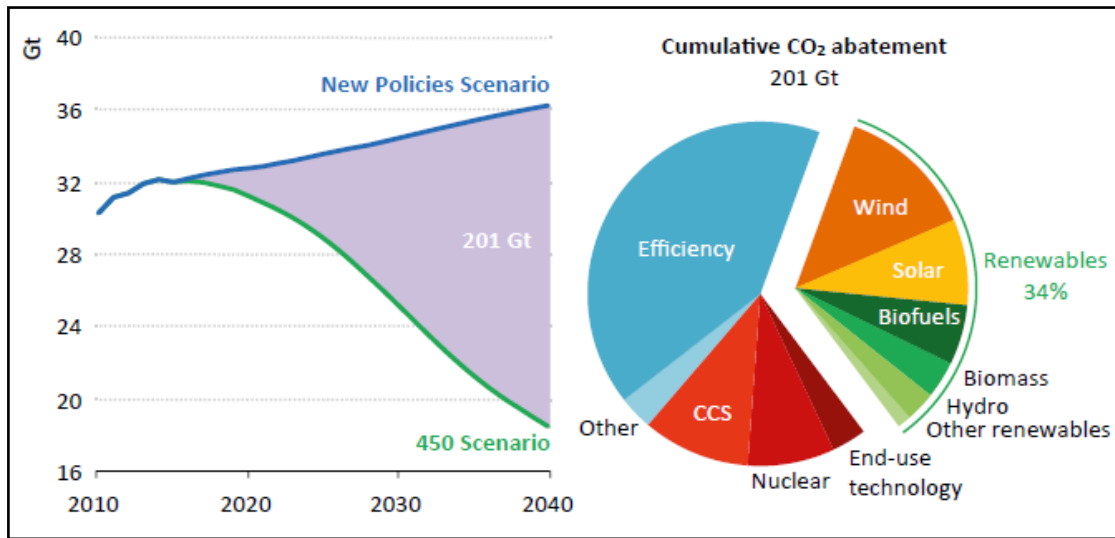


Source: AIE (2016).

Les engagements des pays dans les INDC permettraient de limiter l'augmentation des émissions mondiales de CO₂ à un total d'environ 160 millions de tonnes. Il s'agit d'une réduction marquée par rapport à la hausse annuelle moyenne de 650 millions de tonnes observée depuis 2000. Mais la poursuite de la croissance des émissions de CO₂ liées à l'énergie pour atteindre 36 gigatonnes en 2040, signifie que ces engagements sont insuffisants pour respecter l'objectif de l'accord de Paris (AIE, 2016).

Un changement radical du rythme d'amélioration de l'efficacité énergétique et de décarbonation est donc nécessaire. Cela souligne l'importance du mécanisme de révision quinquennal prévu dans l'accord qui permettra aux pays d'augmenter le niveau d'ambition de leurs engagements. Les « lignes de front » pour une forte réduction des émissions dans le secteur de l'énergie sont : l'efficacité énergétique accrue, le déploiement accéléré des énergies renouvelables (qui expliqueraient 34% de la réduction des émissions, voir figure 6.5), l'énergie nucléaire dans les pays où elle est politiquement acceptable et le captage et le stockage du carbone. Des efforts soutenus en matière de RD&D publique et privée sont également indispensables.

FIGURE 6.5 REDUCTION SUPPLEMENTAIRE DES EMISSIONS MONDIALES DE CO2 DANS LE SCENARIO 450



Source : AIE/OCDE (2016).

Dans ce scénario, l'électricité prend une part de plus en plus importante dans la consommation d'énergie finale. Les pays non membres de l'OCDE représentent plus de 85% de l'augmentation de la consommation d'électricité, mais celle-ci gagne également du terrain au sein de l'OCDE. La hausse prévue de la consommation d'électricité dans le transport routier est emblématique en raison d'une diffusion accrue des voitures électriques dont l'écart de coût avec les véhicules conventionnels continue de se réduire¹²⁰.

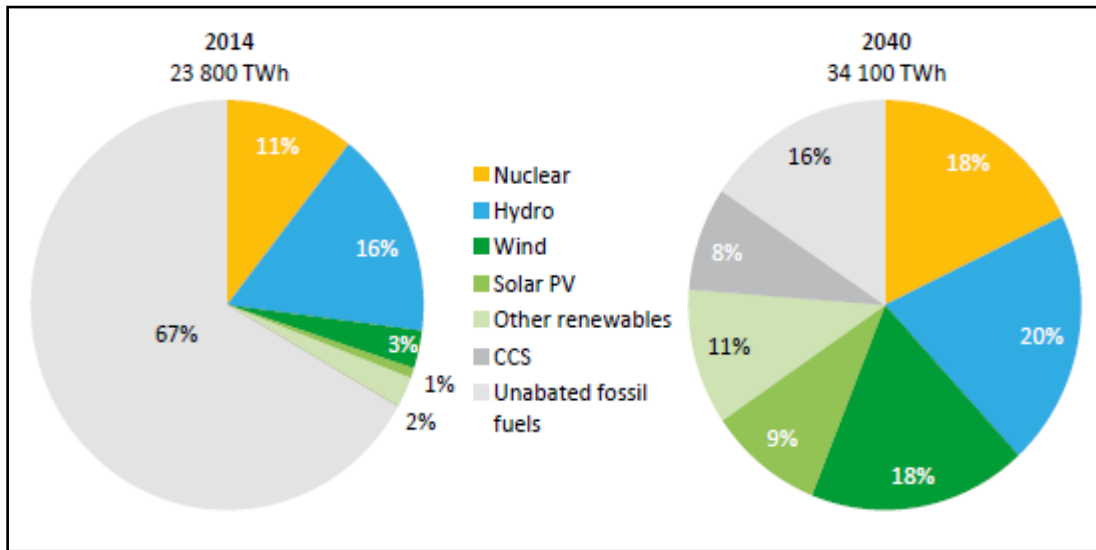
En outre, près de 60% de toute la nouvelle capacité de production d'électricité à 2040 dans le scénario *New Policies* provient des énergies renouvelables et, d'ici 2040, la majorité des énergies renouvelables est compétitive sans aucune subvention. Le solaire PV devrait voir son coût moyen diminuer de 40 à 70% d'ici 2040 et l'éolien sur terre de 10 à 25%. Les subventions par unité de PV solaire en Chine diminuent de trois quarts d'ici 2025 et les projets solaires en Inde sont compétitifs sans aucun soutien bien avant 2030. Les subventions aux énergies renouvelables sont aujourd'hui de 150 milliards de dollars, dont 80% sont destinés au secteur de l'électricité. Grâce à la baisse des coûts et à la hausse anticipée des prix de l'électricité pour les utilisateurs finaux, les subventions mondiales aux énergies renouvelables sont supposées en baisse après 2030, avec un pic à 240 milliards de dollars. Dans le scénario 450, le déploiement beaucoup plus rapide des énergies renouvelables entraînerait une hausse des subventions de seulement 15% par rapport au scénario *New Policies*. Cela est possible grâce à une tarification carbone plus forte et à un rythme plus rapide de réduction des coûts (lié à un déploiement plus élevé). Ainsi, les factures d'électricité des ménages dans le scénario

¹²⁰ Le scénario *New Policies* prévoit 30 millions de véhicules électriques en 2025 et 150 en 2040 tandis que le scénario 450 prévoit 715 millions de VE sur la route en 2040 (contre 1,3 million en 2015).

450 sont quasiment inchangées par rapport à celles du NPS, grâce également à une utilisation plus efficace de l'électricité dans tous les usages finaux.

Dans le scénario 450, près de 60% de l'électricité produite en 2040 devrait provenir des énergies renouvelables, dont près de la moitié de l'énergie éolienne et du solaire PV (figure 6.6 ci-dessous). Le secteur de l'électricité est largement décarboné dans ce scénario : l'intensité moyenne des émissions chute à 80 gCO₂/kWh en 2040, contre 335 gCO₂/kWh dans le scénario principal et 515 gCO₂/kWh aujourd'hui.

FIGURE 6. 6 EVOLUTION DU MIX ELECTRIQUE MONDIAL SELON LE SCENARIO 450



Source : AIE (2016).

En résumé, un scénario de décarbonation profonde comme le scénario 450 n'est certes pas un scénario exclusivement pour les énergies renouvelables, mais celles-ci représentent le noyau dur d'une série d'actions qui prennent également en compte les objectifs économiques et de sécurité énergétique. Les énergies renouvelables sont en particulier le moyen le plus efficace pour décarboner rapidement la production d'électricité.

1.2.2 Un doublement de la part des énergies renouvelables à l'horizon 2030.

En collaboration avec des centres de recherches et des gouvernements de quarante pays dans les différents continents, l'IRENA a construit des scénarios à 2030 compatibles avec une trajectoire de décarbonation de l'économie mondiale permettant de limiter le réchauffement climatique entre 1,5 et 2°C d'ici à la fin du siècle. L'analyse met en avant les différentes technologies qui devraient être déployées ainsi que les investissements conséquents pour atteindre un doublement de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique mondial entre 2010 et 2030. Cela se ferait malgré une forte diminution de l'utilisation de la biomasse traditionnelle qui est encore fortement utilisée pour le chauffage et la cuisine, spécialement dans des pays d'Afrique et d'Asie. Les énergies renouvelables modernes, y compris l'hydroélectricité, devraient donc quadrupler leur part en 2030 ce qui nécessite la mobilisation d'investissements considérables.

IRENA (2016) propose trois scénarios à l'horizon 2030 pour le développement des énergies renouvelables dans la production d'énergie (y compris l'hydroélectricité et les biocarburants) :

- *Reference Case* montre la trajectoire prévue pour les énergies renouvelables selon les politiques actuellement en place et selon les plans des gouvernements en 2015.
- *ReMap options* implique un renforcement des politiques existantes. La presque totalité des options technologiques applicables dans ce scénario est économiquement compétitive et les mesures à appliquer ont été consultées avec les gouvernements. Il conduirait à une part de 30 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique de 2030.
- *Doubling options* requiert l'application de mesures additionnelles conduisant à un doublement de la part des renouvelables dans le mix énergétique (de 18 % à 36%). Ce scénario serait compatible avec une trajectoire de décarbonation profonde de l'économie (objectif 1,5-2 degrés de réchauffement).

La réalisation d'un scénario *Doublement* proposé par IRENA nécessiterait des investissements de l'ordre de 770 Mrds de dollars par an en moyenne entre 2016 et 2030 dans le secteur des énergies renouvelables, ce qui implique une nette augmentation par rapport aux niveaux actuels. Une partie de ces fonds devrait provenir des économies résultant de la diminution des investissements dans le secteur des énergies fossiles. Par conséquent, les besoins d'investissements supplémentaires à l'horizon 2030 sont estimés à environ 100 Mrds de dollars par an en moyenne. D'après les données d'IRENA, en 2015 360\$ Mrds ont été investi dans le secteur des renouvelables, dont 330 Mrds destinés à de nouvelles capacité de production d'électricité (y compris les grandes centrales hydroélectriques) et le reste dans les secteurs du bâtiment, de l'industrie et du transport. Ces

chiffres n'incluent pas les investissements supplémentaires nécessaires dans les réseaux de transport et de distribution et dans les technologies de stockage.

TABEAU 6. 1 PROJECTIONS DE LA CAPACITE INSTALLEE EN GW DE ENRE A L'HORIZON 2030

Technologie	2013/2014	Reference	REmap	Doubling
Hydroélectricité	1170	1830	1995	2245
-Petites installations	130	200	220	250
-Grandes installations	890	1330	1450	1670
-Avec système de pompage	150	300	325	325
Eolien	370	1070	1990	2500
-Onshore	361	990	1710	2000
-Offshore	9	80	280	500
Solaire Photovoltaïque	175	780	1760	2520
-A grande échelle	79	350	1180	1680
-De toiture	96	430	580	840
Bioénergie	95	250	430	430
Géothermie	12	42	92	152
Marines	0.5	2	7	7
Batteries de stockage*	130	1580	4000	5100

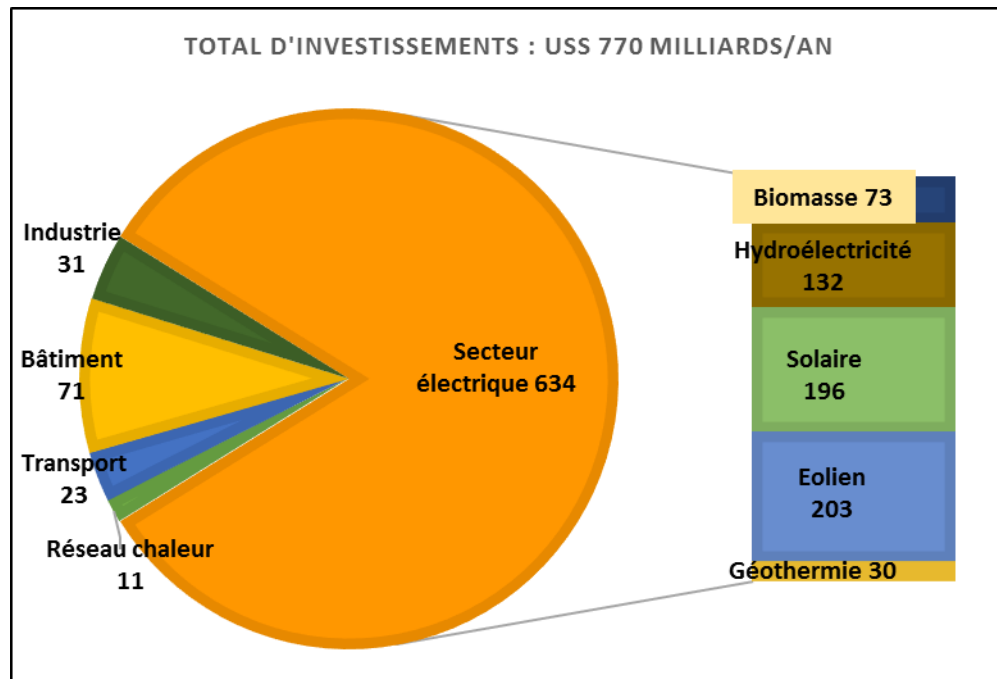
*Y-compris les véhicules électriques

Le doublement de la part des énergies renouvelables à 2030 implique une augmentation de la part de l'électricité dans le mix énergétique (dû à un usage plus intensif dans le bâtiment, le transport et l'industrie), l'arrêt anticipé des centrales fossiles les plus polluantes et la relocalisation de certaines industries hautement consommatrices d'électricité. Cela entraîne des coûts plus élevés en comparaison aux deux autres scénarios. Toutefois, ces coûts seraient largement compensés par les économies faites grâce aux externalités négatives évitées. Le secteur électrique devra suivre une trajectoire de forte décarbonation et, par conséquent, dans de nombreux pays la part des renouvelables dans la production d'électricité devrait être supérieure à 40 %.

Dans un scénario de doublement de la part des énergies renouvelables à l'horizon 2030, le secteur électrique concentrerait plus de 80% du total des investissements nécessaires, soit en moyenne 634\$ Mrds par an. L'éolien représenterait environ un tiers de ce total, soit un peu plus de 200\$ Mrds par an (figure 6.7 ci-dessous). Cela suppose un doublement du montant investi dans l'éolien en 2015, environ 100\$ Mrds. Quant au solaire, les investissements annuels nécessaires entre 2016 et 2030 sont estimés à 196\$ Mrds en moyenne, contre 150 en 2015. Le besoin d'accroître le montant investi est donc plus important pour l'éolien que pour le solaire ce qui s'explique par une prévision de baisse

marquée et continue du coût du solaire PV. En termes de capacité requises, ce sont les installations photovoltaïques qui devraient augmenter le plus jusqu'à environ 92 GW par an. Les investissements en hydroélectricité (toutes technologies confondues) devraient plus que doubler, en passant de 60\$ Mrds à 132\$ Mrds par an. Contrairement au solaire, le coût de l'hydroélectricité ne devrait pas diminuer de manière significative car les gains associés au progrès technique sont compensés par une augmentation des coûts spécifiques aux sites (les sites les plus favorables sont exploités en premier). Enfin, les investissements en centrales à biomasse et à déchets seraient aussi considérables (autour de 73\$ Mrds).

FIGURE 6.7 INVESTISSEMENTS NECESSAIRES EN CAPACITE D'ENERGIES RENOUVELABLES 2016-2030.



Source : de l'auteur à partir des estimations de IRENA (2016)

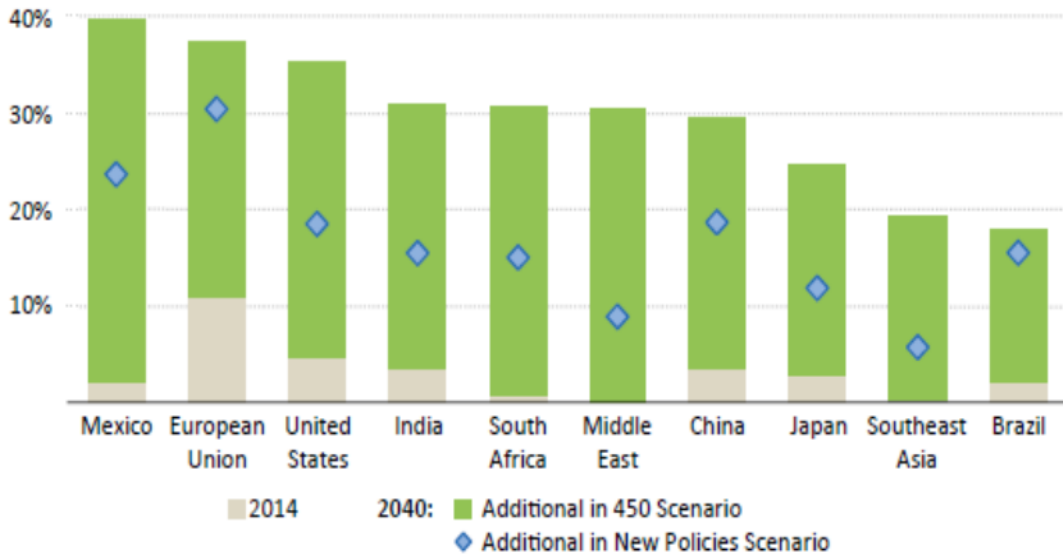
1.3 Vers une décarbonation rapide du secteur électrique : les nouveaux défis technologiques et de régulation.

La transition vers un système énergétique compatible avec les objectifs du changement climatique nécessitera donc une augmentation significative de l'utilisation des technologies à faibles émissions de carbone, y compris les énergies renouvelables, dans l'électricité, la chaleur et les transports. Le secteur de l'électricité - qui est aujourd'hui responsable de 42% des émissions

mondiales de CO₂ liées à l'énergie - devrait entreprendre un déploiement à grande échelle d'énergies renouvelables dans le cadre de cette transition.

Dans les scénarios consultés, les ENRe constituent le principal moyen de décarbonation du secteur électrique à l'horizon 2030-2040, dépassant nettement l'énergie nucléaire et les centrales fossiles avec technologies de CCS. Dans le scénario 450 de l'AIE (2016), les ERV (énergies renouvelables variables) représentent 27% de la production d'électricité en 2040. L'énergie éolienne devrait connaître la plus forte croissance (5400 TWh), suivie par le solaire PV (environ 3000 TWh). Ainsi, les ERV pourraient devenir la première source d'approvisionnement en électricité vers 2030 dans l'Union européenne et vers 2035 aux États-Unis, en Chine et en Inde.

FIGURE 6. 8 PART DES ERV DANS LE MIX ELECTRIQUE SELON LES SCENARIOS 450 ET NEW POLICIES



Note : la barre grise représente la part des ERV en 2014, la barre verte la part projetée pour 2040 dans le scénario 450 tandis que le triangle bleu représente la part en 2040 selon le scénario *New Policies*.
Source : AIE, 2016.

La décarbonisation efficace de l'approvisionnement en électricité nécessite des réformes dans la conception et le fonctionnement du système électrique, à la fois pour encourager les investissements et pour intégrer des parts élevées de ERV. Une part faible des ERV (quelques points de pourcentage) est peu susceptible de représenter un défi significatif à la plupart de systèmes électriques. Cependant, le déploiement de ces technologies au niveau prévu dans le scénario 450 exigera un renforcement significatif des mesures d'intégration au système. De telles mesures englobent divers aspects techniques, institutionnels et de politiques nécessaires pour permettre

l'intégration efficace de grandes quantités d'énergie solaire, éolienne et, éventuellement, d'énergies marines.

Les mesures classiques comme l'expansion des réseaux de transport et de distribution et l'investissement dans ces centrales électriques flexibles pour compenser la variabilité des ERV sont en général suffisantes jusqu'à un certain seuil : 25% d'ERV selon les estimations de l'AIE (2016). Au-delà de ce seuil, un ensemble plus large de mesures d'intégration est nécessaire, y compris le stockage de l'énergie et les actions qui cherchent à flexibiliser la demande.

La non mise en place de ces mesures pourrait signifier que, à certains moments, toute l'électricité provenant de la production des ERV ne pourrait pas être absorbée par le système électrique, une situation connue sous le nom de *curtailment*, c'est à dire l'effacement d'une partie de l'électricité produite. A l'opposé, les jours et les heures où la génération des ERV est très faible, l'électricité produite pourrait être insuffisante pour satisfaire la demande, entraînant un grave risque de blackout. L'occurrence hypothétique de ces événements nuirait évidemment à l'économie des ERV et rendrait l'option de décarbonation moins efficace.

En conséquence, une approche globale et systémique est nécessaire pour relever le défi de l'intégration des ERV (AIE, 2014). Le succès dépend de l'utilisation équilibrée de différentes mesures et technologies d'intégration qui sont disponibles :

- Un déploiement équilibré (selon le type de technologie et l'emplacement) des différentes ERV contribue naturellement à une meilleure intégration en réduisant la flexibilité requise dans le système ;
- Centrales électriques flexibles (actuellement la plus grande source de flexibilité) ;
- Réseaux de transmission et de distribution robustes et intelligents ;
- Mesures axées sur la demande ;
- Stockage d'électricité.

Chacune des cinq mesures, que nous discuterons plus en détail dans la section 3.1 de ce chapitre, constitue un élément distinct pour la construction d'une stratégie d'intégration. La pertinence de chaque mesure dépend des conditions spécifiques de chaque système électrique ainsi que de l'évolution des technologies dans les années à venir.

Ainsi, au fur et à mesure que les énergies intermittentes augmenteront leur part dans la production d'électricité, des réformes dans la conception des politiques pour le secteur seront nécessaires (AIE, 2014). Il s'agit d'une part d'assurer des investissements dans divers actifs qui donnent de la flexibilité au système : un renforcement efficace des réseaux de transport et de distribution, des centrales dispatchables, des moyens de stockage et de technologies permettant la gestion et flexibilisation de la demande. D'autre part, il faut prioriser un déploiement des ENRe équilibré qui prenne en compte la valeur apportée par chaque nouvelle centrale à l'ensemble du système électrique. Cela permettra de minimiser les investissements nécessaires pour garantir l'équilibre du système électrique. Le déploiement des ERV uniquement basé sur le coût de production

minimum, sans tenir compte de la valeur de l'électricité générée pour le système (par exemple sans inclure les avantages de localisation), peut entraîner des coûts d'intégration accrus.

En outre, compte tenu du niveau généralement bas des prix de marché de l'électricité et de la difficulté qui en découle pour le financement de nouveaux investissements, des mécanismes de soutien resteront souvent nécessaires pour attirer l'investissement dans les énergies à faible émission de carbone (AIE, 2016). Qui plus est, la conception de ces politiques de soutien devient essentielle et exige un grand soin de la part du régulateur afin d'éviter les possibles effets négatifs. Par exemple, si les bons signaux ne sont pas envoyés aux investisseurs, ils pourraient ne pas considérer l'emplacement optimal pour des nouvelles centrales d'ENRe ni la technologie optimale à déployer d'un point de vue du système.

Améliorer le fonctionnement des marchés électriques, mettre en place des mesures incitatives appropriées pour déployer les ERV d'une façon harmonieuse et veiller à ce que les investissements dans des moyens de flexibilité soient réalisés, sont autant de mesures nécessaires pour faciliter l'intégration efficace des ERV. En dépit des réductions de coûts réalisées au cours des dernières années, le rôle des gouvernements est loin d'être terminé si les ERV doivent être déployées à des niveaux compatibles avec la réalisation des objectifs climatiques mentionnés dans l'Accord de Paris.

...

La transition planétaire vers une économie à faible teneur en carbone est l'un des défis les plus importants et les plus complexes auxquels le secteur de l'énergie n'ait jamais été confronté. L'effort nécessaire durera des décennies et les perspectives évoluent tous les jours. Il est pourtant clair que toute voie crédible pour atteindre les objectifs climatiques mondiaux doit avoir les énergies renouvelables comme l'un des piliers fondamentaux. Les engagements politiques pris à la COP21 ont renforcé la position des énergies renouvelables en tant qu'élément majeur de la transition. Avec les technologies disponibles, l'électricité apparaît comme le secteur où la décarbonation à travers les ENRe se produira plus rapidement. Cependant, les défis techniques, économiques et de régulation sont considérables et cela dans tous les pays.

2. Un cadre d'analyse pour le (re)design et l'évaluation des politiques dans le domaine des énergies renouvelables.

La réalisation d'objectifs ambitieux pour les énergies renouvelables à l'horizon 2030-2040 requière de politiques intelligentes qui permettent de maximiser les bienfaits de ces nouvelles technologies et de minimiser leurs possibles effets négatifs. Il s'agit d'un domaine où la dynamique doit être prise en compte et où le rôle du régulateur dépasse la simple recherche de l'efficacité économique à court terme.

Dans cette section nous proposons d'abord les bases d'une approche systémique pour la conception et l'évaluation des politiques de promotion. Ensuite, nous nous focalisons sur les principes à prendre en compte lors du choix de l'instrument de régulation, en nous appuyant sur l'expérience internationale et particulièrement en Amérique du Sud.

2.1 Une approche systémique pour la conception et l'évaluation des politiques de promotion

La conception, la mise en place et l'évaluation des politiques énergétiques et environnementales appliquées au domaine des énergies renouvelables constituent un processus complexe et dynamique pouvant être saisi à partir d'une approche systémique. Cette approche, illustrée par la figure 6.9 ci-après, cherche à expliquer les divers éléments influençant le déploiement des énergies renouvelables ainsi que les interactions dynamiques entre ces éléments et les politiques de promotion.

Le déploiement des ENRe est influencé par les conditions structurelles et conjoncturelles du contexte énergétique et économique. Ce contexte peut être défini à différents niveaux : le secteur électrique, le système énergétique, l'économie nationale d'un pays, l'économie mondiale (y compris les marchés internationaux de l'énergie). Il est source de forces constituant des *drivers*, i.e. de facteurs qui favorisent le déploiement des ENRe, ou des barrières, i.e. des facteurs qui entravent leur déploiement.

Dans le chapitre V (section 1.2) nous avons classifié ces barrières en quatre catégories : barrières techniques, économique-financières, institutionnelles et politico-sociales. Dans le contexte de l'Amérique Latine, nous avons constaté que les principaux obstacles sont : les difficultés d'accès au financement, l'instabilité macroéconomique et, pour certains pays, l'instabilité institutionnelle

dans le secteur énergétique. Le renforcement des réseaux de transport et de distribution d'électricité représente également un défi majeur dans la plupart des pays.

Les *drivers* sont aussi de nature diverse. Ainsi, l'engagement des pays dans les négociations climatiques internationales les pousse à développer des sources énergétiques moins carbonées. En même temps, ces négociations prévoient de dégager des fonds pour financer le déploiement de technologies propres dans divers pays en développement ce qui pourrait représenter une opportunité pour ceux-ci. De même, l'apprentissage technologique global dans le domaine des ENRe génère une baisse du coût de l'électricité d'origine renouvelable au niveau international, baisse qui peut être renforcé par l'apprentissage technologique local (Cf chapitre V, section 1.3).

Parallèlement, comme nous l'avons évoqué auparavant, la gouvernance de la transition énergétique associe des institutions et des acteurs à plusieurs niveaux. Si les principales politiques de promotion des ENRe sont conçues au niveau national dans chaque pays, on ne peut pas négliger l'importance des politiques au niveau local, régional et international qui peuvent justifier, renforcer et parfois contrarier ces politiques nationales. A titre d'exemple, dans le cas de l'Argentine, plusieurs provinces ont mis en œuvre des politiques complémentaires pour attirer les investissements dans les énergies renouvelables, généralement à travers des exemptions d'impôts provinciaux. Cependant, ces mêmes provinces incitent fortement les investissements dans les filières fossiles, l'effet net sur les ENRe étant donc faible ou même négatif. Au niveau continental, le "Système d'interconnexion électrique des pays d'Amérique Centrale" représente un bon exemple d'intégration des systèmes électriques qui facilite la diffusion des énergies intermittentes en favorisant l'équilibre du système.

Par ailleurs, d'autres politiques sectorielles peuvent influencer et/ou être impactées par les politiques de promotion des ENRe. A titre d'exemple :

- Dans le secteur du transport, plusieurs pays envisagent une forte augmentation de l'utilisation de véhicules électriques ce qui aurait un impact conséquent sur la demande d'électricité décarbonée ;
- Les politiques industrielles pour divers secteurs d'activités prévoient dans certains cas l'autoconsommation énergétique à partir de projets d'ENRe. Cela est le cas de la puissante industrie des mines au Chili qui commence à investir dans des projets d'énergie solaire pour satisfaire une partie de ses besoins énergétiques ;
- Les secteurs agricole et forestier présentent un potentiel important pour augmenter la production des ENRe notamment à partir de projets de biomasse ou de biogaz qui utilisent une partie des déchets de ces activités.

Lors de la conception d'une politique de promotion des ENRe, le régulateur doit tenir compte des éléments du contexte économique et énergétique précités ainsi que des interactions possibles avec d'autres politiques publiques. Il fixe donc les objectifs globaux de la politique et les objectifs spécifiques quantifiés à différents horizons. Le Brésil, par exemple, fixe des objectifs pour les ENRe à partir de ses plans énergétiques décennaux. Le Chili et l'Argentine ont, quant à eux, fixé des objectifs précis jusqu'à 2025. Ensuite, le régulateur doit choisir le(s) instrument(s) de régulation à

mettre en place pour atteindre ces objectifs. Dans les chapitres I, II et V nous avons analysé la façon dont les instruments et spécialement leurs éléments spécifiques de conception peuvent impacter la performance d'une politique. Dans la section qui suit nous reviendrons sur les principes clé à prendre en compte lors du choix de l'instrument.

La phase de mise en place effective de la politique est fondamentale pour son succès. Dans le chapitre précédent (section 2.4) nous avons présenté plusieurs exemples de politiques approuvées par le parlement mais qui n'ont pas été appliquées efficacement, que ce soit à cause du manque de volonté politique ou à cause de variations imprévues des variables clé du contexte économique. Ainsi, la grave crise économique de 2001-2002 qu'a connu l'Argentine et le processus inflationniste qui a suivi ont fortement impacté la mise en place des politiques en faveur des énergies renouvelables dans ce pays.

L'évaluation *ex-ante* et *ex-post* de la performance de la politique est basée sur différents critères que nous avons définis et discutés dans le chapitre II. Le critère d'efficacité permet d'évaluer dans quelle mesure la politique a permis d'atteindre les objectifs quantitatifs fixés. Dans l'analyse effectuée dans le chapitre III, nous avons retenu comme indicateur d'efficacité les investissements en nouvelles capacités d'ENRe (MW/par an) et la méthodologie utilisée est celle d'une étude économétrique de panel. D'autres indicateurs et d'autres méthodes peuvent être mobilisés comme le montre l'expérience internationale que nous avons exposée dans le chapitre II.

L'efficacité économique (critère de coût-efficacité) consiste en la mise en relation des coûts (des ressources mobilisées) avec les résultats obtenus, que ce soit sur le court terme (efficacité statique) ou sur le long terme (efficacité dynamique). Les exercices de modélisation que nous avons évoqué dans les chapitres précédents (Huber et al., 2004, 2007 ; Buckman et Diesendorf, 2010) suggèrent que les technologies moins coûteuses d'aujourd'hui ne sont pas nécessairement celles qui permettront d'atteindre les objectifs de long terme au moindre coût possible (minimisation inter-temporelle des coûts). D'où l'importance d'adopter une approche dynamique qui prenne en compte l'évolution d'un éventail de technologies à court, moyen et long terme.

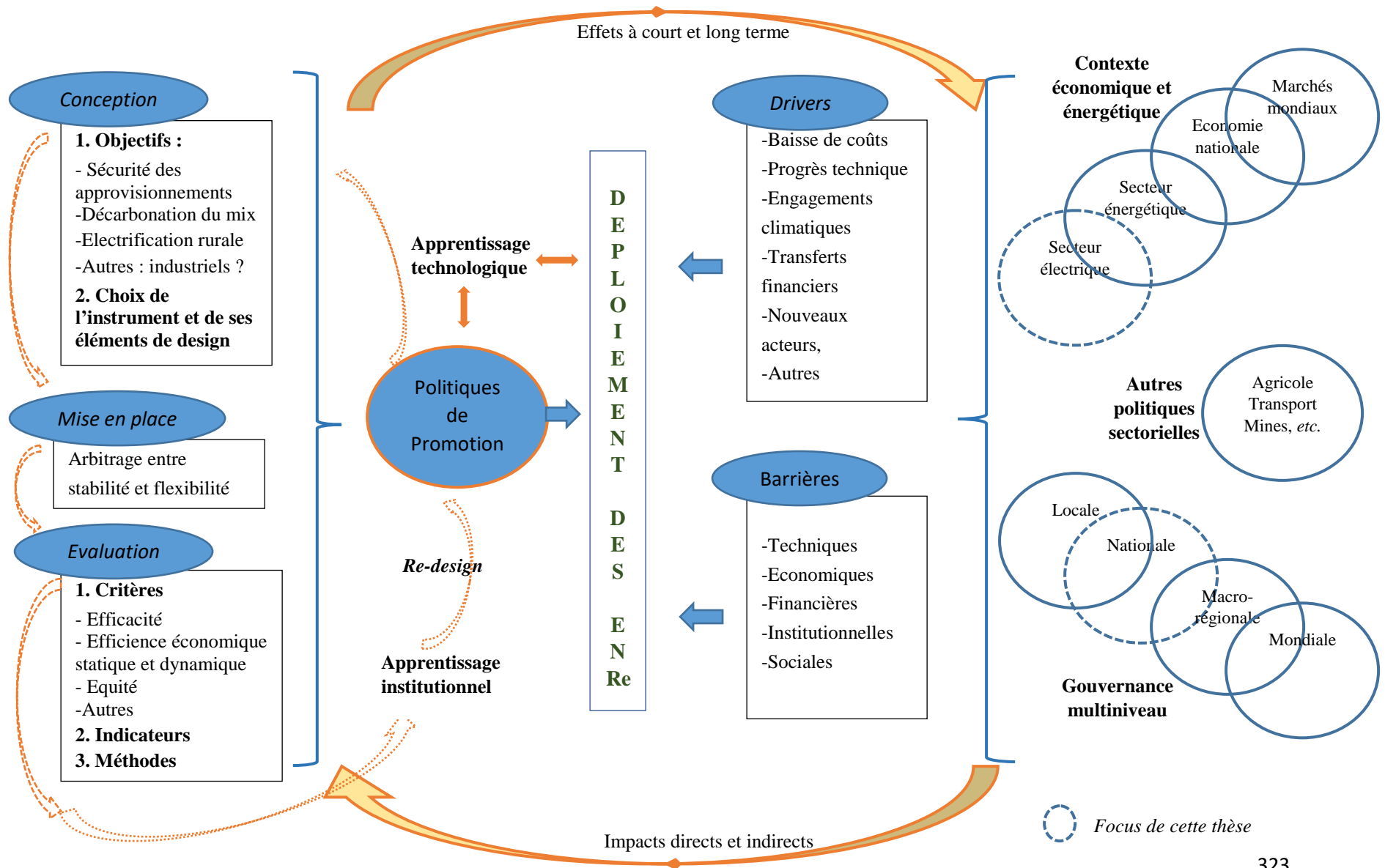
Le critère d'équité permet de prendre en compte d'une part les possibles effets distributifs de la politique (i.e. la répercussion des coûts de la politique sur différentes catégories de consommateurs / contribuables) et, d'autre part, la répartition de ses avantages entre différents acteurs. En fonction des objectifs de la politique, d'autres critères d'évaluation peuvent être pertinents comme l'impact sur le niveau d'émissions de GES, les impacts industriels et les effets sur l'emploi.

Enfin, la notion d'apprentissage institutionnel met en évidence l'importance de l'accumulation d'expérience de la part du régulateur et, par conséquent, l'amélioration de sa capacité pour reformuler et appliquer la politique d'une manière optimale. En effet, au fur et à mesure que les institutions de régulation améliorent leurs connaissances sur les technologies, sur le marché et spécialement sur les réponses des acteurs, elles peuvent ajuster les politiques afin de maximiser les gains collectifs (Cf chapitre II). Un arbitrage doit être trouvé par le régulateur entre la stabilité des

Chapitre VI

politiques attendue par les investisseurs et la flexibilité nécessaire pour répondre d'une manière dynamique.

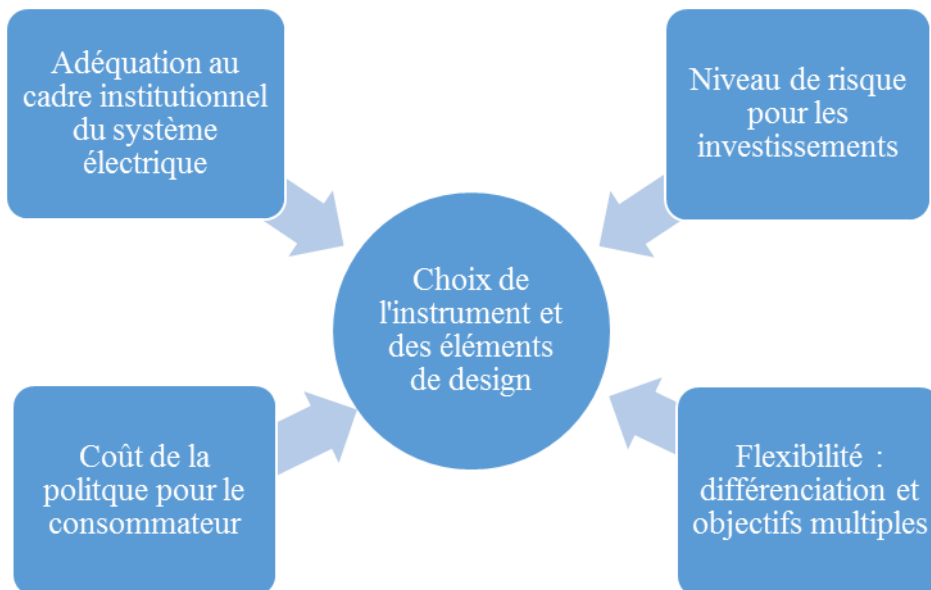
FIGURE 6.9 APPROCHE SYSTEMIQUE POUR LA CONCEPTION ET L'ÉVALUATION DE POLITIQUES DE PROMOTION DES ENRE



2.2 Le choix de l'instrument de soutien : pourquoi le système des enchères concurrentielles devient-il l'outil prépondérant en Amérique du Sud et ailleurs ?

Dans les chapitres I et II nous avons analysé les principaux avantages et inconvénients des instruments-prix et des instruments-quantités. Aussi, le choix d'un instrument et de ses éléments de conception a un effet sur la performance de la politique. L'analyse approfondie des trois études de cas et la revue de la littérature sur l'expérience cumulée dans d'autres pays nous permet d'identifier quatre principes clé à prendre compte au moment de choisir un instrument de régulation (figure 6.10 ci-après). Nous les analyserons en nous appuyant sur l'exemple du système des enchères concurrentielles qui deviennent l'instrument prépondérant en Amérique du Sud.

FIGURE 6. 10 LE CHOIX DE L'INSTRUMENT DE SOUTIEN DANS LE CONTEXTE D'UN PAYS EMERGENT



Le premier principe à prendre en compte lors du choix de l'instrument de régulation est son effet sur le niveau de risque pour les investisseurs. Compte tenu des coûts d'investissement initiaux élevés des ENRe par rapport à ceux des énergies fossiles, le taux d'intérêt payé pour financer ces

projets (CMPC¹²¹) exerce une influence majeure sur le coût total de l'investissement et, par conséquent, sur le LCOE. Ce taux de financement inclut une composante risque susceptible de pénaliser des technologies nouvelles peu connues des financiers dans la plupart des marchés. Or, le niveau de risque d'un projet dépend dans une grande mesure de son flux futur de revenus, flux directement lié à l'instrument de soutien.

De ce point de vue les tarifs d'achat garantis (FIT) et le système des enchères concurrentielles (SEC) présentent un net avantage : ils assurent un flux de revenus stable et connu *ex-ante*. Le SEC octroie un bon degré de sécurité pour les investisseurs une fois que les projets ont été adjugés. *A contrario*, le système de certificats verts négociables (CVN) et les primes ne permettent pas d'assurer un flux stable de revenus car celui-ci dépend des ventes effectives de l'électricité sur le marché. Or, le prix sur le marché spot est volatile et la quantité de kWh finalement produite par une centrale de nature variable comme le solaire et l'éolien est imparfaitement prévisible. Pour le cas du CVN, une nouvelle source de risque s'ajoute : la fluctuation du prix des certificats sur leur marché. Les études européennes que nous avons discutées (Hass et al, 2011) signalent que cette composante risque a augmenté le coût des projets dans les pays ayant adopté un système de CVN contrairement aux pays ayant choisi un FIT, ce qui explique dans une grande mesure une efficacité-coût inférieure de cet instrument-quantité. Notons par ailleurs que, pour le cas de la prime, le risque prix peut être atténué en établissant une prime qui est elle-même variable ou en établissant un plancher et un plafond à la rémunération totale perçue par le producteur (cf chapitre I, section 2.3).

Le deuxième principe à prendre en compte est celui de la flexibilité (adaptabilité) de l'instrument pour promouvoir des technologies ayant des degrés divers de maturité technico-économique. En effet, dans une approche d'efficacité dynamique, il est nécessaire de trouver un équilibre entre le soutien à des technologies actuellement plus matures (et moins coûteuses) et le soutien à des technologies moins avancées mais ayant un plus grand potentiel de progrès technique. Ces dernières permettront de conforter un système électrique moins coûteux et plus résilient à moyen et long terme. Plus globalement, la flexibilité de l'instrument est liée à la possibilité d'octroyer un soutien différencié en fonction de la valeur économique apportée par une nouvelle centrale d'ENRe au-delà du simple coût statique de production (en intégrant notamment les coûts systémiques, voir chapitre II, section 3.1).

En principe, tous les instruments peuvent être calibrés pour soutenir différentes technologies d'ENRe : en établissant des tarifs d'achat ou des primes plus ou moins élevées selon le coût de la technologie ou en modifiant le nombre de certificats alloués selon la source. Toutefois, les retours d'expérience montrent (cf. Chapitres II, section 2.4 et V, section 3) que le SEC est l'instrument le plus facilement adaptable à différentes technologies. Il répond aussi bien à l'incitation des

¹²¹ Le coût moyen pondéré du capital (CMPC), ou *weighted average cost of capital* (WACC) en anglais, est un indicateur économique, représentant le taux de rentabilité annuel moyen attendu par les actionnaires et les créanciers, en retour de leur investissement.

investissements dans des technologies peu matures (l'éolien off-shore par exemple) qu'à d'autres plus avancées comme la biomasse ou l'éolien on-shore.

De plus, nous avons vu qu'il existe plusieurs modèles d'enchères comportant des règles différentes pour la soumission des offres et pour la sélection entre elles. En effet, si le prix proposé dans chaque offre reste le critère principal de sélection, plusieurs autres critères peuvent être retenus par l'autorité publique : la crédibilité technique de l'installation, l'impact socio-économique (création d'emplois, part de composants nationaux, *etc.*) ou l'obtention des permis de construire, entre autres. L'expérience brésilienne montre que ce mécanisme de régulation facilite la planification des investissements dans différents ENRe et dans diverses régions du pays en fonction des objectifs spécifiques de la politique.

Le troisième principe est celui du contrôle du coût de la politique à supporter par les consommateurs ou par les contribuables. De ce point de vue, les instruments-prix ne permettent pas un contrôle de la quantité d'électricité qui bénéficiera d'un prix garanti ou d'une prime. En effet, étant donné que le régulateur n'a qu'une connaissance imparfaite de l'allure de la courbe de coûts marginaux des différentes technologies d'ENRe, un tarif ou une prime trop élevés peuvent conduire à une situation de surinvestissement et à un renchérissement de la politique. Cela a été le cas en Espagne et en Italie pour le cas du solaire PV (Cf chapitre II, section 2.2). A l'opposé des instruments-prix, les instruments-quantités permettent de contrôler plus facilement le montant total des subventions allouées. Dans le SEC, le régulateur établit une quantité cible de nouvelle capacité d'ENRe et le prix s'établira en fonction des offres soumissionnées et retenues. Toutefois, le régulateur se réserve le droit de ne pas allouer la totalité des capacités initialement prévues s'il considère que les prix proposés sont excessifs. En outre, le SEC à prix discriminant (cf. chapitre I, section 3.1.2) permet de limiter l'apparition de rentes infra-marginales en faveur des producteurs disposant des sites les plus favorables, ce qui évite donc un transfert de rentes des consommateurs vers les producteurs.

Le quatrième principe est celui de l'adéquation de l'instrument avec l'organisation institutionnelle et le fonctionnement du système électrique. Au fur et à mesure que la part des ENRe dans le mix électrique s'accroît, la question de l'intégration de ces sources avec les technologies traditionnelles devient fondamentale. Ainsi, la rémunération hors marché reçue par les ENRe est l'objet de fortes critiques en Europe en raison des effets pervers que cela peut entraîner sur les marchés de l'électricité (le problème du *missing money* et des prix négatifs) et ensuite sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité (cf. chapitre II, section 3). En réponse à ces problèmes, plusieurs pays comme l'Allemagne, le Danemark ou l'Espagne ont réformé leurs systèmes de soutien pour privilégier dorénavant des instruments plus compatibles avec le fonctionnement des marchés électriques, notamment le passage des systèmes de prix garantis vers des systèmes de primes, avec différentes modalités selon le pays.

D'autres instruments « hybrides » commencent à être proposés en Europe afin de tenir compte du fonctionnement des marchés de l'électricité et notamment de la valeur de l'énergie

renouvelable produite. Ainsi, Narbel (2014) propose un mécanisme de « primes multiplicatives » afin de prendre en compte la corrélation entre la demande et les profils de production de différents projets d'ENRe :

“This policy instrument rewards power stations which produce during high prices hours, forcing the deployment of intermittent power station which deliver energy during these hours. This type of policy instrument may therefore be more efficient at delivering valuable projects than existing policy instruments”(Narbel, 2014.)

En Amérique du Sud, après plusieurs expériences avec des instruments-prix, par exemple les FIP en Argentine ou les FIT au Brésil, ce sont actuellement les instruments-quantités qui s'imposent et notamment le système d'appels d'offres. Cet instrument de régulation s'avère compatible avec le fonctionnement du secteur électrique dans plusieurs pays du continent, comme nous allons le montrer dans la section suivante.

2.3 Les réformes du secteur électrique en Amérique du Sud et la genèse du système d'enchères concurrentielles.

Comme nous l'avons exposé dans les chapitres précédents, le système d'enchères concurrentielles devient le principal instrument de régulation pour attirer les investissements dans les ENRe en Amérique Latine, en particulier en Amérique du Sud. Dans le chapitre I, nous avons mené une première analyse des avantages et des inconvénients de cet instrument. Toutefois, la raison principale de sa prépondérance tient dans son adéquation au système institutionnel des pays de la région, suite à la deuxième vague de réformes dans le secteur électrique.

Les enchères concurrentielles pour des contrats à long terme sont aujourd'hui l'instrument de régulation moteur de l'expansion des systèmes électriques en Amérique du Sud, que ce soit pour les technologies traditionnelles ou pour les ENRe. Elles ont été mises en place au cours de la dernière décennie suite à l'insuffisance du système de marché avec des mécanismes de paiement des capacités pour attirer de nouveaux investissements dans le secteur électrique.

La croissance économique des dernières décennies a entraîné un taux d'expansion de la capacité de production d'électricité difficile à atteindre pour la plupart des pays du continent. Afin de surmonter cet obstacle, ces pays ont connu deux vagues de réformes dans leurs systèmes électriques. L'objectif principal de ces réformes institutionnelles était d'établir un “terrain de jeu” propice à de nouveaux investissements de la part d'acteurs privés, qu'ils soient nationaux ou étrangers.

Le Chili a été le pionnier des réformes du système énergétique axées sur le marché. La loi sur l'électricité, qui remonte à 1982, a privatisé le secteur et introduit la concurrence de marché dans le segment de la production, ouvrant le système à de nouveaux agents et basant la rémunération de la

production sur le coût marginal horaire. D'autres pays d'Amérique du Sud ont suivi cette voie en restructurant leurs secteurs électriques, environ une décennie plus tard que l'expérience chilienne.

D'un point de vue théorique, le mécanisme de base pour attirer les investissements dans les marchés électriques libéralisés reposait sur la théorie de la tarification marginale. Ainsi, le prix du marché, établi selon le coût marginal de production d'électricité, était considéré comme une condition nécessaire et suffisante pour guider l'expansion du système au moindre coût possible. Néanmoins, dès le départ, la plupart des régulateurs des pays de la région ont complété le marché à court terme par des mécanismes de capacité : les marchés de capacité et les paiements par capacité. Ces instruments de régulation visaient à procurer aux producteurs une rémunération supplémentaire sur le marché et étaient également censés couvrir partiellement les investisseurs contre le risque de variation des prix à long terme et le risque réglementaire, assurant ainsi un revenu supposé fixe et continu au cours de la vie économique des centrales électriques (Mastropietro et al., 2016).

En dépit des attentes, ces mécanismes de capacité n'ont pas réussi à attirer les grands investissements qui devaient soutenir la croissance économique et plusieurs pays ont donc souffert de problèmes d'approvisionnement. La mauvaise performance de ces mécanismes de capacité a été étudiée par Batlle et Pérez-Arriaga (2008), qui ont identifié les raisons de leur dysfonctionnement. La raison principale est liée à la difficulté, voire l'impossibilité pour le régulateur, d'établir le bon niveau de paiement pour les capacités. Si est sous-estimé il n'attire pas les investissements et s'il est surestimé il engendre l'entrée de technologies moins efficaces et une surcapacité.

Ces défauts ont alimenté la méfiance des investisseurs potentiels qui n'investissaient pas à la hauteur des besoins. La pénurie d'électricité qui s'est produite dans une grande partie du continent à la fin des années 90 a forcé les régulateurs à repenser l'organisation du secteur électrique. Ainsi, plusieurs initiatives portées par les organismes de régulation en partenariat avec des universitaires se sont développées dans la région. En 1999, afin de surmonter le manque d'investissements dans la production, l'organisme de réglementation colombien a lancé une consultation publique visant à redéfinir son mécanisme de paiement de capacité. En réponse à une demande d'ACOLGEN (association de producteurs), une équipe dirigée par le professeur Pérez-Arriaga a élaboré une nouvelle proposition : le mécanisme dit des « options de fiabilité » (*reliability options*) (Mastropietro et al., 2016). Globalement, la proposition consistait à remplacer le paiement de capacité fixe par un mécanisme d'enchères concurrentielles au moyen duquel le régulateur achetait, pour le compte de l'ensemble du système, un contrat d'approvisionnement.

En parallèle, comme nous l'avons étudié dans le chapitre précédent, le Brésil a développé une approche conceptuellement similaire pendant les années 2002-2003. Dans le cas brésilien, les principales propositions visaient à stimuler la concurrence sur le marché des contrats plutôt que sur le marché à court terme et suggéraient l'organisation d'un processus centralisé d'approvisionnement pour la demande captive (clients réglementés). Ainsi, le Brésil est devenu le premier pays d'Amérique du Sud à mettre en œuvre en mars 2004 un nouveau système de régulation basé sur des enchères concurrentielles pour des contrats à long terme. L'expérience brésilienne a suscité une nouvelle vague

de réformes réglementaires dans les secteurs de l'énergie d'autres pays en Amérique du Sud. Le Chili en 2005 et le Pérou en 2006 ont introduit des mécanismes similaires, avec des variations plus ou plus importantes, mais toujours basés sur l'adjudication de contrats à partir d'appels d'offres. En 2006, la Colombie a finalement introduit un système basé sur le principe des options de fiabilité.

Les deux grandes vagues de réformes dans le secteur électrique d'Amérique du Sud peuvent alors être résumées comme suit : la première, initiée par la réforme pionnière du Chili, a permis le passage d'un régime de monopole vertical intégré vers un système de concurrence à la production basé sur le prix spot. La seconde vague, initiée par la Colombie et le Brésil, a introduit un système d'enchères concurrentielles pour des contrats à long terme. Cependant, les éléments de design du système d'enchères concurrentielles diffèrent selon le pays. Il est centralisé au Brésil et en Colombie (les appels d'offres sont organisés par le régulateur) alors qu'il est décentralisé au Chili et au Pérou (les appels sont organisés par les compagnies de distribution). La durée des contrats, les pénalités par inaccomplissement, les centrales éligibles (centrales nouvelles ou déjà existantes), le processus des enchères, sont d'autres éléments qui varient selon le pays (Del Río et Linares, 2014 ; Mastropietro et al., 2014).

Les appels d'offres peuvent être spécifiques à une ou plusieurs technologies en fonction des objectifs de la politique énergétique. Cela permet donc d'organiser des enchères concurrentielles spécifiques pour les ENRe. Qui plus est, les faibles prix obtenus lors des appels d'offres dans certains pays comme le Brésil, permettent de mettre en pleine concurrence les ENRe les plus matures avec les technologies traditionnelles. Par ailleurs, au Chili, les enchères concurrentielles représentent un instrument complémentaire au système de quotas établi pour promouvoir les investissements dans les ENRe.

3. Les défis pour le secteur des ENRe en Amérique Latine

La plupart des gouvernements d'Amérique Latine ont fixé des objectifs ambitieux pour les ENRe à l'horizon 2020-2040 et ont mis en place les politiques de soutien, analysées dans les chapitres précédents. Cependant, la réalisation de ces objectifs soulève de nouvelles questions d'ordre technique économique et règlementaire. L'intégration d'une quantité croissante d'électricité renouvelable variable, la diversification des sources de financement et le développement d'une industrie liée aux ENRe figurent parmi les principaux défis.

3.1 Les Scénarios à l'horizon 2040

Les travaux de prospective montrent une poursuite de la croissance de la demande d'électricité en Amérique Latine : selon la BID (2016) la demande augmenterait de 91% pour 2040, en atteignant plus de 2970 TWh (contre 1553 TWh en 2014). Cela impliquerait une progression de 2,4% par an en moyenne. Selon les dernières prévisions de l'AIE, le taux de croissance de la demande d'électricité serait légèrement inférieur, autour de 2% par an. Dans les scénarios de décarbonation profonde l'incertitude sur l'évolution de la demande est supérieure car il faut intégrer les effets opposés, d'une part d'une efficacité accrue dans l'utilisation de l'électricité, et d'autre part d'une extension de ce vecteur à d'autres usages comme le transport. En tous cas, les scénarios mettent en évidence le besoin très important d'investissement en nouvelles capacités de production à la fois pour satisfaire la croissance de la demande et pour remplacer le parc vieillissant.

Ainsi, dans le scénario de référence de l'AIE (2016)¹²² la capacité installée de production d'électricité devrait doubler d'ici 2040 : elle passerait de 280 GW à 571 GW, soit un taux de croissance de 2,8% par an (tableau 6.2). Du côté des énergies renouvelables, il y aurait un recul de la part de l'hydroélectricité, compensé par un doublement de la part des ENRe qui passeraient de 8% à 16%. Dans le scénario 450, les ENRe progresseraient beaucoup plus rapidement et elles représenteraient 26% du total de la capacité installée en 2040. Cette progression se ferait en dépit des énergies fossiles qui reculeraient nettement (22% de la capacité installée en 2044). Parmi les ENRe, les investissements dans le solaire PV progresseraient plus rapidement (20% par an) mais l'éolien resterait toujours dominant en 2040 avec 61GW contre 44GW pour le solaire.

Ces prévisions d'une forte croissance des investissements dans le solaire et l'éolien sont en

¹²² Les prévisions de l'AIE pour l'Amérique Latine n'incluent pas les données du Mexique et du Chili parce que ces deux pays sont classés dans le groupe OCDE-Amériques.

ligne avec les plans énergétiques des principales économies du continent. Ainsi, dans son plan énergétique décennal 2015-2024 le régulateur brésilien prévoit que les ENRe devraient progresser à un taux de croissance moyen de 10% par an, surtout en raison de la forte expansion de la capacité éolienne (24 GW en 2024). La capacité solaire devrait atteindre 7 GW à cet horizon, avec une part équivalente à 3,3% de la puissance installée totale. La part des ENRe dans la capacité de production passerait alors de 16% au début de 2015 à 27% en décembre 2024. D'autres gouvernements de la région ont établi des objectifs ambitieux pour les ENRe. Par exemple, le Chili et l'Argentine ont fixé l'objectif de 20% d'ENRe sur la consommation d'électricité en 2025.

TABEAU 6. 2 PROJECTIONS DE LA CAPACITE ET DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITE EN AMERIQUE LATINE

Source	Production d'électricité (TWh)							Part du mix (%)			Variation	
	CPS				450			2014	2040	2040	2014-2040	
	2014	2020	2030	2040	2020	2030	2040				CPS	450
Charbon	43	51	62	74	44	18	10	4%	3%	1%	2,1	-5,3
Pétrole	162	124	93	79	110	38	14	13%	4%	1%	-2,7	-8,9
Gaz	232	224	346	539	187	162	144	19%	24%	8%	3,3	-1,8
Nucléaire	21	34	47	55	38	52	74	2%	2%	4%	3,7	5
Hydraulique	678	764	986	1184	764	983	1179	56%	53%	64%	2,2	2,2
Biomasse	59	64	81	102	64	82	111	5%	5%	6%	2,1	2,5
Eolien	17	62	112	152	64	124	204	1%	7%	11%	8,8	10
Géothermie	4	5	9	17	5	12	25	0%	1%	1%	5,7	7,4
Solaire PV	1	7	25	43	8	37	78	0%	2%	4%	18,7	21,4
Solaire Con.	0	0	2	6		5	14	0%	0%	1%	19,1	23
Marines							1	0%	0%	0%		
Totale	1217	1335	1763	2251	1284	1513	1854	100%	100%	100%	2,4	1,6

Source	Capacité installé (GW)							Part du mix			Variation	
	CPS				450			2014	2040	2040	2014-2040	
	2014	2020	2030	2040	2020	2030	2040				CPS	450
Charbon	7	9	12	14	9	9	7	3%	2%	1%	2,7	-0,1
Pétrole	42	43	34	31	43	34	30	15%	5%	6%	-1,2	-1,4
Gaz	55	68	107	157	64	68	82	20%	27%	16%	4,1	1,5
Nucléaire	4	5	6	8	5	7	10	1%	1%	2%	2,8	3,9
Hydraulique	150	178	220	266	178	217	260	54%	47%	49%	2,2	2,1
Biomasse	14	17	21	25	17	21	26	5%	4%	5%	2,1	2,4
Eolien	7	18	32	43	19	38	61	3%	8%	12%	7,5	8,9
Géothermie	1	1	1	2	1	2	4	0%	0%	1%	5,3	6,9
Solaire PV	0	5	14	23	5	22	44	0%	4%	8%	16,5	19,4
Solaire Con.	0		1	2		2	4	0%	0%	1%	59	64,3
Marines							1	0%		0%		
Totale	280	344	448	571	341	420	529	100%	100%	100%	2,8	2,5

Source : AIE (2016)

A ce stade on peut s'interroger sur le niveau de confiance de ces prévisions et surtout sur le fait de savoir s'ils constituent un plafond ou un plancher. Si l'on retient les prévisions de l'AIE¹²³, les chiffres pour les ENRe dans les scénarios *Current Policies* devraient être considérés comme un plancher. En effet, ces dernières années, les investissements en nouvelles capacités ont progressé à une vitesse supérieure de celle prévue pour l'AIE, ce qui l'a amenée à corriger les chiffres ver le haut à chaque nouveau rapport. Par exemple, le WEO de 2014 prévoyait pour 2040 une capacité en énergies variables de 46 GW pour l'Amérique Latine (31 GW d'éolien et 15 de solaire PV) tandis que le WEO de 2016 prévoit une capacité nettement supérieure (43 et 23 GW respectivement). Cette correction à la hausse des prévisions pour les ENRe est également vérifiée dans les plans énergétiques et les objectifs fixés par les gouvernements de la région. Le Chili par exemple a doublé son objectif pour 2025 (il est passé de 10% à 20%) suite aux bons résultats en termes de coûts des projets réalisés dans ce pays. En revanche, les prévisions les scénarios 450 devrait être interprétées plutôt comme un plafond (61 GW d'éolien et 44 GW de solaire à 2040) sauf bouleversement majeur dans les coûts relatifs des différentes sources de production d'électricité qui ferait basculer plus rapidement les investissements vers les énergies renouvelables¹²⁴.

Pour la période 2014-2020, on pourrait donc attendre à un taux de croissance d'entre 7,5 et 8,9% par an pour l'éolien et d'entre 16,5 et 19,5% pour le solaire. Néanmoins, la réalisation d'un tel niveau d'investissement dans le secteur doit surmonter plusieurs obstacles : premièrement, le besoin d'accès à un financement à des taux raisonnables, compte tenu de l'impact significatif du coût du capital sur le LCOE des ENRe ; deuxièmement, la nécessité d'étendre suffisamment les réseaux de transport et de distribution pour accueillir un parc de production plus décentralisé ; enfin, le besoin des investissements dans des actifs qui apportent de la flexibilité au système électrique comme des centrales dispatchables, des moyens de stockage et de technologies permettant la gestion de la demande.

3.2 L'intégration d'une part croissante d'énergies renouvelables variables

L'ampleur du défi de l'intégration est déterminée par l'interaction de deux composantes: les caractéristiques des ERV (leur profil de production d'électricité) et la flexibilité du système

¹²³ L'AIE est souvent critiquée par son « pessimisme excessif » sur le développement du solaire et de l'éolien. Ce pessimisme a conduit à une sous-estimation année après année (<http://www.vox.com/2015/10/12/9510879/iea-underestimate-renewables>).

¹²⁴ De même, une croissance beaucoup plus rapide de la demande en électricité (par exemple par une diffusion accélérée des voitures électriques) pourrait faire bouger ce plafond, mais cette hypothèse reste encore faible.

électrique. Plus un système est flexible, plus il est facile d'intégrer des énergies renouvelables variables. La flexibilité est traditionnellement associée à des centrales qui peuvent changer leur production très rapidement, comme les centrales hydroélectriques avec des réservoirs (souvent les plus flexibles). Mais la flexibilité peut également être obtenue grâce à l'interconnexion entre des réseaux électriques voisins, au stockage d'électricité et aux mesures axées sur la demande. Nous pouvons donc distinguer cinq groupes de mesures pour faciliter l'intégration des ERV.

3.2.1 Favoriser un déploiement équilibré des ENRe et adapté à chaque système électrique

Les ENRe peuvent contribuer à leur propre intégration en apportant elles-mêmes une certaine flexibilité. L'essence d'un déploiement adapté des ENRe est de minimiser le coût global du système électrique, sans se concentrer uniquement sur les coûts de production des ENRe considérés de manière isolée. Il s'agit de prendre en compte également la valeur apportée par une nouvelle centrale à l'ensemble du système électrique.

La combinaison du déploiement de différentes technologies d'ERV, par exemple l'énergie éolienne avec le solaire PV ou l'éolien avec l'hydroélectricité au fil de l'eau, peut conduire à un profil de génération moins variable et donc plus facile à intégrer. La raison en est que les différents types d'ERV sont souvent complémentaires (par exemple, quand il n'y a pas de soleil, il y a souvent du vent et vice-versa) dans de nombreuses régions du monde. Depuis quelques années plusieurs études sont réalisées dans les pays d'Amérique latine afin d'étudier la complémentarité entre différentes sources renouvelables.

La figure 6.11 ci-dessous montre le profil de complémentarité spatio-temporelle entre la production d'électricité thermique à partir de biomasse de canne à sucre et la production des petites centrales hydroélectriques (PCH) dans une région du Brésil. La génération d'électricité à partir de biomasse (barres vertes dans la figure 6.11) se produit pendant la saison sèche quand les débits des fleuves sont au minimum (courbe en rouge) et ce sont également les mois avec les prix spot les plus élevés (courbe en bleu). Cela signifie que cette production à partir de bagasse de canne a plus de valeur en termes économiques (Batlle, 2014). De plus, dans le chapitre V (section 3) nous avons évoqué l'étude de Schmid (2016) qui analyse la complémentarité entre l'hydroélectricité et les énergies solaire PV et éolienne au Brésil. Les résultats indiquent que l'intégration du PV et de l'éolien réduirait le besoin de capacité thermique de réserve ainsi que les pertes de charge, car la variabilité totale de l'approvisionnement renouvelable diminue significativement par rapport à un scénario qui n'ajoute que l'hydroélectricité au système. Une étude détaillée sur la Colombie (Vergara et al, 2010) montre la complémentarité entre les ressources éoliennes et hydroélectriques dans ce pays. L'énergie éolienne contribue au système dans les mois où il y a le plus de besoin : pendant les périodes « sèches » et de demande plus élevée.

FIGURE 6. 11 COMPLEMENTARITE ENTRE BIOMASSE ET PCH AU BRESIL



Source : Batlle (2014)

En outre, les meilleures ressources d'ERV sont souvent localisées loin des centres de consommation. Cela implique donc des investissements additionnels dans les réseaux de transport. Du point de vue du système électrique, le coût combiné de l'investissement dans les infrastructures de production et de réseau doit être réduit au minimum. Cela peut signifier qu'il est souhaitable de placer les centrales électriques plus près de centres de consommation, même si les conditions de ressources y sont moins favorables. Dans le chapitre V nous avons analysé le cas de l'éolien en Argentine où les meilleures ressources en vent se situent dans la région de la Patagonie qui est pourtant loin des principaux centres de consommation. Face à l'absence de signaux spécifiques, les investisseurs choisissent ces emplacements alors que d'autres zones seraient préférables d'un point de vue systémique.

Par ailleurs, les difficultés de prédiction de la production de l'énergie éolienne et solaire peuvent avoir un impact considérable sur la programmation des unités conventionnelles, qui est effectuée pour le jour suivant (day-ahead). Cela implique la disponibilité d'unités de génération flexible qui ont, elles, la capacité de varier rapidement le niveau de génération, par exemple des centrales à gaz à cycle combiné ou des turbines hydrauliques (Batlle, 2014). Toutefois, les progrès technologiques des ces dernières années ont permis d'améliorer le degré d'anticipation et de contrôle en temps réel de la production d'électricité intermittente. Cela signifie que les opérateurs de système ont des prévisions plus précises, plusieurs heures à l'avance, sur la quantité de vent et de soleil qu'ils peuvent attendre et, ce qui réduit les difficultés à ajuster la production des ERV en temps réel pour équilibrer l'offre et la demande.

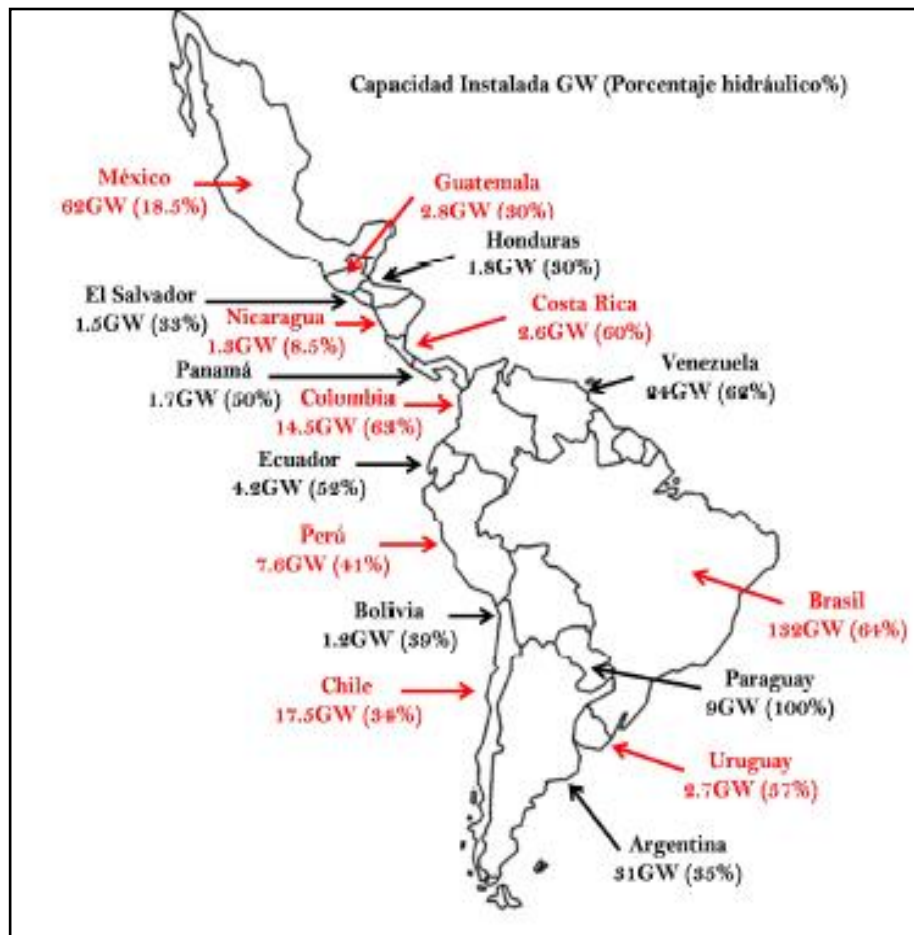
3.2.2 Investir dans des centrales électriques flexibles

Les centrales électriques *dispatchables* (programmables), qu'elles soient renouvelables (les centrales hydroliques avec barrages, à biomasse et dans une moindre mesure les installations géothermiques) ou à combustibles fossiles, peuvent ajuster leur production en fonction des besoins du système. Actuellement, les centrales *dispatchables* à énergie fossile (notamment celles à gaz) sont la source la plus importante de flexibilité dans le systèmes électriques. Selon leur conception, les centrales électriques diffèrent largement dans la façon dont elles peuvent être utilisées. Une centrale électrique est plus flexible si elle peut: 1) démarrer la production immédiatement (au moment où elle est sollicitée par l'opérateur du système); 2) fonctionner à un large éventail de niveaux de production, y compris une très faible production; 3) passer rapidement d'un niveau de génération à l'autre

FIGURE 6. 12 LA PART DE L'HYDROELECTRICITE EN AL (% DE LA CAPACITE INSTALLEE)

(AIE/OCDE, 2016).

Source : BID (2013)



L'augmentation de la part des ERV change progressivement le rôle des centrales électriques dispatchables thermiques. De plus en plus, leur production devient subordonnée (ou complémentaire) à celle des ERV, en raison des coûts variables très faibles de ces dernières. Or, il faut que cette capacité disponible soit suffisamment rémunérée pour rentabiliser ces investissements. Le régulateur doit donc prendre en compte les mesures nécessaires pour faciliter l'investissement dans ce type de centrales

Sur ce point, la plupart des pays d'Amérique Latine bénéficient du poids significatif de l'hydroélectricité dans cette région (cf. figure 6.13) qui est le moyen de flexibilité par excellence.

3.2.2 Favoriser les technologies de stockage d'électricité

Le stockage d'énergie peut contribuer au déploiement à grande échelle des énergies renouvelables en fournissant de précieux services au système énergétique. D'une part, le stockage à grande échelle dans les réseaux de transport peut contenir l'excédent d'électricité produite lorsque la production éolienne et solaire dépasse la demande et la réinjecter lorsque la production est insuffisante pour satisfaire la consommation. Les opérateurs de réseaux peuvent s'appuyer sur ces technologies de stockage afin de fournir des services techniques nécessaires pour atténuer l'impact des ERV sur les réseaux électriques. D'autre part, le stockage à petite échelle, couplé avec le solaire PV dans des maisons par exemple, peut augmenter l'autoconsommation d'électricité et faciliter le déploiement de solutions énergétiques hors-réseaux.

La capacité actuelle de stockage d'énergie au niveau mondial est inférieure à 3% de la capacité de production d'électricité (ou 150 GW) et est dominée par une technologie unique : les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP), utilisant l'hydroélectricité avec un système de pompage-turbinage. La plus grande partie de ces capacités a été construite par les grandes entreprises électriques, notamment en Europe, comme une mesure d'économie permettant de gérer la demande de pointe et de permettre le fonctionnement continu des centrales de production d'énergie de base. Ces dernières années, les centrales avec pompage-turbinage ont également été déployées pour aider à atténuer les défis de l'intégration des volumes croissants d'ERV dans les systèmes électriques. Elles constituent encore la majorité des investissements en stockage d'énergie prévus actuellement: 27 GW de centrales STEP devraient être construites au cours des dix prochaines années, principalement en Chine, aux États-Unis et en Europe. D'autres technologies de stockage d'énergie représentent un peu moins de 5 GW. Mais le parc de batteries à l'échelle des réseaux, en particulier les batteries lithium-ion, est en croissance rapide et a doublé en moins de trois ans (AIE, 2106).

Ce sont des options technologiques à prendre en compte sur le moyen/long terme mais elles ne sont pas encore prioritaires en Amérique Latine en raison de leur coût élevé. En revanche, plusieurs gouvernements ont récemment manifesté leur intérêt pour promouvoir l'électrification du

transport et notamment des voitures électriques qui représentent elles aussi potentiellement un moyen non négligeable de stockage d'électricité dans les solutions "*vehicle to grid*".

3.2.4 Mettre en place des mesures axées sur la demande

Jusqu'à aujourd'hui, le contrôle systématique de la demande à court terme n'était pas possible et les systèmes électriques ont jusqu'à présent été conçus pour assurer l'approvisionnement en électricité en ajustant immédiatement l'offre aux variations de la demande. Cependant, l'expansion des ERV rend l'offre plus volatile et moins prévisible, tandis que le développement des technologies de l'information et de la communication (TIC) permet de contrôler et, dans une certaine mesure, d'effacer ou de déplacer la demande. Cela donne lieu à un changement de paradigme et nous amène à examiner les options pour rendre la demande plus flexible en la faisant correspondre dynamiquement à l'offre.

L'adéquation dynamique de la demande et de l'offre évolue actuellement d'une approche *top-down* (décision prise par le gestionnaire du système) à une approche *bottom-up*, axée sur le consommateur, lequel peut gérer sa consommation d'électricité en fonction des signaux informationnels et de signaux prix qui lui sont envoyés grâce aux nouvelles technologies disponibles. Que ce soit une approche *top-down* ou *bottom-up*, deux types d'actions sur la demande sont possibles :

- Lissage de la courbe de charge: il s'agit d'une reformulation de la courbe de charge pour déplacer la demande dans le temps sans affecter la demande totale d'électricité. Par exemple, le déplacement de l'utilisation d'une machine à laver ou le chargement des véhicules électriques à une période de temps différente.
- Délestage: il s'agit d'interrompre la demande pour de courts intervalles (par exemple, arrêter la production de certaines industries pendant une période donnée) ou d'ajuster l'intensité de la demande pendant un certain temps (par exemple en ajustant le thermostat sur les chauffe-eaux et sur les climatiseurs pour une courte période).

Pour atteindre le plein potentiel de cette option de flexibilité, il faut des mesures coordonnées et une collaboration efficace entre les entreprises électriques, le gouvernement, les gestionnaires du réseau et les consommateurs. En fonction de l'organisation et du fonctionnement du système électrique et de la diffusion de technologies nécessaires comme les compteurs intelligents, une grande variété de mesures et de solutions est possible. En général, les structures tarifaires doivent évoluer pour améliorer la sensibilisation et la réactivité des clients. Les prix doivent refléter fidèlement et en permanence le coût de l'électricité, qui peut varier considérablement d'une journée à l'autre et d'une saison à l'autre. Cela augmentera la volatilité des prix de détail, avec notamment l'introduction de tarifs dynamiques.

Les compteurs intelligents ont commencé à être installés au Chili et il existe des plans pour commencer leur installation dans certaines régions d'Argentine et du Brésil. De grandes entreprises comme les filiales de l'italienne ENEL cherchent à développer ces nouveaux marchés. Etant donné le niveau élevé des pertes ou du gaspillage d'électricité, la généralisation des tarifs dynamiques pourrait conduire à des gains considérables en efficacité.

3.2.5 Assurer des réseaux de transport et de distribution robustes et intelligents

La manière dont les réseaux de transport et de distribution sont conçus, construits et gérés influence fortement l'intégration et la compétitivité des énergies renouvelables variables et du système électrique dans son ensemble. En fournissant des liens vers les centres de consommation, l'infrastructure du réseau étend le potentiel des énergies renouvelables dont les meilleures ressources sont souvent situées à des endroits éloignés. Les réseaux constituent un moyen de flexibilité qui permet de corriger le décalage géographique entre l'offre et la demande et de connecter des ressources distantes et distribuées aux centres de consommation. La planification du réseaux doit tenir compte du compromis entre la qualité des ressources et les besoins d'investissements additionnels en infrastructure de transport et distribution.

Les réseaux permettent surtout de jouer sur la complémentarité et les effets de foisonnement entre des sources d'ERV de nature différentes et dans des localisations géographiques différentes. Ils augmentent ainsi la valeur des ERV (et en général de tout le système électrique) en permettant d'équilibrer l'offre et la demande sur une plus grande surface, facilitant ainsi le « lissage » régional. Cet effet de lissage est pertinent tant pour l'offre comme pour la demande. En connectant plusieurs installations éoliennes ou solaires à différents emplacements, les réseaux agrègent la production, réduisant sur un seul site les fluctuations qui se produisent en fonction des changements de la vitesse du vent ou de la couverture nuageuse. De même, l'effet des erreurs de prévision météorologique devient moins prononcé lorsqu'il y a une combinaison de sites plutôt qu'un seul site. Du côté de la demande, les réseaux peuvent relier des marchés qui ont des profils de demande différents, en raison de normes culturelles ou de localisation dans différents fuseaux horaires.

Près du quart de tous les investissements du secteur de l'électricité dans le scénario 450 visent à remplacer, à améliorer et à rendre plus intelligente (*smart*) l'infrastructure des réseaux de transport et de distribution qui devront intégrer la nouvelle production d'électricité variable et distribuée. La planification stratégique de ces investissements est cruciale pour s'assurer que les nouveaux réseaux fourniront une flexibilité suffisante pour maximiser la valeur du système compte tenu de la part croissante des ERV. Sans une adaptation suffisante des réseaux, la valeur et les avantages environnementaux des ERV pourraient être diminués (AIE, 2106).

De plus, il est important de coordonner la planification des développements des réseaux de transport et de distribution avec le déploiement des ERV, car les zones de production d'ERV à faible coût (telles que les zones très venteuses) ne sont précieuses que si elles peuvent être raccordées au réseau à un coût raisonnable. Lorsque les investissements dans les réseaux et le déploiement des ERV sont insuffisamment coordonnés, on peut s'attendre à davantage de congestion à l'avenir. Pour éviter cela, les zones de développement préférées doivent être identifiées comme faisant partie des processus de planification intégrée. En outre, la planification de ces réseaux doit prendre en compte la décentralisation et l'atomisation de la production d'électricité favorisée par des politiques comme le *net metering* déjà en place dans plusieurs pays de la région.

...

En résumé, dans les systèmes électriques qui disposent d'une part significative de production hydroélectrique, comme c'est le cas d'un certain nombre de pays d'Amérique latine, les problèmes de l'intégration des ERV sont plus faibles. Spécialement si le pays dispose de barrages hydroélectriques avec une capacité de stockage importante. Cela explique en grande partie pourquoi dans ces cas l'intégration des ERV n'a pas posé beaucoup de problèmes jusqu'à présent. Cependant, la plupart des centrales hydroélectriques projetées pour les prochaines années disposeront de peu (voire très peu) de capacité de stockage en raison des problèmes environnementaux posés par les grands barrages. Ceci, associé à une diffusion accrue des ERV, augmentera la complexité de la planification et de la mise en place opérationnelle des systèmes électriques de ces pays.

Par ailleurs, la complémentarité entre les ressources renouvelables est une question encore ouverte qui devrait être étudiée plus en détail. De même, il convient de continuer l'analyse des différents mécanismes de régulation pour orienter les investissements afin de profiter des synergies existantes et de maximiser la valeur apportée au système. Par exemple, en fournissant des signaux pour la localisation, soit directement comme le fait le Brésil, soit à travers des frais différenciés d'accès au réseau ou d'autres moyens incitatifs.

3.3 La diversification des sources de financement

Malgré le progrès des énergies renouvelables, certains éléments invitent encore à la prudence, en particulier la question du financement structurel des investissements dans les ENRe et dans la transition énergétique en général. D'après plusieurs auteurs (Hache et Leboullenger, 2016), suite à la COP21, la problématique financière risque de devenir le véritable nœud de la lutte contre le changement climatique. Les pays d'Amérique Latine devront construire une stratégie pour le financement de la transition à moyen et long terme à travers les acteurs publics et privés.

3.3.1 Des mesures pour mobiliser les investissements

Les énergies renouvelables sont reconnues comme l'un des principaux moyens pour atteindre les objectifs fixés à la COP21. Cela s'explique par le fait que les technologies disponibles aujourd'hui permettraient un déploiement relativement rapide à l'échelle internationale, contrairement à d'autres technologies qui se trouvent plus éloignées de la maturité économique (la capture et le stockage du CO₂, la transformation chimique du CO₂, entre autres). Des investissements massifs dans la capacité de production des énergies renouvelables sont attendus et le secteur privé doit évidemment jouer un rôle central les années à venir. Cependant, malgré le progrès dans de nombreuses régions, il existe encore un écart considérable entre les investissements actuels et ceux qui seraient nécessaires pour atteindre les objectifs énergétiques et climatiques à long-terme. Dans une large mesure, les énergies renouvelables sont encore considérées comme des investissements à risque ce qui entrave leur déploiement dans de nombreuses régions. Spécialement dans les pays en développement, les risques macro-économiques, tels que l'instabilité politique et la volatilité de la valeur de la monnaie se combinent avec des risques spécifiques au secteur comme l'intermittence des énergies solaire et éolienne et les fortes variations du prix de l'électricité (IRENA, 2016).

Bien que la part du financement public pour les énergies renouvelables ne doive pas augmenter au-dessus du niveau actuel autour de 15% (IRENA, 2015), les décideurs politiques ont un rôle important à jouer pour combler cette lacune, en diminuant le risque et en attirant le capital privé. Différents instruments de politiques sont applicables à différents niveaux.

Tout d'abord, la fixation d'objectifs clairs pour les énergies renouvelables à court, moyen et long terme dans le cadre d'une politique énergétique stable et prévisible améliore les conditions d'investissement. Ces objectifs doivent être accompagnés par des instruments et des mesures concrètes qui facilitent leur accomplissement. De nombreux exemples existent pour des pays (l'Espagne, l'Australie...) qui, ces dernières années, ont fait des changements soudains de politiques de soutien entraînant un impact négatif sur la confiance et sur le niveau d'investissement en énergies renouvelables. Cela n'implique pas l'immobilisme des politiques de soutien, mais les changements doivent être progressifs et prévisibles, comme dans le cas de l'Allemagne en pleine transition d'un système de soutien basé sur les tarifs d'achat garantis vers un autre basé sur les primes (*feed-in premium*) (Quirion, 2016). L'autorité de régulation allemande permet pendant plusieurs années aux producteurs de choisir entre tarif et prime renouvelable, sur une base mensuelle. Elle fait aussi des ajustements réguliers du montant des tarifs et des primes pour accompagner la baisse de coût résultant du progrès technique, en veillant toujours à garantir des taux de rentabilité raisonnables.

Ensuite, l'application d'instruments financiers qui facilitent l'accès au financement est fondamentale, notamment dans les pays en développement où les capitaux disponibles sont plus limités. Il est nécessaire d'avoir des structures de financement hybrides avec un équilibre entre fonds propres et dette ce qui appelle à des partenariats publics-privé, avec la participation de banques de développement, de banques commerciales nationales et de fonds internationaux, comme le Fonds vert

pour le climat. La constitution de fonds de garantie et d'autres instruments destinés à diminuer le risque permettent une réduction substantielle du coût des projets.

3.3.2 L'importance du coût du capital

Le coût du capital est un déterminant majeur de la compétitivité des différentes technologies d'énergies renouvelables par rapport aux énergies fossiles. Les ENRe sont « *capital intensive* » dans le sens qu'elles demandent des investissements initiaux très significatifs (construction, installation, mise en fonctionnement des centrales) contre des coûts d'opérations faibles voire très faibles (il s'agit principalement des coûts de maintenance car le coût de combustible est nul, sauf évidemment pour le cas de la biomasse). De nombreuses études (Noothout et al., 2016) montrent que le coût total actualisé de l'électricité d'origine renouvelable (LCOE) est très sensible au taux de financement des projets.

Selon le pays, il existe des différences significatives dans le coût de capital pour les énergies renouvelables. Cela s'explique par les différences dans les taux d'intérêt réels, par l'inflation attendue mais surtout par la composante « risque » du taux. Cela est à la fois lié à des facteurs de risque associés au pays et à des facteurs associés au secteur énergétique lui-même. A titre d'exemple, les taux d'intérêt faibles en Allemagne, expliquent en grande partie pourquoi le coût par kwh produit par une installation photovoltaïque allemande est similaire à celui d'une installation en Jordanie, alors que ce pays dispose d'une ressource solaire bien meilleure. D'après les données d'IRENA, en 2015 les taux de financement des projets de renouvelables vont de 3% au Japon jusqu'à 20% en Iran.

Dans une étude récemment publiée, Noothout et al. (2016) montrent l'existence d'écarts considérables dans les taux de financement des projets éoliens dans les différents pays de l'UE. En 2014, les taux de financement bancaires variaient entre 1,8% en Allemagne et 12,6% en Grèce. De la même manière, le coût des capitaux propres (le retour attendu par les investisseurs) variait de 6% en Allemagne à plus de 15 % en Estonie, Grèce, Lettonie, Lituanie, Roumanie et en Slovaquie. L'étude identifie différentes catégories de risque (risque pays, acceptabilité sociale, risques administratifs, de marché, financiers, techniques, d'accès au réseau, de design des politiques et les risques associés à l'instabilité des politiques de soutien) et propose une boîte à outils d'instruments pour les atténuer. Enfin, en utilisant le modèle Green-X, l'étude estime que si tous les pays avaient un risque associé aux politiques proche du « meilleur de la classe », le coût moyen de l'éolien terrestre en Europe serait réduit de 15%.

En outre, il existe aussi des différences entre le coût du capital selon la technologie d'énergie renouvelable ce qui reflète les différents niveaux de risque associés. L'éolien est considéré comme une technologie commercialement plus mature que le solaire, pourtant, son coût de financement est plus élevé ce qui s'explique par des risques techniques plus importants (par exemple, les aléas liés à la prévisibilité des vents). Il n'existe pas jusqu'à présent de données précises sur le coût de capital

pour chaque technologie au niveau mondial. Selon les estimations faites par IRENA (2016), pour un projet éolien, l'utilisation d'un taux de 10 % au lieu de 5% augmente de plus d'un tiers le coût de production par KWh.

Les taux d'intérêt historiquement bas des dernières années ont facilité les investissements dans le secteur énergétique dans les pays développés mais aussi dans certains pays émergents et en développement. Néanmoins, les taux demandés pour les projets d'énergies renouvelables sont encore considérablement plus élevés que ceux des énergies fossiles dans la plupart des pays. Ils ont tendance à baisser au fur et à mesure que les technologies se consolident dans les nouveaux marchés à condition d'être accompagnés par un bon mix de politiques (IRENA, 2016).

3.3.3 Les sources de financement

La répartition entre dette et capital propre varie selon les pays, elle est généralement comprise dans une fourchette comprise entre 60/40 et 80/20. En 2015, les banques commerciales ont fourni la plupart du capital d'emprunt pour des projets éoliens et solaires dans les marchés établis tels que l'Europe, l'Amérique du Nord, la Chine et l'Inde. L'émission d'obligations est une alternative de financement depuis de nombreuses années. Toutefois, son utilisation a été sporadique et concentrée dans quelques pays, notamment les Etats-Unis. Or le Japon, le Brésil et le Mexique sont en train de devenir de nouveaux emplacements pour les émissions d'obligations afin de financer des projets d'énergie renouvelable. Au Brésil, en septembre 2015, le développeur *Casa dos Ventos Energias Renovaveis* a émis l'équivalent en monnaie locale de 129 millions de dollars en obligations à un an pour refinancer cinq projets éoliens. Au Mexique, en octobre 2015, la *National Financiera* a émis des obligations à cinq ans pour 500 millions afin de contribuer au développement de neuf parcs éoliens d'une capacité totale de 1.6 GW (*Frankfurt School-UNEP Centre/BNEF*, 2016).

Outre les banques commerciales et l'émission d'obligations, l'autre source majeure de capital est représentée par les banques nationales et multilatérales de développement. En 2014 les acteurs les plus remarquables dans ce segment ont été : la KfW d'Allemagne, qui a fourni 28,3 milliards de dollars, suivie par la Banque européenne d'investissement (11,7 milliards), le Groupe de la Banque Mondiale (9,4), la BNDES du Brésil (6,3) et la Banque de développement de la Chine (6). Notons cependant que ces chiffres se réfèrent à une définition large de l'investissement dans les énergies propres qui inclut le financement de nouvelles capacités de production mais aussi le renforcement des réseaux de transport et de distribution (11% du total) et les projets d'efficacité énergétique (42%). L'investissement cumulé des banques de développement entre 2007 et 2014 a atteint 577 milliards de dollars. En outre, la contribution des banques de développement aux flux Nord-Sud a été de 15,1 milliards en 2014, soit une hausse de 14 % par rapport à 2013.

En ce qui concerne les capitaux propres, les grandes *utilities* du secteur électrique continuent à jouer un rôle significatif. En 2014, neuf des plus grandes entreprises européennes du secteur ont

investi un total de 11,9 milliards de dollars dans les énergies renouvelables, soit environ 6 % de plus qu'en 2013 mais 19 % de moins que le record de 14,6 milliards en 2010.

Les investisseurs institutionnels, en général plus sensibles au risque, achètent des projets déjà en fonctionnement dont les flux de revenus sont assurés. Ainsi, les compagnies « *yieldco*¹²⁵ » se sont développées ces dernières années aux Etats-Unis avec des équivalents en Europe. Elles attirent des investisseurs individuels mais aussi des fonds spéculatifs. D'ailleurs, certaines de ces compagnies ont commencé à attirer des fonds dans des bourses, comme celle de New-York, pour investir dans des projets au sein de divers pays comme l'Inde, le Brésil, la Chine et l'Afrique du Sud.

Une autre façon dont les nouvelles sources de capitaux trouvent leur chemin dans les projets d'énergie renouvelable est par le biais des engagements directs par les investisseurs institutionnels. En Europe, cela a représenté 1,1 milliard de dollars en 2015, ce qui constitue cependant une baisse par rapport au record de 2,8 milliards de 2014. L'assureur allemand Allianz a été l'un des investisseurs directs les plus actifs en 2015 avec l'achat de projets éoliens on-shore en Autriche et en Suède. Le fonds de pension suédois AMF a acheté une participation de 49 % dans un projet éolien off-shore dans les eaux britanniques pour 238 millions de livres.

D'autres pays, comme l'Uruguay (un des marchés les plus actifs pour l'éolien en Amérique Latine) font appel aux marchés locaux de capitaux pour financer les projets de ENRe. A titre d'exemple, le *Fideicomiso Financiero Pampa* a levé 77,6 millions de dollars dans le marché bousier de Montevideo pour financer un projet éolien de 141 MW. Les investisseurs avaient proposé des offres pour plus de 321 millions ce qui montre la confiance existante dans ce marché. Plusieurs autres projets ont été financés par des moyens similaires en Uruguay.

Les instruments spécifiques pour le financement des projets de nouvelles technologies évoluent d'année en année, comportant différentes combinaisons entre capitaux propres et dettes. A ce titre en 2015, de nouvelles plateformes ont surgi en Europe à travers lesquelles les investisseurs institutionnels peuvent s'engager afin à financer des projets d'énergies propres avec la garantie qu'un gestionnaire financier expérimenté (comme les banques commerciales) participera à la prise de risque.

3.3.4 Vers une stratégie conjointe d'intégration financière en Amérique Latine ?

La Chine fournit un exemple intéressant d'intégration de la question financière dans sa propre transition énergétique. En 2015 ce pays a investi 103 Mrds de dollars dans les ENRe, soit 36% du total mondial. Dès 2014, le gouvernement chinois a mis en place une commission (*Green Finance*

¹²⁵ Une Yield Co est une société qui est formée pour posséder et gérer des actifs d'exploitation qui produisent un flux de trésorerie prévisible, principalement par le biais de contrats à long terme. La séparation des activités volatiles (par exemple le développement, la RD&D, la construction) des flux de trésorerie stables permet d'abaisser le coût du capital (Cf. Jenner, 2015 dans : renewableenergyworld.com)

Task Force) chargée de faire des recommandations en matière d'investissement dans les énergies renouvelables. Parmi les mesures envisagées figurent : la création d'institutions financières spécialisées dans les projets ENRe, une politique fiscale et financière incitative (prêts subventionnés, création de taxes favorisant des projets durables...), la création d'un système de *rating* vert (indice boursier environnemental) ainsi qu'un système d'assurance obligatoire pour mettre en exergue les potentiels dommages des projets polluants (Hache et Leboullenger, 2016). Il faut pourtant signaler le rôle majeur de la Banque Chinoise de Développement qui a investi fortement dans le secteur ces dernières années.

L'Amérique Latine pourrait s'inspirer en partie de l'expérience chinoise. La possibilité de création d'une banque latino-américaine spécialisée dans le financement des projets d'infrastructures durables est une question à étudier. Cela est d'autant plus important que l'instabilité économique dans les pays de la région augmente l'aversion au risque et exerce historiquement une pression à la hausse des taux d'intérêt. Une banque régionale de développement pourrait d'ailleurs encourager le processus d'intégration économique régionale. Dans ce sens, des négociations ont récemment commencé entre plusieurs pays de la région visant à créer un espace économique continental à partir de l'union entre le Mercosur et l'Alliance du Pacifique et la possibilité d'intégrer ensuite d'autres pays. La création d'une banque régionale de développement durable serait un pas en avant significatif dans le sens de l'intégration.

3.4. La géopolitique des énergies renouvelables et le défi industriel

Une transition énergétique au niveau mondial invite à réfléchir sur les conséquences géopolitiques et industrielles de ce processus, comportant une vision à différents horizons temporels. L'énergie est un instrument de pouvoir économique et politique conditionnant les relations entre les Etats et entre ceux-ci et les grandes compagnies énergétiques, des acteurs incontournables de la scène politique internationale. A l'heure actuelle, les énergies fossiles continuent à dominer largement les échanges énergétiques mondiaux. Cependant, dans la perspective d'une transition vers les énergies renouvelables au cours de notre siècle, on peut s'interroger sur ses effets vis-à-vis des rapports géopolitiques mondiaux et, en particulier, sur les enjeux pour les pays d'Amérique Latine.

Le XXe siècle a été le siècle du pétrole et du gaz. Plusieurs pays en Amérique Latine ont participé au développement de cette industrie. Ainsi, en Argentine l'histoire de l'or noir a commencé en 1907 avec la découverte du premier gisement proche de Comodoro Rivadavia en Patagonie et avec la création, quelques années plus tard, de la compagnie pétrolière nationale « YPF ». A la même époque, d'autres pays comme le Mexique et le Venezuela (les plus gros exportateurs d'hydrocarbures) ont démarré cette industrie qui s'est développée jusqu'à présent. Toutefois, à l'heure

actuelle, la plupart des pays du continent sont des importateurs nets d'hydrocarbures, y compris, pour la production d'électricité. Ainsi, comme nous l'avons étudié dans le chapitre IV, l'un des objectifs principaux des politiques de promotion des énergies renouvelables est celui de la diminution de la dépendance énergétique extérieure.

Dans une perspective globale, Hache (2016) signale : « *La géopolitique des ENR, et plus généralement de la transition énergétique, serait plus « douce » et moins conflictuelle que celle des énergies carbonées. Mais les nouveaux défis engendrés par les politiques de transition énergétique pourraient paradoxalement se révéler au moins aussi complexes que la géopolitique énergétique actuelle.* ». D'une part, les ressources renouvelables ne présentent pas un problème d'épuisement comme les énergies fossiles et elles sont réparties par tout dans le monde. D'autre part, la dépendance aux ressources fossiles pourrait être substituée par une nouvelle dépendance à l'égard des technologies (notamment les technologies d'ENRe) ainsi qu'une dépendance envers les métaux stratégiques. Nous pouvons donc identifier au moins deux volets fondamentaux dans la géopolitique des énergies renouvelables :

- a) Le leadership en innovation et industrie : en termes d'activité économique et d'emploi, les pays cherchent à développer une industrie liée aux ENRe au lieu de dépendre complètement de leur importation. La recherche, l'innovation et, ensuite, la production de technologies d'énergies renouvelables étaient en principe dominées par l'Europe, les Etats Unis, le Japon et la Corée du Sud. Toutefois, la Chine a fait une entrée fracassante dans les années 2000 et est d'ores et déjà l'acteur principal de la nouvelle géopolitique des ENRe, dominant en termes de nouveaux brevets et de capacité de production. Dans le secteur du solaire PV par exemple, au début des années 2000, seuls les États-Unis, l'Allemagne et le Japon produisaient des panneaux mais, depuis 2010, la Chine en manufacture plus de la moitié. En outre, cette dernière est montée en gamme, dépassant largement en conception et innovation le champ traditionnel du PV à base de silicium (Hache, 2016).
- b) La dépendance envers les métaux critiques ou stratégiques : ils regroupent une cinquantaine de métaux considérés comme indispensables pour l'industrie, les technologies vertes et le *high tech*, dont le lithium, le cobalt, le gallium, le tungstène, le platine, le palladium, le fluor, le graphite, ainsi que les terres rares¹²⁶. Les métaux critiques sont essentiels à la transition énergétique de manière directe – intégration dans les technologies – ou indirecte – composant lié mais indépendant de la technologie, comme par exemple les batteries pour les véhicules électriques

¹²⁶ Les métaux stratégiques sont caractérisés par quatre critères (Source://www.geo.fr/environnement):

- quantitatif : les volumes de production des métaux stratégiques sont faibles comparés à ceux des métaux dits majeurs, comme l'acier ou le cuivre.
- technique : les métaux stratégiques ne sont généralement pas des matières premières qui peuvent être extraites de mines (à l'exception des terres rares). Il s'agit essentiellement de sous-produits de l'industrie métallurgique, obtenus grâce à des techniques de pointe.
- économique : à l'échelle de la planète, les cours des métaux stratégiques, généralement très élevés, peuvent connaître d'importantes fluctuations entraînant des crises et des pénuries.
- importance critique : les métaux stratégiques sont en effet indispensables à l'industrie et au high tech.

Or, souligne (Hache, 2016) la diffusion à grande échelle des technologies de la transition énergétique pourrait exacerber les tensions sur les marchés de ces métaux

Un métal clé pour la transition et le lithium, nécessaire pour la production de batteries. Les réserves sont concentrées dans un nombre restreint de pays, notamment dans le « triangle du lithium » dans une zone entre l'Argentine, le Chili et la Bolivie (cette région concentre entre 60% et 80% des réserves de lithium). Afin de profiter du potentiel de ces ressources, un centre de recherche et d'innovation est en train d'être monté dans la ville de Palpala (Jujuy, Argentine). Ce centre associe plusieurs universités du pays, le CONYCET¹²⁷ et l'entreprise énergétique YPF. Le pays exporte actuellement le lithium brut mais l'objectif est de pouvoir l'intégrer dans des produits de haute valeur ajoutée. Des initiatives comme celle-ci devront se multiplier si les pays de la région veulent occuper une place dans la nouvelle industrie globale des technologies énergétiques.

En dehors du secteur électrique, le secteur des biocarburants emploie autour d'un million de personnes, particulièrement au Brésil et en Argentine qui comptent parmi les plus gros producteurs mondiaux de bioéthanol et de biodiesel respectivement. Il s'agit d'une industrie qui fournit des biocarburants pour les marchés intérieurs (avec des quotas obligatoires de mélange) et par l'exportation. Le développement du bioéthanol au Brésil a été fortement incité par des politiques publiques à partir des années 1970, suite à la crise du pétrole et constitue un bon exemple de développement d'une nouvelle industrie nationale dans le domaine énergétique.

Ces dernières années, plusieurs pays de la région cherchent à développer des filières industrielles autour des ENRe (Cf., chapitre V). Ainsi, des pays comme le Brésil et l'Argentine ont établi des exigences d'un certain pourcentage de composantes nationales pour avoir accès à certains avantages fiscaux ou financiers. Il existe dans ces pays des entreprises avec des capacités industrielles notamment pour les technologies éoliennes mais cette industrie est encore peu développée en termes de capacité de production.

Que ce soit pour les centrales éoliennes ou pour les panneaux solaire, l'effet d'échelle est essentiel pour permettre une baisse des coûts unitaires de production. Dans ce sens, les pays de la région ont intérêt à développer une stratégie industrielle commune avec des chaînes régionales de production qui permettront d'ailleurs de tirer parti au mieux des compétences industrielles de chaque pays. A ce titre, des accords multilatéraux existent dans d'autres industries, par exemple dans celle de l'automobile avec des résultats assez positifs.

Face aux défis techniques et industriels de la nouvelle géopolitique de l'énergie, une coordination de politiques entre les pays de la région semble indispensable. Une concurrence directe ne ferait que nuire l'émergence de ces nouvelles industries face à une concurrence internationale très forte. Dans ce sens, les alliances économiques existantes au sein du continent (*Mercosur, Comunidad Andina*, etc.) devront jouer un rôle beaucoup plus actif en matière énergétique les années à venir.

¹²⁷ C'est l'équivalent du CNRS en France.

Chapitre VI

Conclusion du chapitre VI

L'accord de Paris 2015 donne un signal clair aux acteurs publics et privés sur le besoin d'une réallocation des investissements à faveur des technologies à faible teneur en carbone, parmi lesquelles les ENRe occupent une place centrale. A partir de plusieurs scénarios, nous avons analysé les trajectoires possibles pour les ENRe à l'horizon 2030-2040 au niveau mondial et en particulier pour l'Amérique Latine. Les travaux de prospective consultés montrent une accélération des investissements dans les ENRe notamment dans le solaire PV et l'éolien. Or, en dépit des réductions de coûts réalisées au cours des dernières années, le rôle des gouvernements est loin d'être terminé, en particulier si les ERV doivent être déployées à des niveaux compatibles avec la réalisation des objectifs climatiques concertés par l'Accord de Paris.

Dans la deuxième section du chapitre nous avons proposé les bases d'une approche systémique pour la conception et l'évaluation de politiques de promotion ambitieuses sur le moyen et long terme. Ces politiques doivent être intégrées dans un projet multidimensionnel et cohérent pour le secteur énergétique. Concernant spécifiquement le choix de l'instrument de promotion et ses éléments de design, nous avons mis en exergue quatre principes à prendre en compte spécialement dans le contexte des pays émergents : le niveau de risque pour les investisseurs, le coût total de la politique pour le consommateur, l'adéquation de l'instrument à l'organisation et au fonctionnement du système électrique et finalement, la flexibilité de l'instrument pour soutenir des technologies ayant différents degrés de maturités et pour faciliter la réalisation d'objectifs multiples.

Bien qu'il n'existe pas un instrument optimal, applicable à tous les cas, nous avons montré que, suite à une deuxième vague de réformes dans les secteurs électriques du continent, le système des enchères concurrentielles semble bien adapté aux stratégies et aux contextes institutionnelles de la plupart des pays d'Amérique du Sud. Ce mécanisme permet d'ailleurs un partage du risque équilibré entre les investisseurs et les consommateurs et, à travers des éléments spécifiques de design, il est adaptable à différentes phases du développement des technologies. Il permet de promouvoir des technologies encore immatures comme l'éolien en mer à travers des appels d'offres spécifiques, ainsi que des technologies plus matures comme la biomasse-électricité ou l'éolien terrestre. Cela a été illustré par le cas brésilien, où les ENRe plus matures ont été mise en concurrence directe avec les technologies conventionnelles lors des derniers appels d'offres.

Toutefois, le choix de l'instrument et ses éléments de design ne représente qu'une dimension d'une politique durable pour les ENRe. La question du financement est également fondamentale. Les contrats à long terme qui garantissent un flux de revenu stable facilitent l'accès au financement mais ils ne résolvent pas complètement le problème. Des mesures additionnelles sont nécessaires pour

faciliter l'accès au financement afin de permettre la réalisation des projets et minimiser les coûts d'investissement.

En outre, l'ampleur du défi de l'intégration technique est déterminée par l'interaction de deux composantes : les caractéristiques des ERV (leur profil de génération d'électricité) et la flexibilité du système électrique. Plus un système est flexible, plus il est facile d'intégrer des énergies renouvelables variables. A ce sujet, l'Amérique Latine et en particulier l'Amérique du Sud, présentent plusieurs avantages. D'une part, la qualité et la variété des ressources en énergies renouvelables offre des profils de production divers qui sont souvent complémentaires, comme nous l'avons illustré pour les cas du Brésil et de la Colombie. D'autre part, la plupart de ces pays disposent d'un moyen de flexibilité significatif à travers les réservoirs hydroélectriques. La combinaison de ces éléments rend plus facile l'intégration des ERV même si le problème n'est pas complètement résolu. De plus, il faut prioriser un déploiement des ENRe équilibré qui prenne en compte la valeur fournie par chaque nouvelle centrale à l'ensemble du système électrique.

Le triple défi d'une diffusion massive des énergies renouvelables dans le secteur électrique, c'est-à-dire le financement des projets, l'intégration technique des ERV et le développement de filières industrielles, fait appel à un renforcement de la coopération en matière énergétique en Amérique Latine. D'abord, l'interconnexion continentale actuellement existante est faible et devrait être renforcée afin de faciliter l'intégration des ERV. Ensuite, la concertation d'une stratégie financière régionale (continentale) pourrait s'appuyer sur la création d'une institution dédiée au financement de secteurs stratégiques comme celui des énergies renouvelables. Enfin, le développement de chaînes de valeur régionales pour les ENRe est une piste à explorer dans les années à venir.

CONCLUSION GENERALE

La décarbonation profonde et rapide de l'économie est sans aucun doute un des grands défis auxquels l'humanité est confrontée dans le siècle présent. Afin d'avoir des chances réalistes d'atteindre l'objectif de 2°C (ou 1,5°C), la transition énergétique à l'échelle mondiale doit être nettement accélérée. Les pays émergents et en développement joueront un rôle central dans cette transition car c'est dans ces pays que les besoins d'investissements en infrastructure de production, de transport et de distribution d'énergie sont les plus importants. Dans ce sens, les objectifs actés lors de la COP21 représentent un grand pas en avant. Toutefois, il est désormais indispensable de mettre en place les mesures nécessaires pour les atteindre.

Par sa complexité et sa nature multidimensionnelle, la transition énergétique est un sujet qui soulève des questions diverses et mobilise différentes disciplines scientifiques. A partir d'une approche d'économie de l'environnement et du développement nous avons étudié l'évolution des politiques de promotion des énergies renouvelables dans le secteur électrique, d'abord à partir de l'expérience internationale et ensuite à travers des études de cas en Amérique Latine.

Si la transition concerne tous les secteurs énergétiques, le secteur de l'électricité présente plusieurs caractéristiques particulières permettant une décarbonation plus rapide, comme le montrent les différents modèles prospectifs évoqués au cours de cette thèse. La diffusion accélérée des technologies d'ENRe représente ainsi actuellement une option de décarbonation du secteur électrique à faible coût pour de nombreux pays. Elles présentent par ailleurs d'autres avantages pour le processus de développement socioéconomique en apportant une contribution à la résolution des problèmes d'extrême pauvreté dans de nombreuses régions.

Toutefois, nous avons également constaté que la diffusion des ENRe dépend et dépendra dans une large mesure des politiques volontaristes qui seront mises en œuvre par chaque pays. Malgré les progrès enregistrés ces dernières années, les ENRe sont en effet toujours confrontées à différents verrous d'ordre technique, économique et réglementaire. Une évaluation méthodique et un re-design systématique des politiques de soutien est donc nécessaire pour accompagner l'évolution technico-économique de ces technologies et accélérer leur diffusion.

L'objectif principal de cette thèse consistait à fournir les principaux éléments d'un cadre analytique et méthodologique pour la conception et l'évaluation des politiques d'incitation en faveur des nouvelles technologies d'énergies renouvelables qui prenne en compte les particularités énergétiques et économiques des pays émergents, en particulier, ceux d'Amérique Latine. La thèse a été structurée autour de deux grandes parties. Dans la première nous avons abordé plusieurs questions liées à l'évaluation et à l'évolution des politiques en général, à partir d'une analyse théorique et des retours de l'expérience internationale. Dans la deuxième partie, à travers une approche systémique et évolutionniste, nous avons analysé les politiques nécessaires à une transition des secteurs électriques

en Amérique Latine. Nous présentons ci-après les principales conclusions de ces deux parties de la thèse.

Evaluation et évolution des politiques de promotion

Les instruments de stimulation du développement des énergies renouvelables agissent comme les instruments des politiques environnementales, et posent de ce fait des questions théoriques et des problèmes de mise en œuvre similaires. Comme pour ces derniers, en situation d'information parfaite, les approches par les prix ou par les quantités sont censées être des moyens symétriques pour atteindre des objectifs de production d'électricité verte (Lamy, 2004). Il s'agit à la base d'imposer une obligation d'achat ou des quotas à des agents bien identifiés pour ensuite les contraindre à des achats à tarifs garantis définis administrativement, ou par enchères ; ou encore de les faire négocier des achats d'électricité renouvelable par contrats longs ou par contrats spots sur un marché de CVN. Cependant, cette équivalence des instruments disparaît lorsqu'on considère l'asymétrie d'information -notamment l'incertitude sur les coûts et les potentiels des ENRe- et d'autres imperfections propres des marchés électriques. Qui plus est, au-delà de l'efficacité économique à court terme, ces instruments doivent répondre à des objectifs multiples -d'ordre technique, économique et environnementale- fixés par l'autorité publique. Par conséquent, l'analyse comparative de la performance des instruments requiert une approche plus large, intégrant différents critères et des indicateurs que nous avons discutés dans la première partie de cette thèse.

Après deux, voire trois décennies de mise en place dans les pays de l'OCDE et en particulier en Europe, l'évaluation de l'expérience internationale en matière de politiques de promotion des ENRe nous a permis de tirer plusieurs conclusions sur la performance des instruments.

L'analyse comparative des dispositifs de prix d'achat garantis (FIT) et de certificats verts négociables (CVN), les deux instruments les plus employés, donne un net avantage au FIT selon la plupart des critères d'évaluation retenus dans le chapitre II. Un système de FIT avec différenciation technologique s'est avéré plus efficace et plus efficient, en permettant un déploiement plus rapide et diversifié des ENRe dans les pays qui l'ont mis en place. De même, le FIT a facilité l'intégration de nombreux petits producteurs d'électricité dans des marchés, en général, oligopolistiques.

Néanmoins, le FIT a aussi engendré des effets négatifs dans certains pays. Il a généré des rentes excessives pour certains groupes de producteurs et il a, dans certains cas, favorisé un surinvestissement qui a conduit à une forte augmentation des prix pour les consommateurs. Le principe de dégressivité des tarifs n'a pas toujours été respecté : les prix garantis sont restés à un niveau élevé tandis que le coût de production des renouvelables baissait sensiblement grâce à l'effet d'apprentissage et au progrès technique. Par ailleurs, au fur et en mesure que les ENRe deviennent plus matures et qu'elles représentent une part significative de la production d'électricité, d'autres

instruments commencent à être privilégiés afin de faciliter l'intégration de ces technologies dans les marchés électriques.

Le système de quota avec des CVN est un mécanisme plus compatible avec le fonctionnement des marchés électriques libéralisés. Il présente en outre, un avantage théorique en termes d'allocation des ressources permettant la minimisation des coûts de production d'électricité renouvelable. Toutefois, les études empiriques montrent que les politiques de CVN sont aussi voire plus coûteuses que les politiques de FIT et qu'elles ne sont par ailleurs pas plus efficaces. Cette sous-performance est associée à plusieurs facteurs, notamment une composante risque plus significative, des imperfections dans le fonctionnement des marchés de certificats ou encore des coûts de transaction plus élevés.

Le système de primes (FIP), qui tend à remplacer le FIT dans plusieurs pays d'Europe, facilite l'intégration des énergies renouvelables variables dans les marchés électriques. Il augmente en théorie les risques prix et quantités pour les producteurs mais peut, en pratique, être adapté sous différentes formes tels que le mécanisme de « FIT fixe pour différence » ou celui de « Tarifs premium plafonnés ». La prime peut également être déterminée ex-post en fonction du prix de l'électricité. Dans tous les cas le passage d'un mécanisme à l'autre doit être progressif afin d'éviter une augmentation des coûts et/ou de nuire la dynamique d'investissements.

Nos analyses ont également mis en lumière le fait que, dans une approche d'efficacité dynamique, il est nécessaire de trouver un équilibre entre le soutien aux technologies les plus matures (et donc moins coûteuses) qui privilégie l'efficacité économique de court terme, et le soutien à des technologies plus coûteuses mais qui présentent un plus grand potentiel de progrès technique. Ces dernières permettront d'évoluer vers un système électrique moins coûteux et plus résilient à moyen et long terme. Cet équilibre peut s'obtenir avec une combinaison d'instruments (et/ou différents niveaux de soutien) selon les phases de développement des différentes technologies plutôt qu'à travers un instrument unique/indifférencié. Dans cette perspective d'efficacité dynamique, le système d'enchères concurrentielles (SEC) peut être approprié pour des technologies dont les degrés de maturité technico-économique sont inégaux. Il stimule la concurrence entre les producteurs, facilite l'extériorisation des coûts des ENRe et permet un contrôle du coût total de la politique. En revanche, il s'avère en général moins favorable à l'entrée de nouveaux et petits producteurs dans les marchés.

Il n'existe donc pas d'instrument optimal applicable dans toutes les situations. Le mécanisme de régulation à utiliser dépend tout d'abord de la phase de développement de chaque technologie (phase pré-commerciale, de démarrage, de décollage ou de consolidation). Il dépend ensuite des objectifs de la politique, selon que l'on souhaite privilégier l'efficacité économique à court terme ou bien l'efficacité dynamique. Il dépend, enfin, du contexte d'application notamment de l'organisation institutionnelle du système électrique et plus généralement du contexte énergétique et économique du pays. Dans certains cas il est donc nécessaire d'envisager l'application concomitante de plusieurs instruments, tel que le recours aux subventions en complément du dispositif de quotas échangeables, par exemple, pour corriger l'effet de spécialisation technologique. Par ailleurs, les mécanismes

classiques évoluent et intègrent de nouveaux éléments de design, ce qui permet l'émergence d'instruments hybrides. Ainsi, le régulateur argentin base actuellement la politique de soutien aux ENRe sur un système d'appels d'offres associé à des quotas obligatoires pour certaines catégories de consommateurs qui peuvent choisir de produire eux même l'électricité verte ou bien l'acheter sur le marché. De même, le modèle brésilien des enchères dynamiques a permis de surmonter certains des inconvénients des modèles qui avaient été appliqués en Europe.

En considérant l'expérience internationale et certaines caractéristiques propres aux pays émergents ou en développement, nous avons mis en exergue quatre principes à prendre en compte pour le choix des instruments de soutien.

Le premier principe est celui de l'impact de l'instrument sur le niveau de risque pour les projets d'ENRe. Compte tenu que les technologies d'ENRe sont très capitalistiques, le coût de financement des projets exerce une influence majeure sur le coût total d'investissement et, par conséquent, sur le LCOE. Ce taux de financement inclut une composante risque susceptible de pénaliser des technologies nouvelles peu connues des financiers dans la plupart des marchés. Or, le niveau de risque d'un projet dépend dans une grande mesure de son flux futur de revenus, flux directement lié à l'instrument de soutien.

De ce point de vue les FIT et les systèmes d'enchères concurrentielles (SEC) présentent un net avantage : ils assurent un flux de revenus stable et connu *ex-ante*. Le SEC octroie un bon degré de sécurité pour les investisseurs une fois que les projets ont été attribués. *A contrario*, le système de CVN et les primes ne permettent pas d'assurer un flux stable de revenus car celui-ci dépend des ventes effectives de l'électricité sur le marché. Or, le prix spot est volatile (spécialement dans de systèmes électriques fortement basés sur l'hydroélectricité) et la quantité de kWh finalement produite par une centrale de nature variable comme le solaire et l'éolien est imparfaitement prévisible. Pour le cas du CVN, une nouvelle source de risque s'ajoute : la fluctuation du prix des certificats sur leur marché. Notons par ailleurs que, pour le cas de la prime, le risque prix peut être atténué en établissant une prime qui est elle-même variable ou en établissant un plancher et un plafond à la rémunération totale perçue par le producteur. Le système de FIT pour différence est également une option qui permet de limiter le niveau de risque.

Le deuxième principe à prendre en compte est celui du contrôle du coût de la politique à supporter par les consommateurs ou par les contribuables. De ce point de vue, les instruments-prix ne permettent pas un contrôle de la quantité d'électricité qui bénéficiera d'un prix garanti ou d'une prime. Le régulateur n'ayant qu'une connaissance imparfaite de l'allure de la courbe de coûts marginaux des différentes technologies d'ENRe, un tarif ou une prime trop élevés peuvent conduire à une situation de surinvestissement et à un renchérissement de la politique. Cela a été le cas en Espagne, en France ou en Italie pour le cas du solaire PV. A l'opposé des instruments-prix, les instruments-quantités permettent de contrôler plus facilement le montant total des subventions

allouées¹²⁸. Dans le SEC, le régulateur établit une quantité cible de nouvelle capacité d'ENRe et le prix s'établira en fonction des offres soumissionnées et retenues. Toutefois, le régulateur se réserve le droit de ne pas allouer la totalité des capacités initialement prévues s'il considère que les prix proposés sont excessifs. En outre, le SEC à prix discriminant permet de limiter l'apparition de rentes indues en faveur des producteurs disposant des sites les plus favorables, ce qui évite donc un transfert de rentes des consommateurs vers les producteurs. Le contrôle du coût total de la politique dépend donc plus des éléments de design que de l'instrument lui-même.

Le troisième principe est celui de la flexibilité (adaptabilité) de l'instrument pour promouvoir des technologies ayant des degrés variables de maturité technico-économique en procurant une minimisation inter-temporelle des coûts (efficacité dynamique)¹²⁹. Plus globalement, la flexibilité de l'instrument est liée à la possibilité d'octroyer un soutien différencié en fonction de la valeur économique apportée par une nouvelle centrale d'ENRe au-delà du simple coût statique de production (en intégrant notamment les coûts systémiques et le moment quand l'électricité renouvelable est produite). La diversité technologique peut par ailleurs être recherchée pour répondre à d'autres objectifs de la politique, par exemple un développement équilibré des ENRe dans différentes régions d'un pays.

En principe, tous les instruments peuvent être calibrés pour soutenir des technologies ayant différents degrés de maturité : en établissant des tarifs d'achat ou des primes plus ou moins élevées selon le coût de la technologie ou en modifiant le nombre de certificats alloués selon la source. Toutefois, les retours d'expérience montrent que le SEC est l'instrument le plus facilement adaptable à différentes technologies. Il répond aussi bien à l'incitation des investissements dans des technologies peu matures (l'éolien off-shore par exemple) qu'à d'autres plus avancées comme la biomasse ou l'éolien on-shore. De plus, le SEC permet d'introduire plusieurs critères de sélection parmi les offres soumissionnées en fonction des objectifs de la politique. Si le prix proposé dans chaque offre reste le critère principal de sélection, plusieurs autres critères peuvent ainsi être retenus par l'autorité publique : la crédibilité technique de l'installation, l'impact socio-économique (création d'emplois, part de composants nationaux, *etc.*) ou l'obtention des permis de construire, minimisation de l'impact environnemental, par exemple.

Le quatrième principe est celui de l'adéquation de l'instrument avec l'organisation institutionnelle et le fonctionnement du système électrique. Au fur et à mesure que la part des ENRe dans le mix électrique s'accroît, la question de l'intégration des sources renouvelables variables dans le système électrique en particulier devient essentielle. A cet effet, l'instrument « optimal » dépend

¹²⁸ Il faut noter cependant que le dispositif actuellement en vigueur en France permet de contrôler les prix et les quantités parce que les prix sont ajustés automatiquement lorsque les quantités additionnelles dépassent (sur base trimestrielle) celles qui sont programmées. Le contrôle du coût total de la politique dépend plus des éléments de design que de l'instrument lui-même.

¹²⁹ Il s'agit surtout de faciliter l'apprentissage sur des technologies qui pourront à terme jouer un rôle important dans le mix électrique (les seules technologies disponibles actuellement ne suffisant pas à assurer la transition vers un mix électrique totalement décarboné dans tous les pays).

des caractéristiques du système électrique de chaque pays. Pour le cas du Brésil et d'autres pays d'Amérique du Sud, nous avons montré que les SEC ont émergés suite à une deuxième vague de réformes institutionnelles au début des années 2000. Dans ce cas, le dispositif d'enchères s'avère compatible avec le fonctionnement du système électrique, même si certains paramètres des politiques méritent d'être révisés.

Ces quatre principes, et plus généralement le cadre d'analyse que nous avons détaillé dans la deuxième partie du chapitre VI, dépassent le contexte d'Amérique Latine, pouvant servir de base pour la conception et l'évaluation des politiques de promotion dans d'autres pays émergents et en développement¹³⁰.

Les enjeux et politiques pour une transition des systèmes électriques en Amérique Latine

La deuxième partie de la thèse nous a permis de traiter plusieurs questions autour du triptyque énergie, économie et environnement, dans une perspective de développement durable en Amérique Latine. Un approvisionnement en énergie sûr et bon marché est l'une des conditions incontournables pour la poursuite du processus de développement socio-économique. Par ailleurs, la stagnation économique des dernières années dans plusieurs pays de la région, comme le Brésil et l'Argentine, attire à nouveau l'attention sur « *the middle income trap* ». En effet, disposant actuellement d'un niveau de revenu moyen/élevé, ces pays ont besoin d'un saut en qualité et en efficacité dans les différents secteurs économiques afin de surmonter ce possible piège des pays à revenus moyens.

Parallèlement, on remarque une certaine évolution dans la prise en compte de la durabilité de la croissance économique, au travers de l'intégration des impacts environnementaux à l'échelle globale et locale dans les décisions économiques. Sur le plan international, les pays de la région se sont engagés dans l'accord de Paris 2015 à limiter puis diminuer les émissions de GES. A l'échelle locale certains projets, comme les centrales hydroélectriques dotées de grands réservoirs, ne bénéficient plus du soutien des populations concernées. De même, l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels fait débat dans plusieurs pays.

Dans ce contexte, les objectifs de diversification des mix énergétiques, et de déploiement des énergies renouvelables apparaissent au centre des préoccupations des politiques publiques dans la plupart des pays du continent. Des objectifs plus ou moins ambitieux ont été établis selon les pays pour les décennies à venir, conduisant à une part croissante des ENRe. Nous avons constaté que les motivations de ces politiques vont au-delà de la question climatique : la diversification du mix à partir de sources locales ou nationales qui permettront de diminuer les importations d'hydrocarbures,

¹³⁰ Voir par exemple (Shrimali et al. 2016) qui s'intéresse au cas de l'Inde ou (Ramli et Twaha, 2015) qui abordent le cas de l'Arabie Saoudite.

la création de nouvelles filières industrielles ou encore l'électrification de certaines zones rurales apparaissent comme des motivations clé.

Malgré une dynamique de baisse de coût au cours de ces dernières années, les ENRe demeurent confrontées à diverses barrières qui entravent leur déploiement dans de nombreux pays émergents et en développement¹³¹. En premier lieu, nous avons mis en avant l'impact des barrières économiques qui concernent les pays d'Amérique Latine comme la forte volatilité de la croissance, les variations des taux de change ou encore l'inflation. En deuxième lieu, apparaissent les barrières liées aux besoins de renforcement des réseaux de transport et de distribution ainsi que les besoins d'investissement dans d'autres dispositifs de flexibilité (stockage, *smart grids*, ...) dans le but d'intégrer les énergies variables. En troisième lieu, nous avons mis en exergue l'influence des barrières liées à l'organisation et au fonctionnement des systèmes électriques : le manque de crédibilité dans les institutions, l'imprévision dans les changements de politiques, etc. Ces facteurs affectent également l'accès au financement des projets, en augmentant l'aversion au risque.

En conséquence, les politiques d'incitation au déploiement des ENRe demeurent indispensables pour atteindre les objectifs fixés à moyen et long terme. Pour cela, des instruments économiques de soutien sont nécessaires mais un seul instrument ne peut prétendre répondre à la diversité des situations nationales et des technologies rencontrées. A minima le choix des instruments à mettre en œuvre devra tenir compte des quatre principes que nous avons évoqués plus haut pour accélérer la diffusion des ENRe et garantir leur intégration dans le système électrique tout en permettant un contrôle de la dépense publique. Cependant, ces instruments destinés à faciliter le processus de diffusion des nouvelles technologies ne représentent qu'une des dimensions propres à une politique de promotion des ENRe. Les études de cas ont montré la nécessité de l'introduction de mesures complémentaires, sur le plan de l'accès au financement, en particulier. Ainsi, avec les études de cas sur le Chili et le Brésil nous avons montré l'impact de politiques spécifiques visant le financement des projets de production ainsi que l'importance des actions en faveur du financement des infrastructures de transport et de distribution d'électricité.

Les études de cas ont également montré que les premières vagues d'investissements dans les ENRe ont permis de déclencher le processus que nous avons appelé apprentissage technologique local. Il s'agit, de l'accumulation de connaissances et d'expérience (compétences technologiques) sur les technologies ENRe par les acteurs de ce déploiement (consommateurs / citoyens, entreprises, décideurs locaux et nationaux, *etc.*), à l'intérieur de chaque pays. Cela a fortement contribué à la baisse des coûts, comme nous avons pu le constater en particulier pour le cas du Brésil. Cela ne doit pas, pour autant, conduire à considérer que l'apprentissage technologique résulte automatiquement des investissements en ENRe. L'apprentissage constitue une opportunité essentielle sur laquelle appuyer un programme de déploiement des nouvelles technologies de l'énergie mais il ne se

¹³¹ Voir par exemple Jimenez et. (2016) qui mettent en évidence la nécessité de la mise en place de politiques de promotion en Colombie.

Conclusion générale

concrétisera que dans la mesure où les gouvernements et les entreprises créeront les conditions nécessaires à l'intégration et au développement de nouvelles technologies.

Une conclusion transversale de ce travail de recherche qui n'était pas attendue à l'origine, est que la question de l'apprentissage technologique local peut être perçue comme une des clés de la réussite des politiques climatiques d'atténuation. Des pays émergents et en développement comme le sont les pays d'Amérique Latine sont disposés à s'engager dans des trajectoires de décarbonations en introduisant des politiques d'atténuation à condition qu'elles contribuent également aux politiques de développement (filères industrielles locales, création d'emplois, croissance économique). Une importation massive de panneaux PV et d'autres technologies d'ENRe impliquerait pour plusieurs pays le passage d'une dépendance des hydrocarbures importés à une dépendance des technologies ce qui diminue l'intérêt de ces politiques d'un point de vue national.

En outre, les résultats de nos analyses ont mis en évidence l'importance de ce qu'on a appelé l'apprentissage institutionnel. Il s'agit de l'accumulation d'expérience de la part du régulateur et, par conséquent, de l'amélioration de sa capacité à reformuler et appliquer la politique d'une manière optimale. Au fur et à mesure que les institutions de régulation améliorent leurs connaissances sur les technologies, sur le marché et spécialement sur les réponses des acteurs, elles peuvent en effet ajuster les politiques afin de maximiser les gains collectifs. Un arbitrage doit alors être trouvé par le régulateur entre la stabilité des politiques attendue par les investisseurs et la flexibilité nécessaire pour répondre d'une manière dynamique.

Enfin, le chapitre VI nous a permis de souligner que le triple défi d'une diffusion massive des ENRe dans le secteur électrique, c'est-à-dire le financement des projets, l'intégration technique des énergies variables et le développement de filères industrielles, nécessite un renforcement de la coopération en matière énergétique en Amérique Latine. L'extension de l'interconnexion des réseaux électriques dans plusieurs zones du continent, actuellement assez faible, pourrait être envisagée afin de faciliter l'intégration des ERV. De même, l'élaboration d'une stratégie financière régionale coordonnée pourrait s'appuyer sur la création d'une institution dédiée au financement de secteurs stratégiques qui permettrait de stimuler fortement le déploiement des énergies renouvelables. Une meilleure coordination des politiques énergétiques à travers les alliances politico-économiques du continent s'avère fondamentale.

En somme, nos analyses sur les secteurs électriques en Amérique Latine ont montré que les politiques de promotion sont justifiées pour des raisons environnementales et économiques. Bien conçues, elles peuvent déclencher une dynamique positive d'investissements comportant un coût de soutien faible. Toutefois, des problèmes de design des politiques couplés à des barrières propres aux contextes énergétiques et économiques peuvent conduire à une faible efficacité ou encore à des effets pervers. Le rôle du régulateur dans la conception, mise en œuvre et évaluation des politiques s'avère donc fondamental. Cela représente un défi non négligeable pour de nombreux pays ayant peu d'expérience concernant ce type de politiques à des objectifs multiples.

Conclusion générale

Perspectives de recherche

Un certain nombre de perspectives de recherches futures peuvent être identifiées à ce stade. Tout d'abord l'étude de l'efficacité statistique et dynamique des politiques en Amérique Latine peut certainement être approfondie en mobilisant des modèles prospectifs qui intègrent différentes hypothèses sur les coûts des technologies, le taux d'apprentissage et les montants d'investissements nécessaires pour répondre à différents niveaux d'objectifs de déploiements des ENRe.

L'étude économétrique du chapitre III pourrait également être affinée en intégrant d'autres variables qui reflètent mieux des facteurs comme l'accès au financement ou le coût d'autres sources disponibles pour la production d'électricité. Un programme plus ambitieux pourrait envisager l'extension de cette analyse à d'autres pays émergents et en développement hors Amérique Latine.

Les opportunités d'intégration des systèmes électriques de la région méritent une analyse approfondie. Il serait pertinent d'explorer l'opportunité et les conditions nécessaires pour la conception de politiques coordonnées en matière de développement de filières industrielles autour des ENRe. De même, la proposition de création d'une banque de développement régionale destinée à financer des projets d'infrastructure durable peut être analysée à travers des nouvelles recherches.

Une autre dimension de la transition énergétique qui n'a pas été approfondie dans la thèse est celle de la décentralisation de la production d'électricité et la diversification des acteurs. L'intégration de nouveaux - et en particulier de petits - producteurs d'électricité requiert des politiques spécifiques (par exemple les mesures de *net metering* qui commencent à être introduites) faute desquelles ce sont fondamentalement les acteurs historiques du secteur électrique qui continueront de profiter des opportunités dans le secteur des ENRe.

Par ailleurs, il serait particulièrement stimulant d'étudier les effets possibles de l'introduction de politiques climatiques directes comme une taxe carbone sur le déploiement des ENRe. Le Chili est devenu le premier pays de la région à avoir introduit une taxe carbone en 2014 et d'autres pays de la région envisagent cette voie dans le cadre de réformes fiscales intégrales¹³². Cette évolution institutionnelle va forcément retenir l'attention des analyses en économie de l'énergie.

Enfin, un agenda de recherche pour la région devrait contribuer à inclure l'analyse des interactions entre le secteur de l'énergie et d'autres secteurs économiques (l'agriculture, le transport, l'industrie, *etc.*) dans le but de construire des propositions plus intégrales cadrant la transition énergétique et conduisant à des trajectoires de développement plus soutenables dans les décennies à venir.

Ces problématiques ne s'appliquent évidemment pas seulement à l'Amérique Latine, toutes les régions du monde étant concernées par les politiques climatiques et les enjeux socio-économiques d'une transition énergétique. Avec l'essor des énergies renouvelables, une nouvelle géopolitique de l'énergie émerge, comportant de nouveaux défis et des opportunités pour tous les continents.

¹³² Cf. Losekann et al (2013).

Conclusion générale

BIBLIOGRAPHIE

- Abdmouleh, Z., Alammari, R. A. M., & Gastli, A. (2015). Review of policies encouraging renewable energy integration & best practices. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 45, 249-262. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.035>
- Ackermann, T., Andersson, G., & Söder, L. (2001). Overview of government and market driven programs for the promotion of renewable power generation. *Renewable Energy*, 22(1-3), 197-204.
- Aguilar, S. (2014). La promoción de energías renovables en Argentina: el caso Genren. *PUENTES ICTSD*, 15(5), 13-16.
- Aguirre, M., & Ibikunle, G. (2014). Determinants of renewable energy growth: A global sample analysis. *Energy Policy*, 69, 374-384.
- AEN (2012). *Énergies nucléaire et renouvelables: effets systémiques dans les réseaux électriques bas carbone*. Paris : OCDE.
- AIE (2016). *World Energy Outlook*. Paris : OECD/IEA.
- AIE (2014). *World Energy Investment Outlook: World Energy Outlook Special Report*. Paris : OECD/IEA.
- AIE (2013). *World Energy Outlook*. Paris : OECD/IEA.
- AIE (2011). *Deploying Renewables 2011: Best and Future Policy Practice*. Paris : OECD/IEA
- AIE (2008). *Deploying Renewables Principles for Effective Policies*. Paris : OECD/IEA
- Allen, P. M. (2014). Evolution: complexity, uncertainty and innovation. *Journal of Evolutionary Economics*, 24(2), 265-289.
- Altomonte, H. (2016). La heterogeneidad América Latina y la agenda de políticas energéticas integradas. In *Encyclopédie de l'Energie*.
- Amarante, O., Schultz, D., & Bittencourt, R. (2001). Wind / Hydro Complementary Seasonal Regimes in Brazil. *DEWI Magazin*, (19), 79-86.
- Aquila, G., Pamplona, E. de O., Queiroz, A. R. de, Rotela Junior, P., & Fonseca, M. N. (2017). An overview of incentive policies for the expansion of renewable energy generation in electricity power systems and the Brazilian experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 70, 1090-1098.
- Arango, S., & Larsen, E. R. (2010). The environmental paradox in generation: How South America is gradually becoming more dependent on thermal generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(9), 2956-2965.
- Aravena, C., Hutchinson, W. G., & Longo, A. (2012). Environmental pricing of externalities from different sources of electricity generation in Chile. *Energy Economics*, 34(4), 1214-1225.

Bibliographie

- Arthur, W. B. (1988). Competing technologies: an overview. In *Technological Change and Economic Theory* (p. 590-607). London : Pinter.
- Arthur, W. B. (1989). Competing Technologies, Increasing Returns, and Lock-In by Historical Events. *The Economic Journal*, 99(394), 116-131.
- Artigas, A. (2014). L'insécurité énergétique en Amérique du Sud : développement des réseaux et intégration sectorielle entre le Pérou et le Chili (*Les Etudes du CERI - n° 214*). Paris : SciencesPo.
- Auer, H., & Haas, R. (2016). On integrating large shares of variable renewables into the electricity system. *Energy*, 115(3), 1592-1601.
- Aune, F. R., Dalen, H. M., & Hagem, C. (2012). Implementing the EU renewable target through green certificate markets. *Energy Economics*, 34(4), 992-1000.
- Batlle, C. (2014). Análisis del impacto del incremento de la generación de energía renovable no convencional en los sistemas eléctricos latinoamericanos: Herramientas y metodologías de evaluación del futuro de la operación, planificación y expansión (*IDB discussion paper 341*). Inter-American Development Bank.
<https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/6401/DRP%20An%C3%A1lisis%20del%20impacto%20ER.pdf> [consulté le 21/3/2017]
- Batlle, C., Pérez-Arriaga, I. J., & Zambrano-Barragán, P. (2012). Regulatory design for RES-E support mechanisms: Learning curves, market structure, and burden-sharing. *Energy Policy*, 41, 212-220.
- Batlle, C., & Barroso, L. A. (2011). Review of Support Schemes for Renewable Energy Sources in South America (*Working Paper n° 2011-001*). MIT. Center for Energy and Environmental Policy Research.
- Batlle, C., Barroso, L. A., & Pérez-Arriaga, I. J. (2010). The changing role of the State in the expansion of electricity supply in Latin America. *Energy Policy*, 38(11), 7152-7160.
- Batlle, C., & Pérez-Arriaga, I. J. (2008). Design criteria for implementing a capacity mechanism in deregulated electricity markets. *Utilities Policy*, 16(3), 184-193
- Bauby, P., Beltran, A., Berkovsky, B., Gerber, T., Locquin, M., Lopez-Ibor Mayor, V., & Mills, S. (1993). *Energie et société : quelle légitimité pour les systèmes énergétiques du XXIe siècle ?* Paris : Unesco/Publisud.
- Beck, F., & Martinot, E. (2004). Renewable Energy Policies and Barriers. In C. J. Cleveland (Éd.), *Encyclopedia of Energy* (p. 365-383). Elsevier. <http://pii/B012176480X004885>
- Bell, M., & Figueiredo, P. N. (2012). Innovation capability building and learning mechanisms in latecomer firms: recent empirical contributions and implications for research. *Canadian Journal of Development Studies/Revue canadienne d'études du développement*, 33, 14-40.
- Bell, R. G., & Russell, C. (2002). Environmental Policy for Developing Countries. *Issues in Science and Technology*, 18(3), 63-70.

Bibliographie

- Bénabou, R., & Tirole, J. (2010). Individual and Corporate Social Responsibility. *Economica*, 77(305), 1-19.
- Benhmad, F., & Percebois, J. (2016). Wind power feed-in impact on electricity prices in Germany 2009-2013. *European Journal of Comparative Economics*, 13(1), 81-96.
- Ruchansky, B. (2013). Integración eléctrica en América Latina: antecedentes, realidades y caminos por recorrer (*Documento de proyecto*). Santiago de Chile : CEPAL.
- Bergek, A., & Jacobsson, S. (2010). Are tradable green certificates a cost-efficient policy driving technical change or a rent-generating machine? Lessons from Sweden 2003–2008. *Energy Policy*, 38(3), 1255-1271.
- Bersalli, G. (2016). El bloqueo tecnológico en el sector eléctrico argentino: Barreras a la difusión de las nuevas energías renovables, in Guzowski et al. *Los desafíos de la política energética Argentina: Panorama y Propuestas*. Buenos Aires : Ed. Dunken.
- Boletim-de-Dados-ABEEolica-Janeiro-2015-Publico.pdf. (2015).
<https://fr.scribd.com/doc/316627101/Boletim-de-Dados-ABEEolica-Janeiro-2015-Publico>
[consulté le 21/3/2017]
- Brancucci Martinez-Anido, C., Brinkman, G., & Hodge, B.-M. (2016). The impact of wind power on electricity prices. *Renewable Energy*, 94, 474-487.
- Bravo, V. (2015). *Panorama de la energía en Argentina*. S. C. de Bariloche, Argentine : Fundación Bariloche.
- Bravo, V. (2016). Pourquoi la fracturation hydraulique en Argentine ? In *Encyclopédie de l'Energie*.
<http://encyclopedie-energie.org/articles/pourquoi-la-fracturation-hydraulique-en-argentine>
[consulté le 21/3/2017]
- Broggio, C. (2014). Le défi de la transition énergétique en Amazonie brésilienne. *VertigO - la revue électronique en sciences de l'environnement*, 14(3).
- Buckman, G., & Diesendorf, M. (2010). Design limitations in Australian renewable electricity policies. *Energy Policy*, 38(7), 3365-3376.
- Buira, D., & Tovilla, J. (2014). *Deep decarbonization pathways, Mexico Report*. IDDRI, SDSN.
- Butler, L., & Neuhoff, K. (2005). Comparison of Feed in Tariff, Quota and Auction Mechanisms to Support Wind Power Development (*Cambridge Working Papers in Economics No. 0503*). Faculty of Economics, University of Cambridge.
<https://ideas.repec.org/p/cam/camdae/0503.html> [consulté le 21/3/2017]
- Butler, L., & Neuhoff, K. (2008). Comparison of feed-in tariff, quota and auction mechanisms to support wind power development. *Renewable Energy*, 33(8), 1854-1867.
- Byrne, R., Smith, A., Watson, J., & Ockwell, D. (2011). *Energy Pathways in Low-Carbon Development: From Technology Transfer to Socio-Technical Transformation*. STEPS Centre.
<https://opendocs.ids.ac.uk/opendocs/handle/123456789/2270> [consulté le 21/3/2017]
- Byrnes, L., Brown, C., Foster, J., & Wagner, L. D. (2013). Australian renewable energy policy: Barriers and challenges. *Renewable Energy*, 60, 711-721.

Bibliographie

- CADER (2015). *La hora de las Energías Renovables en la matriz eléctrica argentina*. Buenos Aires : Cámara Argentina de Energías Renovables.
- Cadoret, I., & Padovano, F. (2016). The political drivers of renewable energies policies. *Energy Economics*, 56, 261-269.
- CAMMESA (2015). *Informe Anual 2014*.
- Campodonico, H. (2004). Reformas e inversiones en la industria de hidrocarburos en América Latina. Santiago de Chile : CEPAL. Recursos Naturales e Infraestructura. <http://www.cepal.org/es/publicaciones/6443-reformas-inversion-la-industria-hidrocarburos-america-latina> [consulté le 21/3/2017]
- Carley, S. (2009). State renewable energy electricity policies: An empirical evaluation of effectiveness. *Energy Policy*, 37(8), 3071-3081.
- Carraro, C. & Siniscalco, D. (1994). Environmental Policy Reconsidered: The Role of Technology Innovation. *European Economic Review* 38, 545–555.
- CEPAL. (2003). Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe: Guía para la Formulación de Políticas Energéticas. (Segunda Versión). <http://www.eclac.cl/cgi-bin/getProd.asp?xml=/publicaciones/xml/8/15138/P15138.xml&xsl=/drni/tpl/p9f.xsl&base=/drni/tpl/top-bottom.xsl> [consulté le 21/05/2014]
- CEPAL (2004). *Fuentes renovables de energía en América Latina y el Caribe. Situaciones y propuestas de políticas*. Santiago de Chile.
- CEPAL. (2010). La participación de las fuentes renovables en la generación de energía eléctrica: inversiones y estrategias empresariales en América Latina y el Caribe. <http://www.eclac.org/cgi-bin/getProd.asp?xml=/publicaciones/xml/5/41115/P41115.xml&xsl=/drni/tpl/p9f.xsl&base=/drni/tpl/top-bottom.xsl> [consulté le 20/05/2014]
- CEPAL (2014). *La economía del cambio climático en la Argentina*. Santiago de Chile.
- Christiansen, A. C. (2002). Promoting Environmental Innovation in the Energy Sector: An Analytical Framework for Dynamic Efficiency Assessments. *Energy & Environment*, 13(6), 813-832.
- Clò, S., Cataldi, A., & Zoppoli, P. (2015). The merit-order effect in the Italian power market: The impact of solar and wind generation on national wholesale electricity prices. *Energy Policy*, 77, 79-88.
- Coelho, S. T., & Goldemberg, J. (2013). Energy access: Lessons learned in Brazil and perspectives for replication in other developing countries. *Energy Policy*, 61, 1088-1096.
- Cohen, W. M., & Levinthal, D. A. (1989). Innovation and Learning: The Two Faces of R&D. *The Economic Journal*, 99, 569-596.
- Comité Gubernamental de Cambio Climático República Argentina (2015). *Contribución Prevista y Determinada a Nivel Nacional para la COP21*.
- Couture, T., & Gagnon, Y. (2010). An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment. *Energy Policy*, 38(2), 955-965.

Bibliographie

- Criqui, P. (2016). Après l'accord de Paris, la nouvelle géopolitique des innovations énergétiques. *Revue internationale et stratégique*, (104), 153-161.
- Criqui, P., Kitous, A. (2012). 2010-2020 : une décennie décisive pour l'avenir du climat planétaire. Cahier de recherche EDDEN n° 11/2012.
- Dalbem (2005). *The support of electricity from renewable energy sources: Impact assessment*. Bruxelles.
- Darmani, A., Rickne, A., Hidalgo, A., Arvidsson, N. (2016). When outcomes are the reflection of the analysis criteria: A review of the tradable green certificate assessments, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 62, September 2016, Pages 372-381
- Davies, G. (2014). Recomendaciones para la Estrategia de Energía Marina de Chile: un plan de acción para su desarrollo. Aquatera Ltd / UK Foreign and Commonwealth Office.
<https://www.gov.uk/government/publications/recommendations-for-chiles-marine-energy-strategy> [consulté le 21/3/2017]
- De Almeida, E., & Pinto JR, H. Q. (2009). L'évolution du cadre institutionnel des industries brésiliennes de l'Énergie. *Revue de l'énergie*, (592), 398-404.
- De Diccó, R. (2014). Indicadores Energéticos de Argentina. S. C. de Bariloche, Argentine: OETEC - CLICET.
- De Jong, P., Kiperstok, A., & Torres, E. A. (2015). Economic and environmental analysis of electricity generation technologies in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, 725-739.
- Delmas, M., Montes-Sancho, M., (2011). U.S. state policies for renewable energy: Context and effectiveness, *Energy Policy*, Volume 39, Issue 5, 2273-2288.
- De Oliveira, A. U. (2011). Politiques publiques et développement du secteur sucro-énergétique au Brésil. *Alternatives Sud*, 18(1), 117-126.
- Del Río, P (2005). A European-wide harmonised tradable green certificate scheme for renewable electricity: is it really so beneficial?, *Energy Policy*, 33 (10).
- Del Río, P. (2008). Ten years of renewable electricity policies in Spain: An analysis of successive feed-in tariff reforms. *Energy Policy*, 36(8), 2917-2929.
- Del Río, P. (2009). The empirical analysis of the determinants for environmental technological change: A research agenda. *Ecological Economics*, 68(3), 861-878.
- Del Río, P. (2010a). Análisis económico de los instrumentos de promoción de las energías renovables: una perspectiva de eficiencia dinámica. *Nota d'economia*, (95-96), 115-132.
- Del Río, P. (2010b). Analysing the interactions between renewable energy promotion and energy efficiency support schemes: The impact of different instruments and design elements. *Energy Policy*, 38(9), 4978-4989.
- Del Río, P. (2012). The dynamic efficiency of feed-in tariffs: The impact of different design elements. *Energy Policy*, 41, 139-151.

- Del Río, P., & Bleda, M. (2012). Comparing the innovation effects of support schemes for renewable electricity technologies: A function of innovation approach. *Energy Policy*, 50, 272-282.
- Del Río, P., Calvo Silvosa, A., & Iglesias Gómez, G. (2011). Policies and design elements for the repowering of wind farms: A qualitative analysis of different options. *Energy Policy*, 39(4), 1897-1908.
- Del Río, P., & Cerdá, E. (2014). The policy implications of the different interpretations of the cost-effectiveness of renewable electricity support. *Energy Policy*, 64, 364-372.
- Del Río, P., & Gual, M. A. (2007). An integrated assessment of the feed-in tariff system in Spain. *Energy Policy*, 35(2), 994-1012.
- Del Río, P., & Linares, P. (2014). Back to the future? Rethinking auctions for renewable electricity support. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 35, 42-56.
- Del Río, P., & Mir-Artigues, P. (2012). Support for solar PV deployment in Spain: Some policy lessons. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(8), 5557-5566.
- Del Río, P., & Mir-Artigues, P. (2014). Combinations of support instruments for renewable electricity in Europe: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 40, 287-295.
- Del Río, P., & Tarancón, M.-Á. (2012a). Analysing the determinants of on-shore wind capacity additions in the EU: An econometric study. *Applied Energy*, 95, 12-21.
- Del Río, P., & Unruh, G. (2007). Overcoming the lock-out of renewable energy technologies in Spain: The cases of wind and solar electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11(7), 1498-1513.
- Deshaies, M. (2014). Ambiguïtés et limites de la transition énergétique en Allemagne. *Vertigo - la revue électronique en sciences de l'environnement*, 14(3).
- Di Dio, V., Favuzza, S., La Cascia, D., Massaro, F., & Zizzo, G. (2015). Critical assessment of support for the evolution of photovoltaics and feed-in tariff(s) in Italy. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 9, 95-104.
- Dinica, V., & Arentsen, M. (2001). *Green electricity in the Netherlands*. Norwegian School of Management BI. <http://doc.utwente.nl/59022/> [consulté le 21/3/2017]
- Di Sbroiavacca, Nicolás. (2016). Pétrole et gaz de schiste en Argentine : état des lieux et prospective. In *Encyclopédie de l'Energie*. <http://encyclopedie-energie.org/articles/p%C3%A9trole-et-gaz-de-schiste-en-argentine-%C3%A9tat-des-lieux-et-prospective> [consulté le 21/3/2017]
- Do Valle Costa, C., La Rovere, E., & Assmann, D. (2008). Technological innovation policies to promote renewable energies: Lessons from the European experience for the Brazilian case. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(1), 65-90.
- Dormont, B. (2007). *Introduction à l'économétrie* (2e éd.). Paris : Montchrestein.
- Dosi, G. (1988). Sources, Procedures, and Microeconomic Effects of Innovation. *Journal of Economic Literature*, 26(3), 1120-1171.

Bibliographie

- Dosi, G., Freeman, C., Nelson, R., Silverberg, G., Soete, L., et al. (1988). *Technical change and economic theory* (Vol. 988). London : Pinter. <http://tocs.ulb.tu-darmstadt.de/9738215.pdf> [consulté le 22/03/2017]
- Dosi, G., & Grazzi, M. (2010). On the nature of technologies: knowledge, procedures, artifacts and production inputs. *Cambridge Journal of Economics*, 34(1), 173-184.
- Drinkwaard, W., Kirkels, A., & Romijn, H. (2010). A learning-based approach to understanding success in rural electrification: Insights from Micro Hydro projects in Bolivia. *Energy for Sustainable Development*, 14(3), 232-237.
- Dufey, A. (2010). *Opportunities and Domestic Barriers to Clean Energy Investment in Chile*. Winnipeg : International Institute for Sustainable Development
https://www.iisd.org/pdf/2010/bali_2_copenhagen_Chile_Jun2010.pdf [consulté le 22/03/2017]
- Edenhofer, O., Hirth, L., Knopf, B., Pahle, M., Schlömer, S., Schmid, E., & Ueckerdt, F. (2013). On the economics of renewable energy sources. *Energy Economics*, 40, Supplement 1, S12-S23.
- Egenhofer, C., & Jansen, J. (2006). *A timetable for harmonisation of support schemes for renewable electricity in the EU* (No. ECN-RX--06-088). Energy research Centre of the Netherlands ECN. http://inis.iaea.org/Search/search.aspx?orig_q=RN:38108719 [consulté le 22/03/2017]
- Eleftheriadis, I. M., & Anagnostopoulou, E. G. (2015a). Identifying barriers in the diffusion of renewable energy sources. *Energy Policy*, 80, 153-164.
- Elizondo Azuela, G., Barroso, L., & Cunha, G. (2014). *Promoting Renewable Energy through Auctions : The Case of Brazil*. Washington DC : World Bank.
<https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/18675> [consulté le 22/03/2017]
- Empresa de Pesquisa Energética, M. (2007). *Plano Nacional de Energia 2030*.
- Empresa de Pesquisa Energética, M. (2013). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2022*.
- Escobar, R. A., Cortés, C., Pino, A., Salgado, M., Pereira, E. B., Martins, F. R., et al. (2015). Estimating the potential for solar energy utilization in Chile by satellite-derived data and ground station measurements. *Solar Energy*, 121, 139-151.
- Finon, D., & Menanteau, P. (2003). The Static and Dynamic Efficiency of Instruments of Promotion of Renewables. *Energy Studies Review*, 12(1), 53-83.
- Finon, D., & Pignon, V. (2006). Electricité et sécurité de la fourniture à long terme. La recherche d'instruments réglementaires respectueux du marché électrique. *Economies et Sociétés*, 10, 1499-1533.
- Fizaine, F. (2014). *Analyses de la disponibilité économique des métaux rares dans le cadre de la transition énergétique*. Thèse de doctorat en sciences économiques. Université de Dijon.
<http://www.theses.fr/2014DIJ0E004> [consulté le 22/03/2017]
- Flores, J., Montagna, J. M., & Vecchiotti, A. (2015). Investment planning in energy considering economic and environmental objectives. *Computers & Chemical Engineering*, 72, 222-232.

Bibliographie

- Folchi, M., & Rubio, M. (2006). El consumo de energía fósil y la especificidad de la transición energética en América Latina, 1900-1930. In *III Simposio Latinoamericano y Caribeño de Historia Ambiental, Carmona (Sevilla)*. <http://www.helsinki.fi/iehc2006/papers3/Folchi.pdf> [consulté le 22/03/2017]
- Fondation Nicolas Hulot (2015). *Solaire Photovoltaïque: 25% de l'électricité mondiale bas carbone en 2050*. <http://www.fondation-nicolas-hulot.org/magazine/solaire-photovoltaique-25-de-lelectricite-mondiale-bas-carbone-dici-2050> [consulté le 21/3/2017]
- Foxon, T. J., Gross, R., Chase, A., Howes, J., Arnall, A., & Anderson, D. (2005). UK innovation systems for new and renewable energy technologies: drivers, barriers and systems failures. *Energy Policy*, 33(16), 2123-2137.
- Frankfurt School-UNEP Centre/BNEF. (2016). *Global Trends in Renewable Energy Investment 2016*. Frankfurt am Main. Consulté à l'adresse <http://www.fs-unep-centre.org>
- Fursch, M., Golling, C., Nicolosi, M., Wissen, R., & Lindenberger, D.. (2010). *European RES-E Policy Analysis. A model-based analysis of RES-E deployment and its impact on the conventional power market. Final Report*. Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI). http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2010/EWI_2010-04-26_RES-E-Studie_Teil1.pdf [consulté le 21/03/2017]
- Garrido S., Lalouf A., & Moreira A. J. (2013). Energías renovables y dinámicas de desarrollo en Argentina: Políticas de universalización del acceso y diversificación de la matriz energética. Présenté à LALICS Sistemas Nacionais de Inovação e Políticas de CTI para um Desenvolvimento Inclusivo e Sustentável, Rio de Janeiro, Brasil.
- GEA (2012). *Global Energy Assessment - Toward a Sustainable Future*. Cambridge : Cambridge University Press ; Laxenburg : International Institute for Applied Systems Analysis. www.globalenergyassessment.org [consulté le 21/03/2017]
- GIEC (2015). Changements climatiques 2014 : Rapport de synthèse. https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR_AR5_FINAL_full_fr.pdf [consulté le 21/03/2017]
- GIEC (2011). Fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático. Resumen para responsables de políticas y Resumen técnico.
- Gobierno de Chile (2015). *Contribución Nacional Tentativa de Chile (INDC) para el acuerdo climático París 2015*.
- Goulder, L. H. (2013). Climate change policy's interactions with the tax system. *Energy Economics*, 40(S1), S3-S11.
- Grace, R., W. Rickerson, K. Porter, J. DeCesaro, K. Corfee, M. Wingate and J. Lesser (KEMA) (2008). Exploring Feed-in Tariffs for California. California Energy Commission. Publication number: CEC-300-2008-003-F

Bibliographie

- Green, R., & Yatchew, A. (2012). Support Schemes for Renewable Energy: An Economic Analysis. *Economics of Energy & Environmental Policy*, 1(2), 83-98.
- Guo, X., Liu, H., Mao, X., Jin, J., Chen, D., & Cheng, S. (2014). Willingness to pay for renewable electricity: A contingent valuation study in Beijing, China. *Energy Policy*, 68, 340-347.
- Gupta, S, & Tirpak, D. (2007). *Climate Change 2007 - Mitigation of Climate Change: Working Group III contribution to the Fourth Assessment Report of the IPCC*. Cambridge University Press.
- Guzowski, C., & Recalde, M. (2008). Renewable energy in Argentina: Energy policy analysis and perspectives. *International Journal of Hydrogen Energy*, 33(13), 3592-3595.
- Guzowski, C., & Recalde, M. (2010). Latin American electricity markets and renewable energy sources: The Argentinean and Chilean cases. *International Journal of Hydrogen Energy*, 35(11), 5813-5817.
- Guzowski, Carina. (2015). *La gestión de los mercados de generación eléctrica en la región sudamericana: la especificidad del caso argentino*. Bahía Blanca, Argentina : Universidad Nacional del Sur.
- Haas, R., Panzer, C., Resch, G., Ragwitz, M., Reece, G., & Held, A. (2011). A historical review of promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(2), 1003-1034.
- Haas, R., Resch, G., Panzer, C., Busch, S., Ragwitz, M., & Held, A. (2011). Efficiency and effectiveness of promotion systems for electricity generation from renewable energy sources – Lessons from EU countries. *Energy*, 36(4), 2186-2193.
- Hache, E. (2016a). La géopolitique des énergies renouvelables : amélioration de la sécurité énergétique et/ou nouvelles dépendances ? *Revue internationale et stratégique*, (101), 36-46.
- Hache, E. (2016b). Un nouvel âge de ruptures sur les marchés de l'énergie ? *Revue internationale et stratégique*, (104), 39-48.
- Hanel, M., & Escobar, R. (2013). Influence of solar energy resource assessment uncertainty in the levelized electricity cost of concentrated solar power plants in Chile. *Renewable Energy*, 49, 96-100.
- Hansen, J.-P., & Percebois, J. (2015). *Energie : économie et politiques*. Bruxelles: De Boeck.
- Haselip, J., & Potter, C. (2010). Post-neoliberal electricity market 're-reforms' in Argentina: Diverging from market prescriptions? *Energy Policy*, 38(2), 1168-1176.
- Held A., Ragwitz M., & Merkel E. (2010). *RE-Shaping: Shaping an effective and efficient European renewable energy market - D5 & D6 Report: Indicators assessing the performance of renewable energy support policies in 27 Member States*. Karlsruhe. http://www.reshaping-res-policy.eu/downloads/RE-Shaping%20D5D6_Report_final.pdf [consulté le 21/03/2017]

Bibliographie

- Held, A., Ragwitz, M., Huber, C., Resch, G., Faber, T., Vertin, K., (2007). Feed-in Systems in Germany, Spain, Slovenia: A Comparison. Fraunhofer Institute & Energy Economics Group, APE, Germany.
- Herbes, C., Friege, C., Baldo, D., & Mueller, K.-M. (2015). Willingness to pay lip service? Applying a neuroscience-based method to WTP for green electricity. *Energy Policy*, 87, 562-572.
- Hirth, L., & Ueckerdt, F. (2012). *Redistribution Effects of Energy and Climate Policy: The Electricity Market* (Working Paper No. 2012.82). Milan : Fondazione Eni Enrico Mattei.
<http://econpapers.repec.org/paper/femfemwpa/2012.82.htm> [consulté le 21/03/2017]
- Hoppmann, J., Huenteler, J., & Girod, B. (2014). Compulsive policy-making—The evolution of the German feed-in tariff system for solar photovoltaic power. *Research Policy*, 43(8), 1422-1441.
- Huber, C., Faber, T., Hass, R., & Resch, G. (2004). *Deriving optimal promotion strategies for increasing the share of RES-E in a dynamic European electricity market. Final report of the Green-X projet*. C <http://www.green-x.at/downloads/Final%20report%20of%20the%20project%20Green-X.pdf> [consulté le 21/03/2017]
- Huenteler, J., Niebuhr, C., & Schmidt, T. S. (2016). The effect of local and global learning on the cost of renewable energy in developing countries. *Journal of Cleaner Production*, 128, 6-21.
<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.06.056>
- Iglesias, G., del Río, P., & Dopico, J. Á. (2011). Policy analysis of authorisation procedures for wind energy deployment in Spain. *Energy Policy*, 39(7), 4067-4076.
- IRENA (2016). *REmap: Roadmap for a Renewable Energy Future*. International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi.
- IRENA (2015). *Renewable power generation costs 2014*, Abu Dhabi.
- IRENA (2014). *Evaluating Renewable Energy Policy: A Review of Criteria and Indicators for Assessment*. Abu Dhabi.
- Jacobs, D., Marzolf, N., Paredes, J. R., Rickerson, W., Flynn, H., Becker-Birck, C., & Solano-Peralta, M. (2013). Analysis of renewable energy incentives in the Latin America and Caribbean region: The feed-in tariff case. *Energy Policy*, 60, 601-610.
- Jacobsson, S. (2008). The emergence and troubled growth of a ‘biopower’ innovation system in Sweden. *Energy Policy*, 36(4), 1491-1508.
- Jaffe, A. B., Newell, R. G., & Stavins, R. N. (2002). Environmental Policy and Technological Change. *Environmental and Resource Economics*, 22(1-2), 41-70.
- Jaffe, A. B., Newell, R. G., & Stavins, R. N. (2003). Chapter 11 Technological change and the environment (p. 461-516), in *Handbook of Environmental Economics* Elsevier.
<https://ideas.repec.org/h/eee/envchp/1-11.html> [consulté le 21/03/2017].

- Jensen, S. G., Lemming, J., Morthorst, P. E., Olsen, O. J., Skytte, K. (2002). Experience curves, renewable energy technologies and energy policy in Denmark. Aberdeen : IAEE, 2002, Article in proceedings.
- Jimenez, M., Franco, C. J., & Dyner, I. (2016). Diffusion of renewable energy technologies: The need for policy in Colombia. *Energy*, *111*, 818-829.
- Johnstone, N., Haščič, I., & Popp, D. (2009). Renewable Energy Policies and Technological Innovation: Evidence Based on Patent Counts. *Environmental and Resource Economics*, *45*(1), 133-155.
- Jónsson, T., Pinson, P., & Madsen, H. (2010). On the market impact of wind energy forecasts. *Energy Economics*, *32*(2), 313-320.
- Juárez, A. A., Araújo, A. M., Rohatgi, J. S., & de Oliveira Filho, O. D. Q. (2014). Development of the wind power in Brazil: Political, social and technical issues. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *39*, 828-834.
- Junfeng, L., Li, Z., Runqing, H., Zhengmin, Z., Jingli, S., & Yangin, S. (2002). Policy analysis of the barriers to renewable energy development in the People's Republic of China. *Energy for Sustainable Development*, *6*(3), 11-20.
- Kahouli-Brahmi, S. (2008). Technological learning in energy–environment–economy modelling: A survey. *Energy Policy*, *36*(1), 138-162.
- Karmacharya, S. B. (2008). The evolution of Brazil's electricity market from textbook to regulated long term contracts. *Network Industries Quarterly*, *10*(2), 9-11.
- Kennedy, M., & Basu, B. (2013). Overcoming barriers to low carbon technology transfer and deployment: An exploration of the impact of projects in developing and emerging economies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *26*, 685-693.
- Ketterer, J. C. (2014). The impact of wind power generation on the electricity price in Germany. *Energy Economics*, *44*, 270-280.
- Kilinc-Ata, N. (2016). The evaluation of renewable energy policies across EU countries and US states: An econometric approach. *Energy for Sustainable Development*, *31*, 83-90.
- Kim, J., Park, J., Kim, H., & Heo, E. (2012). Assessment of Korean customers' willingness to pay with RPS. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *16*(1), 695-703.
- Kim, J., & Park, K. (2016). Financial development and deployment of renewable energy technologies. *Energy Economics*, *59*, 238-250.
- Kissel, J. M., & Krauter, S. C. W. (2006). Adaptations of renewable energy policies to unstable macroeconomic situations: Case study: Wind power in Brazil. *Energy Policy*, *34*(18), 3591-3598.
- Klessmann, C., Held, A., Rathmann, M., & Ragwitz, M. (2011). Status and perspectives of renewable energy policy and deployment in the European Union: What is needed to reach the 2020 targets? *Energy Policy*, *39*(12), 7637-7657.

Bibliographie

- Kolstad, J. T., & Wolak, F. A. (2008). *Using Environmental Emissions Permit Prices to Raise Electricity Prices: Evidence from the California Electricity Market*. Harvard University. https://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/files/kolstad_wolak_final.pdf [consulté le 21/03/2017].
- Laffont, J. & Tirole, J. (1996), 'Pollution Permits and Compliance Strategies', *Journal of Public Economics* 62, 85–125.
- Lamy, M.-L. (2004). *Efficacité des politiques environnementales d'incitation à l'adoption de nouvelles techniques : le cas des énergies renouvelables*. Thèse de doctorat en sciences économiques. UPMF Grenoble. <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01475090> [consulté le 21/03/2017]
- Langniß, O., Diekmann, J., & Lehr, U. (2009). Advanced mechanisms for the promotion of renewable energy—Models for the future evolution of the German Renewable Energy Act. *Energy Policy*, 37(4), 1289-1297. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.11.007>
- Lejoux, P., & Ortar, N. (2014). La transition énergétique : vrais enjeux, faux départs ? *SHS Web of Conferences*, 9, 01001. <https://doi.org/10.1051/shsconf/20140901001> [consulté le 21/03/2017]
- Lema, A., & Lema, R. (2013). Technology transfer in the clean development mechanism: Insights from wind power. *Global Environmental Change*, 23(1), 301-313.
- Leonardo, V. M. (2008). New scenario of the non-conventional renewable energies on Chile after the incentives created on the « Short Law I ». *Renewable Energy*, 33(6), 1429-1434.
- Lindman, Å., & Söderholm, P. (2012). Wind power learning rates: A conceptual review and meta-analysis. *Energy Economics*, 34(3), 754-761.
- Lipp, J. (2007). Lessons for Effective Renewable Electricity Policy from Denmark, Germany and the United Kingdom. *Energy Policy*, 35(11), 5481-5495.
- Lokey, E. (2009). Barriers to clean development mechanism renewable energy projects in Mexico. *Renewable Energy*, 34(3), 504-508.
- Losekann, L., Marrero, G. A., Ramos-Real, F. J., & de Almeida, E. L. F. (2013). Efficient power generating portfolio in Brazil: Conciliating cost, emissions and risk. *Energy Policy*, 62, 301-314.
- Luth, J. (2012). *Institutional Feasibility - the end or the means in emissions trading?: Evaluating the New Zealand Emissions Trading Scheme*. <http://lup.lub.lu.se/student-papers/record/3129328> [consulté le 21/03/2017]
- Luthra, S., Kumar, S., Garg, D., & Haleem, A. (2015). Barriers to renewable/sustainable energy technologies adoption: Indian perspective. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41, 762-776.
- Machado Neves, M. (2009). *Difficulties in expanding hydropower generation in Brazil*. George Washington University. IBI.

- http://www.aneel.gov.br/documents/656835/14876412/Artigo_Mateus_Neves.pdf/1a6d2246-865a-48b4-8f34-62cbb6373613 [consulté le 21/03/2017]
- Malagueta, D., Szklo, A., Borba, B. S. M. C., Soria, R., Aragão, R., Schaeffer, R., & Dutra, R. (2013). Assessing incentive policies for integrating centralized solar power generation in the Brazilian electric power system. *Energy Policy*, 59, 198-212.
- Maréchal, K. (2007). The economics of climate change and the change of climate in economics. *Energy Policy*, 35(10), 5181-5194.
- Marques, A. C., & Fuinhas, J. A. (2012). Are public policies towards renewables successful? Evidence from European countries. *Renewable Energy*, 44, 109-118.
- Marques Dutra, R. (2007). *Propostas de políticas específicas para energia eólica no Brasil após a primeira fase do PROINFA*. Universidade de São Paulo.
- Mastropietro, P., Batlle, C., Barroso, L. A., & Rodilla, P. (2016). The evolution of electricity auctions in South America. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, 11(12), 1103-1110. <https://doi.org/10.1080/15567249.2013.878768>
- Mastropietro, P., Batlle, C., Barroso, L. A., & Rodilla, P. (2014). Electricity auctions in South America: Towards convergence of system adequacy and RES-E support. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 40, 375-385.
- Maurer, L. & Barroso, L... 2011. Electricity auctions : an overview of efficient practices. A World Bank study. Washington, DC: World Bank.
<http://documents.worldbank.org/curated/en/114141468265789259/Electricity-auctions-an-overview-of-efficient-practices>
- MEDDE (2015). *Architecture du complément de rémunération*. Ministère de l'écologie, du développement durable, de l'énergie. Bureau des énergies renouvelables, DGEC.
- Menanteau, P., Finon, D., & Lamy, M.-L. (2003). Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy. *Energy Policy*, 31(8), 799-812.
- Midttun, A., & Gaudesén, K. (2007). Feed in or certificates, competition or complementarity? Combining a static efficiency and a dynamic innovation perspective on the greening of the energy industry. *Energy Policy*, 35(3), 1419-1422.
- Milliman, S. R., & Prince, R. (1989). Firm incentives to promote technological change in pollution control. *Journal of Environmental Economics and Management*, 17(3), 247-265.
- Ministerio de Energía de Chile (2012). *Estrategia Nacional de Energía 2012-2030*.
- Ministerio de Energía de Chile (2014). *Agenda de Energía*.
- Miraglia, S., Saldiva, P., & Böhm, G. (2005). An Evaluation of Air Pollution Health Impacts and Costs in São Paulo, Brazil. *Environmental Management*, 35(5), 667-676.
- Mir-Artigues, P., Cerdá, E., & del Río, P. (2015). Analyzing the impact of cost-containment mechanisms on the profitability of solar PV plants in Spain. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 46, 166-177.

Bibliographie

- Mirza, U. K., Ahmad, N., Harijan, K., & Majeed, T. (2009). Identifying and addressing barriers to renewable energy development in Pakistan. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(4), 927-931.
- Mitchell, C., Bauknecht, D., & Connor, P. M. (2006). Effectiveness through risk reduction: a comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany. *Energy Policy*, 34(3), 297-305.
- Mitchell, C., Sawin, J. L., Pokharel, G. R., Kammen, D., Wang, Z., Fifita, S., et al. (2011). Policy, Financing and Implementation. In *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate change Mitigation* (p. 865-950), O. Edenhofer, et al. (eds). Cambridge : Cambridge University Press.
- Montero, J. P. (2000). *Market Structure and Environmental Innovation*. Catholic University of Chile.
- Moreira, J. M. L., Cesaretti, M. A., Carajilescov, P., & Maiorino, J. R. (2015). Sustainability deterioration of electricity generation in Brazil. *Energy Policy*, 87, 334-346.
- Moreno, R., Barroso, L. A., Rudnick, H., Mocarquer, S., & Bezerra, B. (2010). Auction approaches of long-term contracts to ensure generation investment in electricity markets: Lessons from the Brazilian and Chilean experiences. *Energy Policy*, 38(10), 5758-5769.
- Morrison, A., Pietrobelli, C., & Rabelotti, R. (2008). Global Value Chains and Technological Capabilities: A Framework to Study Learning and Innovation in Developing Countries. *Oxford Development Studies*, 36(1), 39-58.
- Mundaca T., L. (2013). Climate change and energy policy in Chile: Up in smoke? *Energy Policy*, 52, 235-248.
- Munksgaard, J., & Morthorst, P. E. (2008). Wind power in the Danish liberalised power market-- Policy measures, price impact and investor incentives. *Energy Policy*, 36(10), 3940-3947.
- Nagayama, H., & Kashiwagi, T. (2007). Evaluating electricity sector reforms in Argentina: lessons for developing countries? *Journal of Cleaner Production*, 15(2), 115-130.
- Nahm, J., & Steinfeld, E. S. (2014). Scale-up Nation: China's Specialization in Innovative Manufacturing. *World Development*, 54, 288-300.
- Narbel, P. A. (2014). Rethinking how to support intermittent renewables. *Energy*, 77, 414-421.
- Nasirov, S., Silva, C., & Agostini, C. (2015). Investors' Perspectives on Barriers to the Deployment of Renewable Energy Sources in Chile. *Energies*, 8(5).
- Navajas, F. (2015). *Subsidios a la energía, devaluación y precios* (Documento de Trabajo N° 122). Buenos Aires, Argentine: FIEL.
<http://www.fiel.org/publicaciones/Documentos/DOC TRAB 1431636145020.pdf> [consulté le 21/03/2017]
- Newbery, C. (2014). Vaca Muerta: risk and reward. *Energy Economist*, (396).
- Nill, J., & Kemp, R. (2009). Evolutionary approaches for sustainable innovation policies: From niche to paradigm? *Research Policy*, 38(4), 668-680.

Bibliographie

- Noothout, P., Tesnière, L., Brückmann, R., Breitschopf, B. (2016). *The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies*, Project Report D.3.4 of the DIA-CORE Project (Contract N°: IEE/12/833/SI2.645735)
- O'Connor, P. A. (2010). *Energy Transitions* (Working papers) (p. 37). Boston University. <https://www.bu.edu/pardee/files/2010/11/12-PP-Nov2010.pdf> [consulté le 21/03/2017]
- Owen, A. D. (2006). Renewable energy: Externality costs as market barriers. *Energy Policy*, 34(5), 632-642.
- Painuly, J. P. (2001). Barriers to renewable energy penetration; a framework for analysis. *Renewable Energy*, 24(1), 73-89.
- Palma Behnke, R., Jiménez Estévez, G., & Alarcón Arias, I. (2009). *Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno*. Santiago de Chile: Comisión Nacional de Energía (CNE) - Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ). http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/ernc_mercado_electrico_chileno_baja_resolucion.pdf [consulté le 22/03/2017]
- Panzer, C. (2012). *Investment costs of renewable energy technologies under consideration of volatile raw material prices – an econometric assessment*. Energy Economics Group (EEG), Technische Universität Wien. http://publik.tuwien.ac.at/files/PubDat_210110.pdf (consulté le 21/03/2017).
- Pastén, C. (2012). Chile, energía y desarrollo. *Obras y Proyectos*, 11.
- Percebois, J. (2001). Énergie et théorie économique : un survol. *Revue d'économie politique*, 111(6), 815-860.
- Percebois, J. (2016). Aides publiques aux énergies éolienne et photovoltaïque. *Revue française d'économie*, XXX(4), 141-186.
- Pereira Jr, A. O., Cunha da Costa, R., Costa, C. do V., Marreco, J. de M., & La Rovere, E. L. (2013). Perspectives for the expansion of new renewable energy sources in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 23, 49-59.
- Pereira, M. G., Camacho, C. F., Freitas, M. A. V., & Silva, N. F. da. (2012). The renewable energy market in Brazil: Current status and potential. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(6), 3786-3802.
- Pfeiffer, B., & Mulder, P. (2013). Explaining the diffusion of renewable energy technology in developing countries. *Energy Economics*, 40, 285-296.
- Phan, S., & Roques, F.. (2015). *Is the depressive effect of renewables on power prices contagious? A cross border econometric Analysis*. Paris, France: Chaire European Electricity Markets Fondation Paris-Dauphine. <http://www.ceem-dauphine.org/working/fr/IS-THE-DEPRESSIVE-EFFECT-OF-RENEWABLES-ON-POWER-PRICES-CONTAGIOUS-A-CROSS-BORDER-ECONOMETRIC-ANALYSIS> [consulté le 21/03/2017]
- Phillips, J., Das, K., & Newell, P. (2013). Governance and technology transfer in the Clean Development Mechanism in India. *Global Environmental Change*, 23(6), 1594-1604.

Bibliographie

- Pollitt, M. (2008). Electricity reform in Argentina: Lessons for developing countries. *Energy Economics*, 30(4), 1536-1567.
- Polzin, F., Migendt, M., Täube, F. A., & von Flotow, P. (2015). Public policy influence on renewable energy investments—A panel data study across OECD countries. *Energy Policy*, 80, 98-111.
- Popp, D., Hascic, I., & Medhi, N. (2011). Technology and the diffusion of renewable energy. *Energy Economics*, 33(4), 648-662.
- Pottmaier, D., Melo, C. R., Sartor, M. N., Kuester, S., Amadio, T. M., Fernandes, C. A. H., et al. (2013). The Brazilian energy matrix: From a materials science and engineering perspective. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 19, 678-691.
- Quirion, P. (2016). Quels soutiens aux énergies renouvelables électriques ? *Revue française d'économie*, XXX(4), 105-140.
- Rader, N., Norgaard, R. Efficiency and sustainability in restructured electricity markets: the renewables portfolio standard, *The Electricity Journal*, Volume 9, Issue 6, 1996, Pages 37-49,
- Ragwitz, M. & Steinhilber, S. (2013). Effectiveness and efficiency of support schemes for electricity from renewable energy sources. *WIREs Energy Environment*.
- Ragwitz, M., Huber, C., & Resch, G. (2007). Promotion of renewable energy sources: effects on innovation. *International Journal of Public Policy*, 2(1-2), 32-56.
- Ragwitz M., Resch G., & Haas R. (2007). *Assessment and optimisation of renewable energy support schemes in the European electricity market. OPTRES Final Report*. Karlsruhe, Allemagne. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2007_02_optres.pdf [consulté le 21/03/2017]
- Ramli, M. A. M., & Twaha, S. (2015). Analysis of renewable energy feed-in tariffs in selected regions of the globe: Lessons for Saudi Arabia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 45, 649-661.
- Recalde, M. (2011). Energy policy and energy market performance: The Argentinean case. *Energy Policy*, 39(6), 3860-3868.
- Recalde, M. Y., Bouille, D. H., & Girardin, L. O. (2015). Limitaciones para el desarrollo de las energías renovables en Argentina. *Problemas del Desarrollo*, 183(46).
- Reichelstein, S., & Sahoo, A. (2015). Time of day pricing and the levelized cost of intermittent power generation. *Energy Economics*, 48, 97-108.
- Ribeiro, A. C. (2007). *Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas*. Ministério de Minas e Energia.
- Rickerson W. (2012). *Feed-in tariffs and a policy instrument for promoting renewable energies and green economies in developing countries*. UNEP.
- Rickerson, W. H., Sawin, J. L., & Grace, R. C. (2007). If the Shoe FITs: Using Feed-in Tariffs to Meet U.S. Renewable Electricity Targets. *The Electricity Journal*, 20(4), 73-86.
- Ritchie, D. (2010). Les barrières à l'investissement privé dans les énergies propres des pays en développement. *Secteur Privé & Développement*, (6).

- Robert, V., & Yoguel, G. (2016). Complexity paths in neo-Schumpeterian evolutionary economics, structural change and development policies. *Structural Change and Economic Dynamics*, 38, 3-14.
- Rodriguez-Borges, Ciaddy, Sarmiento-Sera, Antonio, & Borges. (2015). Competitividad de los sistemas híbridos eólicos-fotovoltaicos para la electrificación rural. *IM Ingeniería Mecánica*, 18(1).
- Roques, F., Hiroux, C., & Saguan, M. (2010). Optimal wind power deployment in Europe-A portfolio approach. *Energy Policy*, 38(7), 3245-3256.
- Sánchez, A. S., Torres, E. A., & Kalid, R. A. (2015). Renewable energy generation for the rural electrification of isolated communities in the Amazon Region. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 49, 278-290.
- Sanchez-Alfaro, P., Sielfeld, G., Campen, B. V., Dobson, P., Fuentes, V., Reed, A., et al. (2015). Geothermal barriers, policies and economics in Chile – Lessons for the Andes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 51, 1390-1401.
- Sanden, B. A., & Azar, C. (2005). Near-term technology policies for long-term climate targets—economy wide versus technology specific approaches. *Energy Policy*, 33(12), 1557-1576.
- Sauma, E. (2012). *Políticas de fomento a las energías renovables no convencionales (ERNCC) en Chile*. Escuela de Ingeniería, Universidad Católica de Chile.
- Schmalensee, R. (2011). Evaluating Policies to Increase the Generation of Electricity from Renewable Energy (*Working Paper n° 2011-008*). MIT Center for Energy and Environmental Policy Research. <http://dspace.mit.edu/handle/1721.1/66279> [consulté le 22/03/2017]
- Schmidt, J., Cancellà, R., & Pereira Jr., A. O. (2016). The role of wind power and solar PV in reducing risks in the Brazilian hydro-thermal power system. *Energy*, 115(3), 1748-1757.
- Scrase, I., & Mackerron, G. (2009). Lock-In. In I. Scrase & G. MacKerron (Éd.), *Energy for the Future* (p. 89-100). Palgrave Macmillan UK. https://doi.org/10.1057/9780230235441_6
- Secretaría de Energía República Argentina. (2009). *Energías renovables: diagnóstico, barreras y propuestas*.
- Seel, J., Barbose, G. L., & Wiser, R. H. (2014). An analysis of residential PV system price differences between the United States and Germany. *Energy Policy*, 69, 216-226.
- Senker, J. (1995). Tacit Knowledge and Models of Innovation. *Industrial and Corporate Change*, 4(2), 425-447.
- Sheinbaum-Pardo, C., & Ruiz, B. J. (2012). Energy context in Latin America. *Energy*, 40(1), 39-46.
- Shrimali, G., & Kniefel, J. (2011). Are government policies effective in promoting deployment of renewable electricity resources? *Energy Policy*, 39(9), 4726-4741.
- Shrimali, G., Konda, C., & Farooque, A. A. (2016). Designing renewable energy auctions for India: Managing risks to maximize deployment and cost-effectiveness. *Renewable Energy*, 97, 656-670.

Bibliographie

- Simas, M. S. (2012). *Energia eólica e desenvolvimento sustentável no Brasil: estimativa da geração de empregos por meio de uma matriz insumo-produto ampliada*. Universidade de São Paulo.
- Simas, M., & Pacca, S. (2014). Assessing employment in renewable energy technologies: A case study for wind power in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 31, 83-90.
- Simmie, J., Sternberg, R., & Carpenter, J. (2014). New technological path creation: evidence from the British and German wind energy industries. *Journal of Evolutionary Economics*, 24(4), 875-904.
- Slough, T., Urpelainen, J., & Yang, J. (2015). Light for all? Evaluating Brazil's rural electrification progress, 2000–2010. *Energy Policy*, 86, 315-327.
- Soito, J. L. da S., & Freitas, M. A. V. (2011). Amazon and the expansion of hydropower in Brazil: Vulnerability, impacts and possibilities for adaptation to global climate change. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(6), 3165-3177.
- Sovacool, B. K. (2009). The cultural barriers to renewable energy and energy efficiency in the United States. *Technology in Society*, 31(4), 365-373.
- Stoft, S. (2002). *Power systems economics : designing markets for electricity*. IEEE Press ; Wiley & Sons.
- Sun, P., & Nie, P. (2015). A comparative study of feed-in tariff and renewable portfolio standard policy in renewable energy industry. *Renewable Energy*, 74, 255-262.
- Tanaka, M., & Chen, Y. (2013). Market power in renewable portfolio standards. *Energy Economics*, 39, 187-196.
- Theesfeld, I., Schleyer, C., & Aznar, O. (2010). The procedure for institutional compatibility assessment: ex-ante policy assessment from an institutional perspective. *Journal of Institutional Economics*, 6(3), 377-399.
- Tietenberg, T., (2008). *Environmental & Natural Resource Economics: International Edition*, 8/E. Pearson Higher Education.
- Tissot, R. (2012). *Latin America's Energy Future (Discussion Paper No. IDB-DP-252)*. Inter-American Development Bank.
<http://www.iadb.org/wmsfiles/products/publications/documents/37670565.pdf> [consulté le 21/03/2017]
- Tundisi, J. G., Goldemberg, J., Matsumura-Tundisi, T., & Saraiva, A. C. F. (2014). How many more dams in the Amazon? *Energy Policy*, 74, 703-708.
- Unruh, G. C. (2000). Understanding carbon lock-in. *Energy Policy*, 28(12), 817-830.
- Unruh, G. C. (2002). Escaping carbon lock-in. *Energy Policy*, 30(4), 317-325.
- US Energy Information Administration (2013). *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale formations in 41 Countries Outside the United States*.
- Van der Bergh, J. C. J. M. (2007). Evolutionary Thinking in Environmental Economics. *Journal of Evolutionary Economics*, 17(5), 521-549.

Bibliographie

- Van Dijk, A., Beurskens, L.W.M., & Boots, M.G. (2003). *Renewable Energy Policies and Market Developments* (REMAC 2000 project).
- Verbruggen, A. (2009). Performance evaluation of renewable energy support policies, applied on Flanders' tradable certificates system. *Energy Policy*, 37(4), 1385-1394.
- Verbruggen, A., Fishedick, M., Moomaw, W., Weir, T., Nadaï, A., Nilsson, L. J., et al. (2010). Renewable energy costs, potentials, barriers: Conceptual issues. *Energy Policy*, 38(2), 850-861.
- Verbruggen, A., & Lauber, V. (2012). Assessing the performance of renewable electricity support instruments. *Energy Policy*, 45, 635-644.
- Verde, S. F., & Paziienza, M. G. (2013). Cost recovery of RES-E support in Italy: A new case for a carbon tax (*EUI Working Paper RSCAS 2013/72*). Robert Schuman Centre for Advanced Studies Climate Policy Research Unit.
- Vergara, W., Alatorre, C., & Alves, L. (2013). Repensemos nuestro futuro energético. Un documento de discusión sobre energía renovable para el Foro Regional 3GFLAC (*Discussion Paper No. IDB-DP-292*). Inter-American Development Bank.
[https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/5744/Repensemos_nuestro_futuro_energico%20\(3\).pdf?sequence=4](https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/5744/Repensemos_nuestro_futuro_energico%20(3).pdf?sequence=4) [consulté le 22/03/2017]
- Verhaegen, K., Meeus, L., Delvaux, B., Belmans, R. Electricity produced from renewable energy sources—What target are we aiming for?, *Energy Policy*, Volume 35, Issue 11, November 2007, Pages 5576-5584
- Villalonga, J. C. (2013). *Energías renovables : ¿Por qué debería ser prioritario cumplir el objetivo del 8% al 2016?* Fundación AVINA Argentina,.
- Voogt M.H., Uytterlinde M.A., de Noord M., Skytte K., Nielsen LH, Leonardi M, et al. (2001). *Effects of burden sharing and certificate trade on the renewable electricity market in Europe, REBUS Project.*
- Watts, D., Oses, N., & Pérez, R. (2016). Assessment of wind energy potential in Chile: A project-based regional wind supply function approach. *Renewable Energy*, 96(A), 738-755.
- Weitzman, M., & Weitzman, M. (1974). Prices vs. Quantities. *Review of Economic Studies*, 41(4), 477-491.
- Winkel T., Rathmann M., Ragwitz M., Steinhilber S., & Winkler J.. (2011). *Renewable energy policy country profiles* (Prepared within the Intelligent Energy Europe project).
- Woo, C. K., Horowitz, I., Moore, J., & Pacheco, A. (2011). The impact of wind generation on the electricity spot-market price level and variance: The Texas experience. *Energy Policy*, 39(7), 3939-3944.
- Zhang, L., & Wu, Y. (2012). Market segmentation and willingness to pay for green electricity among urban residents in China: The case of Jiangsu Province. *Energy Policy*, 51, 514-523.

Bibliographie

Annexes

Annexe A : Analyse statistique – chapitre III.

Liste des pays inclus dans l'étude.

1	Argentine	AR	26	République Tchèque	CZ
2	Brésil	BR	27	Danemark	DK
3	Bolivie	BO	28	Estonie	EE
4	Chili	CL	29	Finlande	FI
5	Colombie	CO	30	France	FR
6	Equateur	EC	31	Allemagne	DE
7	Paraguay	PY	32	Grèce	GR
8	Pérou	PE	33	Hongrie	HU
9	Uruguay	UY	34	Irlande	IE
10	Venezuela	VE	35	Italie	IT
11	Mexique	MX	36	Lituanie	LT
12	Nicaragua	NI	37	Luxembourg	LU
13	Rép. Dominicaine	DO	38	Lettonie	LV
14	Jamaïque	JM	39	Malte	M
15	Belize	BZ	40	Pays Bas	NL
16	Le Salvador	SV	41	Pologne	PL
17	Honduras	HN	42	Portugal	PT
18	Guatemala	GT	43	Roumanie	RO
19	Costa Rica	CR	44	Espagne	ES
20	Panama	PA	45	Suède	SE
21	Autriche	AT	46	Slovénie	SI
22	Belgique	BE	47	Slovaquie	SK
23	Bulgarie	BG	48	Ukraine	UK
24	Chypre	CY	49	Royaume Uni	GB
25	Croatie	HR	50	Russie	RU

Une première analyse de la corrélation entre les variables.

Nous avons réalisé une première analyse de corrélations simples entre notre variable dépendante et nos variables indépendantes. Les résultats sont synthétisés dans le tableau A.1. Les coefficients sont positifs et significatifs (p -valeur $< 0,05$) pour les variables Ex_pol, FIT, PIBh, crédit et Em_co2. La variable Crois-con présente un coefficient significatif mais négatif tout comme la variable Part_hyd. Cette première analyse ne montre pas par ailleurs une influence significative des autres variables analysées.

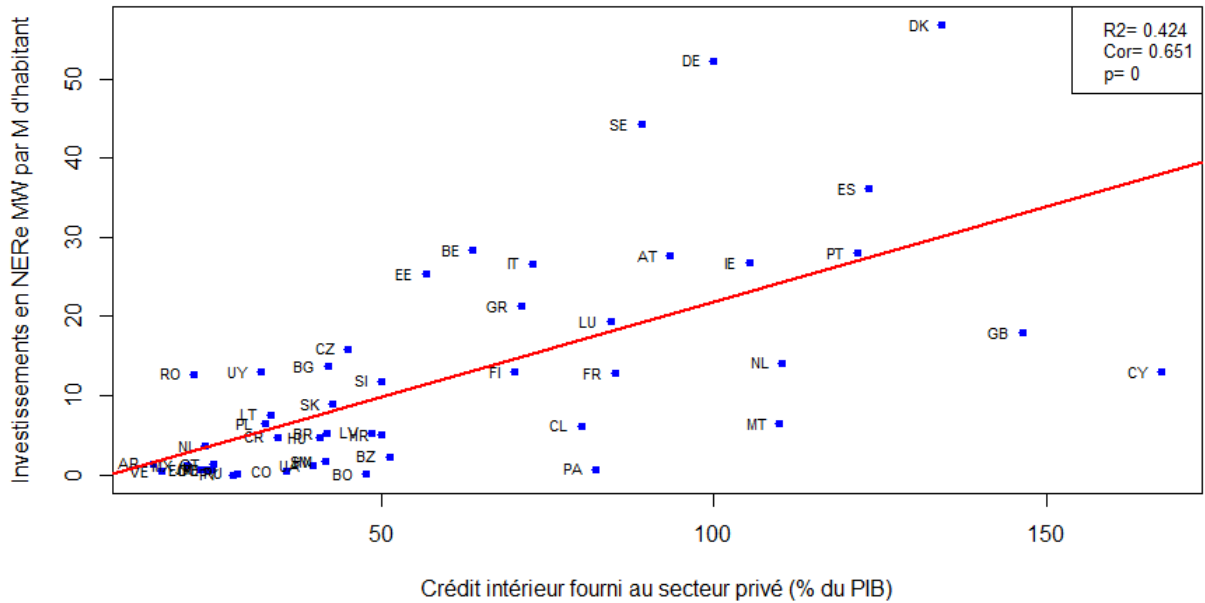
Tableau A. 1 Résultats de l'analyse des corrélations simples

Variable axe y : cap_ad (Investissement en ENRe MW par million d'habitants)				
Variable (axe x)	Coef.	p-valeur	Signif.	R²
Crois-con	-0,456	0,001	S	0,208
Part_nuc	0,197	0,170	NS	0,039
Part_hyd	-0,354	0,012	S	0,125
Part_fos	0,133	0,356	NS	0,018
Inde_en	-0,204	0,156	NS	0,042
Em_co2	0,535	<0,001	S	0,286
Charbon	0,193	0,18	NS	0,037
Gaz	-0,007	0,961	NS	0
PIBh	0,714	<0,001	S	0,510
Credit	0,651	<0,001	S	0,424
Ex_pol	0,652	<0,001	S	0,425
FIT	0,61	<0,001	S	0,373
CVN	0,222	0,121	NS	0,049
SEC	-0,026	0,856	NS	0,001
FISC	-0,154	0,287	NS	0,024

La figure A.1 ci-après présente la régression linéaire simple entre la variable crédit intérieur fourni au secteur privé en pourcentage du PIB et les nouvelles capacités installées en ENRe. Le coefficient de corrélation est positif (0,65) et le test associé est significatif ($p < 0,05$) ce qui nous montre que, en principe, les investissements dans ces nouvelles technologies progressent plus rapidement dans les pays où le marché de crédit est bien développé. Ainsi, les pays ayant plus

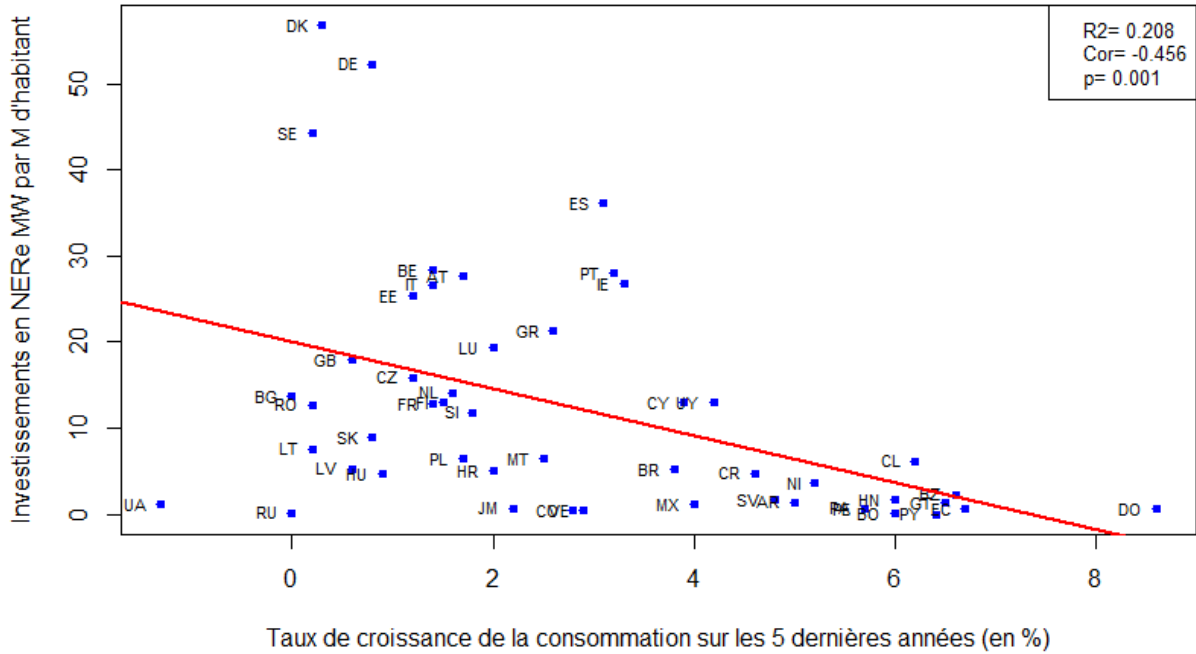
d'investissements en ENRe par habitant comme le Danemark, l'Allemagne ou l'Espagne comptent tous avec une disponibilité de crédit supérieure à 100% du PIB. Notons par ailleurs que ces corrélations ont été faites en prenant la valeur moyenne pour chaque pays.

Figure A.1 : Crédit intérieur fourni au secteur privé.



Contrairement à notre hypothèse initiale, une croissance forte de la demande semble avoir un effet négatif sur le déploiement des ENRe (figure A.2). D'une part, certains pays comme le Paraguay et la Bolivie où le taux de croissance moyen de la consommation sur les 20 dernières années est très élevé (autour de 6%) ont choisi d'autres sources de production d'électricité : l'hydroélectricité pour le premier et le gaz pour le deuxième, en profitant des ressources bon marché dont ils disposent. D'autre part, des pays ayant mis en place des programmes ambitieux pour le déploiement des ENRe ont également encouragé les politiques d'efficacité énergétique. Ainsi, la Suède ou le Danemark présentent une demande en électricité stable (le taux de croissance étant presque 0 sur la période) ce qui ne les a pas empêché d'investir fortement dans les ENRe. Cela montre un vrai processus de transition dans le secteur électrique de ces pays. Le cas de l'Ukraine (en bas à gauche) est bien différent : les longues années de récession et la désindustrialisation de son économie ont fait baisser la demande en électricité et parallèlement les investissements dans les ENRe n'ont pas pu décoller dans la période analysée.

Figure A.2 : Croissance de la de consommation d'électricité



En ce qui concerne les variables de politiques cette première analyse suggère l'existence d'une influence positive et significative des politiques de promotion (Variable. Ex_pol). Cependant, si on regarde chaque instrument séparément, seulement le FIT montre un effet statistiquement significatif (figures A.3 et A.4 ci-après). La valeur 1 dans l'axe des abscisses indique que le pays avait une politique en vigueur pendant toute la période analysée, la valeur 0 indiquant le contraire. Il existe pourtant d'autres techniques statistiques plus pertinentes pour tester l'influence de variables binaires, notamment un t-test que nous présentons ci-après.

Figure A.3 : L'existence de politiques de promotion

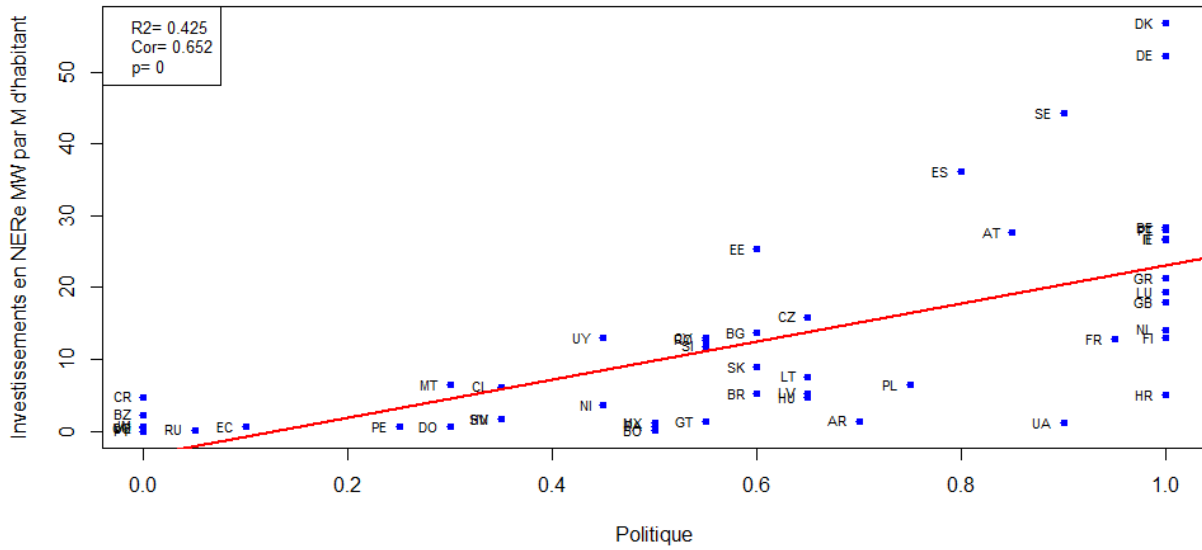
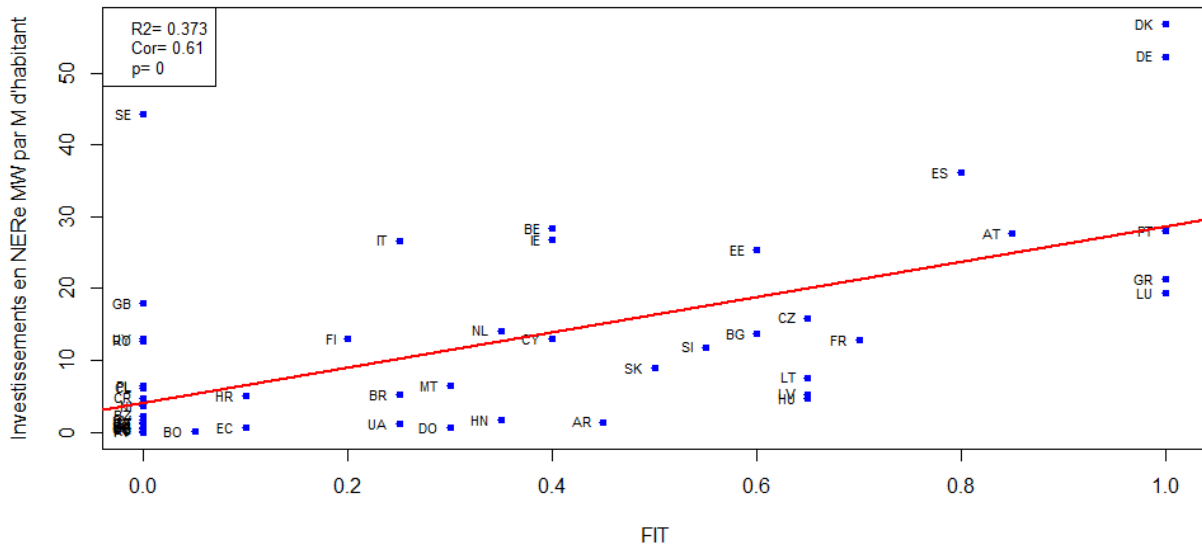


Figure A.4 : L'existence de politiques de FIT



Annexes

TABLEAU A. 2 MATRICE DE CORRELATION ENTRE LES COEFFICIENTS DE REGRESSION

	cap_ad	ex_pol	fit	cvn	sec	fisc	crois_~n	part_nuc	part_hyd	inde_en	em_co2	charbon	gaz	pibh	credit
cap_ad	1.0000														
ex_pol	0.3691	1.0000													
fit	0.3612	0.5942	1.0000												
cvn	0.1981	0.2722	0.174	1.0000											
sec	0.0179	0.2327	0.173	-0.0908	1.0000										
fisc	-0.0940	0.2722	0.233	-0.1062	-0.0908	1.0000									
crois_con	-0.2458	-0.2179	0.196	-0.1461	0.0177	0.0554	1.0000								
part_nuc	0.0807	0.2218	0.168	0.1222	0.0014	-0.0456	-0.3355	1.0000							
part_hyd	-0.2065	-0.3637	0.284	-0.1767	-0.0498	0.0449	0.2863	-0.3644	1.0000						
inde_en	-0.1047	-0.1505	0.264	0.0347	0.0834	0.0460	0.0088	-0.0498	0.2295	1.0000					
em_co2	0.2652	0.3922	0.391	0.1168	-0.0212	-0.0584	-0.3434	0.2143	-0.5168	-0.2088	1.0000				
charbon	0.1193	0.0902	0.188	-0.0001	-0.0706	-0.1075	-0.1912	0.0528	-0.3301	0.1490	0.4133	1.0000			
gaz	-0.0228	0.0504	0.071	0.0912	0.0818	0.0354	-0.1314	-0.0627	-0.1841	0.4107	0.2644	-0.0500	1.0000		
pibh	0.4373	0.5045	0.418	0.1845	0.0524	-0.0151	-0.2540	0.1708	-0.3127	-0.2943	0.7418	-0.0557	0.1406	1.0000	
credit	0.4028	0.4390	0.388	0.1736	0.0093	-0.0261	-0.1618	0.0290	-0.2991	-0.2982	0.3970	-0.0328	0.1044	0.6185	1.0000

Annexe B : Principaux résultats des modèles de PANEL

(Sorties de STATA)

1. Modèle générique PCSE psar1

xtpcse cap_ad fit cvn sec fisc crois_con part_nuc part_hyd inde_en em_co2 charbon gaz pibh credit i.id,
correlation(psar1)

Prais-Winsten regression, correlated panels corrected standard errors (PCSEs)

Group variable:	id	Number of obs	=	1,000	
Time variable:	annee	Number of groups	=	50	
Panels:	correlated (balanced)	Obs per group:			
Autocorrelation:	panel-specific AR(1)	min	=	20	
		avg	=	20	
		max	=	20	
Estimated covariances	=	1275	R-squared	=	0.3501
Estimated autocorrelations	=	50	Wald chi2 (52)	=	87809.87
Estimated coefficients	=	63	Prob > chi2	=	0.0000

cap_ad	Panel-corrected					[95% Conf. Interval]	
	Coef.	Std. Err.	z	P> z			
fit	7.406648	3.155428	2.35	0.019	1.222123	13.59117	
cvn	12.6803	5.276244	2.40	0.016	2.339051	23.02155	
sec	5.925826	3.641021	1.63	0.104	-1.210444	13.0621	
fisc	3.643067	2.979547	1.22	0.221	-2.196738	9.482873	
crois_con	-.4929485	.2227255	-2.21	0.027	-.9294825	-.0564144	
part_nuc	-.3199171	.1072111	-2.98	0.003	-.5300469	-.1097873	
part_hyd	.000755	.0851189	0.01	0.993	-.166075	.167585	
inde_en	.5119596	.1953869	2.62	0.009	.1290084	.8949108	
em_co2	-2.760519	1.684633	-1.64	0.101	-6.062339	.5413006	
charbon	7.123729	2.566818	2.78	0.006	2.092858	12.1546	
gaz	-.0161993	.0080915	-2.00	0.045	-.0320583	-.0003402	
pibh	1.404124	.4095578	3.43	0.001	.6014051	2.206842	
credit	.0654019	.0683891	0.96	0.339	-.0686382	.1994421	

2. Modèle générique PCSE sans correction, avec variables retardées

xtpcse cap_ad fit cvn sec fisc l1fit l1cvn l1sec l1fisc l2fit l2cvn l2sec l2fisc l3fit l3cvn l3sec l3fisc crois_con
part_nuc part_hyd inde_en em_co2 charbon gaz pibh credit i.id

Linear regression, correlated panels corrected standard errors (PCSEs)

```

Group variable:   id                Number of obs   =       850
Time variable:   annee              Number of groups =        50
Panels:          correlated (balanced)  Obs per group:
Autocorrelation: no autocorrelation      min =         17
                                           avg =         17
                                           max =         17

Estimated covariances   =       1275      R-squared       =       0.5082
Estimated autocorrelations =         0      Wald chi2(41)   =       656.18
Estimated coefficients   =         75      Prob > chi2     =       0.0000

```

cap_ad	Panel-corrected					[95% Conf. Interval]	
	Coef.	Std. Err.	z	P> z			
fit	1.349667	3.922915	0.34	0.731	-6.339106	9.038439	
cvn	4.413098	7.74399	0.57	0.569	-10.76484	19.59104	
sec	8.353987	5.84844	1.43	0.153	-3.108745	19.81672	
fisc	5.196181	3.698662	1.40	0.160	-2.053063	12.44543	
l1fit	3.823287	4.835265	0.79	0.429	-5.653659	13.30023	
l1cvn	2.383438	9.815146	0.24	0.808	-16.85389	21.62077	
l1sec	2.270242	7.865857	0.29	0.773	-13.14655	17.68704	
l1fisc	-2.456769	4.56407	-0.54	0.590	-11.40218	6.488644	
l2fit	-4.657086	4.909934	-0.95	0.343	-14.28038	4.966207	
l2cvn	-5.492611	9.353237	-0.59	0.557	-23.82462	12.8394	
l2sec	-15.42255	7.506096	-2.05	0.040	-30.13422	-7.108697	
l2fisc	-3.590461	4.770581	-0.75	0.452	-12.94063	5.759706	
l3fit	11.26645	4.199859	2.68	0.007	3.034878	19.49802	
l3cvn	22.29464	7.357356	3.03	0.002	7.874492	36.7148	
l3sec	17.21674	5.125632	3.36	0.001	7.170688	27.2628	
l3fisc	3.380954	3.97245	0.85	0.395	-4.404904	11.16681	
crois_con	-.7960513	.2596712	-3.07	0.002	-1.304998	-.2871051	
part_nuc	-.4705124	.0949456	-4.96	0.000	-.6566023	-.2844224	
part_hyd	-.2043665	.1011638	-2.02	0.043	-.4026439	-.0060892	
inde_en	.3686988	.1339272	2.75	0.006	.1062064	.6311912	
em_co2	-6.323697	1.838743	-3.44	0.001	-9.927567	-2.719827	
charbon	7.582091	2.83994	2.67	0.008	2.015912	13.14827	
gaz	-.0158095	.005712	-2.77	0.006	-.0270049	-.0046141	
pibh	1.791854	.5719571	3.13	0.002	.6708384	2.912869	
credit	-.0113009	.0559055	-0.20	0.840	-.1208738	.0982719	

Annexes

3. Modèle générique PCSE psar1, avec variables retardées

```
. xtpcse cap_ad fit cvn sec fisc l1fit l1cvn l1sec l1fisc l2fit l2cvn l2sec l2fisc l3fit l3cvn l3sec l3fisc
crois_con part_nuc part_hyd inde_en em_co2 charbon gaz pibh credit i.id, correlation(psar1)
```

Prais-Winsten regression, correlated panels corrected standard errors (PCSEs)

```
Group variable:   id                Number of obs   =       850
Time variable:   annee              Number of groups =        50
Panels:          correlated (balanced)  Obs per group:
Autocorrelation: panel-specific AR(1)           min =       17
                                                    avg =       17
                                                    max =       17

Estimated covariances   =       1275      R-squared        =       0.4296
Estimated autocorrelations =        50      Wald chi2(58)    =      47489.61
Estimated coefficients   =        75      Prob > chi2      =       0.0000
```

cap_ad	Panel-corrected					
	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]	
fit	1.202746	3.833393	0.31	0.754	-6.311618	8.717111
cvn	5.90325	6.405684	0.92	0.357	-6.65166	18.45816
sec	6.825621	5.313584	1.28	0.199	-3.588811	17.24005
fisc	4.822818	3.402915	1.42	0.156	-1.846772	11.49241
l1fit	3.572438	4.066434	0.88	0.380	-4.397627	11.5425
l1cvn	4.435058	7.031065	0.63	0.528	-9.345575	18.21569
l1sec	3.787496	6.402859	0.59	0.554	-8.761877	16.33687
l1fisc	-3.520468	3.602813	-0.98	0.328	-10.58185	3.540917
l2fit	-1.689056	4.165884	-0.41	0.685	-9.854039	6.475927
l2cvn	.7498887	6.577351	0.11	0.909	-12.14148	13.64126
l2sec	-13.4545	6.044685	-2.23	0.026	-25.30187	-1.607137
l2fisc	-2.673068	3.898558	-0.69	0.493	-10.3141	4.967964
l3fit	10.74999	4.105292	2.62	0.009	2.70376	18.79621
l3cvn	11.8979	6.11149	1.95	0.052	-.0803975	23.8762
l3sec	10.45397	4.390717	2.38	0.017	1.848318	19.05961
l3fisc	-1.140925	3.830224	-0.30	0.766	-8.648026	6.366176
crois_con	-.8646807	.2852729	-3.03	0.002	-1.423805	-.305556
part_nuc	-.344446	.1151374	-2.99	0.003	-.5701111	-.1187808
part_hyd	-.0215895	.1052767	-0.21	0.838	-.227928	.184749
inde_en	.579456	.2111	2.74	0.006	.1657077	.9932044
em_co2	-2.844888	1.824609	-1.56	0.119	-6.421056	.7312806
charbon	7.122859	2.572574	2.77	0.006	2.080707	12.16501
gaz	-.0200788	.0098834	-2.03	0.042	-.0394499	-.0007076
pibh	1.232015	.5896878	2.09	0.037	.0762481	2.387782
credit	.0261402	.0782544	0.33	0.738	-.1272356	.1795161

4. Modèle Europe PCSE sans correction

xtpcse cap_ad fit cvn sec fisc crois_con part_nuc part_hyd inde_en em_co2 charbon gaz pibh credit i.id

Linear regression, correlated panels corrected standard errors (PCSEs)

```

Group variable:   id                Number of obs   =       600
Time variable:   annee              Number of groups =       30
Panels:          correlated (balanced)  Obs per group:
Autocorrelation: no autocorrelation    min =       20
                                           avg =       20
                                           max =       20

Estimated covariances   =       465      R-squared       =       0.4464
Estimated autocorrelations =       0      Wald chi2(32)   =       7720.30
Estimated coefficients   =       43      Prob > chi2     =       0.0000

```

cap_ad	Panel-corrected					[95% Conf. Interval]	
	Coef.	Std. Err.	z	P> z			
fit	12.33478	3.371045	3.66	0.000	5.727652	18.94191	
cvn	22.0331	6.27526	3.51	0.000	9.733812	34.33238	
sec	11.48358	4.941975	2.32	0.020	1.797486	21.16967	
fisc	9.296904	5.666792	1.64	0.101	-1.809805	20.40361	
crois_con	-1.624266	.4000357	-4.06	0.000	-2.408321	-.8402101	
part_nuc	-.6314095	.1145754	-5.51	0.000	-.8559732	-.4068458	
part_hyd	-.6528484	.1943765	-3.36	0.001	-1.033819	-.2718774	
inde_en	.4033447	.1859082	2.17	0.030	.0389712	.7677181	
em_co2	-6.243236	1.728535	-3.61	0.000	-9.631101	-2.85537	
charbon	7.227403	2.66938	2.71	0.007	1.995515	12.45929	
gaz	-.0193215	.0070168	-2.75	0.006	-.0330741	-.0055688	
pibh	1.240214	.3883695	3.19	0.001	.4790241	2.001405	
credit	.0218753	.047627	0.46	0.646	-.071472	.1152226	

5. Modèle Europe PCSE psar1

xtpcse cap_ad fit cvn sec fisc crois_con part_nuc part_hyd inde_en em_co2 charbon gaz pibh credit i.id,
correlation(psar1)

Prais-Winsten regression, correlated panels corrected standard errors (PCSEs)

```

Group variable:   id                Number of obs   =       600
Time variable:   annee              Number of groups =       30
Panels:          correlated (balanced)  Obs per group:
Autocorrelation: panel-specific AR(1)           min =       20
                                                    avg =       20
                                                    max =       20

Estimated covariances   =       465      R-squared        =       0.3365
Estimated autocorrelations =       30      Wald chi2(42)    =       19266.11
Estimated coefficients   =       43      Prob > chi2      =       0.0000

```

cap_ad	Panel-corrected					[95% Conf. Interval]
	Coef.	Std. Err.	z	P> z		
fit	11.66781	4.42456	2.64	0.008	2.995835	20.33979
cvn	18.22607	6.580935	2.77	0.006	5.327678	31.12447
sec	8.766974	5.710781	1.54	0.125	-2.425951	19.9599
fisc	9.659427	6.103289	1.58	0.113	-2.3028	21.62165
crois_con	-1.506122	.5004204	-3.01	0.003	-2.486928	-.5253159
part_nuc	-.4285566	.1584607	-2.70	0.007	-.7391339	-.1179792
part_hyd	-.2580193	.1860483	-1.39	0.165	-.6226673	.1066288
inde_en	.6122959	.3154004	1.94	0.052	-.0058775	1.230469
em_co2	-2.453921	1.841106	-1.33	0.183	-6.062423	1.154581
charbon	6.614295	2.788744	2.37	0.018	1.148457	12.08013
gaz	-.0201937	.0102497	-1.97	0.049	-.0402827	-.0001046
pibh	1.011671	.4379844	2.31	0.021	.1532375	1.870105
credit	.0596955	.0696884	0.86	0.392	-.0768912	.1962823

6. Modèle Amérique Latine PCSE sans correction

xtpcse cap_ad fit cvn sec fisc crois_con part_nuc part_hyd inde_en em_co2 charbon gaz pibh credit i.id

Linear regression, correlated panels corrected standard errors (PCSEs)

```

Group variable:   id                Number of obs   =       400
Time variable:   annee              Number of groups =        20
Panels:          correlated (balanced)  Obs per group:
Autocorrelation: no autocorrelation           min =        20
                                                avg  =        20
                                                max  =        20

Estimated covariances   =       210      R-squared        =       0.3064
Estimated autocorrelations =         0      Wald chi2(32)    =      4277.28
Estimated coefficients   =       33      Prob > chi2     =       0.0000

```

cap_ad	Panel-corrected					[95% Conf. Interval]
	Coef.	Std. Err.	z	P> z		
fit	.9225529	1.094116	0.84	0.399	-1.221875	3.06698
cvn	6.276025	3.533021	1.78	0.076	-.6485684	13.20062
sec	6.778521	2.78787	2.43	0.015	1.314396	12.24265
fisc	-1.182648	.770265	-1.54	0.125	-2.69234	.3270432
crois_con	-.0631351	.0987228	-0.64	0.522	-.2566282	.1303581
part_nuc	1.123803	.5837862	1.93	0.054	-.0203974	2.268002
part_hyd	.0938926	.0649821	1.44	0.148	-.03347	.2212553
inde_en	.1994158	.1449642	1.38	0.169	-.0847089	.4835405
em_co2	-2.360923	1.736893	-1.36	0.174	-5.765171	1.043325
charbon	-2.007253	1.400775	-1.43	0.152	-4.752721	.7382159
gaz	.0001892	.0018625	0.10	0.919	-.0034612	.0038397
pibh	4.412378	1.052616	4.19	0.000	2.349289	6.475466
credit	-.0599756	.0796238	-0.75	0.451	-.2160354	.0960842

7. Modèle Amérique Latine PCSE psar1

xtpcse cap_ad fit cvn sec fisc crois_con part_nuc part_hyd inde_en em_co2 charbon gaz pibh credit i.id,
correlation(psar1)

Prais-Winsten regression, correlated panels corrected standard errors (PCSEs)

```

Group variable:   id                Number of obs   =       400
Time variable:   annee              Number of groups =        20
Panels:          correlated (balanced)  Obs per group:
Autocorrelation: panel-specific AR(1)           min =        20
                                                    avg =        20
                                                    max =        20

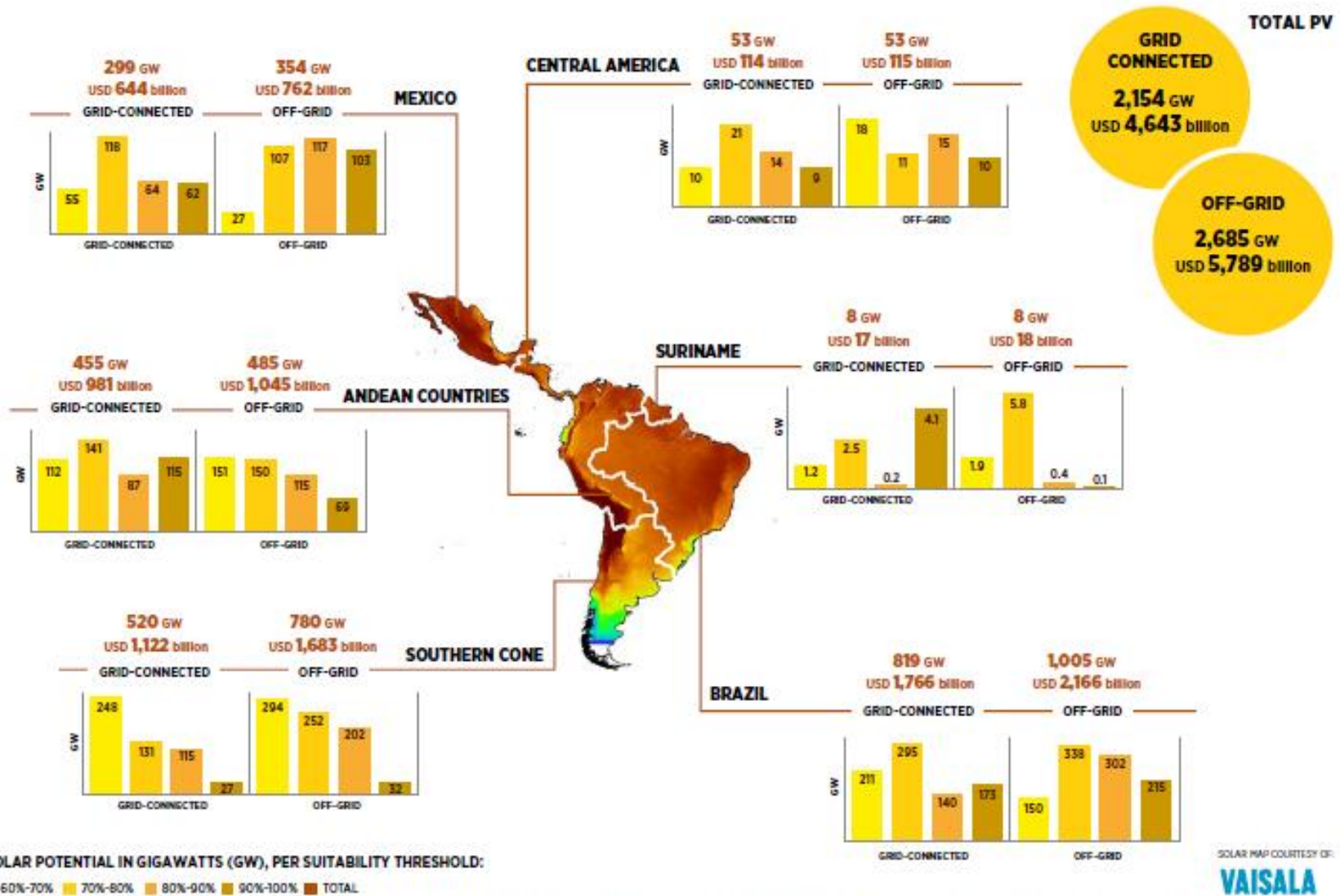
Estimated covariances   =       210           R-squared        =       0.2400
Estimated autocorrelations =       20           Wald chi2(32)    =       449.03
Estimated coefficients   =       33           Prob > chi2      =       0.0000

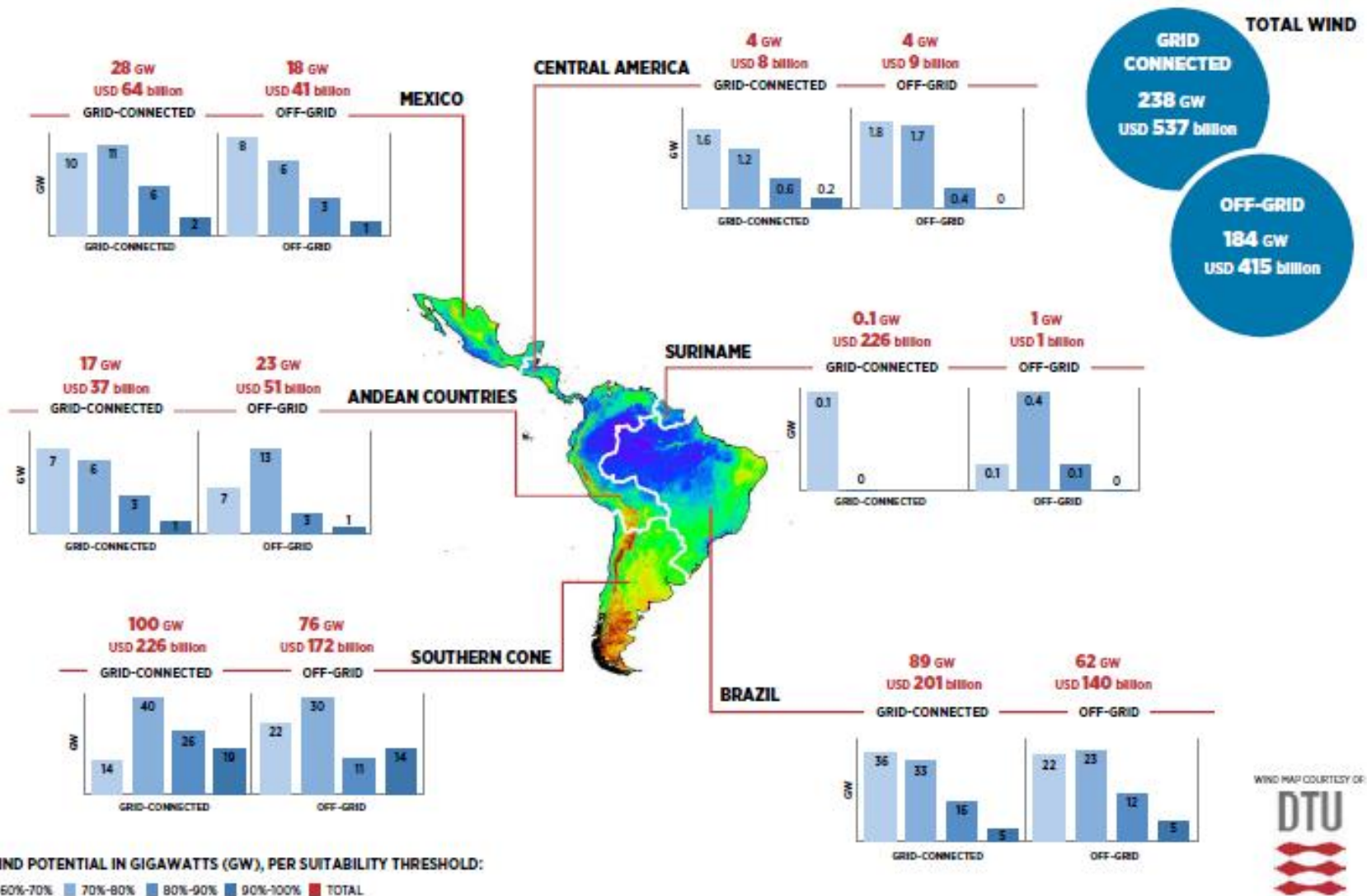
```

cap_ad	Panel-corrected					[95% Conf. Interval]
	Coef.	Std. Err.	z	P> z		
fit	1.147467	1.245082	0.92	0.357	-1.292849	3.587783
cvn	3.749738	2.977807	1.26	0.208	-2.086657	9.586132
sec	3.972031	2.79586	1.42	0.155	-1.507753	9.451815
fisc	-1.20933	1.024543	-1.18	0.238	-3.217397	.798738
crois_con	-.0462675	.0854732	-0.54	0.588	-.2137918	.1212568
part_nuc	-.1145988	.5013956	-0.23	0.819	-1.097316	.8681184
part_hyd	.1774765	.0697225	2.55	0.011	.040823	.31413
inde_en	.3148027	.1685043	1.87	0.062	-.0154597	.6450651
em_co2	-1.267248	1.740842	-0.73	0.467	-4.679235	2.144739
charbon	-3.227837	1.732833	-1.86	0.062	-6.624127	.1684524
gaz	.0008839	.0017368	0.51	0.611	-.00252	.0042879
pibh	4.452565	1.648462	2.70	0.007	1.221639	7.68349
credit	.0119113	.0959513	0.12	0.901	-.1761498	.1999723

Annexes

Annexe C : Potentiel technique estimé pour le solaire PV et l'éolien en AL





Source: IRENA (2016)

Annexe D : Questionnaire sur la diffusion des ENRe en Amérique Latine (En Espagnol).

Ce questionnaire a été créé via « Google Forms ». Une version en Portugais a été également élaborée pour le cas du Brésil. Il a été envoyé à différents acteurs du secteur des énergies renouvelables en Argentine et au Brésil (développeurs de projets, régulateurs, membres d'ONG, chercheurs, entre autres). Hélas, le faible nombre de réponses reçues nous a empêché de faire un traitement statistique des données. Nous avons seulement pu intégrer certaines réflexions qualitatives dans nos analyses (dans les sections 2 et 3 du chapitre V).

BARRERAS PARA LA DIFUSION DE LAS NER EN EL SECTOR ELECTRICO DE AMÉRICA LATINA

El presente cuestionario se realiza en el marco de un trabajo de tesis doctoral en Ciencias Económicas en la universidad de Grenoble (Francia). En la misma se analiza la difusión de las tecnologías de *nuevas energías renovables* en el sector eléctrico de tres países de América Latina: Argentina, Brasil y Chile. Se enfatiza a su vez en la evaluación de diferentes instrumentos de políticas públicas para la promoción de dichas tecnologías.

La información que aquí se requiere será utilizada con fines exclusivamente académicos y en ningún caso serán revelados datos particulares de una empresa, persona o asociación. Ante cualquier duda sobre el contenido del cuestionario o sobre la tesis misma, por favor escribir a:

german-ariel.bersalli@upmf-grenoble.fr

1- Datos del encuestado.

Empresa/institución	
Dirección	
Ciudad	
País	
Persona de contacto	
Función en la empresa	
E-mail	
Teléfono (opcional)	

2- Actividad

Por favor indique su principal actividad dentro del sector eléctrico

Actividad	
Generación de electricidad	
Suministro de electricidad	
Asociación de productores	
Asociación de consumidores	
Industrias relacionadas	
Desarrollo de proyectos	
Financiación de proyectos	
Agencias de regulación	
Investigación y/o docencia	
Otra (especificar):	

3- Tipo de energía renovable

Por favor indique con que tipo(s) de energía(s) renovables(s) trabaja/investiga

Tipo de EnR	
Eólica onshore	
Eólica offshore	
Pequeñas centrales hidroeléctricas	
Solar termal	
Solar fotovoltaica	
Biomasa*	
Geotérmica	
Energías marinas	
Otras (especificar):	

* Si su actividad se relaciona con la biomasa, por favor especifique el tipo (residuos de la agricultura, residuos forestales, desechos urbanos, cultivos energéticos, etc.): _____

4- Barreras

Por favor especifique las principales barreras que dificultan la difusión a gran escala de las tecnologías renovables relacionadas con su actividad. Usted puede ponderar cada barrera según una escala entre 0 (inexistencia de barrera o barrera superada) y 5 (barrera muy alta).

a. Barreras técnicas	Grado (0-5)
1. Falta de estándares y certificaciones	
2. Falta de personal calificado (en cualquiera de las etapas: I&D, instalación, etc)	
3. Falta de servicios de operación y de mantenimiento	
4. Limitaciones de la infraestructura de electricidad (Ej. Líneas de transporte insuficientes)	
5. Inseguridad en el suministro debido a la intermitencia	
6. Otras (especificar):	
Comentarios:	
b. Barreras económico-financieras	Grado (0-5)
1. Altos costos de la tecnología (costos totales de generación superiores a otras fuentes)	
2. Inestabilidad de los precios en el mercado <i>spot</i>	
3. Altos costos de capital (tasas de financiación bancaria o de otras fuentes de capital)	
4. Inexistencia o insuficiencia de financiación (requerimiento de garantías elevadas)	
5. Ambiente macroeconómico inestable (inflación, oscilaciones en el tipo de cambio, etc)	
6. Otras (especificar):	
Comentarios:	
c. Barreras de mercado	Grado (0-5)
1. Mercado de la energía altamente controlado por el Estado	
2. Restricciones para acceder a la tecnología (ej. barreras a la importación)	
3. Falta de competencia en el mercado (existencia de monopolios u oligopolios)	

4. Altos costos de transacción (contratos, autorizaciones y similares)	
5. Altos costos de inversión inicial respecto a las energías convencionales	
6. Subsidios u otros beneficios a favor de las energías convencionales	
7. Otras (especificar):	
Comentarios:	
d. Barreras institucionales	Grado (0-5)
1. Falta de un marco legal/regulatorio adecuado	
2. Problemas en la implementación de los incentivos financieros (burocracia, corrupción...)	
3. Inestabilidad de la política energética	
4. Falta de participación de los actores interesados en la toma de decisiones	
5. Falta de cultura de I&D (falta de Instalaciones, falta de apreciación de la I + D, etc)	
6. Falta de organizaciones profesionales y/o de consumidores eficaces	
7. Dificultad para obtener las distintas autorizaciones para construir	
8. Otras (especificar):	
Comentarios:	
e. Barreras Sociales	Grado (0-5)
1. Oposición al desarrollo de proyectos por parte de la población local	
2. Falta de información y de sensibilización respecto de las EnR	
3. Conflictos de interés (grupos de presión contra las EnR)	
4. Otras (especificar):	
Comentarios:	

5- Políticas de promoción

En los últimos años la mayor parte de los países en América Latina comenzaron a aplicar distintas políticas de promoción de las energías renovables. A través, por ejemplo, de sistemas de cuotas obligatorias, tarifas garantizadas por contratos de 15 o más años, facilidades impositivas, acceso a financiamiento, entre otras.

Por favor describir en el siguiente cuadro las principales políticas de promoción que están siendo aplicadas en su país y para los tipos de energía renovable con lo que trabaja, haciendo énfasis en los impactos reales de dichas políticas (efectividad). Lo invitamos también a sugerir mejoras para las mismas.

Política de promoción s/tipo de energías	Principales impactos / sugerencias de mejoras
Generales:	
Eólica:	
Solar fotovoltaica:	

Solar térmica:	
Geotérmica:	
Biomasa:	

6- Evolución de los costos de las energías renovables

¿Conoce usted los costos totales de generación de electricidad a partir de la/s fuente/s con las que usted trabaja, en comparación con otras fuentes de generación disponibles? ¿Dispone de una estimación respecto de la evolución de dichos costos en 2020 y 2030?

Tipo de EnR	2010	2020	2030
Eólica onshore – Costo total de inversión por Kwh*			
LCOE**			
Eólica onshore – Costo total de inversión por Kwh			
LCOE			
PCH – Costo total de inversión por Kwh			
LCOE			
Solar termal – Costo total de inversión por Kwh			
LCOE			
Solar fotovoltaica – Costo total de inversión por Kwh			
LCOE			
Biomasa – Costo total de inversión por Kwh			
LCOE			
Geotermal – Costo total de inversión por Kwh			
LCOE			
Energías marinas**– Costo total de inversión por Kwh			
LCOE			
Centrales a gas – Costo total de inversión por Kwh			
LCOE			
Centrales de carbón – Costo total de inversión por Kwh			
LCOE			
Centrales nucleares – Costo total de inversión por Kwh			
LCOE			
Represas hidroeléctricas – Costo total de inversión por Kwh			
LCOE			
Otra (especificar) – Costo total de inversión por Kwh			
LCOE			

*Costo total de la inversión inicial hasta el momento de puesta en funcionamiento de la planta; indicar la moneda (dólares, pesos, etc.)

** LCOE (Levelized Cost of Energy): costo total de generación por Kwh; se calcula a partir de la suma de (costo de inversión + costos de operación y de mantenimiento) actualizados, dividido por la producción eléctrica estimada de toda la vida útil del proyecto (en kwh); tasa de descuento de 8% anual.

Annexe E : Guide d'entretien sur les barrières à la diffusion des ENRe en Argentine (en Espagnol)

GUÍA DE ENTREVISTAS sobre:

“BARRERA PARA LA DIFUSIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE NUEVAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SECTOR ELÉCTRICO ARGENTINO”

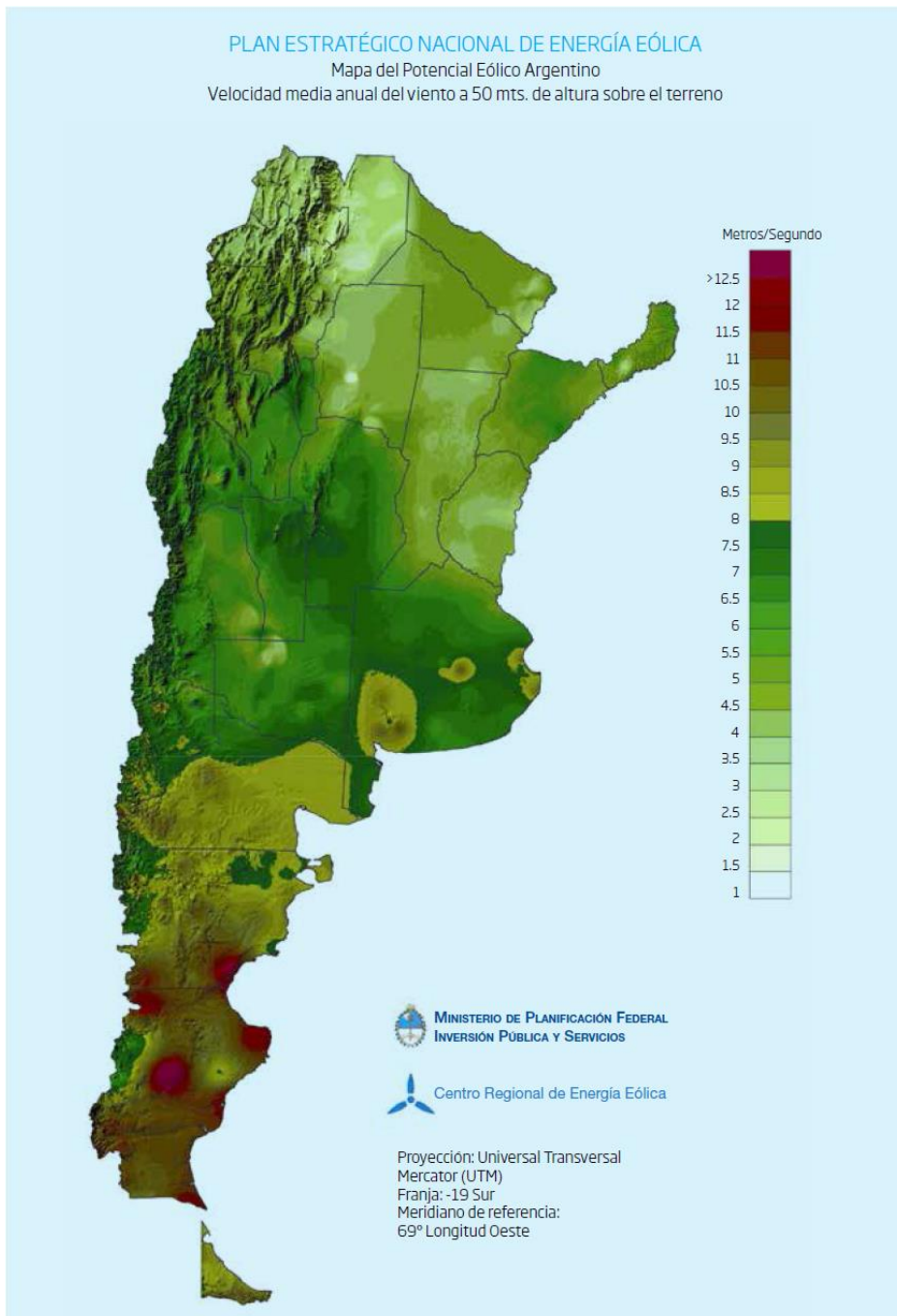
- 1) En Argentina se implementaron varias políticas de incentivos para el desarrollo de las NER (nuevas energías renovables), con leyes y reglamentaciones en 1998, en 2006, luego el plan GENREN y finalmente acaba de aprobarse una nueva ley (12/2015). Sin embargo, hasta el momento las inversiones en éstas nuevas tecnologías son muy escasas. A su criterio, ¿Cuáles son las principales barreras que impiden una mayor utilización del amplio potencial disponible? ¿Fue un problema de diseño de los instrumentos de promoción o bien hubo otras barreras (económicas, técnicas, institucionales) que dificultan la difusión de NER?
- 2) En Europa uno de los factores que ha dificultado el desarrollo de ciertas NER como la eólica es la oposición por parte de la población local de determinados sitios en donde pretendían instalarse. Es el caso de varios proyectos en Francia o en Gran Bretaña. En otros países como Dinamarca, los proyectos fueron mejor acogidos por la población local. ¿Cuál es la situación en Argentina respecto a la aceptación social de proyectos eólicos, solares, de biomasa o mini hidráulicos? Vinculado a dicha pregunta, ¿En Argentina han surgido *lobbies* anti o pro energías renovables en las últimas décadas?
- 3) ¿Se dispone de datos precisos sobre el costo total de la electricidad producida a partir de diferentes fuentes renovables y su evolución con respecto al costo de las fuentes fósiles?
- 4) En caso de que se produzca un aumento considerable en las inversiones en nuevas capacidades de producción de NER ¿Ello supondría la necesidad de ampliar y reforzar de manera importante las redes de transmisión en diferentes regiones del país afín de evitar posibles cuellos de botella?
- 5) ¿Existe actualmente en Argentina una masa crítica suficiente en lo que respecta a la I&D en el área de las energías renovables?
- 6) ¿Se cuenta con el personal técnico y profesional necesario en el área de las NER?
- 7) Argentina es un país que cuenta con una importante tradición en petrolera y gasífera. La producción nacional de hidrocarburos, principalmente a través de YPF, está fuertemente vinculada a la idea de desarrollo económico. ¿Dicha tradición en Argentina, puede tener una influencia negativa en lo que respecta al desarrollo de las NER? ¿Las empresas tradicionales del sector energético están preparadas para invertir en NER?

- 8) ¿La existencia de tarifas reguladas y altamente subsidiadas tiene un efecto real sobre el desarrollo de las energías renovables?
- 9) Desde su punto de vista, ¿la sociedad argentina se encuentra preparada para desarrollar una cultura de desarrollo sustentable!? ¿Existe un verdadero apoyo social que respalde o impulse a los gobiernos en la formulación de este tipo de políticas que pueden implicar, entre otros aspectos, la austeridad en el consumo de energía y por lo tanto un cambio cultural en la forma de organización de la sociedad?

Personnes interviewées :

- Ing. Carlos Felix Badano, développeur de projets. Date : 30/11/2015
- Ing. Mariela Beljansky, professeur et consultant dans le domaine de l'énergie. Date : 04/12/2015
- Dr. Carina Guzowski, enseignant/chercheur à l'université Nacional del Sur (Bahía Blanca, Argentina). Date : 29/12/2015.

Annexe F : Carte du potentiel éolien de l'Argentine.



Source : *Ministerio de Planificación Federal*

Annexe G : Les hydrocarbures non conventionnels en Argentine : mirage ou vraie solution?

L'existence d'une grande quantité de ressources pétrolières et gazières non conventionnelles en Argentine, principalement dans la formation *Vaca Muerta*, attire l'attention des analystes et des investisseurs depuis quelques années. En effet, dans son dernier rapport, l'EIA des Etats Unis (US Energy Information Administration, 2013) a classé le pays à la quatrième place mondiale pour l'huile de schiste et à la deuxième place pour le gaz, devant l'Algérie et les Etats Unis (voir tableau H.1).

Selon sa dernière étude, l'EIA souligne que l'Argentine posséderait 802 Tcf (*trillion cubic feet*) de ressources non prouvées techniquement récupérables en gaz naturel (soit 21 654 milliards de m³) et 27 milliards de barils de pétrole (soit 4 293 millions de m³). Les ressources non conventionnelles représenteraient respectivement 67 et 11 fois les réserves prouvées actuelles d'hydrocarbures conventionnels estimées à 323 milliards de m³ de gaz naturel et 394 millions de m³ de pétrole en décembre 2011, selon le ministère de l'Énergie argentin (Di Sbroiavacca, N., 2016). Ces ressources non-conventionnelles présentent également un intérêt majeur pour le gouvernement qui y voit un moyen pour résoudre le problème d'approvisionnement à moyen terme. Dans ce contexte, plusieurs questions émergent sur la viabilité économique, sociale et environnementale de l'exploitation de ces ressources durant les décennies à venir.

TABLEAU G 1 : LES DIX PREMIERS PAYS DISPOSANT DE RESSOURCES EN HUILE ET GAZ DE SCHISTE SELON L'EIA.

Classement	Pays	Mds de barils	Classement	Pays	Tcf
1	Russie	75	1	Chine	1115
2	Etats Unis	58	2	Argentine	802
3	Chine	32	3	Algérie	707
4	Argentine	27	4	Etats Unis	665
5	Labie	26	5	Canada	573
6	Venezuela	13	6	Mexique	545
7	Mexique	13	7	Australie	437
8	Pakistan	9	8	Afrique du Sud	390
9	Canada	9	9	Russie	285
10	Indonésie	8	10	Brésil	245
	Monde	345		Monde	7299

Source : "Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale formations in 41 Countries Outside the United States", US Energy Information Administration (2013).

Ces hydrocarbures sont répartis dans différentes régions du pays : les bassins de *San Jorge* et d'*Austral-Magallanes* dans le sud de la Patagonie, le bassin *Chaco-Paraná* dans la région

humide du nord-est et le bassin de *Neuquén*, au pied des Andes. Dans ce dernier se trouve la prometteuse formation *Vaca Muerta* dont l'exploitation a commencé en 2010 par l'entreprise renationalisée YPF en partenariat avec la compagnie américaine Chevron. Cette formation est située dans une zone traditionnellement pétrolière ce qui facilite son exploitation, contrairement à d'autres zones comme le Chaco où les contraintes environnementales sont beaucoup plus importantes -notamment la présence de l'aquifère Guarani, le troisième réservoir d'eau souterraine mondial-. Les géologues considèrent que le bassin de *Vaca Muerta* est idéal en termes de porosité et de perméabilité et ils l'assimilent au bassin *Eagle Ford* dans le sud du Texas, qui a été le champ de schiste avec la croissance la plus rapide aux États-Unis (Newbery, 2014).

Il importe de souligner cependant que les chiffres concernant les « réserves » comportent un degré d'incertitude élevé et que l'exploitation de celles-ci requiert des investissements très significatifs : entre 10 et 12 milliards de dollars par an en exploration et production de gaz et de pétrole selon l'estimation de (Newbery, 2014). Avec les marchés internationaux pratiquement fermés et une épargne intérieure insuffisante, le pays ne parviendra pas à exploiter rapidement ces ressources. Par ailleurs, les possibles impacts environnementaux sont significatifs et surtout peu connus¹³³.

A ce sujet, Di Sbroiavacca (2016) signale « *Bien que le volume des ressources non prouvées en gaz de schiste enfouies semble être sensiblement supérieur à celui des réserves prouvées de gaz que possède actuellement le pays, la marge d'erreur que présentent des variables aussi significatives que le facteur de succès et le facteur de récupération, entre autres, pourrait contredire l'affirmation ancrée aujourd'hui dans l'opinion publique selon laquelle le volume de gaz de schiste est tel qu'il permettrait à l'Argentine de devenir une superpuissance gazière. En réalité, l'Argentine ne s'est que très récemment engagée sur la voie de l'exploitation du gaz de schiste et se trouve donc au début de la courbe d'apprentissage. Un investissement plus fort dans ce domaine permettra d'obtenir des informations spécifiques sur le profil des taux de récupération, sur les niveaux de production des puits en début d'exploitation, sur les taux de déclin des puits, sur les impacts environnementaux et leur mitigation, de même que sur les réserves et les quantités maximales pouvant encore être extraites des puits* ».

¹³³ En ce qui concerne les produits chimiques injectés, les entreprises ne dévoilent pas la composition, alléguant que c'est un secret commercial, mais on suppose qu'il est question d'environ 500 substances chimiques : 17 substances toxiques pour les organismes aquatiques, 38 toxiques aiguës, 8 reconnues cancérogènes. En général, il s'agit d'oxydants, de biocides, d'aromatiques, de sulfure de carbone, de pyridines, etc Une grande quantité du fluide injecté retourne à la surface (entre 30 et 50 %). Celui qui reste dans le sous-sol peut migrer vers des nappes phréatiques et les polluer (Bravo, Victor, 2016).

TABLEAU G 2 RESERVES ET RESSOURCES EN PETROLE ET GAZ NATUREL (EN MILLIONS DE M3 EQUIVALENT PETROLE)

	Conventi- onnel	Non conventionnel	Sous-total	Conventi- onnel	Non conventionnel	Sous-total	Total
a)	393	4285	393	323	21659	323	716
b)	350		4635	1217		22876	27511
Total	743	4285	5028	1540	21659		28227
Total (%)	3	15	18	5	77	82	100

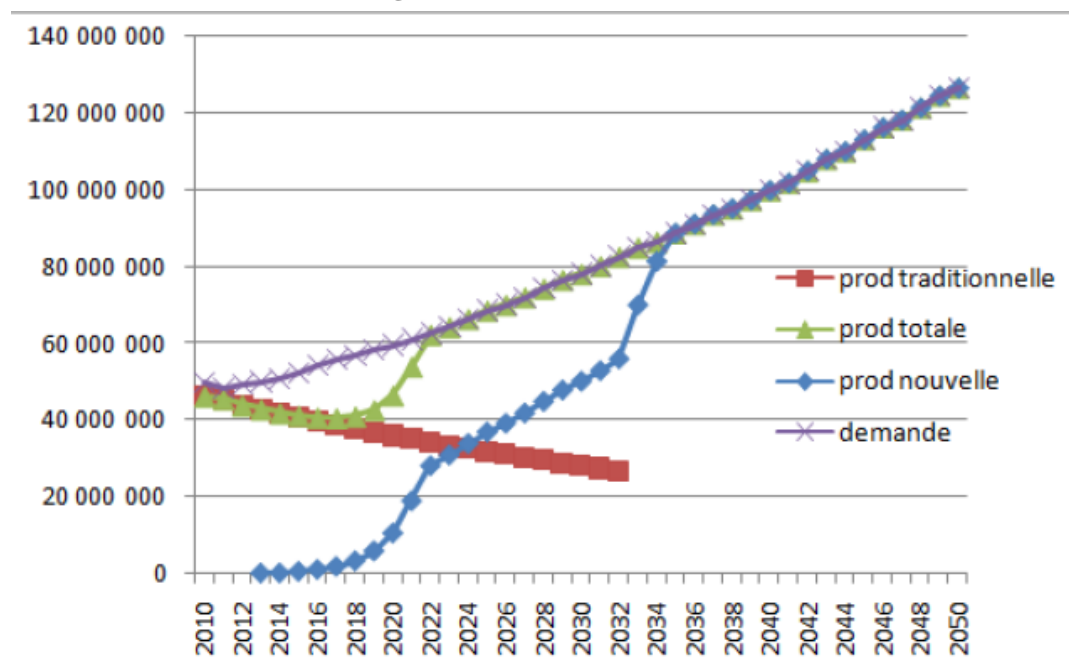
a) Réserves prouvées

b) Réserves probables, possibles et ressources potentielles.

Source : Di Sbroiavacca (2016)

Le tableau H.2 ci-dessus montre le potentiel élevé que possède le pays en ce qui concerne le gaz naturel étant donné que cet hydrocarbure représente 82 % des réserves et ressources potentielles. Or, 92 % des réserves et ressources seraient non conventionnelles (Di Sbroiavacca,2016). Toutefois, jusqu'à présent on connaît peu de choses sur la gestion de l'eau de fracturation et de l'eau de production, l'empreinte carbone, les aspects socioéconomiques, le taux de retour énergétique (EROI). Des études approfondies devraient être effectuées en amont d'une possible exploitation des ressources non-conventionnelles et un consensus politique serait nécessaire.

Figure G.1 : Offre et demande de gaz naturel : scénario d'autosuffisance (en milliers de m3)



Source : Di Sbroiavacca (2016)

La figure H.1 ci-avant montre quelques résultats d'un exercice de simulation réalisé par (Di Sbroiavacca, 2016). Il a construit un scénario d'autosuffisance pétrolière et gazière et analyse

donc le niveau d'exploitation de ses ressources nécessaire pour satisfaire la demande nationale projetée à l'horizon 2050.

Le scénario montre que, sur la période 2010-2050, il serait nécessaire d'ouvrir 57.000 puits de gaz et pétrole de schiste, ce que revient à 1.500 puits par an. Pour garantir une autosuffisance en gaz naturel, une production cumulée de 2.600 milliards de m³ serait nécessaire entre 2013 et 2050, soit 12 % des ressources non prouvées techniquement récupérables en gaz non conventionnel. L'investissement nécessaire s'élèverait en moyenne à 16 milliards de dollars par an, ce qui équivaut à tripler l'investissement dans l'*upstream* argentin enregistré les années précédentes (5,2 et 4,5 milliards de dollars ont respectivement été investis en 2011 et 2012, alloués au forage d'environ 1.000 puits par an). L'analyse de Sbroiavacca conclut que ce scénario constitue sans aucun doute un défi de taille, non seulement en raison des investissements nécessaires, mais également à cause de tous les besoins qu'il implique : les appareils de forage, le sable nécessaire aux fracturations, le matériel pour réaliser la fracturation hydraulique, la gestion de l'eau, le contrôle des impacts environnementaux, la réglementation et la formation de ressources humaines.

Les possibles impacts de l'exploitation de ces ressources -notamment avec la technique de fracturation hydraulique- sont multiples et graves : les risques pendant le forage, la pollution de l'eau, les risques chimiques liés aux additifs, la pollution de l'air, les tremblements de terre, les émissions de GES, l'occupation de terrains. En vue de ceci et dans la même ligne de Bravo (2016), le principe de précaution appelle à déclarer un moratoire à l'exploitation de gaz et du pétrole par la technique de la fracturation hydraulique, pendant le temps nécessaire pour que les spécialistes analysent en profondeur ces impacts. Ensuite, les résultats doivent être communiqués d'une façon transparente à la population en général et plus spécialement aux habitants des régions concernées qui devront décider sur la pertinence et les conditions d'exploitation.

Annexe H : La production d'électricité au Brésil : ressources, coûts et perspectives.

Dans cette annexe nous présentons un panorama du segment de production d'électricité en nous focalisant sur la disponibilité des ressources, leurs coûts et leurs perspectives de développement. Il émerge de cette analyse plusieurs particularités du secteur électrique brésilien qui facilitent la diffusion des NERe.

L'hydroélectricité

Le secteur brésilien de l'électricité est caractérisé par la place remarquable de grandes centrales hydroélectriques dotées de réservoirs hydrologiques pluriannuels. La capacité installée totale est de 86 GW, répartis entre 201 centrales. Étant donné que les ressources en eau proches des grands centres de consommation se sont épuisées, le pays a dû construire des centrales dans des zones éloignées dans le nord du pays. Cela a entraîné une expansion des réseaux et suppose d'ailleurs des pertes de transport et de distribution élevées (Corrêa da Silva et al., 2016)

Le Brésil dispose de la troisième plus grande source potentielle d'hydroélectricité du monde : environ 260 GW de potentiel économiquement utilisable (Ribeiro, 2007). Les premiers grands barrages du pays se sont développés dans les années 1950. Cette industrie a décollé dans les années 1970 et elle a pris une grande importance économique. A ce jour, le pays utilise seulement 33 % de son potentiel. Cependant la plupart du potentiel rémanent est situé dans la région amazonienne, notamment dans les bassins des fleuves Xingu, Tocantins, Tapajos et Madeiras. Cela induit deux problèmes d'importance pour son utilisation. Premièrement, les centrales seraient placées loin des principaux centres de consommation ce qui implique des infrastructures de transport significatives. Deuxièmement, les deux tiers du pays sont couverts par deux biomes d'un grand intérêt environnemental, l'Amazonie et le *Cerrado*, mais 70 % du potentiel hydroélectrique exploitable du Brésil est situé dans ces biomes (Tundisi et al., 2014). Selon les estimations de l'EPE, sur 126000 MW du potentiel disponible, 49000 MW correspondent soit à des zones protégées (y compris les parcs nationaux), soit à des terres autochtones (EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2007). Dans les régions Sud, Sud-est et Nord-est les grands projets hydroélectriques ont déjà été réalisés. Dans ces régions il reste seulement quelques sites pour des petits ou moyens barrages (Machado Neves, 2009).

L'hydroélectricité demeure largement la filière la plus importante dans le mix électrique brésilien, même si au cours des dernières années elle croît à un rythme plus lent que les énergies fossiles. En effet, les licences environnementales sont devenues de plus en plus sévères, surtout quand les projets supposent la déforestation. Malgré cela, le gouvernement avance avec des projets très significatifs : Belo Monte (qui aura une capacité installée de 11233 MW), São Luiz do Tapajós (8381 MW), Jirau (3750 MW) et Santo Antônio (3150 MW). Parmi les barrages plus importants qui sont en exploitation l'on trouve : Itaipu (14000 MW, soit 16,4% de l'énergie

consommée au Brésil), Tucuruí (8730 MW), Ilha Solteira (3444 MW), Xingó (3162 MW) et Paulo Afonso IV (2462 MW).

Un des exemples le plus éloquent des tensions suscitées autour de la construction de nouveaux grands barrages est celui de Belo Monte. Il s'agit d'un conflit qui n'est pas nouveau. En effet, ce projet remonte originellement au milieu des années 1970. Six barrages étaient prévus sur le fleuve Xingu, 1200 Km² de terres devaient ainsi être inondés dans l'Amazonie profonde et plusieurs tribus aborigènes auraient été concernées. En 1989, après une campagne mondiale supportée par des Indiens, des Eglises, des avocats et des artistes, le gouvernement de Brasilia recule. Les tracés de l'ouvrage ne comportent alors plus qu'une seule usine et la surface des terres inondées est réduite à 502 km². Après beaucoup de controverses le projet définitif a été approuvé en 2010 par le gouvernement de Lula da Silva. Belo Monte de 11233 MW sera le troisième barrage au rang mondial derrière les Trois Gorges en Chine (22720 MW) et Itaipu (Brésil-Paraguay, 14000 MW).

Les centrales hydroélectriques ont le coût de production d'électricité le plus bas. Le prix moyen de l'hydroélectricité par rapport aux dernières contrats issus des appels d'offres est de 34,45 US\$/MWh. L'électricité des centrales hydroélectriques dans la région amazonienne a été adjugée à : 25,77 US\$/ MWh pour *Santo Antônio*, (3,15GW), US\$ 23,32 pour *Jirau* (3,75GW), et 25,48 US\$ pour *Belo Monte* (11,23GW).

Plus récemment, les petites centrales hydroélectriques (PCH) sont devenues une alternative à l'utilisation de grands barrages, avec des impacts environnementaux minimaux. Beaucoup de ces PCH sont utilisées pour répondre aux besoins énergétiques des petits centres urbains et des zones rurales. En général, les PCH ont une capacité installée limitée à 30 MW et les terres inondées ne dépassent pas les 13 km². Toutefois, le coût de l'énergie d'environ 52 US\$/MWh est beaucoup plus élevé que celui d'une centrale hydroélectrique conventionnelle en raison du manque de réservoirs et de la possibilité de rester inactif pendant les périodes de sécheresse. Il existe 466 petites centrales hydroélectriques en exploitation, correspondant à une capacité installée d'environ 4,83 GW tandis que le potentiel disponible estimé est de 26 GW (Corrêa da Silva et al., 2016). Cependant, s'agissant d'une technologie mature, la compétitivité des PCH est compromise par la forte dynamique à la baisse du coût de l'éolien et du solaire PV.

Le nucléaire

Il existe actuellement deux centrales en fonctionnement (Angra 1 et Angra 2) avec une capacité totale de 2000 MW, situées au sud-ouest de Rio de Janeiro. La centrale Angra 3, qui est en construction, comptera pour une puissance de 1405 MW et la date de sa mise en service est prévue pour 2018.

Malgré le programme nucléaire brésilien qui a débuté dans les années 1950 et malgré aussi la disponibilité de réserves d'uranium (selon la *World Nuclear Association*¹³⁴, le pays

¹³⁴ <http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-A-F/Brazil/>

dispose d'environ 5 % des ressources mondiales), on ne devrait pas atteindre des investissements significatifs dans cette filière même si le plan gouvernemental envisage quelques nouvelles centrales à l'horizon 2030. En effet, le développement à long-terme de cette filière dépendra, en bonne partie, de la résolution de problèmes de sécurité qui lui sont liés, tel que la gestion des déchets radioactifs. L'opposition publique à l'expansion de cette filière a augmenté après l'accident de Fukushima en mars 2011 (Moreira et al., 2015). De plus, la longue durée de la construction ainsi que le coût d'investissement très élevé jouent contre cette technologie même si elle pourrait contribuer à la sécurité de l'approvisionnement en offrant une production stable de base. Le CNPE est l'organisme responsable pour proposer les plans d'expansion nucléaire (Corrêa da Silva et al., 2016).

L'éolien

L'énergie éolienne a débuté commercialement au Brésil en 1992 avec l'installation du premier aérogénérateur de 225 KW de puissance, situé dans l'île *Fernando de Noronha* au nord du pays (Etat de *Pernambuco*). Durant les dix années suivantes il y a eu très peu d'avancées de cette filière du fait du manque de politiques spécifiques mais surtout en raison de son coût élevé. Pendant la crise énergétique brésilienne de 2001, l'alternative éolienne a resurgi avec la création du programme PROEOLICA. Ce programme avait pour objectif l'installation de 1050 MW jusqu'à décembre 2003. Pendant cette période, des études ont démontré la complémentarité entre les régimes hydrologiques et les régimes de vents. Le PROEOLICA, cependant, n'a pas eu les résultats attendus et il a été remplacé par le PPOINFA et ensuite par le système d'appels d'offres.

La capacité installée d'énergie éolienne a montré une augmentation significative ces dernières années, ce qui a contribué à renforcer sa part dans le mix électrique. De 2006 à 2014, les installations éoliennes ont bondi d'environ 300% par an et représentent actuellement 4,29% de la capacité installée. Au total, 232 centrales éoliennes sont actuellement installées au Brésil, allant de 0,30 MW à 100 MW, soit une capacité installée de 4,98 GW. Près de 60% de ce total est réparti dans quatre États situés dans les régions Nord-Est (Ceará et Rio Grande do Norte) et Sud (Santa Catarina et Rio Grande do Sul).

Le coût moyen de l'éolien (entre 2005 et 2015) est d'environ 45,5 US\$/MWh. Ainsi le coût d'investissement des centrales éoliennes est tombé en dessous de celui du charbon (48,8 US\$/MWh), de la biomasse de canne à sucre (52), des PCH (52,4) et du gaz naturel (55). Il est à noter que les coûts d'investissement devraient diminuer avec l'expansion de la production de composants au Brésil, rendant l'énergie éolienne encore plus attrayante (Corrêa da Silva et al., 2016).

Par ailleurs, les mesures montrent que les vents sont beaucoup plus intenses pendant l'hiver et le printemps, ce qui coïncide avec les périodes de faible précipitation. Compte tenu du taux annuel moyen de plus de 6 m/s, on estime un potentiel d'environ 144 GW au Brésil. Plus de la moitié de ce potentiel se situe dans le Nord-Est (environ 75 GW), tandis que le reste est disponible dans le Sud-Est (30 GW), le Sud (23 GW), le Nord (13 GW) et Centre-ouest (3 GW).

Des estimations signalent un potentiel off-shore d'entre 340 et 600 GW, principalement le long du littoral des régions du Nord-Est et du Sud. Toutefois, comme dans d'autres pays, la technologie éolienne off-shore fait face à des défis techniques liés à l'exploitation dans des environnements corrosifs et à l'installation d'équipements à différentes profondeurs d'eau. Le manque de données cohérentes et fiables a également été l'un des facteurs limitant les projets d'éolien en mer au Brésil (Corrêa da Silva et al., 2016). De plus, le coût de cette technologie demeure significativement supérieur à celui des technologies concurrentes. Les parcs éoliens off-shore ne sont pas inclus dans le plan gouvernemental décennal à 2023.

Solaire

L'énergie solaire sur le territoire brésilien montre un fort potentiel pour sa conversion en électricité, avec une moyenne annuelle d'irradiation globale d'entre 1200 et 2400 kWh/m². A titre de comparaison, dans des pays comme l'Allemagne ou l'Espagne, les valeurs varient respectivement, dans les gammes 900-1250 et 1200-1850 kWh/m² par an. Cependant, ce potentiel est jusqu'à présent peu exploité (Pereira et al., 2012). La première installation photovoltaïque connectée au réseau électrique (1 MW de puissance) fut inaugurée en 2011 dans la région nord-est du pays (ville de Tauá, Ceara). En effet, même si dans quelques Etats se développent des nouvelles centrales connectées aux réseaux, la principale application de cette technologie doit répondre aux besoins de systèmes isolés dans des régions périphériques du pays, notamment dans l'Amazonie. Dans ces régions, les longues distances et les forêts empêchent l'extension des réseaux. La construction des centrales solaires devient donc une option compétitive au fur et à mesure que se réduisent les prix des panneaux photovoltaïques.

Malgré le grand potentiel, l'énergie solaire occupe encore une place très limitée dans le bouquet électrique brésilien : les centrales PV connectées au réseau totalisent seulement 20 MW en 2015. Ce n'est pas la même situation pour le solaire thermique qui se propage fortement en réduisant l'énergie consommée pour le chauffage de l'eau. Il existait en 2012 environ 6000 km² de collecteurs solaires produisant 4000 MW d'énergie thermique (Pottmaier et al., 2013). La diffusion de cette technologie est favorisée par une combinaison des mesures d'incitation proposées par des lois locales et des programmes gouvernementaux tels *Minha Casa, Minha Vida* (« Ma Maison, Ma Vie » en Portugais) qui subventionnent l'installation des capteurs solaires. En 2015 la surface installée de collecteurs est passée à 12500 Km² ce qui positionne le pays à la cinquième place mondiale. Une baisse des coûts est attendue grâce à une dynamique technologique qui avance rapidement, par exemple avec la fabrication des capteurs à partir des matériaux recyclés.

Il est peu probable que les technologies solaires pour la production d'électricité deviennent concurrentielles sans des politiques incitatives. Les futurs programmes gouvernementaux considèrent l'électricité solaire photovoltaïque comme une alternative à l'horizon 2023 et se fixent l'objectif d'une capacité installée de 3,50 GW, ce qui représenterait environ 1,8% du mix électrique. L'installation de centrales solaires est attendue principalement

dans les régions du Nord-Est (80% de la capacité installée) et Sud-Est. Cependant, certains auteurs (Corrêa da Silva et al., 2016) soulignent que l'expansion de l'énergie solaire au Brésil se concentrera sur la production distribuée, car il sera encore difficile de rivaliser avec d'autres ressources renouvelables dans les appels d'offres. Des enchères spécifiques pour cette technologie peuvent pourtant être réalisées comme cela a été le cas en 2014 lorsque 889,6 MW de nouvelle capacité ont été adjugés ; le coût d'investissement moyen étant de 98 US\$/MWh.

La biomasse

La biomasse est une option intéressante pour la production d'électricité dans des pays où les résidus de l'agriculture et de l'activité forestière sont abondants. Cependant, le développement rapide des biocarburants de deuxième génération fait appel aux mêmes ressources. Il se produit donc une compétition entre les deux usages de ces déchets. On observe un développement rapide de la biomasse pour la production d'électricité au Brésil. Le nombre d'usines et la puissance associée sont présentés dans le tableau I.3. La plupart de la capacité installée à la fin septembre 2014 correspond à la bagasse de la canne à sucre. Cependant, en raison de l'augmentation prévue de l'utilisation de la bagasse pour la production d'éthanol, il est peu probable que cette technologie puisse représenter une part plus importante de la production d'électricité dans les décennies à venir.

Tableau H. 1 Centrales de Biomasse, Brésil 2014.

TYPE		CAPACITE INSTALEE		
		N° usines	MW	%
Biomasse	Bagasse de canne	384	9727	7,4
	Liqueur noire	17	1785	1,4
	Bois	53	438	0,3
	Biogaz	23	70	0,1
	Balle du riz	10	38	0,0
Total		487	12058	9,19

Source : ANEEL, données à septembre 2014.

L'industrie de l'éthanol utilise des technologies de cogénération pour produire de la chaleur et de l'électricité à partir des déchets de la canne à sucre. L'évolution de la réglementation du secteur électrique permet d'injecter le surplus d'électricité générée dans le réseau de distribution. Parallèlement, une amélioration technique significative s'est produite. Ainsi, en 1980 les installations de cogénération permettaient une production d'électricité d'environ 10 kWh par tonne de canne transformée. Actuellement, la plupart des unités productives sont capables de

générer entre 28 et 72 kWh par tonne de canne à sucre traitée. Dans certains cas, le surplus d'électricité peut atteindre même jusqu'à 150 kWh par tonne (Corrêa da Silva et al., 2016).

Pendant les enchères de 2014 et 2015, 1779,10 MW de bioélectricité ont été contractés. Le prix moyen des enchères était de 66,13 US\$/MWh en 2014 et de 76,38 US\$/MWh en 2015. La bioélectricité est donc plus chère que d'autres ENRe comme l'éolien.

Energies fossiles

Les centrales thermoélectriques alimentées par des combustibles fossiles ont augmenté leur part dans le mix électrique après la crise de 2001, représentant environ 18 % de la capacité installée jusqu'à décembre 2014. Ces technologies jouent un rôle plutôt complémentaire ou de réserve puisqu'elles sont demandées lorsque les réservoirs d'eau sont dans des conditions critiques. L'opérateur national du réseaux (ONS) décide de la quantité et du moment où les différentes centrales thermoélectriques doivent fournir de l'électricité via le réseau interconnecté. Les différentes centrales à combustibles fossiles sont appelées en fonction de leur moindre coût et en fonction de la sécurité des approvisionnements. Les capacités installées à la fin 2014 étaient de :

- Gaz naturel : 12,90 GW (142 centrales)
- Dérivés du pétrole : 9,89 GW (2 143 centrales)
- Charbon : 3,61 GW (23 centrales).

Les centrales à gaz naturel à cycle combiné présentent des moindres impacts environnementaux que les centrales fonctionnant à charbon ou à des dérivés de pétrole ; elles ont un temps de construction de généralement trois ans et une durée de vie de 30 ans. Le coût moyen des dernières enchères est de 54,92 US\$/MWh et les coûts variables d'exploitation sont de l'ordre de 79,78 US\$, soit un total de 134,70 US\$. Le charbon présente le moindre coût dans le groupe des énergies fossiles avec 108,68 US\$/MWh. Néanmoins, le charbon et le gaz naturel représentent environ 40 à 60% des importations d'énergie primaire au Brésil et les réserves de charbon existantes dans le pays sont considérées comme de faible qualité. Par conséquent, une stratégie de production d'électricité basée sur ces technologies nécessiterait des acquisitions d'énergie importée, ce qui expose le pays aux fortes fluctuations des prix internationaux et du taux de change (Aquila, 2017).

Liste des figures

Figure 1. 1 La performance en condition d'incertitude	42
Figure 1. 2 Prix vs. Quantités en situation d'incertitude sur la courbe de coût marginal	43
Figure 1. 3 Le fonctionnement des tarifs d'achat garantis	44
Figure 1. 4 Le système de FIT « classique »	46
Figure 1. 5 Le principe de dégressivité des tarifs	47
Figure 1. 6 FIT hors marché fixe	
Figure 1. 7 FIT hors marché ajustable.....	53
Figure 1. 8 FIT hors marché échelonné	
Figure 1. 9 FIT fixe pour différence	54
Figure 1. 10 Tarif premium	
Figure 1. 11 Tarifs premium plafonnés	56
Figure 1. 12 Tarifs premium en pourcentage	
Figure 1. 13 Tarifs premium par puissance	59
Figure 1. 14 Les enchères « à la française »	65
Figure 1. 15 Les enchères « à la hollandaise »	67
Figure 1. 16 Les enchères dynamiques.....	68
Figure 1. 17 Coût global de la politique dans un scénario de marchés nationaux.....	75
Figure 1. 18 Les avantages d'un marché unique de CVN.....	76
Figure 2. 1 Le potentiels théorique, technique et réalisable selon l'AIE.....	88
Figure 2. 2 Coût-efficacité des politiques de soutien aux ENRe (I).....	91
Figure 2. 3 Coût-efficacité des politiques de soutien aux ENRe (II).....	94
Figure 2. 4 Coût-efficacité des politiques de promotion en Europe	110
Figure 2. 5 L'incitation à innover selon l'instrument de régulation (I)	113
Figure 2. 6 L'incitation à innover selon l'instrument de régulation (II).....	114
Figure 2. 7 Part de marché de dix plus grands constructeurs éoliens (en %), 2015	115
Figure 2. 8 La répartition des gains issus des trois phases du changement technique	117
Figure 2. 9 Les instruments selon les phases du développement d'une technologie.....	122
Figure 2. 10 Les effets de l'ERV sur le fonctionnement du marché de l'électricité	127
Figure 2. 11 A3 vs taxe carbone : coût mensuel moyen par décile	130
Figure 2. 12 : A3 vs taxe carbone : part des dépenses totales des ménages, par décile	131

Figure 3. 1	Pourcentage de pays ayant adopté au moins une politique de soutien.....	156
Figure 3. 2	Nombre de pays par type de politique	157
Figure 3. 3	Les instruments de politique en Amérique Latine	158
Figure 3. 4	Les instruments de politique en Europe.....	159
Figure 4. 1	Le Trilemme énergétique.....	177
Figure 4. 2	Les réformes des systèmes électriques en Amérique Latine dans les années 1990	183
Figure 4. 3	Evolution de la part de différentes sources d'énergie primaire.....	185
Figure 4. 4	Couverture électrique en Amérique Latine.....	189
Figure 4. 5	Emissions totales de CO2 liées à l'énergie (Mt CO2)	190
Figure 4. 6	Emissions de CO2 par habitant (tCO2/hab./an).....	191
Figure 4. 7	Intensité énergétique finale du PIB à parité de pouvoir d'achat (tep/\$05ppa)	192
Figure 4. 8	Intensité énergétique du PIB à structure constante (indice).....	193
Figure 4. 9	Intensité carbone du mix énergétique (tCO2/tep)	194
Figure 4. 10	Emissions (tCO2) par unité de PIB (ppa, année 2005)	195
Figure 4. 11	Offre d'énergie primaire 2012	196
Figure 4. 12	Evolution de la part des énergies renouvelables.	196
Figure 4. 13	Structure de production d'électricité en AL (% par source)	198
Figure 4. 14	Evolution de la part des énergies renouvelables électriques	199
Figure 4. 15	Rapport entre l'IDH et la consommation d'électricité	200
Figure 4. 16	Intensité électrique du PIB à parité de pouvoir d'achat (kWh/k\$05p)	202
Figure 4. 17	Intensité carbone du mix électrique (gCO2/kWh)	202
Figure 4. 18	Capacité installée en grande hydraulique (>10MW) en AL	204
Figure 4. 19	Capacité installée d'électricité éolienne (MW) en AL.....	205
Figure 4. 20	Capacité installé d'énergie photovoltaïque par grandes régions.	206
Figure 4. 21	Capacité installée biomasse-électricité (MW) en AL	207
Figure 4. 22	Variables à prendre en compte dans l'évaluation des meilleurs sites pour les ENRe....	208
Figure 4. 23	Cartes du potentiel des énergies éolienne et solaire PV en AL.....	209
Figure 4. 24	trajectoire de décarbonation du secteur électrique mexicain.	218
Figure 4. 25	LCOE des énergies renouvelables en Amérique Latine.....	219
Figure 5. 1	Croissance du PIB et de la consommation d'énergie primaire, Argentine	243
Figure 5. 2	Mix énergétique de l'Argentine, 2013.	244
Figure 5. 3	Evolution de la demande en électricité, Argentine.	247
		421

Figure 5. 4	Evolution de la production d'électricité.....	248
Figure 5. 5	Origine du diesel utilisé pour la production d'électricité	250
Figure 5. 6	Comparaison du coût de production d'électricité par technologie en Argentine	251
Figure 5. 7	Objectifs du premier tour d'appels d'offres, programme RENOVAR 1	259
Figure 5. 8	Croissance du PIB et de la consommation d'énergie primaire, Brésil.....	264
Figure 5. 9	Mix énergétique du Brésil, 2015.....	264
Figure 5. 10	Evolution de la production d'électricité.....	266
Figure 5. 11	Part des énergies renouvelables comme % de la capacité installée	267
Figure 5. 12	Principales réformes du secteur électrique brésilien.....	271
Figure 5. 13	Principales institutions du secteur électrique brésilien	273
Figure 5. 14	Facteur de capacité et prix de l'éolien au Brésil.	282
Figure 5. 15	Prix résultants des appels d'offres par groupes de technologies entre 2005 et 2013	284
Figure 5. 16	Croissance du PIB et de la consommation d'énergie primaire, Chili.	289
Figure 5. 17	Evolution de la demande d'électricité au Chili.	291
Figure 5. 18	: Evolution de la production d'électricité.....	292
Figure 5. 19	Potentiel estimé pour les ENRe au Chili.....	293
Figure 6. 1	La nouvelle capacité électrique installée et la part des ENRe.....	305
Figure 6. 2	Investissements mondiaux dans les ENRe.....	306
Figure 6. 3	Estimations des subventions mondiales pour la consommation de combustibles fossiles et pour les énergies renouvelables.....	308
Figure 6. 4	La demande d'énergie primaire et les émissions de CO2 selon les scénarios.	310
Figure 6. 5	Réduction supplémentaire des émissions mondiales de CO2 dans le scénario 450.....	311
Figure 6. 6	Evolution du mix électrique mondial selon le scénario 450	312
Figure 6. 7	Investissements nécessaires en capacité d'énergies renouvelables 2016-2030.....	315
Figure 6. 8	Part des ERV dans le mix électrique selon les scénarios 450 et New Policies	316
Figure 6. 9	Approche systémique pour la conception et l'évaluation de politiques de promotion des ENRe	323
Figure 6. 10	Le choix de l'instrument de soutien dans le contexte d'un pays émergent.....	324
Figure 6. 11	Complémentarité entre biomasse et PCH au Brésil	334
Figure 6. 12	La part de l'hydroélectricité en AL (% de la capacité installée).....	335

Liste des tableaux

Tableau 1. 1 Bilan des avantages/inconvénients des principaux instruments	82
Tableau 1. 2 L'évaluation des instruments en fonction du risque et du coût de la politique.....	83
Tableau 3. 1 Les études économétriques sur les déterminants des investissements dans les ENRe ...	136
Tableau 3. 2 Nomenclature des variables et sources des données.....	151
Tableau 3. 3 Statistiques descriptives.....	160
Tableau 3. 4 Résultats du test de Student sur la significativité de la variable « ex-pol ».....	161
Tableau 3. 5 Résultats du test de Student par sous-échantillon.....	162
Tableau 3. 6 Résultats de l'indicateur VIF	166
Tableau 3. 7 Synthèse des résultats du modèle global	168
Tableau 3. 8 Synthèse des résultats du modèle global avec variables retardées	170
Tableau 3. 9 Synthèse des résultats Europe – Amérique Latine	172
Tableau 4. 1 Taux d'Indépendance énergétique brute.....	212
Tableau 5. 1 Principales barrières à la diffusion des ENRe	231
Tableau 5. 2 Principales barrières à la diffusion des ENRe en Amérique Latine	235
Tableau 5. 3 PIB et IDH des pays d'Amérique Latine.....	241
Tableau 5. 4 Balance commerciale énergétique de l'Argentine en millions de dollars.	249
Tableau 5. 5 Les offres présentées lors de l'appel RENOVAR 1	260
Tableau 5. 6 Coût de production d'électricité au Brésil par technologie.	277
Tableau 5. 7 Résultats des enchères concurrentielles pour les ENRe au Brésil.....	280
Tableau 6. 1 Projections de la capacité installée en GW de ENRe à l'horizon 2030	314
Tableau 6. 2 Projections de la capacité et de la production d'électricité en Amérique Latine.....	331
Tableau A. 1 Résultats de l'analyse des corrélations simples	383
Tableau A. 2 Matrice de corrélation entre les coefficients de régression.....	388
Tableau G 1 : Les dix premiers pays disposant de ressources en huile et gaz de schiste selon l'EIA.	408
Tableau G 2 Réserves et ressources en pétrole et gaz naturel (en millions de m3 équivalent pétrole)	410

Tableau H. 1 Centrales de Biomasse, Brésil 2014. 416

Table des matières

INTRODUCTION GENERALE	10
CONTEXTUALISATION DU TRAVAIL DE RECHERCHE	11
DELIMITATION DE L'OBJET D'ETUDE	19
OBJECTIFS DE LA RECHERCHE ET INTRODUCTION DU CADRE D'ANALYSE....	20
STRUCTURE DE LA THESE	22
PARTIE I	25
Evaluation et évolution des instruments de politique environnementale appliqués au domaine des énergies renouvelables.	25
Chapitre I	26
Le design de politiques : Analyse théorique des instruments de promotion et de leur applicabilité dans les pays émergents	26
1. La promotion des énergies renouvelables : justification et genèse des instruments de soutien	29
1.1 Le problème de la double externalité et le verrouillage technologique	29
1.2 Taxonomie des instruments de soutien aux ENRe : leur applicabilité dans les pays émergents	32
1.3 Les instruments-prix vs les instruments-quantités : l'asymétrie en situation d'information imparfaite	41
2. Analyse théorique des instruments-prix.....	44
2.1 Les tarifs d'achat garantis (FIT) : Définition et fonctionnement microéconomique	44
2.2 Les éléments de conception des instruments-prix.....	47
2.3 Les modèles de rémunération des FIT	51
2.4 <i>Feed-in tariffs</i> vs <i>feed-in premium</i> : avantages et inconvénients	60
3. Analyse théorique des instruments-quantités.....	62
3.1 Le système d'appels d'offres ou d'enchères concurrentielles.....	62
3.2 Le système de certificats verts négociables (CVN)	71
Conclusion du chapitre I.....	81
Chapitre II	25
Evaluation des politiques de promotion des ENRe : une analyse comparative des instruments et des possibles impacts négatifs.	25
1. Les critères d'évaluation des politiques et leurs indicateurs.....	84
1.1 L'efficacité de la politique : définition et principaux indicateurs	85

1.2 L'efficienc e économique statique : les différentes interprétations théoriques et leur influence sur l'évaluation des politiques.....	89
1.3 L'efficienc e économique dynamique : une conceptualisation en trois dimensions	94
1.4 D'autres critères d'évaluation	99
2. Analyse comparative de la performance des instruments	105
2.1 Analyse de l'efficacité des instruments pour attirer les investissements dans les ENRe.....	105
2.2 Analyse de l'efficienc e statique des instruments	107
2.3 Les effets des instruments sur le processus de changement technique des ENRe	110
2.4 La performance des instruments en fonction de la maturité technologique des ENRe..	118
3. Les critiques et les impacts indirects des politiques de promotion	123
3.1 Les impacts sur le fonctionnement des marchés de l'électricité	123
3.2 Les impacts sur les prix pour le consommateur	128
Conclusion du chapitre II.....	132
Chapitre III	134
L'efficacité des politiques en Europe et en Amérique Latine : une étude économétrique de panel	134
1. Le cadre théorique : les facteurs déterminants des investissements dans les nouvelles énergies renouvelables.....	136
1.1 Les politiques de promotion : quelle efficacité ?	137
1.2 Les déterminants liés à la structure et à la dynamique du secteur énergétique	139
1.3 Les déterminants politiques	141
1.4 Les déterminants macroéconomiques	143
1.5 Autres facteurs déterminants.....	146
2. Construction de la base de données et définition du modèle	149
2.1 Définition de la variable à expliquer.....	149
2.2 Les variables explicatives	151
2.3 Les politiques de soutien en Europe et en Amérique Latine.....	154
3. Analyse économétrique de panel	161
3.1 Une première analyse de la significativité des politiques	161
3.2 Démarche empirique	162
3.3 Résultats et discussion	167
Conclusion du chapitre III	173

PARTIE II	176
Les politiques de promotion dans une perspective de transition énergétique en Amérique Latine : analyse du secteur électrique.	176
Chapitre IV	174
Développement électrique durable en Amérique latine : le rôle des ENRe.....	174
1. L'énergie dans une perspective de développement durable : le trilemme énergétique et ses implications pour l'Amérique Latine.....	176
1.1 L'énergie au centre du débat sur le développement soutenable.....	177
1.2 La notion de transition énergétique.....	184
1.3 Les indicateurs de soutenabilité et analyse factorielle des émissions de CO2 du secteur de l'énergie	188
2. L'évolution du secteur électrique et le développement récent des ENRe.	197
2.1 L'évolution du secteur électrique.....	197
2.2 La soutenabilité du secteur de l'électricité : analyse factorielle des émissions de CO ₂	199
2.3 La diffusion actuelle et le potentiel technique des énergies renouvelables.....	203
3. Les motivations des politiques de promotion des énergies renouvelables en Amérique Latine	211
3.1 Les avantages	211
3.2 Les inconvénients.....	218
3.3 Le bilan pour les ENRe dans le secteur électrique d'Amérique Latine	225
Conclusion du chapitre IV	226
Chapitre V	227
Evaluation de la mise en place des politiques à partir de trois études de cas.....	227
1. Le contexte d'application des politiques : les apports du courant évolutionniste en économie	229
1.1 L'approche systémique-évolutionniste et la notion de barrières.....	229
1.2 Les barrières à la diffusion des ENRe en Amérique Latine	232
1.3 La dimension locale de l'apprentissage technologique.....	235
1.4 Le choix de trois études de cas : objectifs et axes d'analyse	239
2. L'argentine : des politiques volontaristes dans un contexte macroéconomique et institutionnel instable.....	242
2.1 Contexte macroéconomique et énergétique	242
2.2. Structure et évolution du secteur électrique	245
2.3 Motivations et objectifs des politiques de promotion	249
2.4 Analyse des principales politiques : instruments, barrières et résultats.	252
2.5. L'impact des politiques sur le développement d'une filière industrielle nationale	261
3. Le Brésil : la renaissance du système d'appels d'offres.....	263
3.1 Contexte économique et énergétique	263

3.2	Structure et évolution du secteur électrique	265
3.3	Motivations et objectifs du développement des ENRe	275
3.4	Analyse des principales politiques : instruments, barrières et résultats.	278
3.5	L'impact des politiques sur le développement d'une filière industrielle nationale.....	285
4.	Le Chili : le système de certificats verts négociables	288
4.1	Contexte économique et énergétique	288
4.2	Structure et évolution du secteur électrique	289
4.3	Les objectifs du développement des ENRe.....	292
4.4	Analyse des principales politiques : instruments, barrières et résultats.	294
	Conclusion du chapitre V	299
	Chapitre VI	302
	Les ENRe dans les scénarios 2030-2040 : un cadre d'analyse pour le (re)design et l'évaluation des politiques.....	302
1.	Les ENRe au XXI siècle : une dynamique renforcée par l'accord de Paris 2015.	304
1.1	L'essor des investissements dans les ENRe et le rôle central des pays émergents	304
1.2	Après l'accord de Paris : Les scénarios énergétiques mondiaux compatibles avec l'objectif de 2°C.....	308
1.3	Vers une décarbonation rapide du secteur électrique : les nouveaux défis technologiques et de régulation.....	315
2.	Un cadre d'analyse pour le (re)design et l'évaluation des politiques dans le domaine des énergies renouvelables.....	319
2.1	Une approche systémique pour la conception et l'évaluation des politiques de promotion	319
2.2	Le choix de l'instrument de soutien : pourquoi le système des enchères concurrentielles devient-il l'outil prépondérant en Amérique du Sud et ailleurs ?	324
2.3	Les réformes du secteur électrique en Amérique du Sud et la genèse du système d'enchères concurrentielles.....	327
3.	Les défis pour le secteur des ENRe en Amérique Latine	330
3.1	Les Scénarios à l'horizon 2040	330
3.2	L'intégration d'une part croissante d'énergies renouvelables variables	332
3.3	La diversification des sources de financement.....	339
3.4.	La géopolitique des énergies renouvelables et le défi industriel.....	344
	Conclusion du chapitre VI.....	348

CONCLUSION GENERALE	350
BIBLIOGRAPHIE	361
ANNEXES.....	381
Annexe A : Analyse statistique – chapitre III.....	382
Annexe B : Principaux résultats des modèles de PANEL	390
Annexe C : Potentiel technique estimé pour le solaire PV et l'éolien en AL.....	399
Annexe D : Questionnaire sur la diffusion des ENRe en Amérique Latine	401
Annexe E : Guide d'entretien sur les barrières à la diffusion des ENRe en Argentine	405
Annexe F : Carte du potentiel éolien de l'Argentine	407
Annexe G : Les hydrocarbures non conventionnels en Argentine : mirage ou vraie solution?... 408	
Annexe H : La production d'électricité au Brésil : ressources, coûts et perspectives.	412
Liste des figures	420
Liste des tableaux	423