



HAL
open science

Politique climatique et transition énergétique

Pascal da Costa

► **To cite this version:**

Pascal da Costa. Politique climatique et transition énergétique : Essais en économie de l'énergie sur la décarbonation des mix électriques. Économie et finance quantitative [q-fin]. Université de Toulon, 2017. tel-01770764

HAL Id: tel-01770764

<https://hal.science/tel-01770764>

Submitted on 19 Apr 2018

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.

Public Domain

Mémoire d'Habilitation à diriger des recherches

Discipline : Sciences Economiques

Université de Toulon

Politique climatique et transition énergétique :

Essais en économie de l'énergie sur la décarbonation des mix électriques

Climate Policy and Energy Transition:

Trials in energy economics on the decarbonisation of generation mixes

Mémoire soutenu par Pascal da Costa le 21/12/2017

devant le Jury composé de :

Dorothee Brécard	Professeur à l'Université de Toulon	Superviseur
Patrick Criqui	Directeur de recherche émérite au CNRS, Université Grenoble Alpes	Rapporteur
Jean-Guy Devezeaux de Lavergne	Directeur d'Institut au CEA Paris Saclay	Rapporteur
Gilles Lafforgue	Professeur à Toulouse Business School	Examineur
Frédéric Lantz	Professeur IFP-Energies nouvelles	Examineur
Jacques Percebois	Professeur émérite à l'Université de Montpellier, Directeur scientifique de la Chaire Economie du Climat Université Paris Dauphine	Rapporteur

« Si on n'augmente pas le prix de l'énergie,
on se dirige droit vers une dictature. »
Marcel Boiteux

Résumé

Politique climatique et transition énergétique :

Essais en économie de l'énergie sur la décarbonisation des mix électriques

Ce mémoire d'HDR regroupe une sélection de recherches post-doctorales qui se structure autour de grandes deux parties : D'une part, l'étude des politiques en faveur de la lutte contre le dérèglement du climat et leur impacts sur la croissance ; D'autre part, l'étude des mix électriques décarbonés, caractérisés par une part élevée d'énergies renouvelables intermittentes ou variables (éolien et solaire).

Partie 1 : Politiques climatiques et croissance économique

Le premier chapitre du mémoire porte sur l'évaluation des conséquences économiques de la politique européenne en matières de climat-énergie. Cette évaluation est réalisée à partir du modèle macro-économétrique NEMESIS. Les résultats de ce chapitre dessinent ensemble une vision intégratrice du futur énergétique de l'Europe. Tout d'abord, la mise-en-œuvre de la politique européenne devrait avoir à moyen-terme un coût limité en terme de PIB pour l'UE, lequel pourrait même être négatif en fonction de la réaffectation dans l'économie des revenus tirés des enchères des quotas carbone. Des gains significatifs pourraient être obtenus par les consommateurs si cette réaffectation permettait d'augmenter leurs revenus disponibles. L'emploi pourrait aussi être fortement stimulé si la réaffectation des revenus tirés des enchères permet une réduction du coût du travail qui stimulerait par ailleurs la demande des ménages et les exports de technologies nouvelles bas-carbone : ces résultats valideraient un double-dividende emploi-environnement. L'application du principe de solidarité en Europe pourrait permettre au paquet climat-énergie d'être une opportunité pour la croissance et l'emploi dans l'UE, notamment pour les Etats dont le PIB est sous la moyenne européenne comme la Roumanie et la Pologne qui sont aussi des économies intensives en carbone.

Dans un deuxième chapitre, nous interrogeons l'hypothèse de croissance endogène dans la mesure où l'existence du double-dividende dans le modèle NEMESIS dépend principalement de l'existence d'effets à long terme des investissements en RD. Nous montrons que le double-dividende repose sur l'hypothèse forte d'un rendement du stock de connaissance unitaire dans la production des innovations. En effet, le rendement unitaire entraîne des rendements d'échelle croissants dans l'économie quand la production du bien final se fait à rendement constant. Si au contraire la production des innovations est soumise à un rendement du stock de connaissance inférieur à l'unité (régime dit de croissance semi-

endogène), alors le taux de croissance de la production devient exogène à long terme et le double-dividende est impossible.

Partie 2 : Vers des mix électriques décarbonés et flexibles

Le troisième chapitre porte sur l'énergie photovoltaïque (PV) et son intégration optimale dans un système électrique malgré la variabilité de cette technologie. Nous développons d'abord une méthodologie d'optimisation multicritères permettant de simuler un système réel composé de différentes possibilités techniques en matière de PV et de batteries de stockage. Nous réalisons ensuite un benchmark des politiques internationales en matière de soutien au PV. Etant donné les problèmes de surcapacités observés, nous nous interrogeons sur l'efficacité des différentes aides publiques au PV, dans différents pays. Méthodologiquement, nous calculons et comparons pour les pays sélectionnés le coût cumulatif des différentes politiques visant à promouvoir le PV, ainsi que les proportions entre ces coûts.

Le quatrième chapitre analyse ensuite les conditions nécessaires et les facteurs limitatifs pour un développement industriel des futurs réacteurs nucléaires de génération quatre. Une trentaine de scénarii sont identifiés à travers une méthode d'analyse structurelle, aboutissant au graphique des influences directes et des dépendances, après un traitement statistique de données croisées à des résultats d'enquêtes et d'interviews semi-directifs d'experts. Au final seulement trois scénarii s'avèrent favorables au nucléaire de génération quatre et il apparaît plusieurs messages relatifs, d'une part, au rôle du politique en matière de RD à court/moyen terme et, d'autre part, à l'effet de la concurrence entre technologies à plus long terme.

Nous étudions dans le cinquième et dernier chapitre les complémentarités entre nucléaire et renouvelables (éolien et solaire). En effet, dès lors que la France souhaite augmenter la part des énergies renouvelables variables dans un mix électrique se caractérisant par une part élevée de nucléaire, il nous est apparu nécessaire d'étudier la flexibilité du nucléaire comme faisant partie de la solution permettant d'équilibrer offre et demande électrique en temps réel. La méthodologie retenue implique la construction de scénarii fonctions du niveau de pénétration des renouvelables dans le mix électrique, intégrant les contraintes futures du parc nucléaire français, telles que décrites dans la loi française. Ce cinquième chapitre fait apparaître que la taille de la flotte française de réacteurs nucléaires pourrait permettre à la production de varier considérablement en effectuant de petits incréments dans chaque centrale. Nous montrons que des incitations de type taxe carbone notamment sont nécessaires pour que le nucléaire joue le rôle de *back-up* de façon compétitive face aux centrales à gaz, puisque la flexibilité offerte par le nucléaire est tout de même limitée pour des raisons techniques et économiques. Enfin, pour concilier au mieux les objectifs économiques divergents entre opérateurs des centrales nucléaires et planificateur social,

nous explorons une solution originale consistant à développer de nouveaux produits, comme la production d'hydrogène à destination du futur marché de la mobilité durable.

Mots clés

Changement climatique, transition énergétique, économie de l'énergie, systèmes énergétiques, énergies renouvelables intermittentes, énergie photovoltaïque, énergie nucléaire, analyse prospective technico-économique, économie publique, modélisation macro-économétrique, croissance endogène fondée sur l'innovation.

Abstract

Climate Policy and Energy Transition:

Essays in Energy Economics on the Decarbonisation of the Electric Mix

This thesis contains a selection of post-doctoral articles and is structured in two parts. The first part analyses the policies of climate change and their impacts on growth; the second one analyses the decarbonisation of the power mix, characterised by a high share of intermittent and renewable energies (wind and solar).

Part 1: Climate Policy and Growth

The first chapter assesses the economic consequences of the European policy on Climate-Energy. This assessment is undertaken using the NEMESIS macro-econometric model. The results of this chapter draw an integrated vision of the energy future of Europe. The conclusions are the following. First, the implementation of this European policy should have a weak cost in terms of GDP, which may even be negative depending on how revenues from carbon emissions allowances are spent by governments. Second, significant gains could be made for consumers if this spending increases their disposable incomes. Employment could also be strongly stimulated if the spending of auctions revenues reduces the cost of labour, which would also stimulate household demand and exports of new low-carbon technologies; these results would validate a win-win effect with more jobs and more quality of environment. In the end the application of the principle of solidarity in Europe would allow the Climate-Energy package to be a real opportunity for growth and employment in the EU, in particular for those countries whose GDP is below the European average, such as Romania and Poland which are also carbon-intensive economies.

In the second chapter we question the assumption of endogenous growth insofar as the existence of the win-win effect in the NEMESIS model is mainly dependent on long-term effects of R&D investments. We show that the win win is in fact based on the strong assumption of non-decreasing marginal returns to knowledge in the production of innovations. Indeed, the unitary yield leads to increasing returns to scale in the economy when the final good is produced according to a constant-returns-to-scale technology. If on the contrary the production of innovations is subject to strictly decreasing marginal returns (semi-endogenous growth regime), then the rate of growth of production becomes exogenous in the long term and no win-win effect is possible.

Part 2: Towards a Carbon-Free and Flexible Power Mix

The third chapter deals with photovoltaic energy and its optimal integration in an electrical system despite the variability of this technology. We first develop a multicriteria optimisation methodology to simulate a real system made up of different technical possibilities from solar energies and storage batteries. We then carry out a benchmark of international policies in support of photovoltaic energy. Given the well-known issues of overcapacity, we question the effectiveness of various public subsidies to photovoltaic energy in different countries. We compute and compare the cumulative cost of different policies to promote photovoltaic energy, as well as the proportions between these costs, for the selected countries.

The fourth chapter analyses the necessary conditions and limiting factors for an industrial development of the future Generation four of nuclear reactors. Around thirty scenarios are identified through a structural analysis method - resulting in a Chart of direct influences and dependences - after a statistical treatment of cross-data from surveys and interviews of experts. In the end only three scenarios prove favourable to future nuclear power, and there are several messages relating on the one hand to the role of R&D policy in the short/medium term, and on the other hand the effect of competition between technologies in a longer term.

In the last chapter, we study the complementarity between nuclear energy and renewable energies (wind and solar). Indeed, as France wishes to increase the share of renewable energy in the existing electric mix characterised by a high share of nuclear power, we have found necessary to study the flexibility of nuclear power as part of the solution of balancing of supply and demand in real time. The methodology used here involves the construction of scenarios which are functions of the level of penetration of renewables into the power mix, integrating the future constraints of the French nuclear fleet as described in the French Act. This fifth chapter shows that the size of the French nuclear reactor fleet could allow production to vary considerably by making small increments in each plant. We show that incentives (carbon tax, etc.) are necessary for nuclear power to play a competitive role as back-up technology, in relation to gas-fired power plants, as the flexibility offered by nuclear power is still limited for technical and economic reasons. Finally in order to better reconcile the divergent economic objectives between the operators of nuclear power plants and the social planner, we are exploring an original solution to develop new products such as hydrogen production for the future sustainable mobility market.

Key words

Climate Change; Energy Transition; Energy Economics; Energy Systems; Intermittent Renewable Energies; Photovoltaic Energy; Nuclear Energy; Techno-Economic Prospective Analysis; Public Economics; Macroeconometric Modeling; Endogenous Growth based on Innovations.

Table des matières

Résumé	5
Abstract.....	9
Liste des figures	14
Liste des tableaux	14
Introduction	15
Partie I : Politiques climatiques et croissance économique	21
Chapitre 1 : Quels impacts de la politique climatique en Europe ?	25
Chapitre 2 : Un double-dividende croissance – réduction des gaz à effet de serre ?	33
Conclusion	41
Partie II : Vers des mix électriques décarbonés et flexibles	45
Chapitre 3 : Quelle politique en faveur de l'énergie solaire photovoltaïque ?	49
Chapitre 4 : Investir dans l'énergie nucléaire de génération IV en Europe ?	55
Chapitre 5 : Vers une complémentarité énergie nucléaire et énergies renouvelables en France ?	63
Conclusion	69
Conclusion générale : nos perspectives de recherche	71
Références bibliographiques.....	75
Annexe : Curriculum Vitae	81

Liste des figures

Figure 1. Potentiels des renouvelables par pays de l'UE-27, en % de la consommation d'énergie finale	26
Figure 2. Objectifs de réduction des émissions de GES par pays, pour les secteurs non-ETS de l'UE, en 2020 par rapport à 2005	28
Figure 3. LCOE (TC sur la figure) à 2020 selon trois scénarii de réseau : PV sans stockage (triangles bleus), PV avec batteries Pb-A et hydrogène (losanges jaunes), PV avec batterie Ni-Cd et hydrogène (carrés verts)	50
Figure 4. Evaluation du coût annuel de la politique française de soutien au photovoltaïque et mise en perspective de la puissance annuelle installée	51
Figure 5. Evolution attendue du coût des tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque en France et répercussions sur la Contribution au service public de l'électricité.....	52
Figure 6. Coûts comparés en 2010 entre les programmes de démonstration, FiT, autres incitations de marché et subventions en France, Allemagne, Japon, Espagne et USA (RD inconnue en Espagne).....	52
Figure 7. Graph des influences directes et des dépendances : cas général ou non appliqué.	59
Figure 8. Graph des influences directes et des dépendances, appliqué à l'investissement dans la production électrique	59
Figure 9. LCOE dans les scénarii « Prog » et « 40 ans », avec deux parts différentes de renouvelables dans le mix électrique français à l'horizon 2050 (17% et 23% respectivement).....	66
Figure 10. Réduction des émissions de CO _{2,EQ} (Mt/an) selon les scénarii	68

Liste des tableaux

Tableau 1. Résultats des simulations au niveau de l'ensemble de l'UE-27.....	29
Tableau 2. S3 : Impacts macroéconomiques pour les pays membres de l'UE-15, en 2020....	31
Tableau 3. S3 : Impacts macroéconomiques pour les pays membres dont les revenus par tête sont inférieurs à la moyenne de l'UE-27, en 2020.....	31
Tableau 4. Variables explicatives pour chaque facteurs clés.....	57
Tableau 5. Matrice des influences directes appliquée à l'investissement dans la production électrique.....	58
Tableau 6. Les 24 scénarii possibles issus du graph des influences directes et des dépendances.....	60
Tableau 7. Coûts de la flexibilité du nucléaire	65

Introduction

Ce mémoire d'Habilitation à diriger des recherches se structure autour de deux parties principales :

- I. La première partie est relative à l'étude des politiques en faveur de la lutte contre le dérèglement du climat ;
- II. La seconde partie porte sur l'étude des mix électriques décarbonés, caractérisés par une part élevée d'énergies renouvelables : éolien et solaire.

Avant d'aborder les questions de recherche de chacune de ces deux parties, deux constats en matière énergétique s'imposent au préalable. Premier constat : les politiques économiques en matière d'énergie, d'innovation et de climat sont en tête des préoccupations politiques dans de nombreux pays, lesquels repensent actuellement leur système énergétique pour des raisons touchant à des considérations à la fois environnementales (conséquences globales et locales du dérèglement climatique), économiques (l'énergie jouant un rôle central dans la santé de nombreux secteurs et pour les économies nationales), géopolitiques (stratégies d'indépendance énergétique) et technologiques. Sur ce dernier point, des verrous technologiques majeurs demeurent mais ne concernent pas tant les rendements des énergies renouvelables qui progressent rapidement (solaire principalement : IEA 2015) que leur intermittence qui risque d'entraîner des difficultés croissantes pour équilibrer en permanence et en temps réel l'offre et la demande électrique, à mesure que la part des énergies renouvelables augmente dans le mix (l'électricité se stockant difficilement). De plus, le développement et l'introduction de ces technologies bas-carbone dans des architectures électriques déjà existantes, où règne la concurrence, ne peuvent pas se faire sans la mise en place au préalable d'aménagements particuliers, y compris pour le développement des innovations futures, permettant la

construction de nouvelles installations et l'utilisation des énergies renouvelables de manière prioritaire dans le mix énergétique européen.

Deuxième constat : la décarbonisation complète du mix énergétique à l'échelle mondiale est un défi complexe à relever. En effet, les trois principales sources d'énergie fossiles - pétrole, gaz et charbon - représentant aujourd'hui plus de 90% de la consommation d'énergie primaire (DOE-EIA, Enerdata 2013). La France est quant à elle dans une situation particulière du fait de la place de l'électricité nucléaire dans son système énergétique. L'énergie nucléaire représente en France 40% de la consommation d'énergie primaire. Soulignons le caractère paradoxal du cas français où le producteur Electricité de France (EDF) est en situation de quasi-monopole alors que l'électricité y est la moins chère d'Europe pour les ménages grâce au faible coût marginal du nucléaire (Percebois 2013). Aussi les objectifs en matière de production électrique sont-ils en France :

- Pour 2020 : 27% pour la part des renouvelables (EU 2009) dont 10% de solaire et d'éolien contre 5% en 2015, d'après les travaux de l'Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie (Alazard-Toux, N., Criqui, P., Devezeaux de Lavergne et ali. 2016) ;
- Pour 2030 : 40% de renouvelables, d'hydroélectricité et de bioénergies, selon la Loi sur la transition énergétique et la croissance verte de 2015 ;
- Pour 2050 : potentiellement jusqu'à 50% de renouvelables (hydroélectricité et bioénergies comprises), selon l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME 2013).

Ces constats posés, de nombreuses questions de recherche en évolution constante depuis une dizaine d'années traversent les champs de l'énergie et du climat. Quelle pourrait être la traduction en termes de composition du mix énergétique d'un sentier de développement économique compatible avec une réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) ? Quel rôle pour l'énergie nucléaire dans des mix électriques décarbonés ? Comment s'assurer d'une diffusion optimale des énergies renouvelables d'un point de vue économique ? Dans cette perspective, quelles sont les interactions entre la politique climatique et la politique de l'innovation ? Comment évaluer de façon dynamique les impacts économiques multiples d'une politique de lutte contre le dérèglement du climat ? Dans ce domaine, quels sont les apports des nouvelles théories de la croissance ? De quels verrous technologiques le succès de la politique climatique dépendra-t-il ? Pour tenter de répondre à ces questions, nous exposerons une sélection de travaux qui tous visent, au niveau européen ou au niveau français, à mieux comprendre le rôle des politiques publiques, d'une part, et à déterminer les sentiers dynamiques de systèmes de production électrique durable, d'autre part.

Notre sélection de travaux porte un certains nombre de messages prospectifs que nous détaillerons par la suite. Ces messages reposent sur l'élaboration de scénarii, lesquels ont été construits à l'aide d'une multiplicité de méthodes qu'il nous a semblé nécessaire de mobiliser pour cerner au mieux un sujet d'une grande complexité. Ces méthodes sont issues

des sciences économiques majoritairement et de disciplines complémentaires comme les sciences de gestion et les sciences de l'ingénieur. Parmi ces méthodes, nous pouvons citer : la modélisation macro-économétrique appliquée, la modélisation en équilibre général, l'analyse structurelle des influences directes et des dépendances, la modélisation technico-économique.

Notre sélection de travaux débutera avec un rapport de recherche européen portant sur l'évaluation du plan climat-énergie de l'Union européenne (UE), c'est-à-dire ses effets sur les grands agrégats et les secteurs économiques de l'UE et de ses Etats membres (da Costa et ali. 2009). Elle se poursuivra avec des recherches portant sur la possibilité d'un double-dividende croissance-environnement dans le cadre des politiques climatiques (da Costa 2017) et sur les déterminants de l'investissement dans les capacités électriques décarbonées : énergies photovoltaïque et nucléaire civil respectivement (Avril, Mansilla, da Costa et Bocquet 2015 ; Shoai Tehrani et da Costa 2016). Notre sélection de travaux se clora enfin par des simulations de mix électriques français. Ces mix seront caractérisés par une pénétration forte d'énergies renouvelables, dans lesquels le parc électronucléaire pourrait offrir une partie des services de flexibilité nécessaires pour palier l'intermittence ou la variabilité des énergies éoliennes et photovoltaïques (Cany, Mansilla, da Costa et ali. 2016 et 2017).

Au cours de nos recherches, notre démarche a consisté à partir de questionnements macro-économiques européens, pour ensuite nous diriger vers des enjeux économiques plus proches des technologies et des spécificités nationales. Force est de reconnaître que les technologies bas-carbone qui sont au cœur des scénarii macroéconomiques que nous avons étudiés dans un premier temps sont décrites de façon trop générale pour pouvoir statuer avec certitude sur leur faisabilité économique et leur devenir. C'est pourquoi nous avons dans un second temps développé une approche technico-économique. Notre cheminement intellectuel au cours de cette période nous a donc amené à évaluer la faisabilité économique de diverses technologies afin de mieux comprendre l'apport potentiel de chacune à la transition énergétique.

Nous exposerons dans ce mémoire des résultats originaux auxquels nous tenons particulièrement, lesquels permettent de mieux situer les actions des décideurs et des parties prenantes (électriciens, gouvernements, etc.) dans un système énergétique en pleine transformation. Ces travaux ont été menés au sein successivement de deux laboratoires de l'Ecole CentraleSupélec : l'Equipe de Recherches en Analyse des Systèmes et Modélisation Economique (ERASME), sur la période 2006-2010, et le Laboratoire de Génie Industriel / Equipe d'Economie et de Gestion (Economie Durable), depuis 2011.

Ce mémoire s'organise en deux grandes parties distinctes. Dans la première partie, il s'agit de savoir si l'Europe peut fonder son économie sur une avance technologique et des exportations significatives dans les technologies bas-carbone (énergie, électricité, mobilité, etc.). Cette première partie est constituée de deux chapitres. Le premier évalue à l'aide du modèle NEMESIS les conséquences économiques de la politique européenne en matières de climat-énergie. Cette politique vise à accroître l'utilisation des technologies de production propres, grâce au développement des incitations liées à l'*Emissions Trading System (UE ETS)*. Les résultats de ce chapitre dessinent ensemble une vision intégratrice du futur énergétique de l'Europe.

Le second chapitre s'interroge sur l'hypothèse de croissance endogène dans la mesure où l'existence du double-dividende (*i.e.* croissance du PIB et réduction des émissions de GES) dans certains scénarii testés dans le modèle NEMESIS repose sur l'hypothèse d'effets à long terme des investissements en Recherche-Développement (RD). Nous verrons à quelles conditions la croissance durable est influencée positivement par les décisions endogènes d'agents économiques investissant en RD.

La seconde partie du mémoire, relative aux mix électriques décarbonés et flexibles, est constituée de trois chapitres. Son premier chapitre porte sur la place de l'énergie solaire variable ou intermittente dans un mix électrique durable. Le solaire est en effet considérée comme un enjeu central pour l'Europe qui concentre à elle seule 75% des capacités photovoltaïques (PV) installées dans le monde (IEA 2015). Ce chapitre propose une méthodologie d'optimisation multicritère originale permettant de simuler un système réel composé de PV et de batteries de stockage. Un *benchmark* des politiques internationales en matière de soutien au solaire est également développé dans ce chapitre.

Après le solaire, le chapitre suivant porte sur les conditions nécessaires et les facteurs limitatifs pour un développement industriel à l'horizon 2040/2050 des réacteurs nucléaires de génération quatre (gén. IV). En effet, le nucléaire peut connaître une évolution majeure avec la gén. IV laquelle permettrait une utilisation de l'uranium naturel plus efficace, allongeant ainsi très significativement la durée de la production du nucléaire qui est par nature limitée à cause de son combustible non-renouvelable. Cependant plusieurs événements et facteurs explicatifs que nous analysons peuvent remettre en cause cette possibilité.

Le dernier chapitre examine la complémentarité entre énergies nucléaires et renouvelables. En effet, la France souhaite augmenter la part des énergies renouvelables variables dans un mix électrique se caractérisant initialement par une part très majoritaire de nucléaire. Il nous est donc apparu nécessaire d'étudier la flexibilité du nucléaire comme faisant partie de la solution permettant d'équilibrer offre et demande électrique en temps réel. Nos simulations de mix électriques français permettent d'estimer les différents effets, dont le coût de la flexibilité du nucléaire, qui sont liés aux objectifs des différentes politiques nationales en matière de climat, d'énergies renouvelables et de nucléaire.

*Politique climatique et transition énergétique :
Essais en économie de l'énergie sur la décarbonisation des mix électriques*

Nous aborderons enfin des pistes de recherches futures en conclusion.

Partie I : Politiques climatiques et croissance économique

L'objectif des travaux présentés dans cette première partie est de contribuer à l'analyse économique des politiques de lutte contre le changement climatique. Cette analyse se fera sous le prisme des théories de la croissance endogène (Romer 1986, Lucas 1988, Aghion et Howitt 1992). En effet, les phénomènes de croissance endogène sont particulièrement importants dans l'étude de l'économie du changement climatique car la croissance endogène et le changement climatique sont liés à l'accumulation au cours du temps de stocks : le stock de connaissance pour la croissance endogène et le stock de GES pour le changement climatique.

Le changement climatique est par essence un phénomène de dynamique de stock puisque les GES accumulés sur une longue période provoqueront une modification du climat et que les générations futures souffriront des GES émis aujourd'hui. Le climat, défini comme un bien public global (non exclusif et non rival), est source d'externalités négatives lorsque sa dégradation ne donne lieu à aucun échange financier significatif de la part de ceux qui le dégradent vers ceux qui souffrent de cette dégradation.

Du côté du processus de croissance endogène sont également observés des phénomènes d'*hysteresis* : les investissements en RD aujourd'hui bénéficient du stock de connaissance accumulée dans le passé (c'est-à-dire des innovations passées) et les innovations qui découleront des programmes de RD à succès pourront à leur tour bénéficier aux innovations futures. La connaissance, comme le climat, n'est pas un bien économique traditionnel. Non-rival et faiblement exclusif, ce bien public n'est pas correctement géré par un marché concurrentiel. La connaissance pouvant être considérée comme quasi-gratuite d'un point de vue théorique, il y a une perte de bénéfice pour son détenteur et des externalités positives pour l'ensemble de l'économie. Ceci est crucial dans la mesure où si aucune entreprise ne

peut s'approprier pleinement les résultats de ses propres recherches alors aucune ne sera incitée à se lancer dans de coûteux programmes de RD (d'où l'intérêt des systèmes de brevets pour y remédier).

Les deux types d'*hysteresis* - dans la croissance et le climat - interagissent également et provoquent des formes d'irréversibilité sur lesquelles nous reviendrons.

L'intervention publique est donc justifiée par la nécessité d'internaliser les effets externes positifs ou négatifs. Le bien-être est globalement augmenté par ces mesures correctrices. En revanche, la répartition intertemporelle des gains et des pertes de bien-être, en l'absence de marchés complets, peut se faire au détriment de certaines générations. En effet, la réduction continue du stock de GES, qui conduira à une amélioration (ou à une moindre détérioration) de la qualité environnementale, nécessite une réduction permanente du flux des émissions de GES qui peuvent être considérées comme un *input* de production de manière implicite ou explicite et, incidemment, nécessaire à la production (Stockey 1998). A court terme, si les effets du réchauffement climatiques ne sont pas visibles, la politique environnementale pèse donc comme une contrainte dans la mesure où elle impose une réduction de la production.¹

Mais dans un cadre dynamique, les coûts de court terme ne peuvent-ils pas être compensés par des bénéfices à long terme ? La politique environnementale aurait dans ce cas incité à investir dans des technologies plus respectueuses de l'environnement. Cet investissement est-il suffisant pour accélérer à long terme le rythme de la croissance ? Autrement dit, les ajustements induits par la politique climatique vont-ils permettre d'accroître les possibilités de production ?

D'après l'hypothèse de Porter (Porter et van der Linde 1995), il existe un double-dividende ou un effet dit *win-win* avec à la fois l'amélioration de la qualité de l'environnement et l'accroissement de la production grâce aux politiques d'environnement qui stimulent les innovations et permettent d'accroître les profits des entreprises. Plus les politiques sont sévères, plus les innovations sont stimulées, plus il est possible que les « gains à l'innovation » compensent le coût de la politique environnementale. Pour Acemoglu (2002), la prise de conscience du problème du changement climatique est récente, les innovations technologiques du passé se sont donc plutôt produites dans des secteurs polluants. A long terme, la pollution risque d'entraver le développement économique des générations futures et des coûts supplémentaires liés à la politique climatique peuvent résulter en un déficit de croissance à court terme. Mais d'un autre côté, ces coûts de court terme peuvent inciter la

¹ Une autre façon de voir la question, mais qui reste équivalente, est de considérer que la politique environnementale génère des coûts supplémentaires pour les entreprises et les agents émettant des GES : les coûts en question concernent alors des activités d'abattement et de dépollution (*i.e.* les coûts de réduction des pollutions à la sortie du processus productif).

RD à se rediriger vers des secteurs plus respectueux de l'environnement, permettant une croissance de ces secteurs et un développement économique plus important à long terme.

C'est ce qu'on entend par le terme « croissance verte » : il s'agit d'une croissance basée sur des innovations dans les secteurs propres ou verts (au détriment des secteurs qualifiés de « sales ») qui permet une croissance économique durable, là où une croissance basée sur des innovations dans les secteurs sales conduirait à long terme à une catastrophe écologique, ou au moins à un arrêt de la croissance économique. On comprend donc bien l'intérêt des modèles dits de croissance endogène sectorielle pour décrire ces phénomènes.

Les modèles de croissance appliqués au climat aboutissent-ils à ce type de résultats ? Que nous apprennent ces modèles de nouveau sur le changement climatique ? Qu'apporte la croissance endogène de plus et de singulier par rapport aux modèles dits de croissance exogène durable ? A quoi sert l'endogénéisation de la croissance (souvent fastidieuse d'un point de vue technique) pour éclairer l'enjeu climatique ? Autant de questions auxquelles nous apporterons des réponses dans cette première partie. Nous verrons également comment les modèles appliqués et théoriques mettent en évidence les conditions d'une croissance respectueuse du climat.

Chapitre 1 : Quels impacts de la politique climatique en Europe ?

Dans ce premier chapitre, nous évaluons les conséquences économiques de la politique européenne en matières de climat-énergie à l'horizon 2020 (UE 2009) à l'aide du modèle macro-économétrique appliqué NEMESIS. Notons que ce modèle a également permis, toujours dans le cadre de recherches européennes, d'évaluer les conséquences du dérèglement climatique en termes de *land use* ou d'aménagement du territoire (Boitier, da Costa et ali. 2008 a et b).

L'évaluation du paquet climat-énergie de l'UE a été réalisée en 2009 dans un contexte qui apparaissait, en Europe et dans le Monde, favorable à la politique climatique (rapport Stern en 2006, prix Nobel de la paix pour le Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat en 2007, élection du Président Obama aux Etats-Unis d'Amérique en 2008, etc.). Il s'agissait à l'époque de définir une politique post-Kyoto volontariste (le protocole prenant fin en 2012) négociée dans le cadre de la conférence des Nations-Unies sur le climat à Copenhague (COP 15), fin 2009. A l'aide du modèle NEMESIS, la Commission européenne souhaitait évaluer avant ce sommet deux aspects distincts : i) la commande qui nous était adressée portait d'abord sur l'évaluation économique (avec les niveaux : national, régional, sectoriel) du paquet climat-énergie *stricto sensu* ; ii) elle portait ensuite sur des propositions nouvelles de politique économique favorable à la croissance et au climat. Nous estimons avoir répondu à ces deux aspects de façon complète et originale. Finalement la COP 15 sera marquée par un échec retentissant (Carter et ali. 2011) qui ne sera pas sans conséquence, comme nous le verrons, sur la réalisation et le bon fonctionnement du paquet européen.

Le modèle appliqué NEMESIS comprend 80000 équations dont environ 8000 équations de comportement qui déterminent les demandes pour la consommation et les facteurs de production, les prix de chaque secteur et les salaires. La particularité du modèle NEMESIS est l'endogénéisation du progrès technique à travers la variable de stock « connaissance » qui

découle des dépenses de RD sectorielles et également d'externalités de connaissances entre secteurs nationaux et étrangers, lesquelles sont mesurées par l'intermédiaire de matrices de flux technologiques différenciés par secteur et par pays, construites selon la méthodologie développée par Johnson (2002) pour l'OCDE (Brécard et al. 2006).

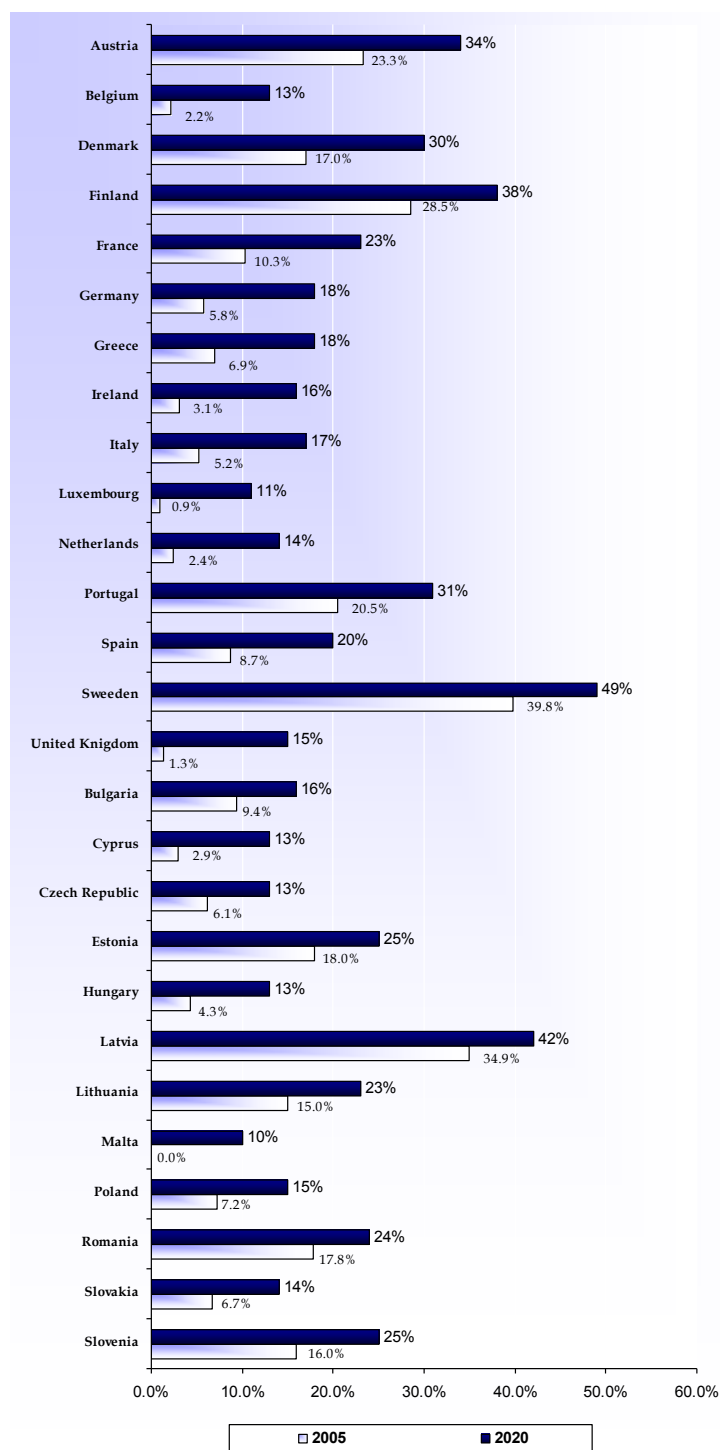
L'évaluation de la politique climatique de l'UE a nécessité que nous développions des mécanismes originaux dans le modèle avec un module de demande d'énergie incluant de nouveaux secteurs de production liés à l'environnement (éolien, solaire, biomasse par exemple), dans le but d'obtenir les indicateurs environnementaux et les différentes catégories d'énergies renouvelables nécessaires dont les niveaux de productivité devaient dépendre des efforts endogènes de RD. Il s'agit là de notre apport personnel et principal à cette étude, en plus de l'élaboration de scénarii originaux sur lesquels nous reviendrons.

Les objectifs de la politique européenne dite du « 3 fois 20 » regroupent à l'horizon 2020 trois objectifs principaux : 20% d'efficacité énergétique ; 20% de renouvelables dans le mix électrique ; 20% de réduction des émissions de GES par rapport à 1990. Ce projet pose également un cadre au marché européen des quotas carbone négociables sur la période considérée, avec : -21% d'émissions de GES par rapport à 2005 dans l'*European Union Emission Trading Scheme* (l'*EU ETS-review* couvrant 40% environ des émissions de GES de toute l'UE) ; -10% pour les autres secteurs *non-ETS* ; la mise aux enchères d'une part croissante de quotas ; ainsi que la part des énergies renouvelables spécifique à chaque mix électrique national. Il s'agit là d'une politique visant à accroître l'utilisation des énergies renouvelables grâce au développement, très central d'un point de vue stratégique, des incitations de l'*EU ETS* vers les technologies de production propres. La stratégie de l'UE vise également à renforcer la sécurité de son approvisionnement énergétique tout en préservant la croissance économique de l'Europe.

Les scénarii étudiés pour l'évaluation du paquet climat-énergie de l'UE permettaient d'espérer en 2009 que l'objectif de 20% de renouvelables puisse être atteint spontanément (scénario de référence) ou être approché de très près à l'horizon 2020 en raison des objectifs post-Kyoto de l'UE à l'époque. Il en allait de même au niveau des pays : de nombreux Etats membres de l'UE pouvant se rapprocher de leur potentiel renouvelable illustré par la figure 1 (page suivante) laquelle présente les potentiels de développement des renouvelables par pays européens en 2009. Pour la part des agro-carburants dans les transports dans l'essence et le diesel, laquelle est aussi précisée dans le paquet climat-énergie avec l'objectif de 10% dans ce domaine : il semblait que cet objectif puisse également être atteint spontanément en raison des hypothèses de base et des évolutions des scénarii de référence issus d'une revue de la littérature. A ce propos, la part des agro-carburants dans nos scénarii a été adaptée à partir des projections du modèle PRIMES (2007).

Figure 1. Potentiels des renouvelables par pays de l'UE-27, en % de la consommation d'énergie finale

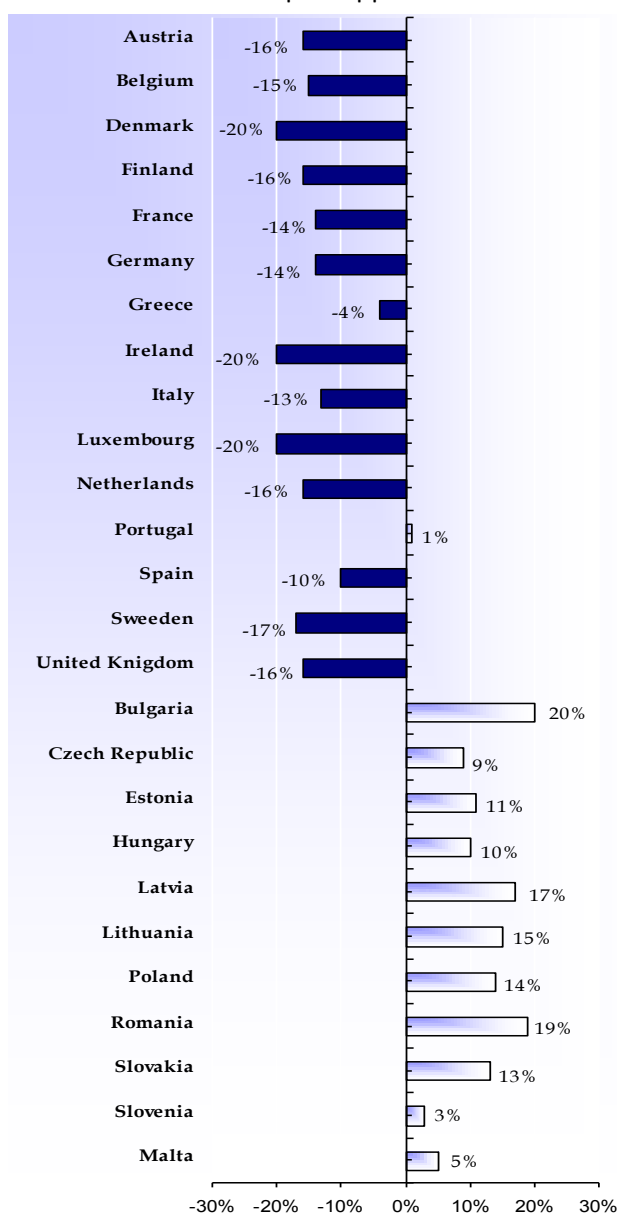
*Politique climatique et transition énergétique :
Essais en économie de l'énergie sur la décarbonisation des mix électriques*



Source. European Commission, Directive on the promotion of the use of energy from renewable sources, com (2009).

La figure 2 ci-dessous reprend les objectifs de réduction des émissions de GES par pays et pour les secteurs *non-ETS* à l'horizon 2020 par rapport à l'année de référence 2005. Comme on peut le voir sur cette figure, la « décision de partage de l'effort » permettait aux nouveaux États membres d'accroître leurs émissions de GES dans les secteurs hors du Système d'échange de quotas d'émission, de 3% à Malte à 20% en Bulgarie, tandis que dans les pays de l'UE-15 les émissions devaient être réduites d'environ 15 à 20% dans les pays du nord, les objectifs étant moins importants pour les pays du sud de l'Europe.

Figure 2. Objectifs de réduction des émissions de GES par pays, pour les secteurs non-ETS de l'UE, en 2020 par rapport à 2005



Source. European Commission (2009).

Nous insistons maintenant sur les conséquences économiques à l'horizon 2020 de différentes mesures de politiques économiques débutant en 2010 : trois scénarii, notés S1, S2 et S3, ont été élaborés en fonction de la réaffectation des revenus tirés de la mise aux enchères des quotas carbone telle que prévue par le projet de directive en 2009. Le tableau 1 présente les résultats des trois simulations.

Tableau 1. Résultats des simulations au niveau de l'ensemble de l'UE-27

Scénarii	Descriptif du scénario	Evolutions des principaux agrégats à l'échelle EU-27 (écart en % par rapport au scénario de référence)
S1	Les revenus tirés des enchères de quotas carbone permettent aux Etats membres de réduire leur dette : il n'y a pas de réaffectation des revenus.	PIB : -0,65 consommation finale : -0,60 consommation d'énergie : -7,68 exports extra-européens : -0,86 imports extra-européens : -1,09 RD privée : 1,33 emplois : -0,17
S2	Les revenus tirés des enchères sont réaffectés en totalité sous la forme d'une réduction du taux de cotisation sociale employeur.	PIB : 0,11 consommation finale : 0,68 consommation d'énergie : -7,15 exports extra-européens : -0,04 imports extra-européens : -0,80 RD privée : 0,17 emplois : 1,43
S3	Les revenus sont réaffectés dans deux directions : réduction des taux de cotisation sociale employeur ; subvention aux dépenses de RD privée.	PIB : 1,41 consommation finale : 1,25 consommation d'énergie : -8,46 exports extra-européens : 3,34 imports extra-européens : -3,10 RD privée : 25,09 emplois : 1,07

Dans le scénario S1, les revenus tirés des enchères des quotas carbone permettent aux Etats européens de réduire leur dette. Autrement dit, il n'y a pas de *recyclage* ou de réaffectation de ces revenus dans l'économie. Il s'agit de l'évaluation *stricto sensu* du paquet. Dans les scénarii S2 et S3, les revenus sont au contraire réalloués tel que respectivement : ils sont réaffectés en totalité sous la forme d'une réduction du taux de cotisation sociale employeur dans S2 ; ou ils sont réaffectés dans deux directions dans S3, avec la réduction des taux de cotisation sociale employeur et des subventions aux dépenses de RD privée. Techniquement dans S3, la subvention à la RD est d'abord calculée tel que 30% des dépenses soient subventionnées, ensuite le montant restant des revenus des enchères est redistribué sous forme de réductions des cotisations.

Le scénario S1 permet ainsi par rapport aux résultats des scénarios S2 et S3 d'évaluer l'efficacité des schémas de réaffectation des revenus utilisés dans ces derniers. S1 nous montre également les coûts économiques liés à l'augmentation des prix du carbone dans les secteurs non-ETS et aux limites plus strictes aux émissions de GES dans les secteurs ETS.

Le prix des permis dans le scénario S1 augmente de façon continue pendant la période 2013-2020 pour atteindre 61,20€/tonne équivalent CO₂ en 2020. Ce prix est calculé de façon endogène : il est associé à l'engagement d'émissions introduit dans le paquet climat-énergie. Notons que le prix de la tonne de CO₂ dans les faits n'a pas suivi la hausse escomptée dans le scénario S1 et n'atteindra sans aucun doute pas en 2020 le prix de la tonne que nous avons déterminée en 2009. Fluctuant autour de 5€ seulement en 2017, ce prix d'un quota démontre qu'un nombre de quotas gratuits trop élevé a été mis en circulation (Chiffres clés du climat France et Monde 2017). La hausse de la valeur du carbone dans le scénario S1 représentait au total une recette fiscale d'environ 102,21 milliards d'euros pour les États européens, pris sur les entreprises européennes ETS qui sont de fait contraintes d'augmenter leur prix de production. Dans les scénarii S2 et S3, les prix des permis étaient respectivement de 74,30€ et 57,10€.²

Explorons plus en détails les effets aux niveaux nationaux du scénario S3. Les tableaux 2 et 3 (page suivante) présentent les effets sur les principaux agrégats économiques à l'horizon 2020 du paquet climat-énergie avec recyclage des revenus des enchères dans les deux directions (réduction des taux de cotisation sociale employeur et subvention aux dépenses de RD privée). Le tableau 2 est relatif aux pays dont le PIB par tête est supérieur à la moyenne européenne ; le tableau 3 présente le cas polaire.

² Notons également que le scénario S3 contribuait à atteindre l'objectif de RD de Barcelone inclus dans l'Agenda de Lisbonne de l'UE-27, c'est-à-dire l'augmentation de l'investissement public et privé en RD à 3% du PIB européen.

*Politique climatique et transition énergétique :
Essais en économie de l'énergie sur la décarbonisation des mix électriques*

Tableau 2. S3 : Impacts macroéconomiques pour les pays membres de l'UE-15, en 2020

	GDP	Final consumption	Firms' investment	Energy consumption	Private R&D	Employment
Austria	1.51	0.59	-2.25	-7.54	18.50	0.50
Belgium	1.73	0.81	-3.49	-9.84	26.71	0.75
Denmark	1.21	1.22	-2.23	-7.77	23.76	0.23
Germany	1.76	1.13	-0.65	-7.27	22.40	0.64
Finland	2.85	1.28	-0.97	-7.70	16.34	0.66
France	0.77	0.33	-2.15	-11.64	12.14	0.33
Greece	1.74	1.49	-0.35	-4.88	66.11	2.00
Ireland	1.62	2.31	-4.89	-7.36	37.19	1.53
Italy	1.91	1.48	-2.41	-8.81	71.56	0.80
Luxembourg	2.04	1.42	-3.28	-7.99	33.11	0.35
Netherlands	1.19	1.49	-4.14	-12.25	39.09	1.61
Portugal	-0.24	-0.90	-2.32	-4.98	71.29	-0.10
Spain	0.43	-0.06	-2.64	-10.01	74.09	-0.10
Sweeden	1.73	-0.18	-0.82	-7.29	4.48	-0.24
United Kingdom	1.30	1.36	-1.72	-7.87	28.80	1.00
EU27	1.41	1.25	-1.80	-8.46	25.90	1.07

deviation w.r.t. baseline (in percentage points)

Source: NEMESIS model

Tableau 3. S3 : Impacts macroéconomiques pour les pays membres dont les revenus par tête sont inférieurs à la moyenne de l'UE-27, en 2020

	GDP	Final consumption	Firms' investment	Energy consumption	Private R&D	Employment
Czech Republic	4.15	5.99	0.75	-2.11	66.34	4.05
Estonia	3.71	3.76	-0.43	-3.81	69.10	2.51
Latvia	0.91	-0.54	-2.74	-6.21	73.05	-0.46
Lithuania	1.63	2.66	-0.62	-2.75	66.72	1.79
Hungary	4.12	2.61	-1.63	-6.55	70.17	2.11
Malta	1.75	1.83	-0.39	-2.97	69.72	1.28
Poland	2.70	3.07	0.07	-2.93	67.56	2.85
Slovenia	1.31	1.21	-1.12	-4.61	70.92	0.70
Slovakia	0.53	-0.82	-6.11	-10.74	78.89	-0.50
Romania	5.93	8.61	-3.68	-10.23	71.13	6.48
EU27	1.41	1.25	-1.80	-8.46	25.90	1.07

deviation w.r.t. baseline (in percentage points)

Source: NEMESIS model

Dans le scénario S3, les impacts sur le PIB et la consommation finale sont positifs dans tous les pays et généralement supérieurs à ceux du scénario S2. Comme dans le scénario S2, dans S3, les nouveaux Etats membres bénéficient des réductions les plus élevées du taux de cotisation des employeurs et également des augmentations les plus élevées des dépenses de RD et de productivité. Les dépenses de RD dont le niveau initial est très faible dans le scénario de référence augmentent d'environ 70% en moyenne dans les nouveaux Etats membres, contre 26% « seulement » pour la moyenne de l'UE-27.

Dans le modèle NEMESIS, l'innovation étant endogène, la politique climatique de l'UE a comme attendu un effet négatif sur les efforts de recherche dans les secteurs carbonés ou « sales ». La comparaison des évaluations du modèle NEMESIS avec celles des principaux modèles du domaine (PRIMES, GAINS, GEM-E3) (Saveyn et ali. 2011) montre de nombreux points de convergence ainsi que des complémentarités dans les résultats :

- La mise en œuvre de la politique européenne de 2009 devait avoir à moyen terme un coût limité en termes de PIB pour l'UE, lequel pouvait même être négatif en fonction de la façon dont les revenus tirés des enchères étaient réaffectés par les Etats dans leur économie ;
- Des gains significatifs pouvaient être obtenus par les consommateurs si cette réaffectation permettait d'augmenter leurs revenus disponibles ;
- Le niveau d'emploi qui pouvait aussi être fortement stimulé si la réaffectation des revenus tirés des enchères permettait une réduction du coût du travail, ce qui stimulait aussi la demande des ménages et les exports de technologies nouvelles bas-carbone : ces résultats validaient un double-dividende emploi-environnement ;
- Il apparaissait par contre qu'une augmentation des transferts sociaux impacterait négativement la compétitivité des entreprises européennes ;
- L'application du principe de solidarité en Europe permettait au paquet énergie-climat d'être une opportunité pour la croissance et l'emploi dans l'UE, notamment pour les Etats dont le PIB est sous la moyenne européenne, comme la Roumanie et la Pologne, qui sont aussi des économies intensives en carbone ;
- Au final, les résultats de ce premier chapitre dessinaient ensemble une vision intégratrice du futur énergétique de l'Europe.

Force est de constater que cette recherche réalisée en 2009 n'a pas pu prendre en compte certains blocages politiques (difficiles à anticiper à l'époque) dans le bon fonctionnement du marché *ETS* principalement. La part des quotas de CO₂ allouée gratuitement sur le marché et réservée à des secteurs comme la sidérurgie, le cuivre ou l'électronique, a été beaucoup trop élevée : c'est principalement ce phénomène qui a fait chuter le prix du carbone à 5€ aujourd'hui. Fin mars 2017, après deux années d'intenses tractations, les ministres européens de l'Environnement parvenaient à un accord sur la réforme du marché du carbone (*i.e.* vers une réduction annuelle des quotas). Mais cette réforme qui se veut centrale pour atteindre l'objectif défini lors de la COP 21, à Paris, en décembre 2015 (réduire de 40% par rapport à 1990 les émissions de GES à 2030) sera-t-elle enfin suivie d'effets ?

Chapitre 2 : Un double-dividende croissance – réduction des gaz à effet de serre ?

Dans le chapitre qui précède, le module de croissance endogène du modèle NEMESIS a permis d'initier une part significative de la dynamique du modèle (RD privée, exports, PIB, etc.) *via* l'évolution endogène des coûts ou des rendements des technologies renouvelables. Il convient maintenant d'interroger cette hypothèse de croissance endogène d'autant que l'existence d'un double-dividende dans les scénarii S2 et S3 (avec croissance du PIB, ou créations d'emplois, et réduction des émissions de GES) repose sur l'existence d'effets à long terme des investissements en RD. Il s'agit de savoir si l'Europe peut vraiment fonder une partie de son économie sur une avance technologique et des exports significatifs dans les technologies bas-carbone, dans l'énergie, l'électricité, la mobilité, etc.

Les explorations empiriques récentes sur les effets des politiques publiques en matière de GES aboutissent à des résultats pour le moins mitigés. Pour Aghion et al. (2016), les effets des subventions à la RD sur les dépôts de brevets aux Etats-Unis d'Amérique (USA), au Japon et en Europe dans les technologies propres de la part des constructeurs automobiles sont statistiquement nuls sur la période 1978-2005. Pour Caeli et Dechezleprêtre (2016), les effets des quotas carbone européens sur les dépôts de brevets bas-carbone sur la période 2000-2010 sont très faibles. Plus précisément, les résultats des études économétriques montrent un effet significatif de l'ordre de +36,2% de brevets bas-carbone sur un petit nombre d'entreprises régulées (3428 firmes), des effets décrits comme très localisés et donc très faibles globalement, de sorte que l'EU ETS n'explique que 0,85% de la hausse totale des brevets bas-carbone (brevets déposés à l'*European Patent Office* - EPO).³

³ Les auteurs démontrent également une hausse de tous les types de brevets déposés et donc l'absence d'effet d'éviction : *i.e.* l'impact positif de l'ETS sur les brevets bas-carbone de quelques firmes ne s'est pas fait au détriment des autres brevets. A l'échelle globale, l'impact de l'ETS paraît bien faible : il semble que de nombreuses firmes non régulées par l'ETS déposaient également à cette époque des brevets bas-carbone,

Pour relativiser ces résultats assez défavorables, on peut estimer que les incitations fiscales de soutiens à la RD ou en matière environnementale sont encore trop faibles, ce qui est sans aucun doute vrai quand on observe le prix peu élevé d'un quota carbone européen en 2017. Cela permet de conforter l'idée selon laquelle, pour que la politique européenne climat-énergie soit un succès, il faut privilégier des actions beaucoup plus fortes en matière fiscale que ce que les politiques européennes ont mené jusqu'à maintenant.

Malgré ces résultats empiriques défavorables, de nombreuses recherches théoriques et appliquées explorent les relations entre croissance et pollution dans le cadre de modèles avec croissance endogène fondées sur les innovations. Dans ces modèles, la croissance de la production (ou du revenu par tête) est influencée positivement par les décisions endogènes d'agents économiques investissant en RD. L'économie polluante peut atteindre un double-dividende croissance-environnement lorsque la politique économique, combinant taxe ou quotas sur la pollution et soutien à la RD, permet d'accroître le taux de croissance de la production et d'améliorer la qualité de l'environnement à la fois. C'est notamment le cas du modèle NEMESIS décrit dans le chapitre précédent ou des modèles en équilibre général sur le climat avec progrès technique orienté de Grimaud, Lafforgue et Magné (2011), Acemoglu, Aghion, Bursztyn et Hemous (2012).

Pour illustrer cette famille de modèle en équilibre général, nous exposerons dans un premier temps un modèle canonique de changement climatique avec progrès technique dédié, lequel est issu de notre revue de la littérature (da Costa, Rouge et Henriot 2015) et se base notamment sur Acemoglu (2002). L'idée du progrès technique dédié est que les innovations peuvent être sectorielles comme dans le modèle NEMESIS. Plus précisément, la part des différents secteurs dans la production peut varier en fonction du rythme de l'innovation dans chaque secteur. Les innovations ont lieu dans les secteurs dans lesquels elles sont les plus profitables. Dans un second temps, nous développerons un modèle original dont la structure, moyennant quelques hypothèses différentes, peut être directement tirée du modèle canonique précédent. Notre modèle (da Costa 2017) permet de reproduire de nouveaux effets dynamiques des innovations sur le climat et la croissance que nous commenterons.

Formellement, on considère donc que la production du bien de consommation se fait à partir de deux types de ressources : la ressource non renouvelable ou sale (typiquement des ressources fossiles) et une ressource renouvelable non polluante (l'énergie solaire ou éolienne). On peut ensuite considérer comme Smulders et de Nooij (2003) que la ressource renouvelable non polluante - que l'on note N - est produite à partir de travail, d'où la première équation qui suit :

comme si un « chemin technologique » bas-carbone préexistait à l'introduction du système d'émissions. Or, puisque les firmes régulées sont largement minoritaires, leur comportement de réaction à l'ETS (*i.e.* les brevets qu'elles déposent) ne représente qu'une fraction minimale du nombre total de brevets déposés auprès de l'EPO. Ainsi, sur la hausse marquée des brevets bas-carbone déposés depuis 2005, seulement une très petite partie semble véritablement liée à l'ETS.

$$N_t = \theta L_{Nt}$$

avec $\theta > 0$, et L_{Nt} l'effort de travail alloué à la production de ressource renouvelable à la date t .

De plus, à chaque type de ressource est associé un type de recherche spécifique et donc un type de connaissance particulier. On considère alors la technologie suivante :

$$Y_t = F(A_{Nt}N_t, A_{Rt}R_t)$$

avec Y le volume de production du bien de consommation (équivalent au PIB en volume), A_i , $i = \{N, R\}$ le stock de connaissance associé à la ressource i et R la ressource non-renouvelable.

Le stock de connaissance est accumulé selon la loi suivante :

$$\dot{A}_{it} = \delta_i L_{Ait} A_{it}, i = \{N, R\}$$

où δ_i caractérise l'efficacité du secteur de RD i et L_{Ait} la part du travail qui lui est allouée.

Le travail a donc trois usages différents : dans les deux secteurs de recherche (A_N et A_R) et dans la production de ressource propre ou renouvelable (N). Dès lors, si le travail est homogène, l'équilibre suivant sur le marché du travail doit être respecté :

$$1 = L_{Nt} + L_{A_{Nt}} + L_{A_{Rt}}$$

Notons que le travail pourrait être remplacé dans ce modèle par du bien final dans l'effort de RD (Groth et Schou 2007).^{4,5} Plusieurs types d'arbitrage entre les différentes allocations du travail vont avoir lieu :

- L'arbitrage entre travail productif et RD. Si on considère, à la manière de nombreux modèles, que du travail peut être alloué au bien final en plus des deux secteurs de RD (hypothèse que nous n'avons pas faite dans notre modèle par mesure de simplification : cf. fonction $F(\cdot)$ ci-dessus), alors il existe un arbitrage entre les trois secteurs concernés qui nécessite à l'équilibre l'égalisation des salaires dans tous les secteurs. Arbitrer en faveur de la RD revient à déplacer dans le temps de la richesse pour les générations futures ;
- L'arbitrage entre les secteurs de RD. L'arbitrage est dans notre modèle plus complexe car nous avons trois utilisations alternatives du travail entre la production de l'*input* propre, L_N , l'effort de RD propre, L_{AN} , et l'effort de RD standard ou sale, L_{AR} . Notons enfin que lorsque le travail de recherche est différent du travail productif (niveaux de qualification requis différents ; hypothèse non retenue dans notre modèle) alors l'arbitrage se fait entre les deux secteurs de recherche uniquement.

⁴ On se rapproche dans ce cas du débat sur la part optimale du PIB à investir en RD.

⁵ Formellement avec du bien final investi en RD, on s'inspire de Barro et Sala-i-Martin (1995) pour répartir le PIB entre plusieurs emplois par l'intermédiaire d'une équation emplois-ressources équilibrée.

Dans l'économie décentralisée, c'est-à-dire lorsque les agents sont libres de déterminer par eux-mêmes leur comportement, à l'inverse d'une économie centralisée dans laquelle un planificateur social décide à la place des autres agents des montants produits des différents *outputs*, l'arbitrage entre les deux secteurs de recherche dépend de la profitabilité relative de la recherche dans chacun des secteurs. Dans Acemoglu et al. (2012), cette profitabilité relative est fonction de trois éléments :

- Un effet taille de marché. Plus un secteur de RD utilise d'*input* travail, plus le profit de la recherche dans ce secteur est élevé ;
- Un effet productivité. Plus un secteur est avancé technologiquement, plus la recherche est rentable dans ce secteur (effet dit *Shoulders of Giant*) ;
- Un effet prix. Plus les biens produits dans un secteur sont chers, plus l'innovation est profitable.

La substituabilité entre les biens des différents secteurs est primordiale (équation F(.) précédente). En effet, étant donné qu'il est plus facile d'innover dans le secteur le plus avancé technologiquement (*cf.* l'effet de productivité ci-dessus) alors, si les biens des différents secteurs sont très substituables, l'innovation va se faire uniquement dans les secteurs les plus avancés. Asymptotiquement, un seul des deux secteurs existera. Inversement, si les deux secteurs sont très complémentaires, alors l'effet prix relatif l'emporte et si un secteur est plus productif qu'un autre, le prix relatif des biens du secteur le moins productif vont croître (car ces biens sont indispensables à cause de leur faible complémentarité avec les autres biens) et l'innovation va devenir plus rentable dans le secteur le moins productif initialement.

On voit bien ici, comme cela est expliqué dans Acemoglu et al. (2012), quelles sont les interactions entre climat et croissance endogène. Le changement climatique étant un problème de long terme, si la productivité du secteur fossile est initialement plus importante que la productivité du secteur renouvelable et que les biens produits dans les deux secteurs sont substituables, alors l'innovation se fera plutôt dans le secteur fossile⁶. Le secteur fossile se développera jusqu'à ce que les effets du changement climatique se fassent sentir. Alors, changer de soutien de croissance pour repartir sur un sentier durable ou vert sera très coûteux, car le secteur renouvelable sera devenu au cours du temps beaucoup moins productif, n'ayant pas bénéficié de beaucoup d'innovations.

Le fait que le changement climatique soit un problème de long terme influe donc sur le stock de connaissance (ou la productivité) dans les secteurs fossiles et renouvelables (on fait plutôt des innovations dans le secteur le plus productif tant que les effets du changement climatiques sont faibles). Inversement, le stock de connaissance dans chacun des secteurs influence l'ampleur du changement climatique (plus les connaissances du secteur standard

⁶ C'est le cas (que nous avons évoqué au début de ce chapitre) des constructeurs automobiles investissant relativement peu dans les technologies propres et préférant améliorer l'efficacité énergétiques des moteurs thermiques (Aghion et al. 2016).

sont importantes, plus les innovations se font dans ce secteur, et plus les émissions sont élevées).

Il n'y a donc pas *a priori* de raisons pour que l'allocation de l'offre de travail entre la RD et la production se fasse automatiquement de manière optimale. De la même manière, dans une économie à plusieurs secteurs, l'allocation de l'effort de recherche entre les différents secteurs peut être éloignée de l'allocation optimale. Comme nous l'avons souligné dans le paragraphe précédent, l'allocation entre les différents secteurs de recherche se fait en fonction du profit escompté dans chaque secteur. Or, si les effets du climat se font uniquement sentir à long terme, la RD (si les secteurs sont substituables) se fait plutôt dans les secteurs de l'économie les plus avancés. Si les secteurs les plus avancés sont ceux qui consomment beaucoup d'énergie, alors les innovations vont plutôt nuire au climat, là où dans une économie centralisée, les efforts de recherche seraient concentrés vers les secteurs les plus verts.

A l'optimum social, l'allocation optimale de l'effort entre ses différents usages est régie par une condition analogue de celle de l'économie décentralisée : la modification de l'utilité intertemporelle générée par une variation marginale du flux de travail doit être la même quel que soit le secteur dans lequel ce travail est utilisé, mais cette fois en prenant en compte les effets de la production sur le climat, soit *via* une perte de production future, soit *via* une réduction de l'utilité future.

Dans ces modèles où figure un secteur de recherche propre, la politique climatique entraîne un transfert de travail vers le secteur de recherche propre depuis le secteur de recherche sale : l'accumulation de ce dernier type de connaissance est donc ralentie. On dit que la politique climatique entraîne un transfert de l'effort vers l'abattement, au détriment de la recherche sale.

Dans ce modèle, si les deux secteurs sont de bons substitués, alors tout soutien à la RD (quelque soit le secteur, fossile ou renouvelable) a pour effet de réduire les émissions ou la vitesse d'extraction de l'énergie fossile. Cela est d'autant plus fort que la ressource non renouvelable et la connaissance sont de bons substitués. Dans le cadre de biens complémentaires, les résultats peuvent être ambigus : on peut supposer qu'une augmentation de la productivité dans le secteur propre, s'il ne s'accompagne pas d'une augmentation de productivité dans l'autre secteur, peut conduire à une augmentation de la consommation et des émissions de la ressource non renouvelable (c'est le cas par exemple si la fonction de production du bien final est à facteurs strictement complémentaires de type Min).

Ces effets ambigus sont qualifiés dans la littérature de « paradoxe vert ». On doit le concept à Sinn (2008) qui analyse l'extraction d'une ressource non renouvelable polluante et nécessaire à la production. La politique climatique qui va se développer peut jouer comme le ferait une menace sur les droits de propriété, et les propriétaires réagissent en accélérant l'extraction, dans la mesure où la pression sur les prix aujourd'hui conduit à anticiper une

pression croissante, incitant les producteurs à accroître l'extraction et leurs recettes aujourd'hui. L'anticipation de l'arrivée d'un substitut propre à la ressource non renouvelable peut aussi conduire les producteurs à accroître l'extraction et leurs recettes aujourd'hui. Certaines politiques climatiques destinées à diminuer les émissions de carbone pourraient donc, au contraire, les accroître, au moins à court terme, et accélérer le changement climatique au lieu de le ralentir.^{7,8}

Avec la notion complémentaire de « paradoxe gris », Coulomb et Henriët (2014) montre que les ressources ou les technologies qualifiées de grises, parce qu'elles sont intermédiaires entre les vertes et les sales en terme d'émissions polluantes (pétrole conventionnel *versus* conventionnel, moteur thermique *versus* hybride, etc.), sont souvent les *inputs* privilégiés à court terme par les producteurs qui font face à des politiques fiscales.

Dans Grimaud, Lafforgue et Magné (2011), Acemoglu, Aghion, Bursztyn et Hemous (2012), le soutien à la RD renouvelable ou propre, quelque soit le secteur considéré, est positif pour la croissance de long terme. Par contre le niveau de production à court terme est réduit immédiatement dans la mesure où les allocations de travail au secteur final baissent mécaniquement.

Dans da Costa (2017), nous développons un modèle original qui permet de montrer que le double-dividende croissance-environnement auquel aboutissent les économies centralisées de cette famille de modèles repose sur l'hypothèse d'un rendement unitaire du stock de connaissance dans la production des innovations. Très peu d'articles sur la croissance semi-endogène se sont penchées sur la question de la pollution (à notre connaissance, on peut en mentionner trois : Eriksson et Zehaie 2005, Groth 2007) sans que le concept de double-dividende n'ait été étudié en détail.

Nous rappelons qu'en croissance endogène, avec rendement unitaire ($\phi = 1$ dans l'équation ci-dessous), l'économie est caractérisée par des rendements d'échelle croissants quand la production du bien final se fait à rendement constant. Formellement, la découverte d'idées nouvelles est dans notre modèle régit par la loi suivante :

$$\dot{A}_{it} = \delta_i L_{Ait} A_{it}^{\phi}, i = \{N, R\}$$

⁷ Sinn (2008) montre qu'une politique de régulation fiscale et de RD appropriée peut éviter un paradoxe vert en calibrant à la fois le niveau initial et le profil temporel de la taxe qui induiraient le sentier d'extraction optimal. Cependant, le calcul de ce sentier est difficile dans la pratique et surtout il est très aisé, pour des raisons d'acceptabilité sociale notamment, de pratiquer une taxe faible au départ puis fortement croissante, laquelle a pour conséquence une augmentation immédiate de l'offre à un prix élevé plutôt que dans le futur. L'extraction de la ressource fossile est donc accélérée à court terme (effet temps) et les dommages sont plus importants.

⁸ Quels sont mécanismes qui peuvent contredire ou atténuer le paradoxe vert ? Withagen (2010) discute l'hypothèse forte de Sinn selon laquelle la ressource non renouvelable est exploitée dans son intégralité : si les producteurs peuvent laisser une partie de la ressource dans le sol, alors il existe un nouvel effet volume, en plus de l'effet temps, qui peut contredire le paradoxe vert.

avec $0 < \phi < 1$ mesurant le niveau de *spillovers* ou d' « externalités intertemporelles liées aux opportunités technologiques » (Jones 1995).

Dans ce cas, à long terme ou à l'état stable du modèle, le taux de croissance des innovations pour tout i (renouvelable ou fossile) est constant⁹ si et seulement si :

$$\frac{\dot{A}}{A} = \frac{1}{1 - \phi} \cdot \frac{\dot{L}}{L}$$

Ce taux de croissance des innovations pour tout i est donc positif à condition que la population soit croissante strictement à long terme. Il dépend également du rendement ϕ . Les autres hypothèses de notre modèle (fonctions de production du bien final, des renouvelables, etc.) peuvent être reprises de ce qui précède dans ce chapitre.

Pour Jones (1995) et Segestrom (1998), ϕ compris entre 0 et 1 revient à dire, à la manière de Robert Gordon (2012), que les grandes innovations ont déjà eu lieu. En utilisant la parabole de l'arbre fruitier, on comprend que les meilleurs fruits sont ceux que l'on cueille le plus facilement ; ensuite la cueillette devient plus difficile et moins juteuse. Si la production des innovations est soumise à un rendement du stock de connaissance inférieur à l'unité (régime qualifié de croissance semi-endogène dans la littérature) alors le taux de croissance devient exogène à terme et le double-dividende est impossible puisque les subventions à la RD n'ont plus d'effet à long terme sur l'innovation et son accumulation. Seuls existent des effets transitoires bénéfiques en terme d'augmentation du PIB.

Dans un régime de croissance semi-endogène, le producteur du bien final, soumis à une taxe carbone croissante, va baisser le niveau de sa production. Le secteur du bien final demande alors moins de travail et moins de ressources naturelles. Côté RD, ni la baisse du niveau des salaires (qui est due à la diminution de la demande de travail du secteur final) ni celle des profits des producteurs des ressources naturelles ne peuvent influencer le taux de croissance des innovations qui est indépendant de tous les paramètres endogènes à long terme. Le double-dividende croissance-environnement ne fonctionne donc pas dans cette économie, au sens où la politique économique fait toujours décroître le taux de croissance de la production de long terme, par rapport à la situation initiale de laisser-faire économique (c'est-à-dire sans politique internalisatrice). Ce résultat reste valable que la politique économique soit de premier-rang ou de second-rang. Nous avons pour cela du comparer les taux de croissance de deux états stables pour estimer l'impact de la politique économique. Il faut en effet comprendre le double-dividende, s'il était satisfait, comme le gain de croissance à long terme résultant des politiques en faveur de l'environnement et de l'innovation. La croissance semi-endogène aboutit comme attendu à des résultats

⁹ Élément de démonstration : équation obtenue à partir de la Log-différentiation de la partie droite de l'égalité précédente.

économiques moins optimistes que la croissance endogène sur les apports et les bénéfices induits par les technologies.

Ensuite, pour être positif, nous montrons que le taux de croissance économique (lequel devient exogène à terme) nécessite un rendement du stock de connaissance supérieur à un certain seuil strictement positif (que nous pouvons déterminer analytiquement). Si l'externalité positive dans la recherche était au contraire trop faible, le taux de croissance de l'économie serait négatif à long terme.

Par ailleurs, plus le rendement du stock de connaissance est élevé (ϕ tendant vers l'unité), plus la politique en faveur de l'environnement devient sévère, plus le taux de croissance de la production est faible à terme, quel que soit le niveau du soutien à la RD. En effet, lorsque les rendements d'échelle dans l'accumulation de connaissances sont plus élevés, le fait de substituer des innovations aux *inputs* polluants devient moins coûteux, et le taux de croissance de la taxe sur les émissions polluantes peut augmenter.

Enfin, le fait que les politiques économiques n'aient pas d'influence à long terme sur l'innovation ne signifie pas que les gouvernements peuvent repousser à demain les décisions en matières de soutien à la RD et de taxation des GES, dans la mesure où un décalage dans le temps rendrait ces politiques, aux effets purement transitoires, toujours plus coûteuses pour cause de double hystérésis liée au climat et à la RD.

Conclusion

A l'issue de la première partie de ce mémoire, nous avons vu qu'il semble y avoir des controverses et des incertitudes empiriques et théoriques sur les effets dynamiques des politiques publiques en matière d'innovation. Des recherches empiriques supplémentaires semblent encore nécessaires pour pouvoir estimer de façon plus précise les effets dynamiques des politiques de RD en matière de réduction des émissions de GES. Les recherches existantes sont en effet encore peu nombreuses et parfois contradictoires. Par ailleurs, les recherches empiriques portant précisément sur l'évaluation de la valeur du *spillover* intertemporel des connaissances sont très rares (*cf.* le paramètre ϕ , soit unitaire en croissance endogène soit inférieur à l'unité en croissance semi-endogène) (Sedgley et Elmslie 2010).

D'autre part, les politiques climatiques dans la pratique, même si elles sont pareto-optimales, ne sont jamais de premier rang. Elles consistent souvent à minimiser les impacts de niveau à court-terme : il est en effet très peu probable qu'un gouvernement mette en œuvre une politique, même justifié à long terme comme l'est le climat, qui provoquerait un choc négatif et rapide sur le revenu par tête, à l'image de la mise en œuvre d'une taxe carbone optimale qui ne serait pas réallouée. Nous avons souligné dans cette première partie les différences entre les résultats escomptés par les modèles et les résultats empiriques (*cf.* l'ETS de l'UE) ainsi que les paradoxes verts que ce type de dynamique pouvait occasionner. L'acceptabilité d'une telle mesure par les populations concernées (des consommateurs aux producteurs) requiert donc une redistribution de l'effort global (réforme du système fiscal, taxation d'autres biens, subventions à la RD, transferts divers). Dans de futures recherches, nous estimons que cette redistribution pourrait se baser sur la prise en compte des inégalités de revenus dans la population du pays concerné et également des effets dynamiques de la politique climatique sur la distribution des revenus. Dans le cas

français par exemple, nous remarquons que les émissions de GES par région administrative et leurs PIB par habitant sont anti-corrélés, rendant politiquement irréaliste la mise en œuvre d'une taxe carbone ambitieuse. De plus la productivité des personnes diffère entre régions françaises, ainsi que le coût d'accès aux technologies de substitution (transport publics décarbonés, locations de véhicules électriques, etc.), ce coût d'accès étant corrélé négativement avec la productivité. La prise en compte de ces aspects ouvre de nouvelles perspectives de recherche qui peuvent aboutir à des propositions de politiques nouvelles en matières technologiques, de RD et de taxe carbone.

Notons enfin que les technologies bas-carbone qui sont au cœur des scénarii étudiés dans cette première partie sont à ce stade encore décrites de façon trop générale pour pouvoir évaluer leur faisabilité économique et ainsi leur devenir. La seconde partie du mémoire propose des approches technico-économiques à même d'estimer la faisabilité de différentes technologies bas-carbone.

*Politique climatique et transition énergétique :
Essais en économie de l'énergie sur la décarbonisation des mix électriques*

« La grande révolution européenne de notre époque, la révolution qui vise à remplacer les rivalités nationales par une union des peuples dans la liberté et la diversité, la révolution qui peut permettre un nouvel épanouissement de notre civilisation, et une nouvelle renaissance, cette révolution a commencé avec la Communauté européenne du charbon et de l'acier (CECA). »
Jean Monnet

La Communauté européenne de l'énergie atomique a été instituée par le traité Euratom signé en 1957, six ans après la CECA.

Partie II : Vers des mix électriques décarbonés et flexibles

L'analyse historique des mix électriques dans les différents pays européens montre que les Etats membres ont par le passé massivement privilégié les ressources locales comme le charbon en Allemagne, ou le développement d'une technologie bien maîtrisée lorsque les ressources locales étaient pauvres comme le nucléaire en France. Cette tendance a été renforcée après les deux crises pétrolières des années 1970 conduisant les compagnies d'électricité européennes à assurer la sécurité d'approvisionnement à des coûts élevés. Au cours de ces années, la politique énergétique des gouvernements visait l'indépendance énergétique de leur pays. Cette période a été décisive dans l'élaboration des mix électriques actuels.

Après les baisses de prix du pétrole dans les années 1980, une réforme majeure du marché électrique européen a été mise en œuvre avec la directive de 1996 visant à créer un marché européen unique et concurrentiel sur tous les marchés nationaux. Les marchés nationaux étaient alors le plus souvent des marchés monopolistiques intégrés (Hansen, Percebois, Boiteux, Tirole 2010). Au stade actuel, cette réforme a été inégalement appliquée dans les différents pays : en grande partie au Royaume-Uni, pionnier de la libéralisation ; très peu en France, où le modèle de monopole naturel a été considéré comme un succès dans le cadre de la tarification à la Ramsey-Boiteux (Baumol 1977). Les structures de marché et les concentrations sont aujourd'hui encore très différentes d'un pays à l'autre. L'unification du marché européen reste donc largement inachevée, notamment en raison du manque d'interconnexions entre pays (Grand et Veyrenc 2011).

Les enjeux climatiques ajoutent depuis les années 2000 une dimension supplémentaire à la politique de l'énergie de l'UE et de ses Etats membre. La politique climatique se divise en deux volets : la politique visant à réduire les émissions de GES d'une part et la politique

visant à promouvoir les énergies renouvelables d'autre part. La politique sur les énergies renouvelables est étroitement liée à la politique visant à réduire les GES mais elle se distingue de celle-ci par des outils de politiques économiques différents : les tarifs de rachat, certificats verts, appels d'offres, autres incitations fiscales aux renouvelables, etc. (Bordier 2008). On remarque que cet interventionnisme nécessaire en matière de climat s'accommode parfois mal de la libéralisation des marchés électriques européens laquelle promeut la concurrence entre technologies : d'un point de vue économique, il est difficile de trouver une théorie unifiée permettant de déterminer l'investissement et le prix optimal dans un mix électrique caractérisé par une part d'énergies renouvelables croissante. Cette croissance remet en effet en cause les théories classiques sur l'investissement optimal : les incitations comme la taxe carbone, les tarifs de rachats, etc. distordent les données des modèles canoniques de minimisation des coûts de production électrique à la Massé (1953). Dans ces modèles, la structure des coûts est répartie en coûts fixes (les investissements) et en coûts variables (opérations et maintenance, combustibles, etc.). Le *pricing optimal* à la Ramsey-Boiteux fondé sur les coûts marginaux ne s'applique donc pas dans le cas des renouvelables dont les coûts marginaux sont nuls (Finon et Roques 2013, Newbery 2015, Robinson 2015, Keay 2016, Keay Buchan 2016).

Les mix électriques décarbonés vers lesquels il faut tendre se caractérisent également par un besoin nouveau en flexibilité induit par l'intermittence et la variabilité des énergies renouvelables : éolien et solaire (hors hydroélectricité, etc.). Ces deux sources d'énergies présentent en effet une caractéristique spécifique : leur intermittence est inhérente à la nature aléatoire de leur source respective. Cette caractéristique conduira tous les acteurs du système électrique, du côté de l'offre comme de la demande électrique et des réseaux, à devoir faire preuve de plus de flexibilité, c'est-à-dire pour les producteurs à subir des arrêts et des démarrages plus fréquents et des baisses de charge à la fois plus fréquentes et plus profondes, pour s'adapter à la variabilité de la production des énergies renouvelables intermittentes. En particulier, les périodes de forte production d'électricité solaire ou éolienne devraient conduire à une augmentation des situations dites de « modulation fatale » du parc nucléaire français, obligeant, à défaut de débouchés pour la production nucléaire excédentaire, à baisser la production des centrales démarrées à leur minimum technique, voire à stopper des centrales (situations dites de « butées de puissance minimum »).

Diverses technologies au delà du nucléaire, comme le charbon, le gaz et des technologies de stockage (notamment le Stockage d'énergie par pompage turbinage, ou STEP, avec les barrages) peuvent rendre ce service en flexibilité (Criqui et ali. 2016). Cela pose donc la question de la (ou des) technologie(s) de flexibilité optimale(s) dans un mix en évolution constante et, également, celle de l'environnement économique et incitatif favorable à l'investissement dans chacune de ces technologies.

Dans le cas français, une diminution importante de la capacité nucléaire installée entraînerait à la fois des surcoûts financiers et des surplus d'émissions de GES. Les surcoûts proviendraient en effet de la perte sèche des réacteurs actuels amortis, ainsi que de la perte des futurs réacteurs (de type EPR sur lesquels nous reviendrons) potentiellement plus rentables que d'autres moyens de production. La hausse des émissions de GES proviendrait quant à elle de la flexibilité assurée par des centrales au gaz (ce qui paraît peu probable pour le charbon). Nous chercherons à mesurer précisément ces différents effets ainsi qu'à proposer des solutions de flexibilité décarbonée. Nous concentrerons notre analyse sur le devenir des deux technologies suivantes : le solaire photovoltaïque combiné à des solutions de stockage (chapitre 3) et le nucléaire civil (chapitres 4 et 5). Les recherches technico-économiques sur ces deux technologies se feront dans le cadre d'étude plus larges en terme de mix électriques incluant les autres technologies, du gaz à l'éolien, voire de mix électrique connecté à d'autres marchés, comme celui de la mobilité. Aussi la seconde partie de notre mémoire se terminera-t-elle par l'exposé d'une recherche portant sur les marchés hybrides de l'énergie.

Chapitre 3 : Quelle politique en faveur de l'énergie solaire photovoltaïque ?

Ce troisième chapitre porte sur la place de l'énergie solaire intermittente dans un mix électrique durable. Le solaire est en effet considéré comme un enjeu central pour l'Europe qui concentre à elle seule 75% des capacités PV installées dans le monde (IEA 2015). Nos questions de recherche dans ce chapitre sont à la fois d'ordre technique et économique : en raison du principal inconvénient qu'est l'intermittence du solaire, comment fournir une conception optimale d'un système de PV combinant des dispositifs de stockage ? Par ailleurs, quelle est l'efficacité des diverses politiques d'incitation qui sont ou ont été mises en œuvre pour accélérer le déploiement du PV ? Nous traiterons volontairement ces questions de façon très distinctes dans ce chapitre par soucis d'exhaustivité, d'abord grâce au développement d'une méthodologie d'optimisation multicritères permettant de simuler un système que nous avons voulu le plus réel possible. Ce système composé de panneaux photovoltaïques et de batteries est localisé à la Réunion. Nous réaliserons ensuite un *benchmark* des politiques internationales en matière de soutien au solaire afin d'établir des recommandations en matière de politique économique. Il s'agira d'une analyse de l'efficacité des outils incitatifs de politique économique visant à un déploiement et à une baisse des coûts efficaces des PV. Cette analyse s'appuiera sur les expériences différenciées dans cinq pays, à savoir la France, l'Allemagne, le Japon, l'Espagne et les USA.

Nous proposons donc une méthode originale pour permettre l'optimisation de systèmes alimentés par les énergies renouvelables et comportant un système de stockage. La méthode s'inspire de modèles connus en éthologie pour décrire la manière dont les colonies de certains animaux optimisent la recherche de nourriture (*Swarm models*) (Fadaee et Radzi 2012). Ce modèle est appliqué à un cas d'étude : un village de l'île de la Réunion éloigné du réseau et localisé dans le cirque de Mafate. Notre modèle vise à déduire les meilleurs choix en terme de stockage et de modules photovoltaïques. Il permet de montrer comment il est

possible d'optimiser un système soit en termes de coût de l'énergie moyenne utilisée, soit en termes de surfaces d'impact.

Le cas d'étude a permis de simuler différents dispositifs de stockage permettant de réduire à la fois le coût total actualisé de l'ensemble du système de PV, calculé à partir de *Levelized Costs of Energy* (LCOE), sur une période moyenne de 8 ans correspondant à la durée de vie de l'installation (période 2012-2020), et son degré d'intermittence, le tout sous la contrainte d'un taux de satisfaction des consommateurs de 97%.

A titre illustratif, cette méthode, laquelle peut être généralisée aux sites présentant des similitudes, permet d'un point de vue technique d'affirmer que les batteries au plomb (de type Pb-A) ont à court terme un avantage économique sur les autres technologies utilisant des alliages au nickel (Ni-Cd). Avril, Mansilla, da Costa et Bocquet (2015) présente trois scénarii fonctions de la présence et du type de stockage considéré. Nous retrouvons en ordonnées de la figure 3, le coût de production de l'électricité (€ par kWh) et, en abscisses, la taille du système (et le nombre de composants) (de 1 à 10 kW).

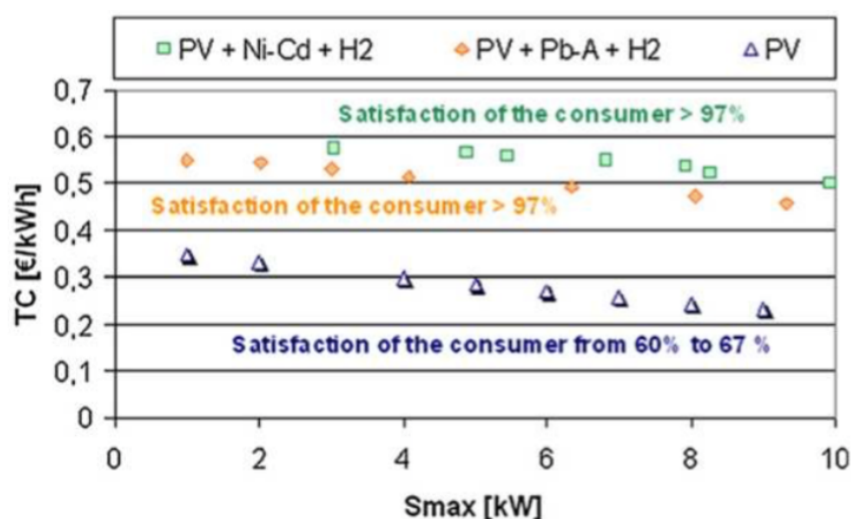


Figure 3. LCOE (TC sur la figure) à 2020 selon trois scénarii de réseau : PV sans stockage (triangles bleus), PV avec batteries Pb-A et hydrogène (losanges jaunes), PV avec batterie Ni-Cd et hydrogène (carrés verts)

Etant donné que des problèmes de surcapacités ont été observés en Europe, dès la fin des années 2000, en Espagne¹⁰ et ailleurs, nous nous interrogeons ensuite sur l'efficacité des différentes aides publiques au PV en France, en Allemagne et en Espagne que nous comparons au Japon et aux USA. Le choix de ces pays nous semble pertinent d'une part en raison de leur poids économique dans le secteur et également en raison de la différence importante dans les outils d'incitation choisis par chacun d'eux (que nous détaillerons par la

¹⁰ Alors que l'Espagne prévoyait l'installation de 371mW de renouvelables entre 2005 et 2010, il s'en est installé 2400 au cours de la seule année 2008 (durant laquelle ce pays est devenu le premier pays producteur au monde), occasionnant la création d'une bulle spéculative que le gouvernement a tenté de dégonfler en réduisant d'un tiers environ les incitations à la production d'électricité par l'énergie photovoltaïque.

suite). Nous nous concentrerons sur la corrélation entre puissances installées, dépenses publiques et prix de l'électricité.

Notre contribution consiste à chiffrer, analyser et relier d'une part les efforts financiers consentis par ces cinq pays par type de financement : subventions pour la RD ou les investissements, tarifs d'achat, prêts bonifiés, etc. et d'autre part la capacité installée de solaire photovoltaïque dans ces pays. Méthodologiquement, nous calculons pour chaque pays le coût cumulé des différentes politiques visant à promouvoir le PV depuis 2010, ainsi que les proportions entre les coûts : des programmes de démonstrations ; des tarifs de rachat (FIT pour *Feed-in Tariff*) ; des incitations du marché (autres que les FIT) ; et des subventions à la RD.

La figure 4 ci-dessous présente l'évolution du coût du soutien au PV en France, en distinguant selon leur type, en rapport avec la puissance installée, sur la période 1993-2010.

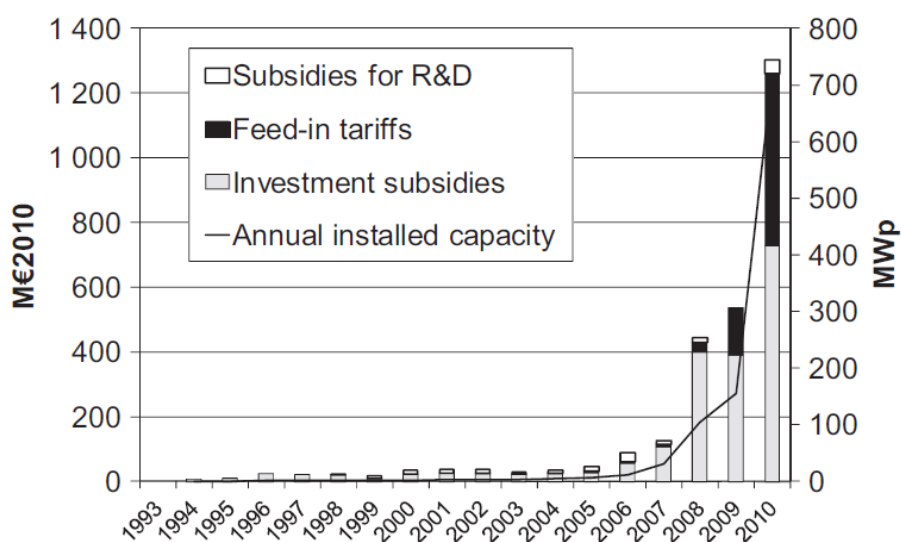


Figure 4. Evaluation du coût annuel de la politique française de soutien au photovoltaïque et mise en perspective de la puissance annuelle installée

Cette figure montre de façon tout à fait claire que les tarifs de rachat ont représentés jusqu'ici une part réduite dans le coût total. Cependant, et ainsi qu'on peut le voir sur la figure 5 (page suivante), ces tarifs étant engagés sur une durée de 20 ans, leur coût est amené à prendre une toute autre ampleur dans les années à venir. Ce coût, ou plus exactement le surcoût du tarif d'achat par rapport au prix de marché moyen pondéré, est supporté par les consommateurs d'électricité au titre de la Contribution au service public de l'électricité. Cette dernière a considérablement évolué au cours des dernières années, passant de 4,5€/MWh jusqu'en 2010, à la valeur de 16,5€/MWh fixée en 2014 à défaut d'arrêté tarifaire (à comparer à la valeur de 22,5€/MWh préconisée par la Commission de régulation de l'énergie en 2014). Depuis 2011, c'est le poste « énergies renouvelables » qui

est prépondérant. En premier lieu ceci est dû au développement du photovoltaïque (pour plus d'un tiers des charges).

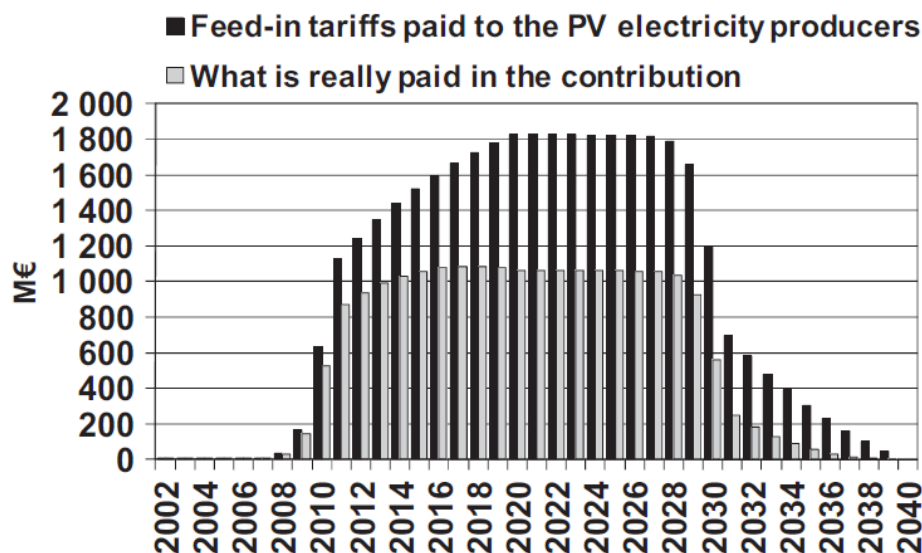


Figure 5.

D'après nos calculs, la politique française semble, comparativement à celles des autres pays ciblés, la moins efficace avec le coût moyen le plus élevé (2,6€/Wp - pour *watt-peak* ou watt-crête qui est la puissance maximale d'un dispositif - pour la France, contre 1,1€/Wp pour l'Allemagne, 1,1 pour l'Espagne, 1 pour le Japon, 2,5 pour les USA) et des subventions à l'investissement pour près de 70% de l'ensemble des mesures. La figure 6 reprend l'ensemble de ces données.

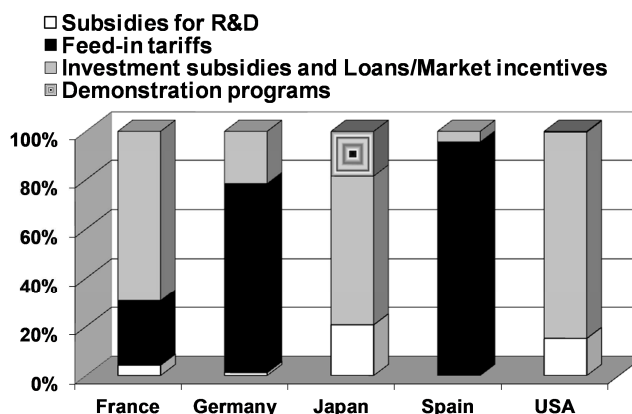


Figure 6. Coûts comparés en 2010 entre les programmes de démonstration, FiT, autres incitations de marché et subventions en France, Allemagne, Japon, Espagne et USA (RD inconnue en Espagne)

A l'opposé, le « système national » qui semble être le plus efficace est le cas japonais. Avec de grands programmes de démonstration (plus de 25% du total des incitations à la fin de 2010 au Japon : cf. figure 6, partie haute de l'histogramme japonais), le Japon a pu choisir la taille, l'emplacement et le type d'installations ainsi que la capacité installée les moins coûteuses.

En étudiant avec précisions les différentes trajectoires nationales et les différentes politiques des gouvernements en matière de PV, Avril, Mansilla, da Costa et Bocquet (2015) aboutit aux recommandations suivantes : la nécessité d'une certaine pérennité des mesures annoncées ; la maîtrise des montants cumulés engagés ; le choix des instruments à privilégier, notamment entre tarifs d'achat et subventions à la recherche ; la finesse ou la précision de la politique afin d'assurer un développement permettant l'adaptation de la technologie à la localisation, tout en faisant en sorte que la décroissance des prix accompagne celle des coûts de production. Ces recommandations de bon sens semblent nécessaires afin d'éviter les effets pervers déjà observés tels que des effets spéculatifs ou de violentes restructurations du secteur suite à l'arrêt de mesures favorables - le cas espagnol étant emblématique sur ce point. En outre, la contribution de l'Allemagne en démarrant très tôt et en supportant presque à elle-seule l'effort initial d'investissement dans le domaine du solaire a sans doute surenchéri fortement son prix national du kWh. Si cet effort avait été réparti sur de nombreux pays, on aurait sans doute abouti au même résultat de baisse du coût des composants mais avec une faible incidence sur le prix du kWh moyen. On peut donc dire que l'Allemagne a d'une certaine façon travaillé pour le bien des autres pays en leur apportant une énergie solaire désormais bon marché.

Ces différents résultats posent la question plus large de la régulation nouvelle des marchés de l'électricité. Plusieurs recommandations sont déjà identifiées dans la littérature récente afin de parvenir à coordonner la transition vers un mix électrique durable dans un environnement plus concurrentiel. Etudier cette re-régulation ouvre de nouvelles perspectives de recherche qui nous intéressent fortement et sur lesquelles nous reviendrons dans la conclusion générale.

Chapitre 4 : Investir dans l'énergie nucléaire de génération IV en Europe ?

Après le solaire, notre analyse porte sur les conditions nécessaires et les facteurs limitatifs pour un développement industriel à l'horizon 2040/2050 des futurs réacteurs nucléaires dits de « génération quatre » (gén. IV). Ces réacteurs, encore au stade de la RD, revêtant des solutions techniques très différentes (réacteurs à neutrons rapides, en France notamment, à très haute température, à sels fondus, etc.)¹¹ pourraient marquer une évolution majeure dans le nucléaire civil, permettant une utilisation de l'uranium naturel plus efficace et économes, plus sûrs et fiables, allongeant ainsi très significativement la durée potentielle de la production nucléaire laquelle est limitée à cause du combustible nucléaire (non renouvelable) (OECD et IAEA 2012). Cependant plusieurs évènements et *drivers* peuvent remettre en cause cette possibilité, parmi lesquels :

- L'accident de Fukushima du 11 mars 2011 : bien que, entre autres études, Joskow et Parsons (2012) montre que la croissance du nucléaire ne serait pas significativement réduite, à l'exception de certains pays, et que l'avenir du nucléaire au niveau mondial se situerait en Asie (Chine et Inde) où la majorité des nouveaux réacteurs sont en construction ou en projet ;
- Les coûts relatifs du nucléaire qui sont facteurs ou non de faisabilité : coûts du nucléaire qui semblent se détériorer notamment avec les mesures croissantes de sécurité post-Fukushima jugées nécessaires et exigées par l'Autorité de sûreté nucléaire française (ASN 2015) ;

¹¹ On peut classer les réacteurs Phénix et Superphénix comme des prototypes de réacteurs de gén. IV.

- Les enjeux liés au climat avec le développement programmé de renouvelables concurrents : point que nous avons déjà abordé dans ce mémoire ;
- La libéralisation des marchés de l'électricité qui peut réduire les gains des opérateurs rémunérés selon la règle de la préséance économique ou du *merit order* (soit la règle fondée sur l'ordre des coûts marginaux de la production électrique) et pose ainsi le défi du financement des infrastructures à très forte intensités capitalistique comme le nucléaire (Rogner et Langlois 2001).

Ce quatrième chapitre questionne donc les conditions nécessaires et les facteurs limitatifs du développement de l'énergie nucléaire de gén. IV au regard des autres technologies disponibles (renouvelables compris). Il s'agit aussi dans ce chapitre de mieux comprendre le jeu d'acteurs en matière d'investissement désormais déterminant dans un secteur électrique qui s'ouvre à la concurrence.

Pour tenter de répondre à cette question de recherche, notre démarche procèdera en deux étapes (Shoai Tehrani et da Costa 2016) : d'abord identifier les *drivers* dans les décisions d'investissement dans les différentes technologies concurrentes ; puis analyser les effets de ces *drivers* sur les changements futurs à travers l'élaboration de scénarii illustrant des tendances futures, dans une approche à la fois descriptive et exploratoire (par opposition à l'approche normative).

Les quatre facteurs clés que nous avons identifiés en matière d'investissement sont : Le changement technique ; La politique économique ; Les conditions de marché ; Les déterminants privés des compagnies électriques. Ces quatre facteurs clés ou *drivers* sont chacun subdivisés en plusieurs variables (tableau 4, page suivante) lesquelles ont été chiffrées dans chaque scénario. Ces différents facteurs permettent de rendre compte des conditions économiques et techniques plus ou moins favorables aux différentes technologies de production électrique existantes et à venir, ainsi que des intérêts divergents entre les acteurs de l'énergie.

*Politique climatique et transition énergétique :
Essais en économie de l'énergie sur la décarbonisation des mix électriques*

N°	Variable	Related Driver
1	Carbon tax (€/tCO ₂)	Policy Driver
2	CO ₂ quota	
3	Feed-in tariffs for renewables (€/MWh)	
4	Green certificates for renewables	
5	Tenders for renewables	
6	Fiscal incentive for renewables	
7	Nuclear position	
8	Nuclear strike price (€/MWh)	
9	Stability of policy	
10	HHI concentration index	Market Driver
11	Development of grid and interconnections	
17	Corporate financing	
18	Project financing	
19	Hybrid financing method (corporate and project financing)	
20	Other original financing method	Technical Change Driver
12	Construction costs (€/MW)	
13	Generation costs (€/MWh)	
14	Building period (year)	
15	Size of plant (MW)	
16	Load factor (%)	
21	Shareholding structure	Company driver
22	Market Capitalization	
23	Annual Production	
24	Generation Mix	
25	Market share	
26	Annual revenue	

Tableau 4. Variables explicatives pour chaque facteurs clés

En tout 24 scénarii ont été identifiés dans Shoai Tehrani et da Costa (2106) à travers l'application de la méthode dite d'*analyse structurelle* laquelle aboutit au *Chart of direct influences and dependences*, après un traitement statistique de données croisées à des résultats d'enquêtes et d'interviews semi-directifs d'experts.¹² Nous reviendrons sur ces scénarii dans la conclusion du chapitre. L'originalité de notre contribution se fonde sur l'application nouvelle de cette méthode à la gén. IV et la variété et le nombre d'experts en matière de gén. IV qui ont été sollicités : trois experts en développement technologique du nucléaire ; neuf experts du CEA en politiques industriels ; des conseillers nucléaires d'ambassades dans 12 pays en Europe, Amérique du Nord et Asie ; quatre experts économiques d'EDF et d'Areva ; un consultant économique indépendant.

Ce travail d'enquêtes statistiques et d'interviews d'experts aboutit à la matrice des influences directes représentée par le tableau 5 (page suivante). Cette matrice montre les niveaux d'influence entre les variables explicatives en matière d'investissement dans les capacités de production électrique (des variables soit internes à l'acteur : *Company drivers*, soit externes : les conditions de marchés, politiques et technologiques - cf. tableau 4). Remplir la matrice consiste donc à identifier les influences croisées entre les variables de notre liste. Cela ne signifie pas que les variables dépendent exclusivement des autres

¹² Utilisation du logiciel MICMAC (Godet 2008, Wang et ali. 2008).

variables provenant de la liste. L'influence d'une variable sur une autre est considérée dans cette matrice comme directe si la variable d'influence apparaît dans la « définition » de la variable influencée. Dans le tableau 5, cette influence est plus ou moins forte sur l'échelle de 0 à 3. Par exemple, les tarifs de rachat sont conçus en fonction des coûts de production technologique, les revenus des entreprises de production d'électricité sont en partie déterminés par des incitations (prix du carbone, etc.).

	1 : Carbon tax	2 : CO2 quota	3 : Feed-in tariffs for renewables	4 : Green certificates	5 : Tenders for renewables	6 : Fiscal incentive for renewables	7 : Nuclear position	8 : Nuclear strike price	9 : Stability of policy	10 : HHI	11 : Development of grid	12 : Construction cost Euro/MW	13 : Generation cost Euro/MWh	14 : Building period	15 : Size of plant	16 : Load factor	17 : Corporate financing	18 : Project financing	19 : Hybrid financing method	20 : Other original financing method	21 : Shareholding structure	22 : Market Capitalization	23 : Annual Production	24 : Generation Mix	25 : Market share	26 : Annual revenue
1 : Carbon tax	0	3	3	3	3	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
2 : CO2 quota	3	0	3	3	3	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	2	3	0	3
3 : Feed-in tariffs for renewables	3	3	0	3	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2	0	0	3	0	3
4 : Green certificates	3	3	3	0	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2	0	0	3	0	3
5 : Tenders for renewables	3	3	3	3	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2	0	0	3	0	3
6 : Fiscal incentive for renewables	3	3	3	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2	0	0	3	0	3
7 : Nuclear position	P	P	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2	0	0	3	0	0
8 : Nuclear strike price	P	P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2	0	0	3	0	3
9 : Stability of policy	3	3	3	3	3	3	3	3	0	3	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	3	0	0	3	0	0
10 : HHI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11 : Development of grid	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0
12 : Construction cost Euro/MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	3	0	0	0	0	0	0	3	0	2	0	0
13 : Generation cost Euro/MWh	3	3	3	3	3	3	0	3	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	3	3	3	3	0	3
14 : Building period	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15 : Size of plant	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	3	0	3	0	0	3	3	3	3	3	0	0	3	3	3	0
16 : Load factor	0	0	3	3	3	3	0	0	0	3	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0
17 : Corporate financing	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0
18 : Project financing	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0
19 : Hybrid financing method	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0
20 : Other original financing method	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0
21 : Shareholding structure	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	3	3	0	3	0	3	0	0
22 : Market Capitalization	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	3	0	3	3	3	3	0	0	0	0	0	0
23 : Annual Production	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	3	0	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3
24 : Generation Mix	3	3	3	3	3	3	2	0	0	3	1	0	1	1	0	1	1	1	1	1	0	0	3	0	0	0
25 : Market share	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	3	3	3	3	0	0	0	0	0	0
26 : Annual revenue	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	0	3	0	0	3	0

Tableau 5. Matrice des influences directes appliquée à l'investissement dans la production électrique

NB : la lettre P est utilisée quand une influence potentielle semble possible, sans qu'elle ne soit clairement identifiée.

A partir de la matrice des influences directes (tableau 5), le logiciel MICMAC peut générer le graphique des influences directes et des dépendances, illustré par les deux figures 7 et 8. Ces figures concernent : le tableau général d'abord (figure 7) qui est repris ici pour mieux expliciter la méthode, puis le tableau appliqué à notre cas d'étude (figure 8).

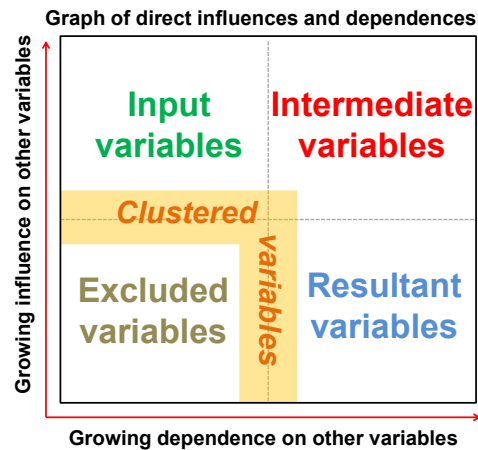


Figure 7. Graph des influences directes et des dépendances : cas général ou non appliqué

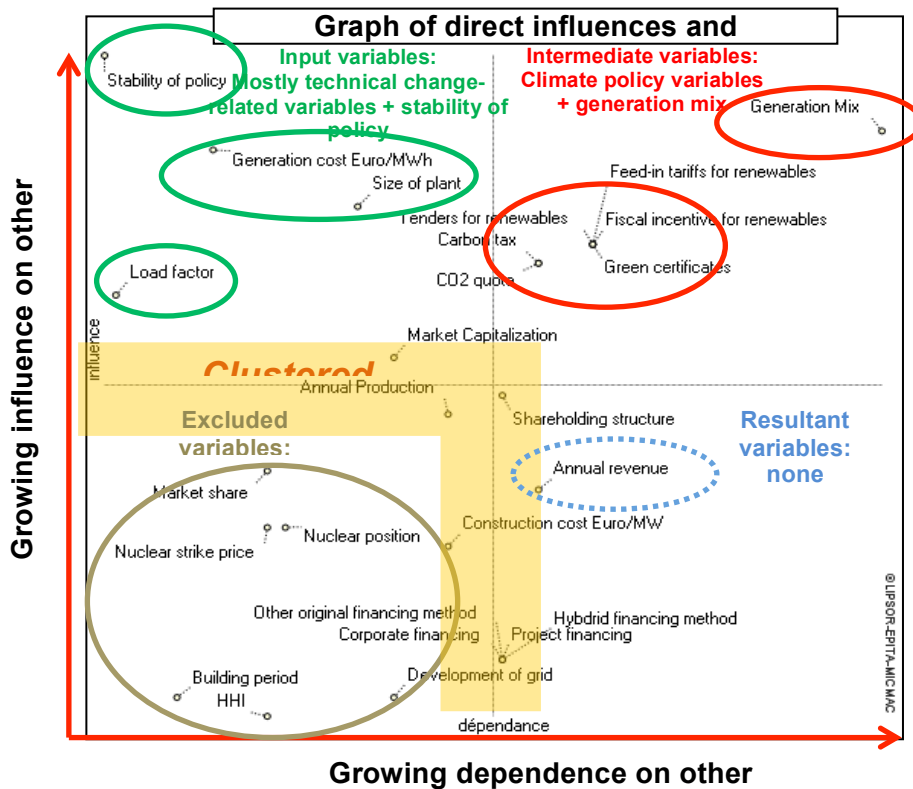


Figure 8. Graph des influences directes et des dépendances, appliqué à l'investissement dans la production électrique

Sur la figure 8, l'axe des ordonnées indique un degré d'influence croissant des variables à mesure que l'on se déplace du bas vers le haut du graphique (par exemple, la variable *stability of policy*). A l'inverse, lorsque l'on se déplace sur l'axe des abscisses, de gauche à droite, on découvre des variables de plus en plus fortement influencées par les autres. Au centre du graphique se situe une zone où les variables présentes ne sont ni significativement influentes, ni significativement dépendantes des autres (*clustered variables*). Enfin, dans le quart nord-est du graphique se situent les variables dont les interactions entre elles

apparaissent significatives et « croisées ». Nous retenons dans la suite de notre étude les variables pertinentes qui se situent dans la partie nord de la figure 8 : changement technique, stabilité des politiques, politique climatique, mix électrique, etc.

A partir de ces informations, peuvent être élaborés des scénarios prospectifs qui s'appuient sur les seuls facteurs qui exercent une influence croissante. Le tableau 6 reprend l'ensemble des scénarii, fonctions du niveau plus ou moins haut des *drivers* dont l'influence est grandissante. Nous quantifions ensuite chaque *driver* dans chaque scénario, puis tentons de relier certains scénarii à certains pays d'Europe en fonction des caractéristiques nationales. Les pays sur lesquels nous nous penchons particulièrement sont la France, l'Allemagne, le Royaume-Uni, l'Espagne et l'Italie qui représentent ensemble 65% de la production électrique de l'UE-27 (Grand et Veyrenc 2011).

Tableau 6. Les 24 scénarii possibles issus du graph des influences directes et des dépendances

Scenario 1a	strong climate policy	low technical change	concentrated	strong pro-nuclear
Scenario 1b	strong climate policy	low technical change	concentrated	moderate pro-nuclear
Scenario 1c	strong climate policy	low technical change	concentrated	anti-nuclear
Scenario 2a	strong climate policy	low technical change	not concentrated	strong pro-nuclear
Scenario 2b	strong climate policy	low technical change	not concentrated	moderate pro-nuclear
Scenario 2c	strong climate policy	low technical change	not concentrated	anti-nuclear
Scenario 3a	strong climate policy	high technical change	concentrated	strong pro-nuclear
Scenario 3b	strong climate policy	high technical change	concentrated	moderate pro-nuclear
Scenario 3c	strong climate policy	high technical change	concentrated	anti-nuclear
Scenario 4a	strong climate policy	high technical change	not concentrated	strong pro-nuclear
Scenario 4b	strong climate policy	high technical change	not concentrated	moderate pro-nuclear
Scenario 4c	strong climate policy	high technical change	not concentrated	anti-nuclear
Scenario 5a	low climate policy	low technical change	concentrated	strong pro-nuclear
Scenario 5b	low climate policy	low technical change	concentrated	moderate pro-nuclear
Scenario 5c	low climate policy	low technical change	concentrated	anti-nuclear
Scenario 6a	low climate policy	low technical change	not concentrated	strong pro-nuclear
Scenario 6b	low climate policy	low technical change	not concentrated	moderate pro-nuclear
Scenario 6c	low climate policy	low technical change	not concentrated	anti-nuclear
Scenario 7a	low climate policy	high technical change	concentrated	strong pro-nuclear
Scenario 7b	low climate policy	high technical change	concentrated	moderate pro-nuclear
Scenario 7c	low climate policy	high technical change	concentrated	anti-nuclear
Scenario 8a	low climate policy	high technical change	not concentrated	strong pro-nuclear
Scenario 8b	low climate policy	high technical change	not concentrated	moderate pro-nuclear
Scenario 8c	low climate policy	high technical change	not concentrated	anti-nuclear

Sur cette vingtaine de scénarii (cf. tableau 6), seuls trois scénarii s'avèrent favorables au nucléaire, à savoir : i) un premier scénario combinant essentiellement politique climatique et politique pro-nucléaire forte ; ii) un second scénario combinant politique climatique et politique pro-nucléaire modérée ; iii) un troisième scénario dont les conditions qui sont favorables aux coûts relatifs des renouvelables (scénario dit *totally green*) doivent être combinées à une politique pro-nucléaire forte.

Ce travail fait apparaître plusieurs messages relatifs, d'une part, au rôle du politique en matière de RD à court/moyen terme et, d'autre part, à l'effet de la concurrence entre technologies à plus long terme :

- D'abord, les scénarii de type *business-as-usual* dans les pays européens concernés ne s'avèrent jamais favorables au nucléaire de gén. IV, même lorsque les politiques de certains pays peuvent être qualifiées de pro-nucléaires fortes ou modérées (France, Royaume-Uni) ;
- Une politique climatique volontariste apparaît comme la condition *sine qua non* pour le développement du nucléaire de gén. IV. Dans ce cas, les politiques qualifiées de pro-nucléaires peuvent être modérées ou fortes et deviennent compatibles avec l'investissement dans la gén. IV lorsque le nucléaire devient l'alternative économique la plus viable (conditions sur les coûts relatifs entre technologies) ;
- Que se passerait-il dans un dernier cas de figure où les conditions sont cette fois favorables aux coûts relatifs des technologies renouvelables ? Dans ce scénario intitulé *totally green*, nous montrons qu'il y a tout de même une opportunité pour le nucléaire de gén. IV, malgré le contexte de développement des renouvelables supposé, à condition que l'Etat mène une politique pro-nucléaire forte, la politique modérée dans ce cas étant insuffisante.

Chapitre 5 : Vers une complémentarité énergie nucléaire et énergies renouvelables en France ?

Ce dernier chapitre examine la complémentarité entre nucléaire et renouvelables : éolien et solaire. Dès lors que la France souhaite augmenter la part des énergies renouvelables variables dans un mix électrique se caractérisant par une part élevée de nucléaire (le parc fournit 82% de la consommation intérieure française et 76% de la demande totale, exportations comprises : Réseau de transport d'électricité, RTE 2015), il nous est apparu nécessaire d'étudier la flexibilité du nucléaire comme faisant partie de la solution permettant d'équilibrer offre et demande électrique en temps réel.

Notons que la singularité du cas français, compte tenu de la spécificité de son mix actuel, peut entraîner un paradoxe vert, voire une forme de paradoxe gris, pour reprendre des notions développées dans la première partie de ce mémoire. En effet, afin de faire face à la variabilité des énergies renouvelables dans l'avenir, il faudrait :

- Soit exploiter des centrales flexibles émettrices de GES (centrales au gaz) d'où un premier paradoxe vert, dans la mesure où la politique sur les renouvelables entraînerait avec elle une hausse des émissions de GES en France ;
- Soit parvenir à augmenter la flexibilité du parc nucléaire dont le coût d'exploitation sera plus élevé en raison de la réduction de son facteur de charge, engendrant ici une forme de paradoxe gris dans la mesure où la politique sur les renouvelables s'avérerait favorable au nucléaire, technologie très faiblement émettrice en GES mais tout de même polluante avec ses déchets radioactifs s'accumulant.

Dans ce dernier cas de figure, les deux technologies renouvelables et nucléaires sont vues comme complémentaires dans un mix totalement décarboné. C'est cette complémentarité que nous allons tester dans ce chapitre et qui fonde l'originalité de nos recherches, très peu

d'études économiques s'étant penchées sur cette question (à part EDF à notre connaissance : Ma et al. 2013). Nous chercherons à évaluer dans ce dernier chapitre le coût de la flexibilité du nucléaire permettant de poursuivre un mix bas-carbone en France. Nous définissons le coût de flexibilité du nucléaire comme le coût spécifique associé à la baisse du facteur de charge du parc nucléaire.

Nous renvoyons à Percebois et Pommeret (2016) pour une estimation du coût complet de l'injection d'électricité renouvelable intermittente sur l'ensemble du marché électrique français. Ces auteurs montrent qu'en 2015 les pertes de valeur économique des centrales programmables associées à la baisse de prix sur les marchés sont 14 fois supérieures aux pertes associées aux baisses de production : 2,704 milliards d'euros contre 0,189 milliards d'euros. Nous renvoyons également à Bruynooghe et al. (2010) pour une estimation purement technique de la flexibilité du nucléaire.

Nos travaux (Cany, Mansilla, da Costa et al. 2016) font d'abord apparaître que la taille de la flotte française de réacteurs nucléaires pourrait permettre à la production de varier considérablement en effectuant des petits incréments dans chaque centrale. La méthodologie retenue implique la construction de scénarii fonctions du niveau de pénétration des renouvelables dans le mix électrique, intégrant les contraintes futures du parc nucléaire français telles que décrites par la Cour des comptes (2014) et dans la Loi française sur la transition énergétique et la croissance verte du 17 août 2015, c'est-à-dire :

- Une part du nucléaire qui serait réduite à 50% de la production d'électricité à l'horizon 2025 ;
- Une part de renouvelable qui devrait atteindre 40% en 2030 ;
- La moitié de la flotte nucléaire qui aura plus de 40 ans en 2025.

Pour chaque scénario de transition énergétique (basés sur les données de l'Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie, de l'ADEME et de RTE), nous calculons des courbes résiduelles dites de *Load duration*¹³ afin de déterminer l'impact du *Load modulation* ou modulation de puissance¹⁴ sur les coûts de production du nucléaire. Notre démarche est donc basée sur une approche planificatrice ou centralisée, par opposition aux approches basées sur l'analyse des marchés de l'électricité. En effet, en France, malgré l'ouverture à la concurrence, l'État continue de jouer un rôle central dans l'organisation du système électrique (part dominante de l'État dans le capital d'EDF, mécanismes réglementaires nombreux, etc.).

L'évaluation du coût de la flexibilité du nucléaire implique de calculer la différence entre le coût d'un parc nucléaire flexible fonctionnant à facteur de charge réduit et celui d'un parc nucléaire qui serait adapté pour fonctionner « en base », c'est-à-dire en production

¹³ Courbes résiduelles : il s'agit de courbes de charge de la demande électrique, avec un classement des puissances demandées de la plus importante à la plus faible, sur une durée donnée (un an en général).

¹⁴ Modulation de puissance : il s'agit ici des variations prévues ou imprévues de la puissance d'une centrale de production.

constante (rapportée à l'énergie disponible à la modulation dans le premier), le taux d'éoliens et de solaires variables étant donné. Ce coût est donc estimé en comparant deux parcs nucléaires de capacités installées différentes. Notre définition exige de déterminer dans chaque scénario, les capacités optimale du parc nucléaire pour le faire fonctionner en base, ainsi que l'énergie disponible à la modulation dans le parc dit « sur-capacitaire ». Le tableau 7 présente nos résultats (coûts de la flexibilité) fonctions de l'horizon retenu, de la part de l'éolien et du solaire dans le mix électrique.

Tableau 7. Coûts de la flexibilité du nucléaire

Horizons	Part d'éolien et de solaire en énergie	Puissance nucléaire (GWe) <small>(suivie de la part en % dans le mix)</small>	Part d'énergie fossile en France	Diminution du facteur de charge par rapport au cas de base	Coût de la flexibilité du nucléaire (€/MWe)
2030	17 - 23%	60 (72% à 65%)	0%	[-9% ; -15%]	[110 ; 150]
		50 (65% à 60%)	3 – 6 %	[-2% ; -6%]	[60 ; 130]
2050	30%	50 (55%)	2%	-11%	100
		40 (45%)	9%	-4%	70
	50%	40 (35%)	1%	-26%	110

Nous utilisons des données empiriques sur la moyenne historique du facteur de disponibilité des centrales du parc. Dans un souci de simplification en première analyse, les contraintes opérationnelles du parc nucléaire susceptibles de limiter la manœuvrabilité imposée par la pénétration des renouvelables sont négligées. Nous calculons ensuite le LCOE du nucléaire, ou coût actualisé de l'énergie nucléaire, c'est-à-dire son coût moyen de production pendant sa durée de vie, par MWh délivré, pour un facteur de disponibilité donné. Le calcul du LCOE du nucléaire se fait dans deux scénarios de remplacement des réacteurs actuels dits REP (pour Réacteur à eau pressurisée, dits de Génération II) par de nouveaux réacteurs dits EPR (pour *Evolutionary Power Reactor*, dits de Génération III ou III+).

Dans notre premier scénario « 40 ans », le déclassement de tous les REP a lieu au bout de 40 ans de durée de vie, alors que dans le second scénario « Prog. » le déclassement des REP est progressif, avec deux déclassements par an, pour arriver à un parc constitué entièrement d'EPR à l'horizon 2050. Dans ces scénarii, nous supposons pour les EPR une courbe d'apprentissage pour le coût d'investissement depuis la première unité construite (6360€/kWe) à la onzième (3600€/kWe), puis constance au delà.¹⁵ Nous montrons par

¹⁵ Des EPR sont actuellement en construction en France à Flamanville, en Finlande à Olkiluoto, en Chine à Taishan et à venir en Angleterre à Hinkley Point. Plusieurs questions qui n'ont pas pu être prises en compte

ailleurs que le coût de la flexibilité est d'autant plus important que la pénétration des renouvelables variables est grande, pour une capacité donnée du parc nucléaire. De même, ce coût est d'autant plus important, pour un taux de pénétration des renouvelables variables donné, que la capacité nucléaire installée est grande. Nous montrons également que le choix du scénario de remplacement progressif « Prog », plutôt que le scénario « 40 ans », permet de faire baisser le coût de la flexibilité sur la période transitoire. Ce résultat est confirmé pour différentes configurations de fonctionnement du parc et dans différents scénarii de pénétration de l'éolien et du solaire. La figure 9 illustre ces résultats pour 17% et 23% de renouvelables dans le mix électrique.

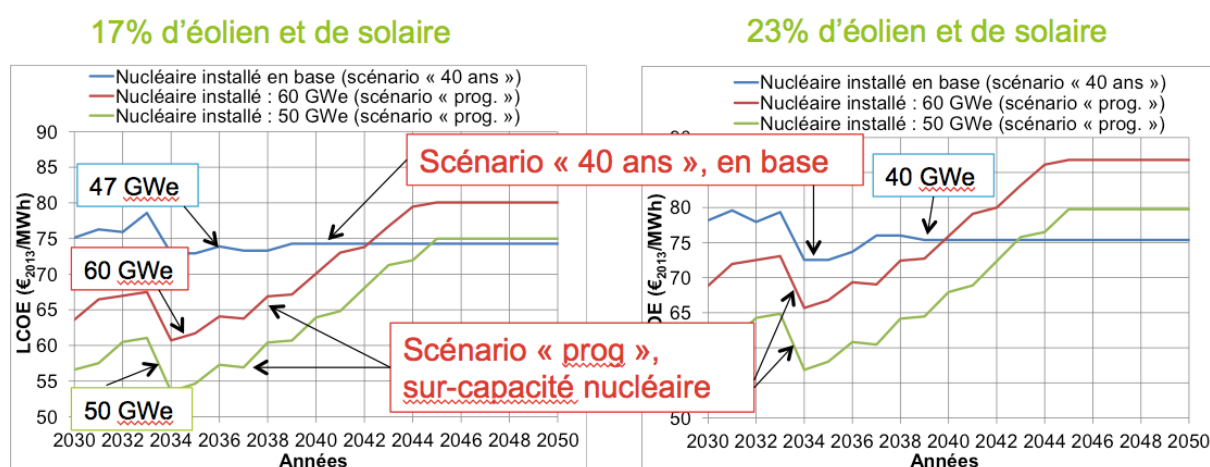


Figure 9. LCOE dans les scénarii « Prog » et « 40 ans », avec deux parts différentes de renouvelables dans le mix électrique français à l'horizon 2050 (17% et 23% respectivement)

Nous montrons de plus que des incitations sont nécessaires pour que le nucléaire joue le rôle de *back-up* de façon compétitive face aux centrales à gaz, puisque la flexibilité offerte par le nucléaire est en terme relatif limitée pour des raisons techniques et économiques ; le recours au nucléaire plutôt qu'au gaz permettant (en fonction de l'évolution des prix du gaz et du CO₂) des émissions du système électrique moindre en CO₂ (dans l'intervalle de -2% à -8%).

Si les capacités en nucléaire sont maintenues à 60 GWe, un mix avec 30% d'éolien et de solaire est déjà très demandeur en flexibilité ; si les capacités sont réduites à 40 GWe, le curseur est poussé plus loin à 40-50% d'éolien et de solaire. Nous montrons ensuite la plus grande influence de la pénétration du solaire sur les besoins en flexibilité du parc nucléaire par rapport à celle de l'éolien et, corrélativement, l'intérêt à intégrer les deux sources dans le mix de manière à lisser les effets de la première. Nous montrons enfin la nettement

dans notre recherche se posent actuellement. Les difficultés très importantes rencontrées sur les constructions en tête se série (en matière de *design*, de sécurité, etc.) entraînant des retards et une augmentation très nette des coûts d'investissement par rapport aux valeurs estimées initialement (AEN 2016) se reproduiront-elles en Angleterre ? Aura-t-on appris des erreurs commises lors des toutes premières constructions d'EPR ? Le projet d'Hinkley Point semble tout à fait déterminant pour le devenir de l'énergie nucléaire en Europe (Cernoch et Zapletalova 2015, Thomas 2016).

moins de corrélation de la production nucléaire à la demande par rapport à celle observée aujourd'hui, les productions des renouvelables variables ayant tendance à piloter de plus en plus le système à mesure que leur part dans le mix augmente, avec des conséquences potentielles sur le positionnement des arrêts pour rechargement des réacteurs.

Nous proposons dans Cany, Mansilla, da Costa et al. (2017), afin de concilier au mieux les objectifs économiques divergents entre les opérateurs des centrales nucléaires et le planificateur social, une solution alternative et originale. Cette solution pourrait consister, à côté d'autres moyens plus classiques (écrêtage de la surproduction des renouvelables, abaissement de la Pmin technique du parc nucléaire, augmentation des ventes à l'export, du pompage dans les STEP, etc.) à développer de nouveaux produits plutôt que de réduire le taux d'utilisation d'un réacteur. Ce taux d'utilisation ou *Load factor* du nucléaire se mesure par l'énergie effectivement produite sur un intervalle de temps donné, par rapport à l'énergie maximale que le réacteur pourrait produire sur ce même intervalle de temps. Nous nous intéressons ici aux leviers situés au-delà du système électrique, en l'occurrence le couplage de ce dernier à un système de production d'hydrogène par électrolyse, exploitant les surplus de production nucléaire.

Notre analyse permet de définir les caractéristiques de la demande d'hydrogène future par segment de marché en termes de volumes potentiels (débouchés) et de coûts objectifs (coûts minimum pour que la production alternative aux technologies actuelles devienne compétitive). Nos résultats mettent en évidence qu'à l'horizon 2030 le segment de marché associé à la mobilité hydrogène (véhicules à pile à combustible) semble réaliste (au sens d'« industrialisable ») voire prometteur (d'un point de vue économique), contrairement au segment du *power to gas* qui présente un coût objectif difficilement atteignable à cet horizon.¹⁶

Nous estimons qu'à l'horizon 2050, avec une grande prudence compte tenu des incertitudes fortes à cet horizon, les segments de la mobilité (incluant le biodiesel) seraient potentiellement les plus prometteurs, avec des volumes importants et des coûts objectifs élevés, ceci en raison de l'augmentation du prix des énergies fossiles et du CO₂ à cet horizon.

Moduler l'utilisation de l'énergie nucléaire plutôt que moduler sa production signifie donc que la flexibilité du nucléaire pourrait accomplir deux choses en une seule action, *i.e.* des services pour le système électrique, d'une part, et des produits industriels de grande valeur, d'autre part, comme la production d'hydrogène à destination du futur marché de la mobilité durable.

Un système-hybride stylisé de coproduction d'hydrogène nucléaire a ainsi été modélisé et a pris la forme de deux modèles économiques alternatifs. Notons ici que le premier modèle

¹⁶ Notons également notre étude complémentaire : Idjis et da Costa (2017) dans laquelle nous étendons la mobilité durable aux véhicules électriques dont nous évaluons d'un point de vue économique différentes filières offrant des solutions de recyclage des batteries.

économique, lequel suppose que l'électricité sur-capacitaire soit gratuite dans le cas où l'usine d'hydrogène est la propriété de l'opérateur nucléaire, montre un hydrogène nucléaire compétitif sur tous les segments de marché à l'horizon 2030, avec des volumes cohérents avec la demande. Dans le second modèle économique, l'opérateur de l'usine d'hydrogène achète l'électricité à l'opérateur nucléaire dans le cadre d'un contrat bilatéral à tarif négocié (27€/MWh : Cour des comptes 2014).

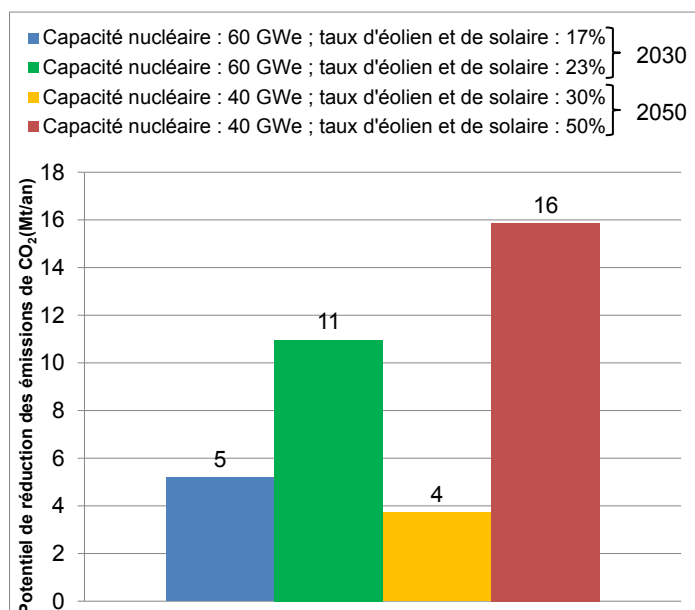


Figure 10. Réduction des émissions de CO_{2,EQ} (Mt/an) selon les scenarii

L'impact du couplage électricité nucléaire/hydrogène s'avèrerait en outre être positif sur le bilan global d'émissions de CO₂, avec des potentiels de réduction très significatifs jusqu'à -16% des émissions globales dans certains scenarii comme indiqué dans la figure 10 (ci-dessus), essentiellement grâce à la substitution d'énergies fossiles par de l'hydrogène dans le secteur de la mobilité.

En conclusion, l'hybridation du système électrique permettrait de diminuer le coût de production d'électricité et de générer des revenus supplémentaires, de réduire l'augmentation du coût de production avec la croissance de l'éolien et du solaire, de réduire les émissions de CO₂ dans le secteur électrique, de la mobilité, de l'industrie. Nous avons également vu que le fait d'abaisser la part du nucléaire impliquait de veiller attentivement à la cohérence entre croissance des énergies renouvelables variables et développement de nouveaux débouchés.

Conclusion

Nous avons dans cette seconde partie mis en relief la nécessité d'examiner les questions d'économie de l'énergie à travers le prisme de la technologie. Des solutions qui ne peuvent pas être efficaces d'un point de vue technique ne seront pas mises en œuvre dans le système énergétique. Cependant, un traitement exclusivement technique des défis énergétiques reste insuffisant puisque l'énergie est au cœur du système économique pour le citoyen et donc pour le décideur public. Une telle approche combinant analyses économiques et techniques doit être ancrée sur des données concrètes, proches de la réalité des dispositifs techniques, tout en gardant à l'esprit la faisabilité économique des solutions proposées, essentielle lors de la conception d'un nouveau paysage énergétique, soit d'un nouveau modèle de société.

Les travaux présentés dans ce mémoire ouvrent des perspectives de recherche nouvelles en matière d'applications des méthodologies assez générales qui y ont été développées. Les méthodes développées dans le dernier chapitre par exemple pourraient être appliquées à l'analyse des systèmes hybrides locaux, plutôt que nationaux comme nous l'avons fait, associant production d'électricité et coproduction d'hydrogène ou de chaleur grâce aux surplus des énergies renouvelables et nucléaire. Des recherches futures sur le déploiement des systèmes hybrides mêlant transports et hydrogène nucléaire pourraient aussi concerner sa faisabilité technique et surtout son acceptabilité sociale, sachant que ces systèmes étendraient les applications du nucléaire au-delà de la seule production électrique.

Sur les aspects de modélisation macroéconomique maintenant, des perspectives de recherche très intéressantes pourraient consister à incorporer dans des modèles macro-économétriques ou d'équilibre général calculable, les avancées en modélisation des technologies et des systèmes électriques, telles que nous les avons en partie développées dans le dernier chapitre. Ces apports aux modèles macroéconomiques seraient des atouts non négligeables en matière de recommandations politiques, avec la prise en compte des

enjeux liés à l'intermittence et la flexibilité des technologies ainsi que leurs rétroactions sur les agrégats économiques (PIB, inflation, emplois, etc.) et sectoriels. L'hybridation entre les modèles économiques et les « modèles d'ingénieurs » est en cours depuis quelques années déjà : cf. les liens développés entre les modèles GEM-E3, POLES, GAINS, CAPRI par exemple (Saveyn et al. 2011). C'est sans aucun doute une grande tendance pleine de promesses pour les recherches à venir sur le climat et l'énergie. Ces perspectives nous intéressent donc fortement.

Au final, nous avons montré que la longue période de transition énergétique dans laquelle nous entrons se caractérise par des « possibles » fortement contradictoires. Par le passé, les histoires nationales en Europe ont déjà amené les Etats à construire des systèmes énergétiques très divers et assez « personnels », pour ne pas dire parfaitement contradictoires, comme sur la question du nucléaire civil ou du photovoltaïque. Pourtant une forme de logique ou de rationalité économique, associée au grand potentiel d'innovations qui semble désormais envisageable, pourrait à terme faire converger les systèmes énergétiques nationaux.

Dans le même temps, les incertitudes demeurent très nombreuses. Parmi elles, la question qui reste très incertaine est le rôle que pourra jouer l'Union européenne pour construire ce système énergétique cohérent, à l'aide de mesures politiques et d'outils incitatifs en lien avec des objectifs ambitieux en matières de climat et de décarbonation de l'économie. Les difficultés politiques dans lesquelles sombre depuis plusieurs années l'UE (de la crise des dettes souveraines européennes en 2010 au *Brexit* en 2016) rendront sans doute plus complexe encore la construction d'un mix énergétique unifié, interconnecté et durable. A plus court terme, on peut également douter de la capacité du récent « paquet hiver » de l'UE (30 novembre 2016)¹⁷ à clarifier les choses dans ce domaine, le passage à une logique de contributions volontaires des Etats membres (à l'opposé d'une répartition centralisée des efforts) étant déjà critiquée.

¹⁷ Ce nouveau paquet climat-énergie (European Commission 2016) regroupe l'ensemble des propositions législatives et des nouvelles initiatives politiques dans le domaine du climat et de l'énergie à l'horizon 2030.

Conclusion générale : nos perspectives de recherche

Nos perspectives de recherche s'inscrivent dans la continuité des travaux post-doctoraux en économie de l'environnement et de l'énergie qui ont été exposés dans ce mémoire d'HDR. Ces recherches porteront d'abord sur la réforme des marchés de l'électricité et l'efficacité énergétique.

Plus précisément, il s'agit d'abord du thème de la libéralisation des marchés de l'électricité appliqué aux cas européen et japonais. Les questions de politiques économiques soulevées par le processus de libéralisation des marchés de l'électricité sont nombreuses dans ces deux régions du monde, notamment dans ses interactions, voire ses paradoxes, avec les politiques climatiques.

Deux types de travaux de recherche en lien avec l'efficacité énergétique seront également abordés : sur les éco-parcs industriels et la cogénération nucléaire. Le développement des réseaux de chaleur et l'efficacité énergétique industrielle sont en effet deux éléments constitutifs de la transition énergétique française.

Nos recherches porteront également sur des travaux interdisciplinaires relatifs à l'innovation, la mobilité et la conception de produits et de services. En effet, au stade où en sont nos recherches, la résolution des questions globales et complexes qui nous intéressent rend nécessaire l'approche interdisciplinaire afin de « dépasser la segmentation en disciplines tout en la conservant », pour reprendre les termes du sociologue Edgar Morin (*Sur l'interdisciplinarité*, 1994). Les analyses et les méthodes issues des sciences économiques (économie publique, économie de l'environnement et économie de l'innovation) constitueront notre principal apport à ces recherches interdisciplinaires.

Nous détaillons maintenant chacune de ces trois perspectives de recherche.

Réinventer la régulation des marchés de l'électricité de demain

Plusieurs recommandations sont identifiées dans la littérature récente afin de parvenir à coordonner la transition vers un mix électrique durable dans un environnement concurrentiel. La planification centralisée des capacités par les gouvernements est l'une d'entre elles. Elle peut se faire notamment par le biais d'appels d'offres publiques, plutôt que de recourir aux seuls signaux de prix du marché. On trouve également :

- Des mécanismes dits de capacité qui consisteraient à rémunérer la production électrique nécessaire lors des pics de charge pour garantir un investissement dans ces capacités ;
- Un prix plancher du carbone (d'environ 30€/t. de CO₂) qui permettrait aussi de passer du charbon au gaz en changeant l'ordre du *merit order* et serait une première étape vers un prix du carbone en hausse constante favorable aux investissements directs dans les capacités décarbonées ;
- Le soutien nouveau aux renouvelables de type *Feed-in-Premium* qui pourrait être favorable au marché, en permettant d'exposer les producteurs au prix du marché, tout en évitant la surcapacité et en les protégeant des variations importantes de prix.

Cette nouvelle réglementation aura-t-elle lieu ? Se généralisera-t-elle dans l'UE ? Quelle est la pertinence de ces recommandations pour le Japon ? L'archipel (qui évite la complexité de l'UE et son cadre institutionnel particulier à plusieurs Etats membres) a déjà décidé de façon centralisée de la composition de son mix énergétique. Cependant, des subventions très élevées de types *FiT* pour les énergies renouvelables ont été mises en œuvre par le passé avec le risque de surcapacité bien connu.¹⁸

Plus d'efficacité énergétique : le rôle des éco-parcs et de la cogénération dans la transition énergétique française

Les recherches sur les éco-parcs industriels visent à compléter les approches usuelles de type *Network Design* ou Conception de réseau en analysant des options de valorisation plus larges et en formalisant les conflits d'intérêt entre acteurs au moyen de la théorie des jeux. La compréhension de ces tensions permettra d'identifier dans un second temps les formes de gouvernance (contrats, règles de répartition des coûts, etc.) les plus adaptées à la mise en symbiose des acteurs.

Les recherches sur la cogénération nucléaire évalueront quant à elles les opportunités d'échanges de chaleur sur le territoire français à l'aide de simulations empruntant des méthodes en économie géographique. La chaleur produite par les centrales nucléaires,

¹⁸ Ces questions seront étudiées en collaboration avec K. Akimoto (rédacteur au GIEC) et B. Shoai Tehrani, chercheurs en économie du climat au *Research Institute of Innovative Technology for the Earth* (Japon), dans le cadre de la libéralisation récente (début 2017) du marché de l'électricité japonais.

Les résultats de ces recherches seront à terme être testés voire incorporés dans les modèles du RITE.

aujourd'hui non valorisée, constitue un vecteur important de décarbonation à un niveau local qu'il est légitime d'évaluer.¹⁹

De nouvelles recherches interdisciplinaires : Innovation, Mobilité, Conception

Trois travaux interdisciplinaires seront menés au cours de la période 2017-2020.

Nous travaillerons d'abord à la valorisation académique des travaux liés à l'ANR DECADIESE portant sur l'éco-conception des bâtiments.²⁰ Dans ces travaux, nous considérons une valeur étendue d'un bâtiment incorporant des dimensions de soutenabilité à travers l'intégration des externalités et en recentrant la valeur créée par un bâtiment autour des différents types de bénéfices pour ses utilisateurs. Nous tentons aussi de relier différentes fonctionnalités d'un bâtiment (offrir un espace, fournir du confort et de la protection, permettre l'utilisation de biens et d'outils, etc.) à divers coûts et externalités économiques (au delà des externalités énergétique classique, type CO₂).²¹

Dans le cadre de l'ANR VEDECOM ensuite²², nous travaillerons sur le thème de l'éco-mobilité durable. Ce projet de recherche appliquée a une forte dimension territoriale (plateau de Satory près de Versailles) et industrielle (avec les constructeurs automobiles français notamment). Cette recherche s'appuiera sur une évaluation multicritère à dire d'experts (de chercheurs universitaires majoritairement) des nouvelles solutions de mobilité individuelle, approchées sous les angles économique, environnemental et psycho-sociologique.

Dans le cadre de la chaire de recherche Croissance Durable CAPITALDON enfin²³, nous étudierons les établissements de taille intermédiaire français et, plus généralement, les liens entre croissance des entreprises, rythme de l'innovation et effets redistributifs sur les salaires dans l'entreprise. En effet, la taille des entreprises influence la relation entre innovation et croissance : elle ne serait pas la même selon que l'entreprise est de petite taille, de taille intermédiaire ou une grande entreprise. Ainsi, une étude du lien entre innovation et croissance à l'échelle de la firme permettrait un meilleur ciblage des politiques d'innovation en fonction de leur taille. Par ailleurs, peu d'études existent sur l'impact de l'innovation sur les inégalités intra-entreprise alors que ces dernières apparaissent comme une composante essentielle du bien-être social et peuvent être nuisibles à la croissance. Il nous est donc apparu nécessaire : i) d'aller au delà de la croissance pour étudier l'impact de l'innovation sur les inégalités à l'échelle de l'entreprise ; ii) d'avoir recours à des données micro-économiques massives (données FACSET et INSEE).

¹⁹ Ce thème se construit en collaboration avec le CEA/I-tésé via un projet ANR PS2E et les co-encadrements des thèses de R. Molinier sur les éco-parcs industriels et de M. Leurent sur la co-génération nucléaire (papiers soumis à *Energy Policy* et *Journal of Cleaner Production*) avec E. Le Net et F. Jasserand (CEA).

²⁰ Avec la soumission à publication à Building and Environment.

²¹ Cette recherche a été menée en collaboration avec F. Cluzel et B. Yannou, chercheurs de l'équipe d'ingénierie de la conception de l'Ecole CentraleSupélec, et a déjà donné lieu à des communications et des actes publiés.

²² Avec les économistes I. Nicolaï (PU associée à CentraleSupélec) et R. Le Boennec (post-doctorant VEDECOM et CentraleSupélec).

²³ Avec les économistes G.V. Hounghonon (post-doctorant CentraleSupélec) et M. Senouci (CentraleSupélec).

Références bibliographiques

Acemoglu, D. (2002), "Directed Technical Change", *Review of Economic Studies* 69.

Acemoglu, D., Aghion, P., Bursztyn, L., Hemous, D. (2012), "The Environment and Directed Technical Change", *American Economic Review* 102:1.

ADEME (2013), L'exercice de prospective de l'ADEME « Vision 2030-2050 ».

AEN (2016), Le plan stratégique de l'Agence pour l'énergie nucléaire 2017-2022.

Aghion, P., Howitt, P. (1992), "A Model of Growth Through Creative Destruction", *Econometrica* 60 (2).

Aghion, P., Howitt, P. (1998), *Endogenous Growth Theory*, The MIT Press.

Aghion, P., Dechezleprêtre, A., Hemous, D., Martin, R., Van Reenen, J. (2016), "Carbon taxes, path dependency and directed technical change : evidence from the auto industry", *Journal of Political Economy* 124:1.

Alazard-Toux, N., Criqui, P., Devezeaux de Lavergne et ali (2016), "Technologies bas carbone et trajectoires de décarbonation profonde, l'analyse de l'ANCRE", *Revue de l'énergie* 630.

Avril, S., C. Mansilla, **da Costa, P.**, Bocquet, J.C. (2015), *Photovoltaic energy: a key player towards a sustainable energy mix*, Sayigh A. (eds) in *Renewable Energy in the Service of Mankind*, Springer.

ASN (2015), La sûreté nucléaire et la radioprotection en France en 2015, Autorité de sûreté nucléaire.

Baumol, W.J. (1977), "On the Proper Cost Tests for Natural Monopoly in a Multiproduct Industry", *American Economic Review* 67:5.

Boitier, B., **da Costa, P.**, Le Mouel, P., Zagamé, P. (2008 a), "Calculation of land use price and land use claims for agriculture, transport and urban at national", *Peri-urban Land Use RELationships Integrated project*, Rapport.

Boitier, B., **da Costa, P.**, Le Mouel, P., Zagamé, P. (2008 b), "Description of key macroeconomic variables, including regional GDP and employment for NUTS-2 regions", *PLUREL*, Rapport.

- Bordier, C. (2008), "Développement des énergies renouvelables: quelle contribution du marché du carbone?", *CdC Climat Recherche, Point Climat* 16.
- Brécard, D., Fougereyrollas, A., Le Meoul, P., Lemiale, L., Zagamé, P. (2006), « Macroeconomic Consequences of European Research Policy : Prospects of the Nemesis model in the year 2030 », *Research Policy* 35.
- Bruynooghe, C., Eriksson, A., Fulli, G. (2010), "Load-following operation mode at nuclear power plants (NPPs) and incidence on operation and maintenance (O&M) costs, Compatibility with wind power variability", JRC Scientific and Technical Reports EUR 24583 EN, European Commission.
- Calel, R., Dechezleprêtre, A. (2016), "Environmental Policy and Directed Technological Change: Evidence from the European carbon market", *Review of Economics and Statistics* 98:1.
- Cany, C., C. Mansilla, **da Costa, P.**, Mathonnière, G. (2016), "Nuclear and intermittent renewables: two compatible supply options? The case of the French power mix", *Energy Policy* 95.
- Cany, C., C. Mansilla, **da Costa, P.**, Mathonnière, G. (2017), "Which value of nuclear flexibility to foster the integration of intermittent renewable energy sources? Prospective study on technical potentials and economic impacts in the French power system", *International Journal of Hydrogen Energy - Special Issue* 42.
- Carter, C., Clegg, S., Wahlin, N. (2011), "When science meets strategic realpolitik: The case of the Copenhagen UN climate change summit", *Critical Perspectives on Accounting* 22(7).
- Cernoc, F., Zapletalova, V. (2015), "Hinkley Point C: A new chance for nuclear power plant construction in central Europe ? ", *Energy Policy* 83 August.
- Chiffres clés du climat France et Monde (2017), édition 2017.
- Coulomb, R., Henriët, F. (2014), "The Grey Paradox: How Oil Owners Can Benefit From Carbon Regulation".
- Cour des comptes (2014), Le coût de production de l'électricité nucléaire, Rapport public thématique.
- Criqui, P., J., Després, S., Mima et ali. (2016), "Storage as a flexibility option in power systems with high shares of variable renewable energy sources : a POLES-based analysis", *Energy Economics*.
- da Costa, P.**, Pratlong F., Le Mouel, P., Gharbi, O., Zagamé, P. (2009), "Macroeconomic assessment for the EU 'Climate Action and Renewable Energy Package'", *Foresight and Assessment for Environmental Technologies Integrated project*, décembre 2009.
- da Costa, P.**, Shoai Tehrani, B. (2014) "Historical and theoretical approach of Energy European Market", soumis à *Energy Studies Review*.
- da Costa, P.** (2014), "Croissance verte et financement de la transition énergétique", P. da Costa, *Centraliens* 633.
- da Costa, P.**, L. Rougé, L., F. Henriët, F. (2015) "Climat et politiques économiques dans les modèles de croissance endogène avec innovation", document de travail.

*Politique climatique et transition énergétique :
Essais en économie de l'énergie sur la décarbonisation des mix électriques*

da Costa, P. (2017), "Croissance semi-endogène et climat : une absence de double-dividende à long terme", soumis à *Revue Economique*.

European Union (2009), European Directive 2009/28/CE.

European Commission (2016), Clean Energy for All Europeans.

Eriksson, C., and Zehaie, F. (2005), "Population Density, Pollution and Growth", *Environmental and Resource Economics* 30.

Fadaee, M., Radzi, M. A. M. (2012) "Multi-objective optimization of a stand-alone hybrid renewable energy system by using evolutionary algorithms: A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(5).

Finon, D., Roques, F. (2013), "European Electricity Market Reforms: The "Visible Hand" of Public Coordination", *Economics Energy Environmental Policy*.

Godet, M. (2008), *Manuel de prospective stratégique Tome 2*, Paris: Dunod.

Gordon, R. J. (2012), "Is U.S. economic growth over? Faltering innovation confronts the six headwinds", *National Bureau of Economic Research*, working paper n° 18315, août.

Grand, E., Veyrenc, T. (2011), *L'Europe de l'électricité et du gaz*, Economica.,

Grimaud, A., G. Lafforgue et B. Magné (2011), "Climate change mitigation options and directed technical change: A decentralized equilibrium analysis", *Resource and Energy Economics* 33:4.

Groth, C. (2007), "A New-Growth Perspective on Non-Renewable Resources", in *Sustainable Resource Use and Economic Dynamic*, L. Bretschger and S. Smulders (eds.), Springer.

Groth, C., Schou, P. (2007), "Growth and non-renewable resources: The different roles of capital and resource taxes," *Journal of Environmental Economics and Management* 53(1).

Hansen, J.-P., Percebois, J., Boiteux, M. and Tirole, J. (2010), *Energie économie et politiques*, Bruxelles: De Boeck.

Idjis, H., **da Costa, P.** (2017), *Is Electric Vehicles Battery Recovery a Source of Cost or Profit?*, in *The Automobile Revolution*, D. Attias (eds.), Springer.

IEA (2015), *Projected Costs of Generating Electricity: 2015 Edition*.

Johnson, D.K.N. (2002), *The OECD Technology Concordance, OTC: Patents by Industry of Manufacturing and Sector of Use*, OECD STI Working Paper 2002/5.

Jones, C.I. (1995 a), "Time Series Tests of Endogenous Growth Models", *Quarterly Journal of Economics* 110 (2).

Jones, C.I. (1995 b), "RD-Based Models of Economic Growth", *Journal of Political Economy* 103 (4).

Jones, C.I. (1999), "Growth: With or Without Scale Effects?", *American Economic Association*, Mai.

Joskow, P.L., Parsons, J.E. (2012), *The Future of Nuclear Power After Fukushima*, MIT CEEPR.

Keay, M. (2016), *Electricity markets are broken: can they be fixed?*, Oxford Institute for Energy Studies.

- Keay, M., Buchan, D. (2016), *Europe's Energy Union - a problem of governance*, Oxford Institute for Energy Studies.
- Ma, J., Silva, V., Belhomme, R., Kirschen, D.S., Ochoa, L.F. (2013), *Evaluating and planning flexibility in sustainable power systems*, IEEE Power and Energy Society.
- Massé, P. (1953), "Les investissements électriques", *Revue de statistiques appliquée* 1 (3-4).
- Newbery, M. (2015), *European Energy Handbook 2015: A survey of current issues in the European energy sector*.
- OECD and IAEA (2012), *Uranium 2011: Resources, Production, Demand*.
- Percebois, J. (2013), *The French Paradox: Competition, Nuclear Rent, and Price Regulation in: Sioshansi, F.P. (Ed.), Evolution of Global Electricity Markets*. New paradigms, new challenges, new approaches., Academic Press. ed. Boston, pp. 59–91.
- Percebois, J., Pommeret, S. (2016), Coût complet de l'injection d'électricité renouvelable intermittente : approche modélisée sur le marché français "day ahead". *Cahiers de Recherche du Creden*.
- Porter, M. E., van der Linde, C. (1995), "Toward a new concept of environment-competitiveness relation- ship", *Journal of Economic Perspectives* 9 (4).
- PRIMES (2007), "Energie et transports: tendances à 2030 - mise à jour 2007", Commission européenne / direction générale de l'énergie et des transports.
- Robinson, D. (2015), *The scissors effect: how structural trends and government intervention are damaging major European electricity companies and affecting consumers*, Oxford Institute for Energy Studies.
- Rogner, H.H., Langlois, L. (2001), "The Economic Future of Nuclear Power in Competitive Markets", *Energy Studies Review* 10:1.
- Saveyn, B., Van Regemorter, D., Ciscar, J.C. (2011), "Economic analysis of the climate pledges of the Copenhagen Accord for the EU and other major countries", *Energy Economics* 33.
- Sedgley, N. and B. Elmslie (2010), "Reinterpreting the Jones critique: A time series approach to testing and understanding idea driven growth models with transitional dynamics", *Journal of Macroeconomics* 32.
- Segerstrom, P. (1998), "Endogenous Growth Without Scale Effects", *American Economic Review* 88 (5).
- Shoai Tehrani, B. and **da Costa, P.** (2016), "Three Investments Scenarios for Future Nuclear Reactors in Europe", B. Shoai Tehrani and P. da Costa, *Energy Studies Review* 23.
- Shoai Tehrani, B. and **da Costa, P.** (2018), *The paradoxes of European energy market regulation: an analysis of the electricity mix*, in *Towards a Sustainable Economy*, P. da Costa (eds.), Springer, sous presses.
- Sinn, H.-W. (2008), "Public policies against global warming: a supply side approach, " *International Tax and Public Finance* 15(4).

*Politique climatique et transition énergétique :
Essais en économie de l'énergie sur la décarbonisation des mix électriques*

Smulders, J., de Nooij, M. (2003), The impact of energy conservation on technology and economic growth, *Resource and Energy Economics* 25(1).

Stokey, N. (1998), "Are There Limits To Growth?", *International Economic Review* 39 (1).

Thomas, S. (2016), "The Hinkley Point Decision: An Analysis of the Policy Porcess", *Energy Policy* 96 September.

Wang, G., Wang, Y. and Zhao, T. (2008), "Analysis of interactions among the barriers to energy saving in China", *Energy Policy* 36:6.

Annexe : Curriculum Vitae

Pascal da Costa

41 years old, French citizen

École CentraleSupélec - Université Paris Saclay
Laboratory of Industrial Engineering, Economics and Management
9 rue Curie 91190 Gif-sur-Yvette FRANCE
(0) 6 74 52 63 09, pascal.da-costa@ecp.fr



Academic qualifications

- PhD in Economics, University of Paris Sorbonne (UP1), 2005
- Magisterium of Economics, Paris Sorbonne - ENS Ulm - EHESS, 2000
- M2 Economic Analysis and Modeling, Paris Sorbonne - Ecole Centrale Paris, 1999
- M1 Econometrics, UP1, 1998

Positions

- Member of the Laboratoire Genie Industriel (90 researchers) CentraleSupélec (CS)
- Head of the Economics and Management research team (20 researchers) CS
- Research Chairholder Capitaldon Sustainable Growth (500 k €), 2011-2021
- Head of the Department of Education in Business Sciences (28 teachers)

Publications

- **7 Refereed journals**

Recent publications:

- “Adapting the French nuclear fleet to integrate variable renewable energies via the production of hydrogen: towards massive production of low carbon hydrogen?” , C. Cany et al., *International Journal of Hydrogen Energy* 42 (19), May 2017 (Impact Factor 3.205)
- “Nuclear and intermittent renewables: two compatible supply options? The case of the French power mix” , C. Cany et al., *Energy Policy* 95, August 2016 (Impact Factor 3.045)

- **6 Articles in revision**

Latest submission:

- “Socioeconomic potential for deploying large district heating networks using heat from nuclear plants in a French urban area” , M. Leurent et al., *Energy Policy* (Impact Factor 3.045)

- **9 Chapters in Books.**

Latest publication:

- *The paradoxes of European energy market regulation: an analysis of the electricity mix*, B. Shoai and P. da Costa, in *Towards a Sustainable Economy*, P. da Costa and D. Attias (eds.), Springer, 2018

- **3 Editing roles in books.**

Latest published book:

- *Towards a Sustainable Economy: Paradoxes and Trends*, in P. da Costa and D. Attias (eds.), Springer, 2018

Current and former member of **7 scientific committees.**

Participant in **5 ANR projects (French Research Agency) and 4 EU Research programs.**

Supervised **8 theses, 6 Post-doctoral researchers, 9 Masters students.**

Visiting scholar in Toulouse in 2013 and Kyoto in 2018.

