

École polytechnique de Louvain

Does the Energy Transition help to reduce social inequalities?

Transition with or without Nuclear Energy?

Author: **Sara JAVADIAN**

Supervisors: **Hervé JEANMART, Matthieu BORDENAVE**

Reader: **Francisco CONTINO, Quentin LÉTÉ**

Academic year 2025–2026

Master [120] in Electrical Engineering

Table des matières

Résumé	iii
Remerciements	iv
Introduction	v
1 Scénarios	1
1.1 Le cadre : la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC)	1
1.2 L'étude Futurs énergétiques 2050	1
1.3 Les trajectoires de consommation	2
1.4 Famille M : 100 % renouvelable	3
1.4.1 M0 — Sortie complète du nucléaire dès 2050	4
1.4.2 M1 — Photovoltaïque diffus et répartition territoriale	5
1.4.3 M23 — Renouvelables en grands parcs	5
1.5 Famille N : nucléaire et renouvelable	6
1.5.1 N1 — Nouveau nucléaire minimal	7
1.5.2 N2 — Programme nucléaire accéléré	8
1.5.3 N03 — Nucléaire maximal (50 GW en 2050)	8
2 Méthodologie	10
2.1 Le modèle Eurogreen	10
2.1.1 Eurogreen	10
2.1.2 Eurogreen Italie	11
2.2 Mon travail	13
2.3 Production & Investment	17
2.3.1 Point technique : OPEX vs CAPEX	17
2.3.2 Fonctionnement du module	18
2.3.3 Plages d'incertitude pour l'analyse de sensibilité	20
2.4 Storage	22
2.4.1 Fonctionnement du module	22
2.4.2 Plages d'incertitude pour l'analyse de sensibilité	24
2.5 Annualised Costs	25
2.5.1 Point technique : pourquoi une annuité ?	25
2.5.2 Fonctionnement du module	26
2.6 Gross Fixed Capital Formation (GFCF)	28
2.6.1 Point technique : Formation Brute de Capital Fixe	28
2.6.2 Fonctionnement du module	31

2.7	Electricity Cost	33
2.7.1	Point technique : Leontief	33
2.7.2	Fonctionnement du module	34
2.7.3	Limites	41
2.8	Labour Productivity	44
2.8.1	Fonctionnement global	44
2.9	Gini	48
2.9.1	Fonctionnement du module	48
2.10	Carbon Neutrality	52
2.10.1	Fonctionnement global	52
2.10.2	Limites	55
3	Résultats	56
3.1	Coûts du système	56
3.1.1	Coût annualisé total du système	56
3.1.2	Coût de production	57
3.1.3	Coût du réseau et du stockage	58
3.1.4	Le périmètre d'équilibrage de RTE : des postes non couverts par le modèle	58
3.2	Effets macro-sociaux	59
3.2.1	Productivité du travail	59
3.2.2	Revenu disponible réel par groupe Gini	60
3.2.3	Part de l'électricité dans le revenu disponible par groupe	61
3.2.4	Poids de la facture énergétique sur les revenus disponibles	64
3.2.5	Coefficient de Gini	66
3.3	Émissions de CO ₂	67
4	Discussion	68
4.1	Les limites du modèle	68
4.2	Des écarts socio-économiques réels mais étroits entre scénarios	69
4.3	Le mix compte peu, la redistribution est centrale	69
4.4	Le volet environnemental	70
4.5	La transition comme choix de société	71
	Conclusion	viii
	Liste des acronymes	xi
	Glossaire	xiv

Résumé

Ce mémoire relie la transition énergétique française à la question des inégalités sociales, un angle largement absent des études techniques existantes. À partir des six scénarios de l'étude Futurs énergétiques 2050 de RTE, un module du système électrique français détaillé, ventilé par filière, est implémenté dans le modèle macroéconomique EUROGREEN-France, inspiré de la version italienne développée par Till Heydenreich. Les six scénarios y sont injectés comme entrées exogènes afin d'en mesurer les effets sur le prix de l'électricité et de l'énergie, le coefficient de Gini et sur la précarité énergétique.

Les résultats montrent que les six trajectoires ne dessinent pas des futurs socio-économiques opposés : leurs écarts de coût, d'inégalités et de précarité restent modestes à l'horizon 2050, et le classement distributif recoupe largement celui des coûts. La transition ne réduit que faiblement les inégalités par elle-même, le coefficient de Gini ne reculant que de près d'un point, mais elle ne les aggrave pas. Le résultat central est que ces écarts entre scénarios pèsent bien moins que les politiques de redistribution qui peuvent les accompagner : la justice d'une transition se joue moins dans le choix du mix électrique que dans l'architecture sociale dont on l'assortit.

Remerciements

J'aimerais remercier tout spécialement Matthieu, le doctorant qui m'a encadrée : non seulement il a été là à chaque étape de mon avancement, mais il m'a aussi permis, avec l'accord du Professeur Hervé Jeanmart, de réaliser un mémoire d'ingénieur doté d'une véritable composante sociale, ce dont je ne pouvais pas rêver de mieux.

Cette année fut intense, en travail comme en activités : mon poste de présidente de l'AGL, la représentation étudiante et mon rôle de représentante belge à l'ESU (European Students' Union) m'auront pris beaucoup de temps et d'énergie, mais c'est de cette façon que je me suis le plus épanouie. En plus de tout cela, j'ai pu trouver, jusque dans mon mémoire, un aspect activiste, presque de responsabilité civique : participer au débat public et aborder ce sujet si important qu'est la transition énergétique d'une façon humaine, sans jamais oublier la population. J'ai aussi découvert une équipe d'experts en économie, en sociologie et en ingénierie qui travaillent ensemble sur le modèle EUROGREEN pour aider la société à prendre le bon chemin, et j'espère pouvoir continuer ce travail si important à leurs côtés.

J'aimerais également remercier le professeur Jeanmart qui, je pense, comprend bien, de par son rôle de Prorecteur à l'international, ma position de représentante et le temps qu'elle demande. Nous nous serons probablement vus plus souvent cette année dans notre rôle institutionnel universitaire que dans la relation promoteur-étudiante, tout en sachant que je pouvais toujours le contacter en cas de besoin et que j'étais, par ailleurs, très bien encadrée et aidée par Matthieu.

Un tout grand merci également à tous mes professeurs de l'École Polytechnique de Louvain. Avoir une telle équipe de professeurs qui ont envie de faire réussir leurs étudiants, de les écouter et d'améliorer constamment l'enseignement est véritablement remarquable, et c'est l'une des choses dont nous pouvons être le plus fiers en tant qu'étudiants, et bientôt alumni, de l'EPL.

Enfin, j'aimerais remercier ma famille.

Mes parents, d'abord, qui ont toujours été présents tout au long de mes études et qui ont tout fait pour que je puisse étudier dans un cadre des plus privilégiés.

Mes frères et sœurs : Sophia, Kamran, Mehdi, Mireia, et tout spécialement mon frère Reza, avec qui j'ai eu la chance de faire mes études et le privilège d'être diplômée en même temps. Faire ces années d'ingénierie avec mon frère, dans (presque) la même option, nous aura aidés à nous pousser plus loin et à nous poser mutuellement beaucoup de questions, autant sur la matière que sur ce que l'on aimerait faire plus tard.

Enfin, un merci du fond du cœur à mon partenaire de vie depuis le début de mes études, Gerard, qui a sans doute été mon soutien numéro un et qui m'aura toujours encouragée à continuer, à persister et à tout donner. Je ne sais pas si j'aurais pu y arriver sans lui.

Faire mes études aura pris tout un village : j'ai énormément de chance, et je vous remercie tous infiniment.

Sara Javadian

Introduction

La transition énergétique occupe aujourd’hui une place centrale dans le débat public français. L’Accord de Paris, signé en 2015, engage les pays signataires à limiter le réchauffement climatique bien en dessous de deux degrés Celsius par rapport à l’ère préindustrielle.[1] À cet engagement international s’ajoute l’objectif européen de neutralité carbone à l’horizon 2050, traduit en France par la Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC) [2], feuille de route officielle de l’État français adoptée en 2015 et révisée en 2020. Cette stratégie fixe une trajectoire de réduction des émissions compatible avec la neutralité carbone en 2050, ainsi qu’une baisse de la consommation finale d’énergie d’environ 40% à cet horizon. La SNBC repose en outre sur une électrification massive des usages dans les secteurs du transport, du bâtiment et de l’industrie, ce qui se traduit par une hausse structurelle de la consommation d’électricité, même quand la consommation énergétique totale baisse.

Pour atteindre ces objectifs, le système électrique français devra connaître une transformation sans précédent. Le gestionnaire du réseau de transport d’électricité français (RTE) a publié en 2021 le rapport Futurs énergétiques 2050 [3], qui construit six grands scénarios de transition énergétique à l’horizon 2050. Trois de ces scénarios, regroupés dans la famille M (M0, M1 et M23), reposent sur un mix 100% renouvelable et excluent la construction de nouveaux réacteurs nucléaires. Les trois autres, regroupés dans la famille N (N1, N2 et N03), conservent une part significative de nucléaire en lançant un programme de nouveaux réacteurs EPR2, allant d’environ treize gigawatts (GW) de nouveau nucléaire dans le scénario N1 à environ vingt-sept GW dans le scénario N03, pour un parc nucléaire total atteignant approximativement cinquante GW en 2050 dans ce dernier cas.

Chaque scénario engage bien plus qu’un simple assemblage technologique. Il dessine un modèle industriel, un rapport au territoire, une distribution des nuisances et des bénéfices entre les citoyens, et un certain rythme de transformation sociale. Un mix cent pour cent renouvelable s’appuie sur un déploiement décentralisé d’éolien terrestre, d’éolien en mer et de photovoltaïque, qui impose à la fois une mobilisation foncière massive et un bouquet de flexibilité combinant batteries, STEP, modulation de la demande et thermique décarboné. Un mix combinant renouvelable et nouveau nucléaire concentre au contraire le risque industriel sur la capacité de la filière nucléaire française à enchaîner les chantiers après des décennies sans programme de construction, son unique réacteur récent, l’EPR2 de Flamanville 3. Le débat sur la transition énergétique française ne peut donc se réduire à une comparaison technique ou financière entre filières. Il pose une question plus large : à qui profite la transition, qui en paye le prix, et comment ses conséquences se distribuent dans la société française ?

Le rapport de RTE Futurs énergétiques 2050 [3] est complet sur les dimensions techniques et économiques. Il compare les six scénarios sur leurs coûts complets, c’est-à-dire la somme des dépenses d’investissement, ou CAPEX, des dépenses d’exploitation, ou OPEX, des coûts du réseau et des coûts de la flexibilité. Il les compare également sur leur faisabilité industrielle, sur leur empreinte territoriale, et sur leur consommation de matériaux critiques comme le cuivre et le silicium. La conclusion de RTE est claire sur ce point : les écarts économiques entre scénarios ne sont pas suffisamment grands pour trancher entre eux sur le seul critère du coût. D’autres critères, industriels, environnementaux et sociétaux, doivent entrer dans la décision.

C’est précisément sur ce dernier volet que la littérature est assez pauvre. Le rapport RTE [3]

ne propose pas d'analyse macroéconomique au niveau des ménages individuels. Il ne mesure ni l'impact des scénarios sur la distribution des revenus, ni les écarts d'effort financier entre catégories socio-professionnelles, ni le taux de précarité énergétique tel que défini par l'ONPE. Or ces dimensions sont essentielles à la justice sociale de la transition. Une transition qui réussit techniquement mais qui creuse les inégalités est-elle souhaitable ? Symétriquement, certains scénarios pourraient combiner décarbonation et réduction des inégalités, et mériter à ce titre une attention particulière dans le débat public.

Le modèle EUROGREEN, développé par D'Alessandro, Cieplinski, Distefano et Dittmer et publié dans la revue *Nature Sustainability* sous le titre "Feasible alternatives to green growth" [4], offre un cadre adapté à ce type d'analyse. Il s'agit d'un modèle de macrosimulation dynamique, post-keynésienne et SFC, calibré sur l'économie française en 2014 et capable de suivre treize groupes de ménages distincts ainsi que dix secteurs économiques agrégés selon la NACE. Dans sa version originale, toutefois, le secteur électrique y est traité comme un secteur économique parmi d'autres, sans distinction interne entre filières de production. La thèse de doctorat de Till Heydenreich, soutenue à l'Universitat Autònoma de Barcelona en septembre 2024 sous le titre "Ecological Macroeconomics: The path towards a just low-carbon transition for countries in the European Union" [5], apporte une contribution importante à cette littérature en développant un module électrique détaillé pour l'Italie, ventilé par technologie et relié aux flux monétaires de l'économie.

Penser la transition énergétique suppose de croiser plusieurs angles, dont l'un mérite plus d'attention qu'il n'en reçoit habituellement. En tant qu'ingénieure, l'approche technique fait partie de ma formation, et je sais à quel point elle est indispensable pour saisir les contraintes de faisabilité du système électrique. La dimension écologique et le respect des limites planétaires sont évidemment centraux, puisqu'ils fondent la raison d'être même de la transition. La dimension économique au sens financier, savoir combien coûte chaque scénario et à quel rythme, est largement traitée par RTE et par la littérature spécialisée. Reste une quatrième dimension, sociale, qui demande à être articulée aux trois autres avec la même rigueur. Pourquoi et comment la transition énergétique peut-elle servir la communauté en réduisant les inégalités sociales ? Quel futur écologique, responsable, mais aussi juste, souhaitons-nous pour notre société ? Ce sont ces interrogations de fond qui motivent l'angle d'analyse retenu et qui structurent les trois questions de recherche formulées ci-dessous.

La première porte sur les scénarios eux-mêmes. Que proposent les six trajectoires construites par RTE dans *Futurs énergétiques 2050* [3], sur quelles hypothèses techniques, industrielles et territoriales reposent-elles, et quelles limites peuvent leur être opposées ? Cette première lecture critique constitue la base sur lequel s'appuient les analyses macroéconomiques qui suivent.

La deuxième question interroge la neutralité distributive supposée des politiques climatiques. La transition énergétique peut-elle, en elle-même, contribuer à réduire les inégalités sociales en France, ou se contente-t-elle au mieux d'être neutre, au pire d'aggraver des écarts préexistants entre catégories de ménages ?

La troisième question prolonge la précédente en comparant les six trajectoires RTE entre elles. Quels scénarios permettent de réduire le plus les inégalités sociales, en particulier les inégalités de revenus disponibles mesurées par le coefficient de Gini, et la précarité énergétique mesurée par le taux d'effort des ménages les plus modestes ? Il s'agit ici de produire un classement des scénarios RTE sur des indicateurs absents du rapport original, et de vérifier si ce classement coïncide ou non avec celui que produit le seul critère du coût annualisé total.

Pour répondre à ces questions, j'implémente un module électricité détaillé dans le modèle

EUROGREEN-France, inspiré de la version italienne développée par Heydenreich, puis j’y injecte les six scénarios de RTE comme entrées exogènes afin d’en mesurer les effets sur le coefficient de Gini et la précarité énergétique. Ce choix d’une approche exogène, plutôt que la recherche endogène d’un mix optimal, se justifie par le fait que les scénarios de RTE structurent aujourd’hui les décisions concrètes en France. Le modèle, ses hypothèses et ses sources sont présentés en détail dans les chapitres 2 et 2.2.

Le mémoire est organisé en sept chapitres. Le présent chapitre introduit le sujet ainsi que les questions de recherche. Le chapitre 1 détaille les six scénarios de RTE (trajectoire de consommation, mix cible en 2050, implications industrielles et territoriales, mobilisation sociétale) et les synthétise en fin de chapitre selon leur coût relatif, leur difficulté technique et leur demande à la société. Le chapitre 2 présente le modèle EUROGREEN ainsi que la version italienne développée dans la thèse de Heydenreich. Le chapitre 2.2 décrit, bloc par bloc, le module électricité implémenté dans le cadre de ce mémoire, avec ses hypothèses, ses sources, ses équations clés et ses limites. Le chapitre 3 présente les résultats : coûts du système électrique, investissement et GFCF sectorielle, productivité du travail, effets macro-sociaux (coût électrique par qualification, part de l’électricité dans le revenu, poids énergétique, etc.). Le chapitre 4 met ces résultats en discussion et en précise la portée. Enfin, le chapitre 4.5 conclut le mémoire.

1. Scénarios

Ce chapitre a pour but de décrire les six scénarios de RTE que je rentre dans mon modèle décrit dans le prochain chapitre : ce qu'ils représentent, ce qu'ils supposent techniquement, et ce qu'ils impliquent pour la société.

1.1 Le cadre : la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC)

La SNBC [2] est la feuille de route officielle de l'État français pour atteindre la neutralité carbone en 2050. Trois engagements l'ont motivée : l'Accord de Paris, qui demande de limiter le réchauffement bien en dessous de 2 °C ; l'objectif européen de neutralité climatique à 2050 ; et la responsabilité historique d'un pays développé, fort émetteur dans le passé, qui doit réduire ses émissions plus rapidement que les pays en développement. La SNBC est révisée tous les cinq ans ; c'est la version 2020 qui sert de cadre à l'étude RTE analysée ici. Une mise en garde importante avant d'aller plus loin : la SNBC, comme l'Accord de Paris, est centrée presque exclusivement sur le changement climatique. Or le changement climatique n'est qu'une des neuf limites planétaires [6] identifiées par le Stockholm Resilience Centre.

La SNBC ne traite pas explicitement de l'intégrité de la biosphère, du changement d'usage des sols, de l'eau douce, des cycles biogéochimiques (azote et phosphore), des entités nouvelles (pollution chimique), ni de l'acidification des océans. Atteindre la neutralité carbone est un objectif essentiel mais ne garantit pas la soutenabilité écologique au sens large : d'autres limites peuvent être franchies en parallèle. Tout ce qui suit hérite de ce biais de cadrage : les scénarios de RTE sont d'abord conçus pour atteindre la neutralité carbone. RTE en évalue certes plusieurs conséquences environnementales (matériaux, sols, déchets, eau, qualité de l'air), mais sans confronter le mix à l'ensemble des neuf limites planétaires. La SNBC compte aussi fortement sur la rénovation énergétique des logements, une hypothèse qui mérite d'être prise avec précaution. L'écart entre la performance théorique attendue avant travaux et la consommation réellement observée après le performance gap qui est fréquemment important. Trois mécanismes le produisent. D'abord, les modèles thermiques utilisés pour évaluer les bâtiments reposent sur des hypothèses standardisées plutôt pessimistes, qui classent les logements comme moins performants qu'ils ne le sont en réalité ; l'économie théorique de la rénovation est donc gonflée. Ensuite, les occupants ne se comportent pas comme dans les modèles : ils chauffent moins, par intermittence, à une température inférieure à celle supposée par les calculs, ce qui réduit mécaniquement le potentiel d'économies. Enfin, après rénovation, le confort thermique s'améliore et incite à consommer davantage : c'est l'effet rebond [7], qui absorbe une partie des économies théoriques. Toute trajectoire reposant fortement sur la rénovation doit donc intégrer ce biais structurel sous peine de surestimer les baisses de consommation.

1.2 L'étude Futurs énergétiques 2050

L'étude de RTE [3] part de la trajectoire de neutralité carbone définie par la SNBC [2] pour l'ensemble de l'économie, et se concentre sur une question précise : à quoi doit ressembler le

système électrique français pour répondre de manière fiable à la demande qui en résulte? C'est exactement cette question qui nous intéresse pour la simulation, puisque ce sont les trajectoires de mix et de demande sortant de cette étude qui alimentent mon module d'électricité. L'étude couvre la période 2020–2060, avec 2050 comme cible centrale. Cinq hypothèses sont communes à toutes les trajectoires construites selon la SNBC :

1. une baisse de la consommation finale d'énergie d'environ 40 % à 2050 ;
2. une forte électrification des usages (transport, industrie, bâtiment), qui se traduit par une hausse structurelle de la consommation d'électricité — même quand la consommation énergétique totale baisse ;
3. un recours limité au captage et stockage du CO_2 , en raison de la maturité technologique encore faible et de l'acceptabilité sociale incertaine ;
4. l'absence d'imports massifs de combustibles verts (hydrogène, biogaz, méthane de synthèse, ammoniac), pour préserver la souveraineté énergétique ;
5. un système énergétique reposant à ~ 95 % sur l'électricité bas-carbone et la biomasse en 2050, avec une sortie quasi totale des énergies fossiles.

Sur cette base, RTE construit six scénarios, regroupés en deux familles. La famille **M** (M0, M1, M23) suppose qu'on n'investit plus dans de nouveaux réacteurs nucléaires : on tient le plus longtemps possible avec le parc existant, puis on bascule vers du 100 % renouvelable. La famille **N** (N1, N2, N03) suppose au contraire qu'on lance un programme de nouveaux EPR2 de deuxième génération, en parallèle d'un développement renouvelable lui aussi conséquent. Les scénarios sont indexés par ordre croissant de capacité nucléaire en 2050 : de 0 GW (M0) à environ 51 GW (N03). Chaque scénario arrive dès lors à la neutralité carbone du système électrique en 2050. Ce qui les distingue, c'est uniquement la manière d'y arriver. Et c'est précisément cette manière qui est au cœur du débat public, parce qu'elle engage bien plus que de la technique : un modèle industriel, un type de territoire, et une certaine idée de ce que la transition demande à la société.

1.3 Les trajectoires de consommation

Avant d'aborder les mix de production, il faut s'arrêter sur les trajectoires de demande, car ce sont elles qui dimensionnent tout le reste. RTE en construit trois, qui ne diffèrent pas sur les objectifs mais sur ce qu'elles supposent du comportement des Français et de l'orientation industrielle du pays.

Trajectoire de référence. Elle correspond à ce que les politiques publiques actuelles visent : voitures électriques majoritaires, chauffage par pompes à chaleur, électrification des procédés industriels, développement contrôlé de l'hydrogène. La consommation d'électricité atteint ~ 645 TWh en 2050, soit +35 % par rapport à aujourd'hui. La hausse est portée par trois secteurs : transport, industrie, et production d'hydrogène par électrolyse. Le résidentiel et le tertiaire voient leur demande baisser grâce à l'efficacité énergétique. C'est cette trajectoire qui sert de cas central et qui est implémentée dans ma simulation.

Scénario de sobriété. Il décrit un monde où la société modifie ses modes de vie pour consommer moins, sans dégrader son niveau de vie : plus de télétravail, températures de chauffage réduites (19 °C contre 20–21 °C aujourd’hui), habitats partagés, baisse de la consommation matérielle. La demande tombe à ~ 555 TWh en 2050, soit -14% par rapport à la référence. Les besoins en hydrogène diminuent aussi, puisqu’il y a moins de chauffage et de mobilité à couvrir. Par contre, l’effet de l’électrification est tel que sortir des fossiles augmente la consommation électrique, même quand on consomme globalement moins d’énergie. C’est un scénario qui suppose des changements sociétaux profonds, allant à contre-courant des tendances actuelles, et qui exige une mobilisation politique et culturelle bien au-delà des seules questions techniques.

Réindustrialisation profonde. La France relocalise une partie de ses productions lourdes (sidérurgie, chimie, matériaux). La consommation industrielle directe augmente de ~ 60 TWh/an et celle des combustibles décarbonés de ~ 37 TWh/an par rapport à la référence. On atteint ~ 752 TWh en 2050, soit $+58\%$ par rapport à 2019. C’est le scénario qui implique le système électrique le plus dimensionné. Il porte un pari implicite : que l’abondance d’électricité bas-carbone et compétitive constitue un avantage industriel décisif, suffisant pour rapatrier des activités qui ont quitté la France depuis plusieurs décennies.

Trajectoire	Consommation 2050	Variation vs. 2019
Sobriété	~ 555 TWh	$+18\%$
Référence	~ 645 TWh	$+35\%$
Réindustrialisation profonde	~ 752 TWh	$+58\%$

Table 1.1: Trois trajectoires de consommation électrique à l’horizon 2050. Source : RTE, Futurs énergétiques 2050 [3], pp. 72–145.

1.4 Famille M : 100 % renouvelable

Les trois scénarios M partagent un même choix politique : ne pas investir dans de nouveaux réacteurs nucléaires. Ils diffèrent par l’horizon de fermeture complète du parc existant (2050 ou 2060) et par le type de renouvelables privilégié. Avant le détail de chacun, il faut comprendre ce que le 100 % renouvelable suppose sur les plans industriel et territorial.

Ce que le 100 % renouvelable suppose. Un système sans nucléaire ni fossile doit gérer la variabilité du solaire et de l’éolien. RTE souligne que cela exige une flexibilité considérable, combinant batteries, STEP, modulation de la demande et thermique décarboné. Ce dernier est central : lui seul permet de passer les longues périodes de faible production, notamment l’hiver. Or RTE note qu’aucun scénario M n’est atteignable sans une maîtrise plus rapide de cette filière, aujourd’hui non déployée à l’échelle nécessaire, ce qui en constitue le principal risque industriel.

Concurrence d’usages des sols et acceptabilité. Les renouvelables ont une faible densité énergétique : produire beaucoup d’électricité demande beaucoup de surface. RTE a donc mené un exercice cartographique poussé du territoire, croisant contraintes géographiques (pentes, massifs, plans d’eau), réglementaires (espaces protégés, voisinage d’infrastructures) et concurrence d’usages des sols, pour identifier les zones disponibles. Il y ajoute l’acceptabilité

locale comme facteur de faisabilité : la répartition des installations relève autant de la logique industrielle (rendement, raccordement) que de l'acceptation par les territoires.

Cuivre, silicium et matériaux critiques. Dans son chapitre 12, RTE analyse les besoins en matériaux des scénarios. Deux points ressortent. D'abord, les scénarios très renouvelables consomment plus de cuivre que ceux qui relancent le nucléaire. [3]. Ensuite, le silicium devient stratégique pour le photovoltaïque. Cependant sa production étant très largement faite en Chine, appelle à la vigilance, comme l'a montré le bond de +300 % de son prix en septembre-octobre 2021 (lié à un rationnement électrique en Chine). Cette dépendance ne supprime pas l'intérêt des renouvelables, mais déplace la question de la souveraineté : on échange une dépendance aux fossiles importés en continu contre une dépendance aux équipements, achetés une fois puis productifs pendant des décennies. C'est un déplacement du problème, pas sa disparition.

Filière (% du mix)	M0	M1	M23
Nucléaire existant	0	13	13
Éolien terrestre	21	17	21
Éolien en mer	31	23	31
Photovoltaïque	36	36	22
Hydraulique (hors STEP)	9	9	9
Énergies marines	1	0	1
Bioénergies	2	2	2
Horizon sortie nucléaire	2050	2060	2060

Table 1.2: Synthèse comparative des trois scénarios M en 2050. Part de chaque filière dans le mix électrique (%), calculée à partir des productions annuelles publiées par RTE [3] dans les figures 2.3 à 2.5.

1.4.1 M0 — Sortie complète du nucléaire dès 2050

C'est le scénario le plus rapide à se passer du nucléaire : le parc existant est entièrement fermé en 2050. Pour éviter un effet falaise, la fermeture est étalée : quatre réacteurs fermés d'ici 2030, vingt-deux d'ici 2040. Du côté renouvelables, la contrepartie est très exigeante. Il faut passer de 10 GW à plus de 200 GW sur le solaire, développer un parc éolien terrestre de près de 75 GW et un parc éolien en mer de plus de 60 GW. RTE écrit explicitement qu'« il ne peut exister aucune ambiguïté sur le caractère très ambitieux de tels rythmes, qui dépassent les meilleures performances européennes en la matière, et qui semblent aujourd'hui difficilement atteignables au vu des rythmes constatés et projetés et des difficultés d'acceptabilité des nouveaux projets ».

Filière	Capacité (GW)	Production (TWh)	Part du mix (%)
Éolien terrestre	74	149	21
Éolien en mer	62	224	31
Photovoltaïque	208	255	36
Énergies marines	3	9	1
Hydraulique	22	63	9
Bioénergies	2	12	2

Table 1.3: Mix électrique 2050 du scénario M0. Source : RTE, Futurs énergétiques 2050 [3], fig. 2.3.

Ce que ce scénario dit du modèle de société. M0 est le scénario où l'exigence sociétale est la plus forte. Au-delà du rythme de déploiement renouvelable déjà évoqué, il suppose aussi la mise en place rapide d'une filière de gaz décarboné qui n'existe pas encore à cette échelle. C'est pourquoi RTE juge la variante sobriété de M0 la plus crédible : moins de demande à satisfaire, donc moins de capacité à installer et moins de flexibilité à mobiliser. M0 est ainsi le seul scénario où la sobriété passe du statut de choix politique à celui de quasi-nécessité technique.

1.4.2 M1 — Photovoltaïque diffus et répartition territoriale

M1 vise aussi le 100 % renouvelable, mais à l'horizon 2060 plutôt que 2050, et avec une stratégie très différente : il mise sur le photovoltaïque diffus, c'est-à-dire des panneaux solaires sur toutes les toitures disponibles, y compris dans les régions les moins ensoleillées, et une autoconsommation importante chez les particuliers, les commerces et les petites entreprises. Pour atteindre les volumes nécessaires, il faut quand même développer en parallèle de grands parcs solaires au sol. L'éolien terrestre progresse modérément, surtout par des projets participatifs portés par les acteurs locaux, ce qui produit une répartition plus homogène des parcs sur le territoire. L'éolien en mer accélère après 2030 ($\sim 1,5$ GW/an mis en service), à un rythme supérieur à la PPE actuelle mais inférieur à M0 et M23. Le nucléaire décroît progressivement : il reste ~ 16 GW en 2050, puis tombe à zéro d'ici 2060.

Filière	Capacité (GW)	Production (TWh)	Part du mix (%)
Nucléaire existant	16	91	13
Éolien terrestre	59	119	17
Éolien en mer	45	162	23
Photovoltaïque	214	255	36
Hydraulique	22	63	9
Bioénergies	2	12	2

Table 1.4: Mix électrique 2050 du scénario M1. Source : RTE, Futurs énergétiques 2050 [3], fig. 2.4.

Ce que ce scénario dit du modèle de société. M1 est le scénario le plus décentralisé des six. Sa logique n'est pas seulement technique, elle est politique : faire de chaque toit, de chaque entreprise, de chaque collectivité locale un acteur de la production d'électricité. RTE le décrit explicitement comme un développement « porté par des acteurs locaux participatifs ou par des collectivités locales ». Cette dimension a un attrait en termes d'acceptabilité : les projets diffus sont mieux accueillis que les grandes installations car ils répartissent à la fois les nuisances et les bénéfices. Mais RTE prévient que ce scénario « suppose une forte compétitivité de la filière photovoltaïque et certaines innovations technologiques » : le rythme d'installation devrait passer d'environ 1 GW/an aujourd'hui à près de 9 GW/an entre 2030 et 2050, soit presque dix fois plus.

1.4.3 M23 — Renouvelables en grands parcs

M23 partage l'horizon 2060 avec M1, mais inverse complètement la stratégie de déploiement : il mise sur les effets d'échelle (de gros volumes au même endroit pour faire baisser le coût unitaire) et de mutualisation (regrouper des projets pour qu'ils partagent les équipements de

raccordement). Concrètement, on développe des grands parcs éoliens terrestres et offshore, et le photovoltaïque est majoritairement installé en fermes solaires au sol (deux tiers des capacités PV environ).

Filière	Capacité (GW)	Production (TWh)	Part du mix (%)
Nucléaire existant	16	91	13
Éolien terrestre	72	145	21
Éolien en mer	60	215	31
Photovoltaïque	125	153	22
Énergies marines	3	9	1
Hydraulique	22	62	9
Bioénergies	2	12	2

Table 1.5: Mix électrique 2050 du scénario M23. Source : RTE, Futurs énergétiques 2050 [3], fig. 2.5.

Ce que ce scénario dit du modèle de société. M23 est le scénario M le plus compétitif économiquement, ce qui s’explique par les effets d’échelle qui font défaut à M1. RTE indique d’ailleurs que la localisation des installations de M23 intègre une « recherche d’optimisation économique » : on privilégie les zones aux meilleurs facteurs de charges — régions les plus ventées pour l’éolien, plus ensoleillées pour le solaire. Cette logique d’efficacité a une conséquence territoriale directe : les grands parcs concentrent l’impact paysager et sonore sur quelques régions, souvent rurales, qui produisent l’électricité pour les régions urbaines qui la consomment. La transition prend dès lors une forme géographiquement asymétrique. La logique économique pure pousse vers M23, la logique d’acceptabilité locale et d’appropriation citoyenne favorise vers M1.

1.5 Famille N : nucléaire et renouvelable

Les trois scénarios N supposent qu’on lance un programme de nouveaux réacteurs EPR2 en parallèle d’un développement renouvelable lui aussi conséquent. Ils diffèrent par l’ampleur du programme nucléaire et par le rythme de fermeture du parc existant. Avant de regarder chaque scénario, il faut comprendre les défis spécifiques que partagent N1, N2 et N03.

Une contrainte industrielle, pas politique. RTE pose un point méthodologique important : dans les scénarios N, le volume de nouveau nucléaire en 2050 correspond au maximum que la filière estime pouvoir construire dans le calendrier disponible, soit un premier EPR2 mis en service au plus tôt en 2035, puis des paires tous les quatre à cinq ans. Le nouveau nucléaire ne représente donc jamais plus de la moitié du mix en 2050 même dans le scénario le plus pronucléaire avec N03 qui vise 50 GW.

Une montée en puissance qui dépend de la filière. La filière nucléaire française sort d’un long creux : entre Civaux, dernier réacteur du parc historique mis en service à la fin des années 1990, et l’EPR2 de Flamanville, elle n’a mené aucun chantier. EDF, Framatome et toute la chaîne d’approvisionnement doivent aujourd’hui surmonter les difficultés héritées de cette interruption pour livrer le programme EPR2. C’est le pari industriel de toute la famille N : la fiabilité des calendriers et des coûts dépend de la capacité de la filière à remonter en puissance.

Une consommation moindre de matériaux pour le système électrique. À l'inverse des scénarios M, les scénarios N consomment moins de cuivre, de silicium et plus généralement de matériaux pour l'équipement du système électrique car ils nécessitent moins d'infrastructures de raccordement décentralisées et moins de stockage. C'est un argument souvent négligé dans la comparaison des mix : la densité énergétique du nucléaire (beaucoup de production par m² d'emprise et par tonne d'équipement) joue en sa faveur sur le plan des ressources matérielles. Cet avantage doit toutefois être mis en balance avec les enjeux propres au nucléaire (uranium, déchets, eau de refroidissement, dont je ne traite pas ici car ils relèvent d'analyses spécifiques que RTE n'inclut pas directement dans la comparaison de ses scénarios).

Filière (% du mix)	N1	N2	N03
Nucléaire existant	14	14	22
Nouveau nucléaire (EPR2/SMR)	13	24	28
Éolien terrestre	17	16	13
Éolien en mer	24	19	12
Photovoltaïque	21	16	13
Hydraulique	9	9	10
Bioénergies	2	2	2
Part nucléaire totale	26	36	50
Capacité nucléaire 2050 (GW)	29	39	51

Table 1.6: Synthèse comparative des trois scénarios N en 2050. Part de chaque filière dans le mix électrique (%), calculée à partir des productions annuelles publiées par RTE dans les figures 2.7 à 2.9 [3].

1.5.1 N1 — Nouveau nucléaire minimal

C'est le scénario N le plus prudent : huit nouveaux EPR2 mis en service d'ici 2050, dans la continuité du programme NNF qui en prévoit déjà six. Le premier EPR2 entre en service d'ici 2035, les suivants arrivent par paires tous les cinq ans environ. Ces huit réacteurs ne suffisent pas à compenser la fermeture progressive du parc existant, dont une partie atteint sa fin de vie technique d'ici là. Pour combler l'écart, N1 suppose un fort développement des renouvelables, dans une logique très proche de M23 (grands parcs, effort réparti entre toutes les filières, avec une possible accélération de l'éolien en mer).

Filière	Capacité (GW)	Production (TWh)	Part du mix (%)
Nucléaire existant	16	92	14
Nouveau nucléaire	13	90	13
Éolien terrestre	58	117	17
Éolien en mer	45	160	24
Photovoltaïque	118	144	21
Hydraulique	22	63	9
Bioénergies	2	12	2

Table 1.7: Mix électrique 2050 du scénario N1. Répartition : 26 % nucléaire / 74 % renouvelables. Source : RTE, Futurs énergétiques 2050 [3], fig. 2.7.

Ce que ce scénario dit du modèle de société. N1 est le scénario de la transition prudente : on conserve le nucléaire pour la stabilité, on construit juste de quoi amortir la fermeture de l'ancien parc, et les renouvelables font le reste. C'est sans doute le plus consensuel politiquement, mais il cumule les difficultés des deux familles : un déploiement EnR de grande ampleur (mêmes contraintes foncières et d'acceptabilité que M23) et la relance de la filière nucléaire.

1.5.2 N2 — Programme nucléaire accéléré

N2 est nettement plus ambitieux côté nucléaire : on construit le plus grand nombre possible d'EPR2 que la filière estime pouvoir soutenir, lancés au rythme maximal. Le premier EPR2 entre en service au plus tard en 2035, les trois premières paires sont mises en service à intervalles de quatre ans environ (calendrier visé par le programme NNF d'EDF), puis le rythme s'accélère. Même avec ce programme renforcé, le nouveau nucléaire ne représente que $\sim 22\%$ du mix en 2050 ; pas assez pour compenser le déclin du parc actuel. N2 conserve donc un développement renouvelable soutenu, à un rythme proche de la PPE actuelle.

Filière	Capacité (GW)	Production (TWh)	Part du mix (%)
Nucléaire existant	16	93	14
Nouveau nucléaire	23	159	24
Éolien terrestre	52	104	16
Éolien en mer	36	129	19
Photovoltaïque	90	110	16
Hydraulique	22	63	9
Bioénergies	2	12	2

Table 1.8: Mix électrique 2050 du scénario N2. Répartition : 36 % nucléaire / 64 % renouvelables. Source : RTE, Futurs énergétiques 2050 [3], fig. 2.8.

Ce que ce scénario dit du modèle de société. N2 est le scénario de l'équilibre industriel : on accepte le risque d'un grand programme nucléaire, mais on conserve un volume de renouvelables encore très significatif. Sur le papier, c'est un des mix les plus efficaces économiquement, avec un besoin de flexibilité sensiblement réduit par rapport à N1. Mais sa faisabilité repose sur un pari : que la filière nucléaire française est capable d'absorber un programme aussi soutenu, dans un calendrier resserré. C'est un scénario qui suppose une réussite industrielle de premier plan, ce qui n'est ni acquis, ni impossible.

1.5.3 N03 — Nucléaire maximal (50 GW en 2050)

N03 vise à conserver une place très importante du nucléaire : un parc stabilisé autour de 50 GW à l'horizon 2050–2060, soit environ la moitié de la production électrique dans la trajectoire de référence. Comme rappelé plus haut, ce n'est pas un objectif politique en soi, mais le plafond industriel de ce que la filière peut soutenir au mieux. Quatre leviers sont combinés :

1. Prolongation de tous les réacteurs actuels tant qu'ils satisfont aux exigences de sûreté de l'ASN, ce qui décale les fermetures prévues par la PPE ;
2. Exploitation d'une partie du parc au-delà de 60 ans (3 à 5 ans de plus selon les réacteurs), pour donner au nouveau nucléaire le temps de monter en puissance ;

3. Construction d'EPR2 au rythme maximal, comparable à N2 ;
4. Ouverture à l'installation de petits réacteurs modulaires (SMR) pour quelques GW supplémentaires.

Le développement renouvelable se poursuit dans toutes les filières (éolien terrestre, offshore, solaire, hydraulique), mais à un rythme inférieur à celui de tous les autres scénarios.

Filière	Capacité (GW)	Production (TWh)	Part du mix (%)
Nucléaire existant	24	149	22
Nouveau nucléaire	27	189	28
Éolien terrestre	43	87	13
Éolien en mer	22	78	12
Photovoltaïque	70	86	13
Hydraulique	22	63	10
Bioénergies	2	12	2

Table 1.9: Mix électrique 2050 du scénario N03. Répartition : $\sim 50\%$ nucléaire / $\sim 50\%$ renouvelables. Source : RTE, Futurs énergétiques 2050 [3], fig. 2.9.

Ce que ce scénario dit du modèle de société. N03 est le scénario qui demande le moins à la société : moins de nouveaux parcs éoliens à accepter, moins de toitures à équiper, moins de flexibilité de la demande à mettre en place (1 GW de batteries seulement, et pas de nouveau thermique décarboné significatif). Il prolonge le modèle énergétique français historique — centralisé, étatique, fondé sur une électricité bas-carbone de base assurée par quelques grands acteurs. C'est aussi celui qui suppose le plus d'inertie politique et le moins de changement social. Mais il multiplie les paris industriels : réussir simultanément la prolongation du parc, l'exploitation longue durée, un programme d'EPR2 ambitieux et le déploiement de SMR. À l'inverse des scénarios M qui demandent une mobilisation sociétale large mais étalent les risques sur des technologies plus matures, N03 concentre le risque sur la performance d'une seule filière industrielle.

2. Méthodologie

2.1 Le modèle Eurogreen

2.1.1 Eurogreen

Présentation générale du modèle

Avant de décrire les ajouts apportés dans ce mémoire, présentons le modèle. EUROGREEN, développé par D'Alessandro, Cieplinski, Distefano et Dittmer et publié dans *Nature Sustainability* sous le titre "Feasible alternatives to green growth"[4], est un Modèle de macrosimulation dynamique calibré sur l'économie française en 2014 et projetant ses trajectoires jusqu'en 2050. Sa vocation est de comparer trois récits de transition bas-carbone — la croissance verte, les politiques pour l'équité sociale et la décroissance — dans un même cadre comptable cohérent. Il est codé en Vensim DSS et accompagné d'une documentation détaillée (Supplementary Information) [8].

Philosophie et fondements théoriques

EUROGREEN se situe dans la macroéconomie écologique, à la croisée de l'économie post-keynésienne et de l'Économie écologique. Trois choix théoriques structurent le modèle. Premièrement, l'économie y est pilotée par la demande ("demand-driven"). Contrairement aux CGE, où l'offre détermine les quantités via des marchés qui s'ajustent par les prix, EUROGREEN suppose que ce sont les composantes de la demande finale (consommation des ménages, investissement, dépenses publiques, exportations nettes) qui déterminent la production et donc l'emploi. Le chômage est involontaire, et une politique soutenant le revenu des ménages modestes a un effet macroéconomique réel via le multiplicateur.

Deuxièmement, la distribution des revenus n'est pas neutre. Conformément à Kalecki¹, les bas revenus consomment une part plus élevée de leur revenu que les ménages aisés : une redistribution vers le bas stimule donc la demande. Capter ce mécanisme suppose de suivre les ménages séparément : EUROGREEN distingue treize groupes, croisant trois niveaux de qualification (faible, moyen, élevé), quatre statuts d'occupation (employé, chômeur, inactif, retraité) et la classe des capitalistes (0,1 % de la population adulte). Ce sont eux qui permettent d'évaluer comment une politique se répercute selon les ménages, et donc son effet sur le coefficient de Gini.

Troisièmement, le cadre est "stock-flow consistent": tous les flux monétaires et toutes les variations de stocks sont comptabilisés sans perte ni création ex nihilo ; toute dépense d'un agent est nécessairement le revenu d'un autre.

Calibration et données

EUROGREEN est calibrée sur la France en 2014 avec des données issues de sources statistiques de référence (WIOD, Eurostat, EU KLEMS, OCDE, INSEE, AIE,).

¹Michał Kalecki (1899-1970), économiste polonais, est considéré comme un précurseur de la macroéconomie de la demande, avec l'idée que les classes sociales ont des propensions à consommer différentes.

Ce que le modèle permet de faire

L'intérêt d'EUROGREEN pour mon travail tient à trois caractéristiques. D'abord, il intègre simultanément les dimensions économique (croissance, emploi, distribution), environnementale (énergie, émissions, mix électrique) et budgétaire (recettes et dépenses publiques, ratio déficit/PIB), ce qui permet d'examiner les arbitrages entre elles. Ensuite, il simule des combinaisons de politiques plutôt que des mesures isolées, révélant des interactions que seule une simulation jointe fait apparaître. Enfin, sa structure en blocs (population, input-output, marché du travail, consommation, investissement, énergie, secteur public, finance) le rend modulaire et extensible : c'est cette propriété qui autorise les extensions développées dans ce mémoire, notamment l'enrichissement du module énergétique avec les paramètres CMPC, annuités et OPEX importés des données RTE Futurs Énergétiques 2050 [4].

2.1.2 Eurogreen Italie

Présentation de la thèse

La thèse de doctorat de Till Heydenreich (Universitat Autònoma de Barcelona, septembre 2024), intitulée "Ecological Macroeconomics: The path towards a just low-carbon transition for countries in the European Union" [5], applique EUROGREEN à l'Italie en développant un module énergie plus détaillé liant flux monétaires et flux physiques, et un module électricité désagrégé par technologie. C'est cette seconde partie qui m'a aidée à concevoir un module électricité analogue pour la France.

La question fondamentale de la thèse est celle d'une transition bas-carbone socialement juste, combinant réduction des émissions et des inégalités. Cette formulation place les inégalités au même rang que les émissions parmi les variables-objectifs, ce qui constitue un déplacement notable par rapport à une modélisation climatique standard, où la justice sociale n'apparaît au mieux qu'en variable de second rang.

Une stratégie de recherche endogène

Le principal apport méthodologique de la thèse est son chapitre "Scenario discovery for a just low-carbon transition" : plutôt que de définir au préalable des scénarios contrastés, l'auteur retourne la démarche et recherche le bon scénario à l'aide de la simulation elle-même. Concrètement, il fait tourner EUROGREEN 50 000 fois (Monte-Carlo), en tirant à chaque exécution 107 paramètres au hasard dans des distributions prédéfinies. Ces paramètres couvrent des leviers de politique publique (TVA, IS, Revenu de base, RTT, Taxe carbone), des paramètres comportementaux (propension à consommer par groupe, sensibilité de l'investissement aux profits, élasticité-prix des exportations) et des hypothèses de modélisation alternatives. À l'issue des 50 000 simulations, environ 16 000 trajectoires sont jugées économiquement plausibles et conservées.

Ces trajectoires sont ensuite classifiées selon quatre objectifs successifs (réduction des émissions ; réduction du Gini ; réduction conjointe des deux ; réduction conjointe avec maintien de la croissance), puis des Random forests sont entraînés à prédire la classe d'appartenance à partir des 107 paramètres, l'importance de chacun étant quantifiée par Permutation feature importance. La force de cette approche est qu'elle ne présuppose pas le résultat : le mix de politiques optimal est endogène, découvert par l'algorithme plutôt que postulé par le modélisateur. La force de cette approche est qu'elle ne présuppose pas le résultat : le mix de politiques optimal est endogène, découvert par l'algorithme plutôt que postulé par le modélisateur.

Le module électricité

Dans la version originale d'EUROGREEN, le secteur électrique était traité comme un secteur économique parmi d'autres, sans distinction entre filières de production (nucléaire, éolien, solaire, gaz, etc.) ni détail des coûts propres.

Le module fonctionne en trois temps. D'abord, la capacité installée et la composition du mix en 2050 sont fixées en entrée, à partir d'un modèle d'optimisation garantissant la décarbonation complète. Ensuite, le module calcule lui-même l'investissement année par année : à chaque période, il anticipe la demande, en déduit la capacité visée et investit pour s'en rapprocher, les coûts par mégawatt baissant selon des courbes d'apprentissage industriel. Enfin, la production de chaque filière suit un ordre de mérite environnemental : les renouvelables d'abord, puis le nec (Not Elsewhere Classified désignant principalement les bioénergies), puis les fossiles classés du moins au plus polluant.

Ce module renvoie ensuite plusieurs informations vers le reste du modèle : structure de la production, productivité du travail, taux d'utilisation des capacités, et surtout coûts unitaires de capital UCC. Ce sont ces UCC qui pilotent le prix de l'électricité : un mix plus capitalistique modifie les prix relatifs et produit des effets indirects sur les autres secteurs.

Inspirations et différences avec mon travail

Mon implémentation française s'inspire directement de celle développée par Till Heydenreich pour l'Italie. La logique architecturale globale est conservée : organisation modulaire en technologies de production et de stockage, nomenclature presque identique (à une exception près : je distingue l'éolien terrestre et l'éolien offshore conformément à la nomenclature RTE), chaîne d'agrégation vers EUROGREEN via les UCC, et reprise des paramètres sans équivalent direct dans les données RTE.

La différence la plus importante est que Till endogénéise la quasi-totalité des dynamiques du secteur électrique, alors que je les rends exogènes en m'appuyant directement sur les scénarios du rapport RTE "Futurs Énergétiques 2050"[3]. Dans mon modèle, mix et demande sont lus à chaque pas de temps dans les fichiers RTE : la dynamique d'investissement endogène et la logique d'appel des moyens de production disparaissent, puisque les parts de production sont imposées en amont. La trajectoire de demande découle de la SNBC, adoptée en 2015 et révisée en 2020, qui fixe la consommation finale d'énergie compatible avec la neutralité carbone en 2050 ; RTE l'ajuste sur certains points techniques (rythmes d'électrification réellement atteignables) pour obtenir sa trajectoire de référence.

Apport de mon mémoire Le travail de Till Heydenreich est très impressionnant, mais le reproduire dans le cadre d'un mémoire n'aurait pas été réaliste, ni en termes de calcul ni de calibration. Le choix d'une approche exogène est donc d'abord une question de proportion entre l'ambition d'un mémoire et celle d'une thèse. Mais cette approche a aussi un intérêt propre. Là où la démarche endogène cherche à découvrir un mix optimal dans un espace mathématique de possibles, la démarche exogène part de scénarios qui existent réellement dans le débat public français : avec ou sans nucléaire ? Quelle proportion de quelle technologie ? Les scénarios RTE structurent aujourd'hui les décisions politiques et industrielles concrètes ; les injecter dans EUROGREEN-France permet de les comparer sur le terrain qui leur manque, celui des conséquences socio-économiques, dans un cadre macroéconomique post-keynésienne et SFC.

2.2 Mon travail

Mon travail consistait donc d'implémenter le système électrique français dans la simulation Eurogreen France. Dans la version précédente, la partie énergétique était traitée de façon assez basique, comme un secteur économique parmi les dix secteurs. En somme, l'électricité était plus une donnée d'entrée qu'un véritable module dynamique. En découvrant ce qui a été implémentée dans la thèse de M. Heydenreich [5], et les travaux de recherches qui existaient déjà, j'ai décidé de m'appuyer sur des scénarios développés par RTE, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité français. Celui-ci a développé sur plusieurs années six grands scénarios de transition énergétique, tous calés sur les objectifs de la SNBC, qui impose des buts énergétiques, électriques et de consommation à atteindre. C'est à partir de ces objectifs que les 6 scénarios ont été construits, chacun proposant un chemin différent pour y arriver (plus ou moins de nucléaire, plus ou moins de renouvelables, etc.).

L'objectif de mon travail est d'analyser l'impact de la transition énergétique sur l'économie française et plus particulièrement sur les inégalités sociales. J'ai dès lors implémenté dans Eurogreen un modèle d'électricité basé sur ces scénarios.

Voici donc les grandes questions auxquelles je vais tenter de répondre dans ce mémoire :

- La transition énergétique peut-elle, en elle-même, contribuer à réduire les inégalités sociales ?
- Quels scénarios permettent de réduire le plus les inégalités sociales, notamment en termes d'inégalités de revenus et de précarité énergétique ?
- Que représentent les coûts de la transition énergétique sur la société?

Enfin, comme la simulation existante intègre déjà tout un cadre de mesures sociales et fiscales, je pourrai aller une étape plus loin en testant des mesures politiques de redistribution ou de taxe carbone, pour voir comment elles modifient (positivement ou négativement) l'impact de la transition sur la vie de la population.

Architecture globale

La figure 2.1 résume l'architecture générale de mon implémentation dans Eurogreen. Le module électricité s'organise autour de huit blocs interconnectés qui forment un enchaînement logique, depuis les hypothèses de scénario jusqu'aux résultats socio-économiques.

On commence avec les trajectoires issues des scénarios de RTE, qui fixent à chaque pas de temps les parts de production par technologie et la demande d'électricité. Ces trajectoires alimentent les trois blocs physiques du système électrique : "Production" rassemble les différentes technologies de production ainsi que leurs capacités nécessaires à la demande ; "Storage" rassemble les trois technologies de stockage (hydraulique de pompage, batteries et power to gas (P2G)) ; "Grid Capacity" représente le réseau de transport et de distribution.

À partir de ces trois blocs physiques, deux dynamiques économiques se déclenchent en parallèle. D'une part, leurs coûts respectifs (CAPEX, OPEX, annuités de capital) sont agrégés dans le bloc "Electricity Cost" pour former le coût unitaire de l'électricité du scénario. D'autre part, leurs investissements en capacité sont collectés dans le bloc "GFCF" (Gross Fixed Capital Formation, ou formation brute de capital fixe), qui les ventile entre les dix secteurs économiques d'EUROGREEN via des clés de répartition sectorielles.

En parallèle, le mix de production issu des scénarios RTE alimente deux blocs calculés directement à partir des parts technologiques. Le premier, "Labour Productivity", calcule la

productivité du travail du secteur électrique selon la technologie (un mix solaire demande moins de main-d'œuvre qu'un mix nucléaire). Le second, "CO₂" (Carbon neutrality), calcule les émissions associées au système électrique français pour chaque scénario. Ensuite, le coût de l'électricité, la GFCF ainsi que la productivité du travail se propagent ensuite vers le reste de l'économie pour alimenter le "Gini", indicateur d'inégalité de revenus. Chacun de ces huit blocs sera détaillé dans les sections suivantes.

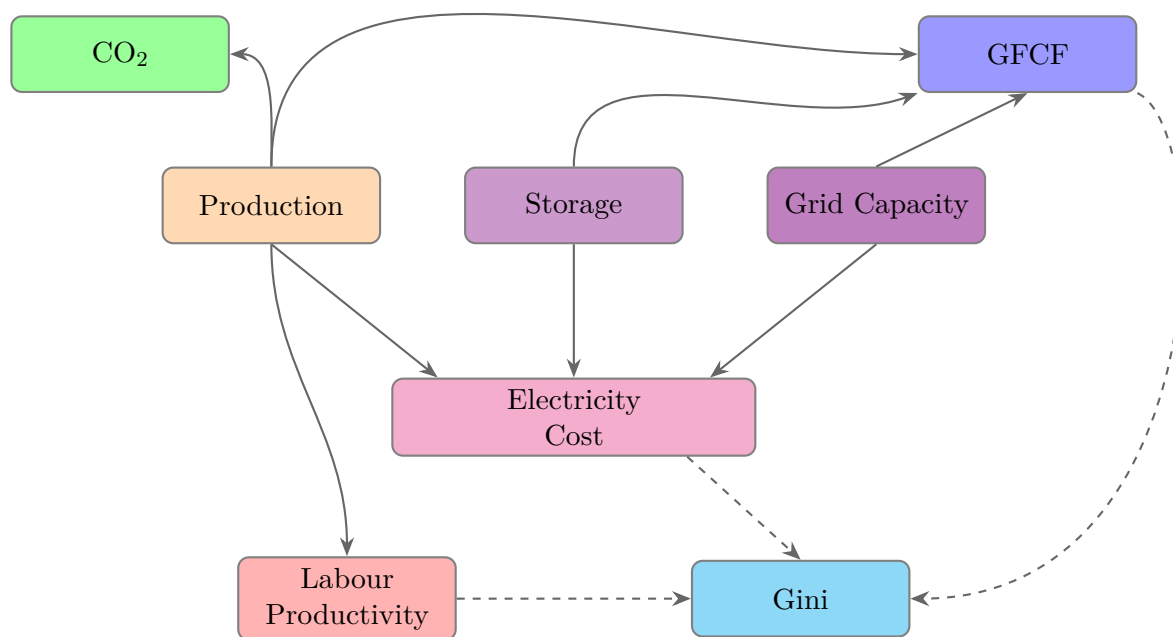


Figure 2.1: Architecture générale du modèle Electricity

Hypothèses

1. Les différentes technologies sont séparées en 10 technologies : le charbon (e coal), le gas (e gas), le nucléaire (e nuclear), l'hydrolique (e hydro), le vent "onshore" (e *wind_onshore*), le vent "offshore" (e *wind_offshore*), le pétrole (e petrol), le solaire (e solar_pv), le solaire (Thermique) (e solar_th), ainsi que le "reste" (e nec = Not Elsewhere Classified) qui comprends la biomasse et la géothermie..
2. La population est divisée en 13 groupes représentant la structure socio-économique des ménages français selon le niveau de qualification (low-skill, middle-skill, high-skill, provenant de la nomenclature internationale ISCED) et le statut d'emploi (employé, chômeur, retraité, inactif). Le treizième groupe regroupe les capitalistes, dont le revenu provient principalement du capital (dividendes, intérêts, loyers) plutôt que du travail. Comme expliqué antérieurement (section 2.1.1), cette structure, nous permet d'évaluer comment une politique économique se répercute sur les différents groupes de la société.

Groupe	Statut	Qualification
G1, G2, G3	Inactifs	low, middle, high
G4, G5, G6	Retraités	low, middle, high
G7, G8, G9	Chômeurs	low, middle, high
G10, G11, G12	Employés	low, middle, high
G13	Capitalistes	—

Table 2.1: Composition des 13 groupes Gini d'EUROGREEN-France.

Côté calibration, chaque groupe est caractérisé par ses propres sources de revenu (salaires horaires, pensions, allocations chômage, transferts sociaux, revenus financiers), ses heures travaillées, ses propensions à consommer et la composition de son panier de consommation. Ces paramètres sont issus de la base EU KLEMS pour la main-d'œuvre, du Tax-Benefit Model de l'OCDE pour le système socio-fiscal, de l'INSEE pour la démographie et de la base WID.world pour la distribution du patrimoine. C'est notamment à partir de cette dernière base que la catégorie des capitalistes est calibrée à 0,1 % de la population adulte française en 2014, ce qui correspond au sommet de la distribution du patrimoine. Le coefficient de Gini calculé en sortie du modèle agrège les revenus disponibles de ces 13 groupes après prélèvements et transferts. C'est cet indicateur qui sert de mesure synthétique des inégalités dans toutes les analyses de scénarios du mémoire.

3. Les 10 secteurs économiques implémentés dans la matrice input-output de la simulation sont issus de la classification NACE Rev.2. Il s'agit de :
 - **Agriculture** : agriculture, sylviculture, pêche.
 - **Mining** : industries extractives (mines de minerais, carrières).
 - **Fossil Energy** : extraction des combustibles fossiles (charbon, pétrole, gaz naturel)).
 - **Manufacturing** : industrie manufacturière au sens large (chimie, métallurgie, construction mécanique, agro-alimentaire, textile, etc.).
 - **Electricity** : production et distribution d'électricité et de gaz au sens de la section D de la NACE, c'est-à-dire le gaz livré aux consommateurs finaux pour le chauffage et la cuisson. C'est de là que vient le préfixe ELG utilisé dans le code source.
 - **Construction** : bâtiment et travaux publics, immobilier.
 - **Nonfinancial and Social Economy** : commerce, transport, hôtellerie-restauration, services aux entreprises, services aux personnes, activités culturelles et sociales.
 - **Financial** : activités financières et d'assurance (banques, assurances, gestion d'actifs).
 - **Public** : administration publique, éducation, santé, action sociale, gestion de l'eau, traitement des déchets, etc.
 - **Other** : activités résiduelles non classables ailleurs (activités des ménages employeurs, organisations extra-territoriales).
4. Trois types de stockage sont implémentés dans le module, chacun adapté à des échelles de temps assez différentes :

- **Hydro (STEP)** : Stations de transfert d'énergie par pompage. Le principe est connu et déjà bien éprouvé : on dispose de deux bassins d'eau à des altitudes différentes, et on utilise l'électricité abondante pour pomper l'eau vers le bassin haut. Quand la demande remonte, on laisse l'eau redescendre à travers des turbines qui régénèrent du courant.
- **Batteries** : stockage électrochimique, en pratique des batteries lithium-ion. C'est la technologie de référence pour absorber les variations à l'échelle de quelques heures.
- **Power-to-gas (P2G)** : on transforme l'électricité en gaz combustible que l'on peut stocker, typiquement en faisant passer un courant dans de l'eau pour la décomposer en hydrogène par électrolyse.

5. le temps de la simulation est faite entre 2014 et 2060 mais l'implémentation de la partie électricité est précise entre 2020 et 2050 voir 2060 pour certains scenarios. On se concentrera donc sur ces intervalles.

Conventions de notation des formules

Soit $i \in \textit{techn}$ l'indice technologie, avec :

$\textit{techn} = \{\text{coal}, \text{gas}, \text{nuclear}, \text{hydro}, \text{wind_onshore}, \text{wind_offshore}, \text{petroleum}, \text{solarpv}, \text{solarth}, \text{nec}\}.$

Avec solarth = solaire thermique et nec = Not Elsewhere Classified.

Dans EUROGREEN, le pas de temps standard est d'une année, ce qui représente un bon compromis entre précision et temps de calcul. Comme ce pas est plus fin que l'espacement des données disponibles dans les fichiers Excel, Vensim calcule les valeurs aux années intermédiaires par interpolation linéaire entre les deux années connues qui les encadrent. Dans le reste du rapport, je ne préciserai plus à chaque fois qu'il s'agit d'une interpolation linéaire.

Les sections qui suivent présentent un à un les huit modules développés dans Vensim, en détaillant pour chacun son fonctionnement, ses hypothèses et ses limites.

2.3 Production & Investment

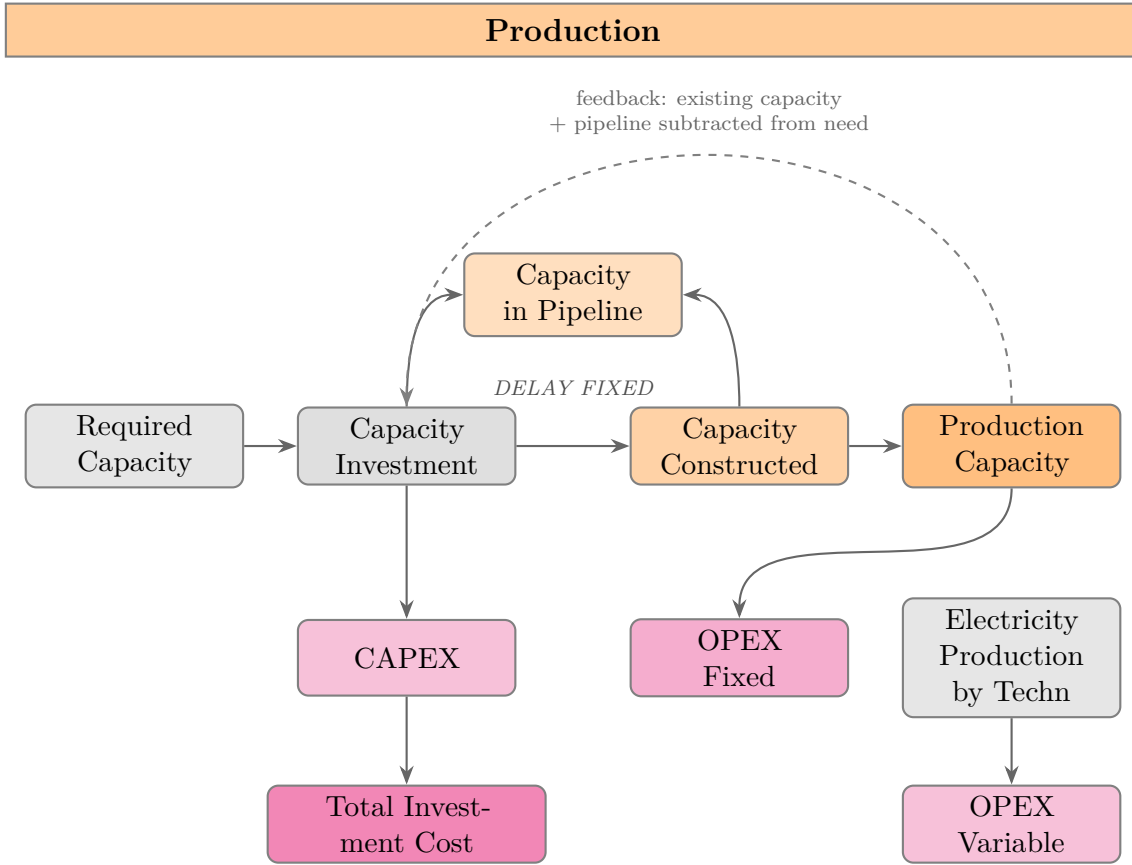


Figure 2.2: Module *Production*

Implémenter un scénario de mix énergétique suppose de partir des parts de production et de la demande pour en déduire les capacités à installer, leurs coûts d'exploitation et leurs coûts d'investissement. Cette partie a donc trois buts : calculer les OPEX fixes, les OPEX variables, et le coût d'investissement total annuel nécessaire à la construction des différentes filières.

2.3.1 Point technique : OPEX vs CAPEX

Le CAPEX (Capital Expenditure) est l'investissement initial qu'on paye une fois pour construire la centrale. Cela regroupe tout ce qu'il faut déboursier avant même qu'un seul kWh soit produit : achat du terrain, génie civil, équipements (turbines, panneaux, réacteur), raccordement au réseau, frais d'études et d'ingénierie. On l'exprime en €/kW de capacité installée. Ce coût s'amortit comptablement sur la durée de vie de l'installation, d'une façon similaire à un emprunt qu'on rembourse en tranches annuelles.

L'OPEX (Operational Expenditure) est lui tout ce que l'on paye chaque année pendant que la centrale tourne, pour la faire fonctionner. On le sépare en deux : les OPEX fixes que l'on paye même si la centrale ne produit rien (maintenance préventive, salaires des opérateurs, assurances, taxes foncières, exprimés en €/kW/an) et les OPEX variables qui dépendent de la production (principalement le carburant, exprimés en €/MWh produit). L'éolien et le solaire ont des OPEX variables quasi nuls car le vent et le soleil sont gratuits. Le coût total annuel d'une centrale est donc la somme de l'annuité du CAPEX, des OPEX fixes et des OPEX variables.

2.3.2 Fonctionnement du module

OPEX variable

D'abord commençons par l'OPEX variable, qui se calcule de manière indépendante du reste et beaucoup plus directement. On part de la production d'électricité par technologie, elle-même obtenue en multipliant la trajectoire de demande RTE par les parts du mix électrique de chaque filière. On multiplie ensuite ce volume produit par un coût unitaire de combustible (opex_variable_rate) propre à chaque technologie. Cela donne le montant annuel dépensé en combustibles pour chaque filière, comme exprimé dans l'équation (2.1).

$$\underbrace{\text{opex_variable_cost}_i(t)}_{[\text{€/year}]} = \text{production_share}_i(t) \times \text{electricity_demand}(t) \times \text{opex_variable_rate}_i \quad (2.1)$$

Le tableau 2.2 récapitule les valeurs de référence retenues pour le taux unitaire, exprimées en €/GWh. Ces valeurs sont supposées constantes sur toute la longueur de la simulation.

Technologie	opex_variable_rate (€/GWh)
Pétrole	60 000
Gaz	20 000
Nec	20 000
Charbon	15 000
Nucléaire	10 000
Énergies renouvelables*	0

Table 2.2: Valeurs de référence du coût unitaire de combustible (opex variable rate) par technologie. *Hydraulique, éolien terrestre, éolien offshore, solaire PV, solaire thermique. Sources : RTE, Futurs Énergétiques 2050, Tableau 1 p.936 (charbon, gaz, nucléaire, pétrole) et Tableau 5 p.938 (nec) [3].

L'OPEX fixe et le coût d'investissement total

Les deux autres sorties, l'OPEX fixe et le coût d'investissement total, demandent de suivre la chaîne complète du schéma 2.2. On part de la capacité requise (Required Capacity), les GW à installer pour couvrir la production prévue par RTE, dont on retire le parc existant (Production Capacity) et ce qui est déjà engagé (Capacity in Pipeline) pour obtenir les GW à mettre en chantier (Capacity Investment). Ces nouvelles capacités traversent un temps de construction propre à chaque technologie (modélisé par un retard fixe) avant de devenir opérationnelles (Capacity Constructed).

OPEX fixe. Il suffit ensuite de multiplier la capacité installée par un taux unitaire (opex fixed rate) propre à chaque technologie pour obtenir le coût fixe annuel de maintenance par filière. La capacité installée à l'instant t s'obtient en partant du parc initial de 2020 (cap_init_GW), en y ajoutant année après année les nouvelles capacités mises en service (capacity_constructed) et en retirant les centrales en fin de vie (capacity_depreciation). C'est ce bilan cumulé des entrées et sorties du parc depuis le début de la simulation que représente

l'intégrale dans l'équation (2.2).

$$\underbrace{\text{opex_fixed_cost}_i(t)}_{[\text{€/year}]} = \left[\text{cap_init_GW}_i + \int_0^t (\text{capacity_constructed}_i(\tau) - \text{capacity_depreciation}_i(\tau)) d\tau \right] \times \text{opex_fixed_rate}_i(t) \quad (2.2)$$

Contrairement aux OPEX variables, gelés sur toute la simulation parce que les prix futurs des combustibles dépendent de facteurs géopolitiques et de marchés mondiaux trop volatils pour être projetés avec fiabilité, l'OPEX fixe peut suivre une trajectoire prévisible : la maintenance d'une centrale dépend de l'expérience industrielle accumulée, et non des marchés mondiaux des matières premières.

Pour les filières matures (charbon, gaz, nucléaire, hydraulique), le taux est supposé constant sur toute la simulation (tableau 2.3). Pour les filières en plein déploiement industriel (éolien terrestre, éolien offshore, solaire), une trajectoire décroissante issue des données RTE est utilisée (tableau 2.4) : leurs coûts de maintenance baissent continûment avec l'expérience, grâce à un effet d'apprentissage industriel². Les valeurs et trajectoires retenues sont récapitulées dans les tableaux 2.3 et 2.4.

Technologie	opex_fixed_rate (€/kW/an)
Charbon	124
Gaz (CCG Méthane)	40
Nucléaire (EPR2)	100
Hydraulique (hors STEP)	15
Pétrole (TAC fioul)	74
Nec	20

Table 2.3: OPEX fixe (opex_fixed_rate) des filières matures. Sources : RTE, Futurs Énergétiques 2050, Tableau 1 p.936 (charbon, pétrole), Tableau 2 p.937 (hydraulique), Tableau 3 p.938 (nucléaire EPR2), Tableau 5 p.938 (gaz CCGT Méthane et nec) [3].

Technologie	2020 (€/kW/an)	2050 (€/kW/an)
Éolien terrestre	40	25
Éolien offshore (55/45 posé/flottant)	93,5	42,3
Solaire PV	11	8

Table 2.4: Trajectoire temporelle de l'opex_fixed_rate (€/kW/an) pour les trois filières en déploiement industriel. La valeur "Éolien offshore" est une moyenne pondérée 55 % posé + 45 % flottant. Source : RTE, Futurs Énergétiques 2050, Tableau 2 p.937 [3].

Coût d'investissement total. Ici, le principe est le même : on multiplie les GW mis en chantier cette année (Capacity Investment) par le CAPEX unitaire de la filière

²Aussi connu sous le nom de *learning curve* ou *loi de Wright* : à chaque doublement de la capacité installée mondiale d'une technologie, son coût unitaire baisse d'un pourcentage à peu près constant.

(capex_per_GW), puis on somme sur toutes les technologies, comme exprimé dans l'équation (2.3).

$$\underbrace{\text{total_electricity_invest_cost}(t)}_{[\text{€/year}]} = \sum_{i \in \mathcal{T}} \text{capacity_investment_cost}_i(t) \quad (2.3)$$

Comme pour l'OPEX fixe, le CAPEX est constant pour les filières matures ; tableau 2.5 et décroît pour celles en déploiement industriel (éolien terrestre, éolien offshore, solaire , nucléaire EPR2 ; tableau 2.6). La baisse du nucléaire est plus modeste et reflète spécifiquement l'effet série du programme EPR2 français : les premiers réacteurs (2035-2040) absorbent les surcoûts de réactivation de la filière, les suivants bénéficient d'une chaîne industrielle rodée.

Technologie	capex_per_GW (€/kW)
Charbon	1 639
Gaz (CCG Méthane)	572
Hydraulique (hors STEP)	1 000
Pétrole (TAC fioul)	949
Nec	1 200

Table 2.5: CAPEX unitaire (capex_per_GW) des filières matures, supposé constant sur toute la simulation. Sources : RTE, Futurs Énergétiques 2050, Tableau 1 p.936 (charbon, pétrole), Tableau 2 p.937 (hydraulique), Tableau 5 p.938 (gaz CCGT Méthane et nec) [3].

Technologie	2020-2040 (€/kW)	2050-2060 (€/kW)
Éolien terrestre	1 300	900
Éolien offshore (55% posé/45% flottant)	2 825	1 570
Solaire PV	747	477
Nucléaire EPR2	5 035	4 505

Table 2.6: Trajectoire temporelle du CAPEX unitaire (€/kW) pour les filières en déploiement industriel. La valeur « Éolien offshore » est une moyenne pondérée 55 % posé + 45 % flottant. Sources : RTE, Futurs Énergétiques 2050, Tableau 2 p.937 (éolien et solaire), Tableau 3 p.938 (EPR2) [3].

2.3.3 Plages d'incertitude pour l'analyse de sensibilité

Les valeurs ci-dessus sont les valeurs de référence retenues pour le scénario central. Pour mener une analyse de sensibilité du modèle, j'ai également défini des intervalles d'incertitude autour de ces valeurs, exprimés sous forme de facteurs multiplicatifs appliqués à la valeur de référence. Le facteur f est appliqué à l'extrémité de la trajectoire via une rampe temporelle $R(t) \in [0, 1]$ nulle en 2030 et maximale à l'horizon RTE de la technologie. La trajectoire centrale RTE est conservée intégralement, et l'incertitude s'ajoute comme une perturbation proportionnelle à l'avancement temporel :

$$\underbrace{\text{valeur}(t)}_{\text{utilisée dans la simulation}} = \underbrace{C_{\text{central}}(t)}_{\text{trajectoire RTE}} + (f - 1) \cdot C_{\text{end}} \cdot R(t) \quad (2.4)$$

où $C_{\text{central}}(t)$ est la trajectoire de référence de la technologie, C_{end} la valeur de référence à l'horizon RTE, et $R(t)$ la rampe d'incertitude qui croît linéairement de 0 (en 2030) à 1 (à l'horizon final).

Interprétation des bornes. Le facteur f est tiré dans l'intervalle $[f_{\min}, f_{\max}]$ propre à chaque paramètre :

- Quand $f = 1$, on retrouve la trajectoire de référence sur tout l'horizon.
- Quand $f = f_{\min}$, l'extrémité C_{end} vaut $f_{\min} \cdot C_{\text{end}}$ (hypothèse "basse" : coût plus faible que prévu, par exemple un déploiement industriel plus rapide).
- Quand $f = f_{\max}$, l'extrémité vaut $f_{\max} \cdot C_{\text{end}}$ (hypothèse "haute").
- Dans tous les cas, la valeur en 2020 reste égale à C_0 (point d'ancrage déterministe).

Les bornes proviennent des hypothèses "basse" et "haute" fournies par RTE pour chaque technologie.

Filière	CAPEX		OPEX (fixed)	
	$f_{\min}$	$f_{\max}$	$f_{\min}$	$f_{\max}$
Éolien terrestre	0,59	1,30	0,62	1,36
Éolien offshore	0,70	1,30	0,85	1,30
Solaire PV	0,92	1,08	0,89	1,08
Nucléaire EPR2	1,00	1,75	—	—

Table 2.7: Plages d'incertitude (facteurs multiplicatifs) sur le CAPEX et l'OPEX fixe des filières en déploiement, à utiliser dans l'équation (2.4). Sources : RTE, Futurs Énergétiques 2050, Tableau 2 p.937 (éolien et solaire), Tableau 3 p.938 (nucléaire EPR2) [3].

2.4 Storage

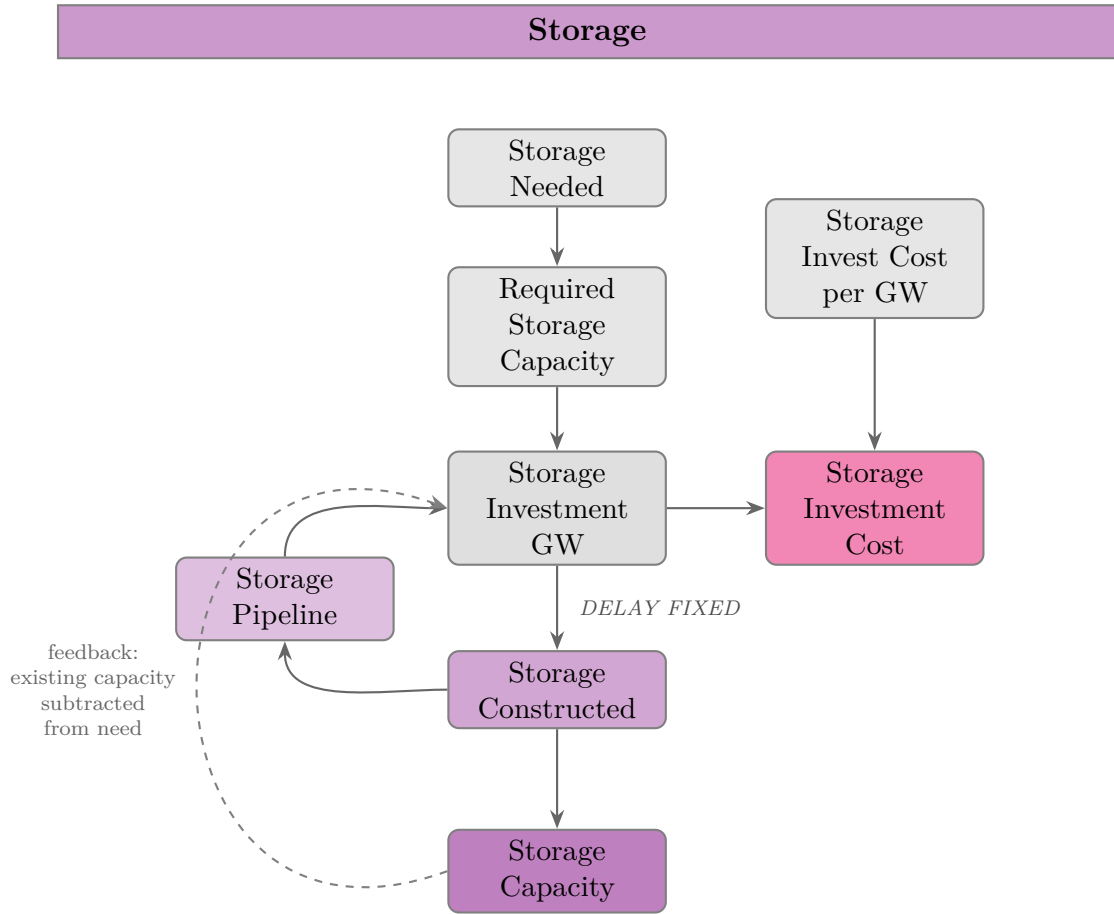


Figure 2.3: Module *Storage*

La partie storage a un but principal : trouver le coût d’investissement total annuel pour les trois technologies de stockage retenues par RTE (hydraulique STEP = Station de Transfert d’Énergie par Pompe, batteries, P2G = Power-to-Gas).

2.4.1 Fonctionnement du module

Du besoin de stockage à la capacité requise

Le fonctionnement suit la même logique que le module Production. On part du volume d’énergie à stocker à l’horizon de planification (Storage needed, en GWh), obtenu en multipliant la demande totale d’électricité anticipée par la part de stockage prévue par RTE et par la part attribuée à chaque technologie. On le convertit ensuite en capacité installée (Required Storage Capacity, en GW) en le divisant par le facteur de charge propre à chaque technologie (tableau 2.8). On en déduit enfin la capacité à construire cette année, en retirant du besoin total la capacité déjà existante (storage capacity) et celle déjà engagée mais pas encore en service (storage pipeline), pour éviter de relancer des investissements tant que les précédents ne sont pas terminés.

Technologie de stockage	storage_capacity_factor
Hydraulique (STEP)	0,183
Batteries	0,087
Power-to-Gas (P2G)	0,1

Table 2.8: Facteurs de charge des trois technologies de stockage, supposés constants sur toute la simulation. Source : modèle italien Locomotion [5] calibré à partir de Maeder et al. (2022)

Une fois la décision prise, les GW passent par le pipeline pendant la durée de construction avant de devenir opérationnels (storage constructed) et d'augmenter la capacité du parc (storage capacity). L'évolution du stock de puissance installée pour chaque technologie suit donc l'équation (2.5) : on accumule les capacités construites au fil du temps et on retire celles qui arrivent en fin de vie via une dépréciation linéaire sur la durée de vie (tableau 2.9) de la technologie.

$$\underbrace{\text{storage_capacity}_j(t)}_{[\text{GW}]} = \text{storage_capacity_init}_j + \int_{t_0}^t \left[\underbrace{\text{storage_investment_GW}_j(\tau - \text{construction_time}_j)}_{\text{capacités mises en service après chantier}} - \underbrace{\frac{\text{storage_capacity}_j(\tau)}{\text{storage_lifetime}_j}}_{\text{dépréciation linéaire annuelle}} \right] d\tau$$

(2.5)

Avec $j \in \{\text{hydro, batteries, p2g}\}$. Le parc est initialisé en 2020 avec une capacité de STEP de 4,3 GW (parc STEP français existant) et de 0 pour la batterie et le P2G, ces deux technologies n'étant pas déployées à l'échelle réseau en 2020. Les durées de vie utilisées dans l'équation sont récapitulées dans le tableau 2.9.

Technologie de stockage	storage_lifetime (années)
Hydraulique (STEP)	50
Batteries	15
Power-to-Gas (P2G)	20

Table 2.9: Durées de vie économiques retenues pour les trois technologies de stockage, supposées constantes. Sources : RTE, Futurs Énergétiques 2050 [3], Tableau 6 p.939 (électrolyse) et Tableau 7 p.939 (STEP et batteries stationnaires).

Coût d'investissement total

Enfin, on calcule le coût d'investissement annuel pour chaque technologie de stockage, comme exprimé dans l'équation (2.6). C'est la facture annuelle de construction du parc de stockage.

$$\underbrace{\text{storage_investment_cost}_j(t)}_{[\text{€}/\text{year}]} = \frac{1}{\text{storage_construction_time}_j} \times \max\left(\text{required_storage_capacity_future}_j(t) - \text{storage_capacity}_j(t) - \text{storage_pipeline}_j(t), 0\right) \times \text{storage_invest_cost_per_GW}_j(t)$$

(2.6)

Dans l'équation (2.6), on multiplie chaque année les GW dont la construction est lancée par le coût unitaire d'investissement propre à chaque technologie, puis on somme sur les trois

filiales. Pour l'hydraulique STEP, j'ai utilisé une valeur de CAPEX constante car il s'agit d'une technologie mature. Pour les batteries et le P2G, j'ai au contraire utilisé des trajectoires temporelles décroissantes afin de refléter l'apprentissage industriel et la baisse continue des coûts. Le tableau 2.10 récapitule ces valeurs.

Technologie	2020 (€/kW)	2030 (€/kW)	2050-2060 (€/kW)
Hydraulique (STEP)	1 000	1 000	1 000
Batteries (stationnaires 4h)	1 480	1 101	740
Power-to-Gas (électrolyse)	1 313	641	440

Table 2.10: Trajectoire temporelle du CAPEX pour les trois technologies de stockage. Sources : RTE, Futurs Énergétiques 2050 [3], Tableau 2 p.937, Tableau 6 p.939 et Tableau 7 p.939.

2.4.2 Plages d'incertitude pour l'analyse de sensibilité

Comme pour la partie Production, des plages d'incertitude ont été définies pour l'analyse de sensibilité, à appliquer dans l'équation (2.4). La STEP étant une technologie mature, et le P2G ne disposant pas d'hypothèses basse/haute dans le rapport RTE, seules les batteries font l'objet d'une plage d'incertitude.

CAPEX	$f_{\min}$	$f_{\max}$
Batteries	0,75	1,24

Table 2.11: Plage d'incertitude (facteur multiplicatif) sur le des batteries, à utiliser dans l'équation (2.4). Source : Futurs Énergétiques 2050 [3], Tableau 7 p.939

2.5 Annualised Costs

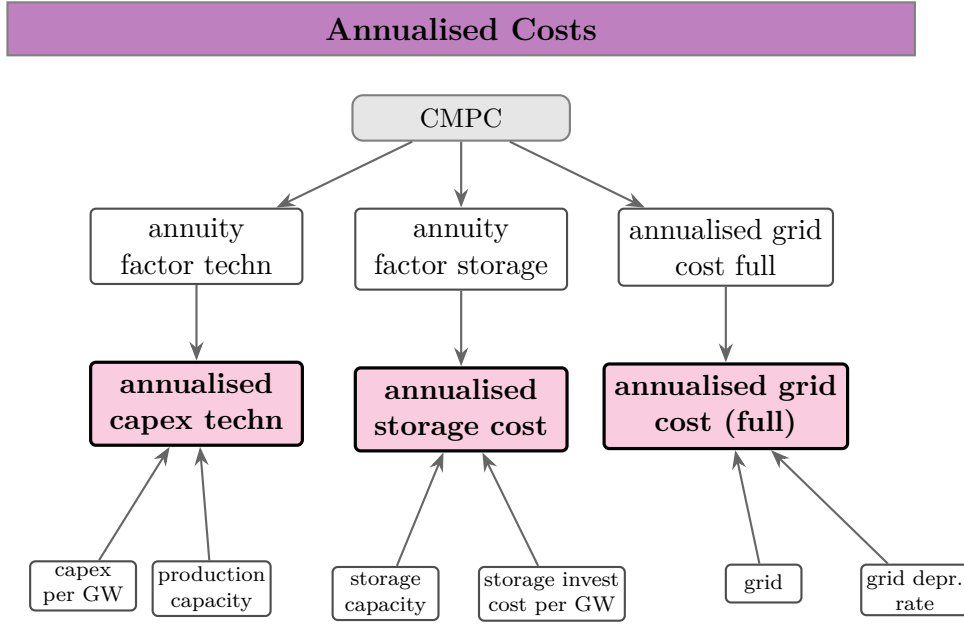


Figure 2.4: Module *Annualised costs*

Le but de ce module est de calculer les coûts annualisés des technologies de production, du stockage et du réseau afin de pouvoir les faire entrer dans la formule globale du coût total annuel du système électrique. Le schéma fait apparaître trois branches qui fonctionnent toutes selon la même logique : capital installé $\times$ facteur d’annuité = coût annualisé. Ce qui change d’une branche à l’autre, c’est la nature du capital et la durée de vie utilisée pour calculer l’annuité.

2.5.1 Point technique : pourquoi une annuité ?

Le facteur d’annuité répartit le coût d’un investissement initial sur la durée de vie de l’installation, à la manière des mensualités d’un crédit immobilier. Prenons l’exemple d’un de 8 milliards d’euros prévu pour fonctionner 60 ans. Imputer la totalité de ce montant à l’année de construction serait incohérent, puisque la production s’étale sur six décennies : le coût doit donc être étalé sur cette période. À l’inverse, une simple division par 60 (la durée de vie) ignorerait le coût du capital immobilisé : ces 8 milliards, s’ils n’avaient pas été engagés dans la centrale, auraient pu être placés ailleurs et générer un rendement financier. Le facteur d’annuité combine donc ces deux composantes : le remboursement progressif du capital initial et la rémunération de ce capital tout au long de la durée d’exploitation.

La formule de l’annuité est donnée l’équation (2.7):

$$\text{annuity_factor}_i = \frac{\text{CMPC} \cdot (1 + \text{CMPC})^{\text{lifetime}_i}}{(1 + \text{CMPC})^{\text{lifetime}_i} - 1} \quad (2.7)$$

Le CMPC est le coût de financement moyen exigé par un investisseur pour engager son capital dans un projet, pondérant le coût de la dette (taux d’emprunt) et celui des fonds propres (rentabilité attendue par les actionnaires) selon leur part respective. C’est ce « taux d’intérêt » qui sert à transformer un investissement en annuité constante.

Le CMPC retenu ici, 4 %, est l’hypothèse de référence de RTE et de l’ADEME. Elle reflète

un coût de financement « public/régulé » plutôt qu'un coût de marché car les investissements électriques bénéficient en France de garanties d'État, de mécanismes de soutien dédiés (CfD³ pour l'éolien en mer, dispositifs régulés pour le nucléaire) et d'une visibilité réglementaire qui réduisent la prime de risque exigée. À titre de comparaison, un projet purement privé sans garantie tournerait plutôt autour de 7-9 %, ce qui changerait significativement le coût annualisé.

2.5.2 Fonctionnement du module

Coût annualisé des technologies de production

le CAPEX annualisé pour les technologies de production est donc donné par l'équation (2.8) : on multiplie la capacité installée par le CAPEX unitaire, puis par le facteur d'annuité. C'est le montant constant à payer chaque année pour disposer de chaque centrale, valorisé au coût de remplacement à neuf. Les durées de vie utilisées pour chaque technologie sont dans le tableau 2.12.

$$\underbrace{\text{annualised_capex_techn}_i(t)}_{[\text{€/year}]} = \sum_{i \in S} \text{production_capacity}_i(t) \times \text{capex_per_GW}_i(t) \times \text{annuity_factor_production}_i \quad (2.8)$$

Technologie de production	capacity_lifetime (années)
Charbon	40
Gaz	30
Nucléaire	60
Hydraulique (hors STEP)	70
Éolien terrestre	30
Éolien offshore	30
Pétrole	30
Solaire PV	30
Nec	30

Table 2.12: Durées de vie économiques des technologies de production. Sources : RTE, Futurs Énergétiques 2050[3] , Tableau 2 p.937 (éolien terrestre, éolien offshore, solaire PV, hydraulique hors STEP), Tableau 3 p.938 (nucléaire EPR2), Tableau 5 p.938 (gaz CCG Méthane).

Coût annualisé du stockage

Pour le stockage, on suit strictement la même logique que pour la production avec l'équation (2.9).

$$\underbrace{\text{annualised_storage_cost}(t)}_{[\text{€/year}]} = \sum_{i \in S} \text{storage_capacity}_i(t) \times \text{storage_invest_cost_per_GW}_i(t) \times \text{annuity_factor_storage}_i \quad (2.9)$$

Coût annualisé du réseau

Pour le réseau, on n'utilise pas le facteur d'annuité parce qu'on ne peut pas lui attribuer une seule durée de vie : certains équipements (comme les lignes à haute tension) durent plus d'un

³Mécanisme de soutien aux énergies renouvelables qui garantit au producteur un prix de référence sur une vingtaine d'années, ce qui réduit le coût de financement des projets.

siècle, d'autres sont remplacés bien plus fréquemment. À la place, on suit directement la valeur monétaire du réseau, qui s'accumule année après année via l'investissement (transport + distribution) et se déprécie d'un taux fixe de 2,5 %/an. L'évolution de ce stock est donnée par l'équation (2.10).

$$\boxed{\text{grid}(t) = \text{initial_grid_value} + \int_0^t (\text{grid_investment}(\tau) - \text{grid_depreciation}(\tau)) d\tau} \quad (2.10)$$

Le coût annualisé s'obtient en appliquant à cette valeur un taux composite, comme exprimé dans l'équation (2.11).

$$\boxed{\underbrace{\text{annualised_grid_cost_full}(t)}_{[\text{€/year}]} = \text{grid}(t) \times (\text{grid_depreciation_rate} + \text{CMPC})} \quad (2.11)$$

Ce taux composite combine deux composantes qui couvrent ensemble les mêmes besoins qu'un facteur d'annuité :

- **2,5 %** pour l'usure du réseau : c'est ce qu'il faut réinvestir chaque année pour maintenir l'infrastructure en état.
- **4 %** pour le coût du capital.

Au total, 6,5 % appliqué chaque année à la valeur du réseau couvre à la fois son entretien physique et la rémunération du capital. Le coût complet annualisé du système électrique français s'obtient alors en additionnant cinq variables : `annualised_capex_techn` (équation (2.8)), `annualised_storage_cost` (équation (2.9)), `annualised_grid_cost_full` (équation (2.11)), les OPEX fixes et les OPEX variables.

2.6 Gross Fixed Capital Formation (GFCF)

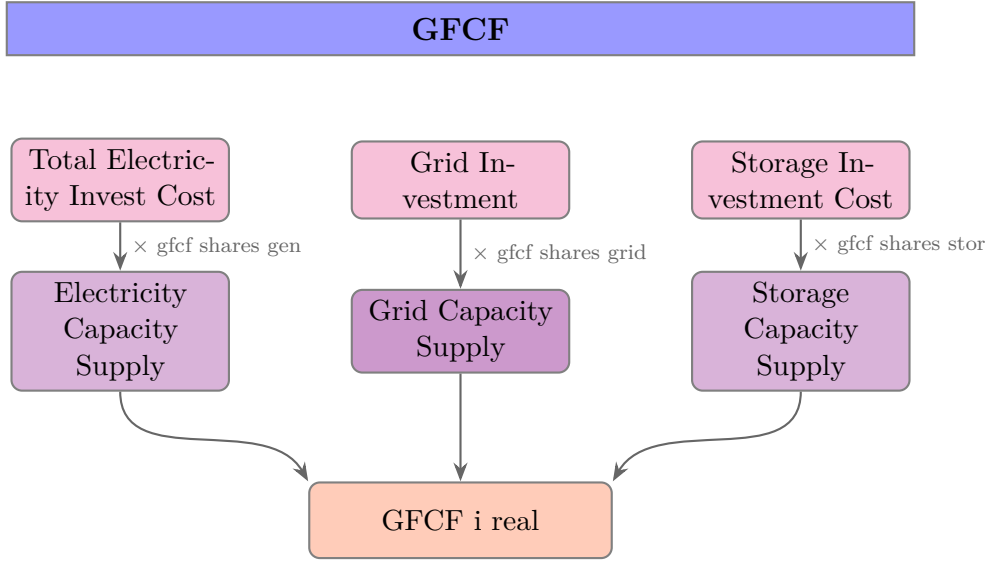


Figure 2.5: Module *GFCF*

2.6.1 Point technique : Formation Brute de Capital Fixe

La Formation Brute de Capital Fixe (GFCF) est l'indicateur macroéconomique standard de l'investissement productif : la valeur des biens durables (machines, bâtiments, infrastructures) achetés pour servir au moins un an dans le processus de production. Dans EUROGREEN, on travaille en euros constants 2014 (suffixe "real") afin de comparer les volumes d'investissement sur 50 ans sans biais d'inflation. La GFCF est calculée différemment selon la nature économique du secteur. Sept branches productives standards (Mining, Fossil Energy, Manufacturing, Electricity, Construction, Nonfinancial and Social Economy, Financial) suivent l'équation générale (2.12), qui combine trois termes :

$$\underbrace{GFCF_i_real_i(t)}_{[\text{€}_{2014}/\text{year}]} = \max \left(\min \left(\underbrace{\frac{GFCFi_max_i(t)}{p_k}}_{\text{plafond de financement}}, \underbrace{\kappa_i(t) \cdot k_i_real_i(t)}_{\text{accumulation désirée}} + \underbrace{\delta_i \cdot k_i_real_i(t)}_{\text{remplacement de la dépréciation}} \right), 0 \right) + \underbrace{New_Invest_i(t)}_{\text{invest. public discrétionnaire}} \quad (2.12)$$

Dans cette équation, $k_i_real_i(t)$ est le stock de capital productif réel du secteur i à l'année t (en €2014), δ_i son taux de dépréciation annuel (la fraction du parc qui s'use chaque année), et p_k l'indice des prix du capital qui sert à convertir le plafond de financement nominal $GFCFi_max$ en valeur réelle. Les trois termes principaux se lisent ainsi :

- Accumulation désirée ($\kappa_i \cdot k_i_real$) : le nouveau capital que les entreprises veulent ajouter. Le coefficient κ_i croît avec le taux d'utilisation des capacités et la rentabilité du secteur : on investit plus quand les usines tournent à plein régime et quand on fait des profits.
- Remplacement de la dépréciation ($\delta_i \cdot k_i_real$) : la fraction du parc qui s'use chaque année et qu'il faut remplacer pour maintenir la capacité productive.

- Plafond de financement ($GFCFi_max$) : la limite imposée par la capacité d'endettement du secteur (fonction des actifs nets et du ratio dette/équité). L'opérateur min empêche l'investissement de dépasser cette limite.

Les trois autres secteurs suivent des variantes :

- Secteur public : pas de plafond de financement (l'État se finance par l'impôt ou la dette publique, dont les limites sont politiques et non comptables). Un terme additionnel New_Invest permet d'activer un plan d'investissement discrétionnaire à une date paramétrable, utile pour simuler par exemple un grand plan de rénovation des hôpitaux ou des écoles.
- Secteur Other (ménages employeurs, organisations extra-territoriales) : pas de dynamique d'accumulation par profitabilité ; le terme $\kappa_i \cdot k_i_real$ est remplacé par une fraction fixe de 3,65 % du stock de capital existant.
- Agriculture : équation simplifiée, seules l'accumulation désirée et la dépréciation sont conservées. Les aides de la PAC⁴ (~ 9 Md€/an) ne sont pas modélisées comme un terme direct de la GFCF agricole : elles sont majoritairement des aides au revenu, comptabilisées au niveau des ménages agricoles, et leur effet sur l'investissement passe indirectement par la profitabilité du secteur.

Dix secteurs dans EUROGREEN.

La classification sectorielle relie les 10 secteurs du modèle aux codes NACE Rev.2 standards des tables input-output. Ces secteurs sont eux-mêmes une agrégation de la nomenclature NACE (qui compte plus de 60 branches détaillées) suivant la base WIOD (Release 2016). EUROGREEN regroupe certaines de ces branches pour trouver un compromis entre granularité économique et lisibilité du modèle. Le tableau 2.13 récapitule cette correspondance, qui sert de référence pour la suite du modèle (matrices input-output, vecteurs $gfcf_shares$, etc.).

Secteur EUROGREEN-France	Codes NACE Rev.2 agrégés
Agriculture	A
Mining	B
Fossil Energy	C19 + D2
Manufacturing	C - C19
Electricity & Gas (ELG)	D1 + D3
Construction	F
Nonfinancial and Social Economy	G + H + I + J + M + N + R + S
Financial	K + L
Public	O + P + Q
Other	E + T

Table 2.13: Correspondance entre les 10 secteurs d'EUROGREEN-France et les codes NACE Rev.2 sous-jacents. Source: Table 2 du Supplementary Information du papier original [8] qui s'appuie sur la classification de la base WIOD 2016 .

⁴Politique de soutien à l'agriculture mise en place par l'Union européenne depuis 1962, structurée en deux piliers : le premier (environ 7 Md€/an pour la France) finance des aides au revenu versées directement aux agriculteurs, le second (environ 1,5 Md€/an) finance le développement rural et la transition agro-environnementale.

Propagation de la GFCF dans le modèle

Une fois la GFCF calculée pour chaque secteur, elle alimente une chaîne de calculs qui transforme cet effort d'investissement en effets macroéconomiques mesurables (production, emploi, revenus, consommation). La séquence se déroule en six étapes.

Étape 1 : la GFCF alimente le stock de capital. Chaque année, la GFCF d'un secteur i vient gonfler son stock de capital productif qui représente la valeur cumulée de tout son outil de production : machines, usines, bâtiments, infrastructures. Le stock évolue selon une logique simple d'accumulation : on ajoute les nouveaux investissements (la GFCF) et on retire la part qui se déprécie naturellement chaque année.

Étape 2 : le capital détermine la capacité de production. À chaque secteur correspond une capacité maximale de production, qui représente la quantité maximale de biens ou de services que le secteur pourrait produire s'il tournait à plein régime avec son outil actuel. Elle est proportionnelle au stock de capital via un coefficient appelé productivité du capital: plus on a de machines et d'usines, plus on peut produire en théorie.

Étape 3 : la production effective est le minimum entre demande et capacité. La production effective est le minimum entre la demande adressée au secteur (consommation + investissement + dépenses publiques + exportations + achats inter-sectoriels via la matrice de Leontief) et la capacité de production maximale. Tant que la demande reste inférieure à la capacité, c'est elle qui pilote la production : c'est le régime caractéristique des modèles post-keynésiens. Néanmoins, si la demande dépasse la capacité, alors la production est contrainte par l'offre (le secteur ne peut pas produire plus que ce que permet son outil).

Étape 4 : la production détermine l'emploi. La demande de travail s'obtient en divisant la production effective par la productivité du travail λ_i propre à chaque secteur. Si λ_i augmente (automatisation, apprentissage industriel), il faut moins de travailleurs pour produire la même quantité. Cette productivité jouera un rôle central plus loin (chapitre Labour Productivity). La demande de travail est ensuite répartie entre les trois niveaux de qualification (low, middle, high) selon des clés sectorielles calibrées sur 2014.

Étape 5 : l'emploi génère des revenus. Les salaires versés s'ajoutent aux autres sources de revenu (capital pour les capitalistes, transferts sociaux pour les retraités et inactifs) et sont distribués entre les 13 groupes de ménages selon leur statut et qualification.

Étape 6 : la consommation boucle vers la demande. La consommation des ménages, agrégée des 13 groupes alimente la demande finale, répartie entre les 10 secteurs selon des coefficients sectoriels β_i . Cette demande se diffuse également via la matrice de Leontief, qui décrit les achats inter-secteurs : chaque achat crée à son tour une nouvelle demande, ce qui relance un cycle d'investissement (étape 1) et donc d'emploi.

Bilan. L'ensemble forme une boucle de rétroaction demand-driven : un investissement initial dans le système électrique se transforme en capital productif, qui crée de l'emploi, distribue des revenus, alimente la consommation, et relance la demande. C'est ce mécanisme qui permet à la transition énergétique d'avoir des effets macroéconomiques mesurables sur le , l'emploi sectoriel et les inégalités.

2.6.2 Fonctionnement du module

Le module développé ici injecte trois termes dans la GFCF de chaque secteur : la part d'investissement reçue pour la production électrique (electricity capacity supply), le réseau (grid capacity supply) et le stockage (storage capacity supply).

Ces trois termes sont construits à partir des trois flux d'investissement calculés en amont : total electricity invest cost (chapitre 2.3), grid investment (chapitre 2.5) et storage investment cost (chapitre 2.4) multipliés par des clés sectorielles GFCF shares qui répartissent chaque euro investi entre les 10 secteurs du modèle.

Origine des coefficients gfcf_shares pour le module électricité. Les vecteurs de répartition sectorielle sont calibrés à partir des valeurs utilisées par le modèle italien (Locomotion), avec l'hypothèse simplificatrice qu'elles devraient être similaires au cas français. Le modèle italien utilise toutefois une classification sectorielle à 21 branches (NACE Rev.2) . Il a donc fallu agréger ces 21 secteurs italiens vers les 10 secteurs français en suivant la table de correspondance 2.13 ci-dessus. Concrètement, pour chaque secteur français, on a sommé les parts des secteurs NACE détaillés qui le composent dans le fichier de calibration italien.

Une fois cette agrégation faite, on obtient les valeurs des deux tableaux ci-dessous. Le tableau 2.14 donne les parts sectorielles pour la production électrique (gfcf_shares_generation, utilisée à la fois pour les centrales et pour le stockage hydraulique STEP) et pour le réseau (gfcf_shares_grid). Le tableau 2.15 donne quant à lui les parts spécifiques aux deux autres technologies de stockage (batteries et P2G).

Secteur	gfcf_shares_generation	gfcf_shares_grid
Agriculture	0,26 %	0,26 %
Mining	0,18 %	0,18 %
Fossil Energy	0,24 %	0,25 %
Manufacturing	32,42 %	20,42 %
Electricity	0,35 %	0,36 %
Construction	46,41 %	59,23 %
Nonfinancial and Social Economy	19,74 %	18,89 %
Financial	0,22 %	0,23 %
Public	0,18 %	0,18 %
Other	0 %	0 %

Table 2.14: Parts sectorielles pour la redistribution de l'investissement dans les moyens de production électrique (équation (2.13)) et stockage hydraulique STEP (équation (2.15)) et de l'investissement réseau (équation (2.14)). Source : modèle italien Locomotion [5], calibré à partir des données INSEE.

Secteur	gfcf_shares_battery	gfcf_shares_p2g
Manufacturing	100 %	80 %
Fossil Energy	0 %	12 %
Construction	0 %	5 %
Nonfinancial and Social Economy	0 %	3 %
Autres secteurs*	0 %	0 %

Table 2.15: Parts sectorielles pour la redistribution de l'investissement dans les batteries et dans le Power-to-Gas via l'équation (2.15). Source : modèle italien Locomotion [5].

Les trois équations formules ont la structure suivante :

$$\underbrace{electricity_capacity_supply_i(t)}_{[\text{€/year}]} = gfcf_shares_generation_i \times total_electricity_invest_cost(t) \quad (2.13)$$

$$\underbrace{grid_capacity_supply_i(t)}_{[\text{€/year}]} = gfcf_shares_grid_i \times grid_investment(t) \quad (2.14)$$

$$\underbrace{storage_capacity_supply_i(t)}_{[\text{€/year}]} = \sum_{s \in storage_type} storage_invest_cost_s(t) \times gfcf_shares_{s,i} \quad (2.15)$$

où i parcourt les 10 secteurs économiques. Ces trois résultats (2.13), (2.14) et (2.15), viennent s'ajouter au calcul de GFCF_i_real de chaque secteur.

Limites

Le module présente deux limites principales liées à la structure du vecteur gfcf_shares.

1. **Limite technologique : pas de différenciation par filière.** Dans le modèle italien dont je m'inspire, les parts sectorielles ont en théorie deux dimensions (secteur receveur et technologie), mais en pratique toutes les colonnes par technologie sont identiques : nucléaire, éolien et solaire reçoivent la même décomposition sectorielle. J'utilise donc moi aussi un vecteur unique gfcf_shares_generation pour toutes les technologies. Or, dans la réalité, construire un EPR mobilise surtout la Construction (génie civil, bâtiment réacteur, enceinte de confinement), tandis qu'un parc solaire mobilise surtout le Manufacturing (cellules, onduleurs, structures porteuses). Cette différence sectorielle disparaît dans notre simplification.
2. **Limite temporelle : parts sectorielles constantes.** Les coefficients gfcf_shares sont supposés constants sur tout l'horizon 2010-2060, ce qui ignore l'évolution probable des chaînes d'approvisionnement avec la transition (réindustrialisation, montée de filières locales, etc.).

Conséquence pour l'interprétation. Les effets macroéconomiques entre scénarios qui passent par le canal GFCF (répartition de l'investissement entre secteurs, donc sectoriel et emploi par branche) sont essentiellement portés par les écarts de volume total d'investissement, et non par leur composition technologique. Le modèle d'ensemble ne l'ignore pas pour autant : ses deux autres canaux la captent, via la productivité du travail (chapitre Labour Productivity, chaque filière mobilisant un nombre d'heures différent par GWh) et via le prix de l'électricité (chapitre Electricity Cost, chaque filière ayant son propre CAPEX et OPEX). C'est donc une limite propre au canal GFCF, à garder en tête lors de l'interprétation.

Piste d'amélioration. La combler demanderait des données empiriques sur la décomposition sectorielle du par filière et son évolution dans le temps, une piste claire pour de futurs travaux.

2.7 Electricity Cost

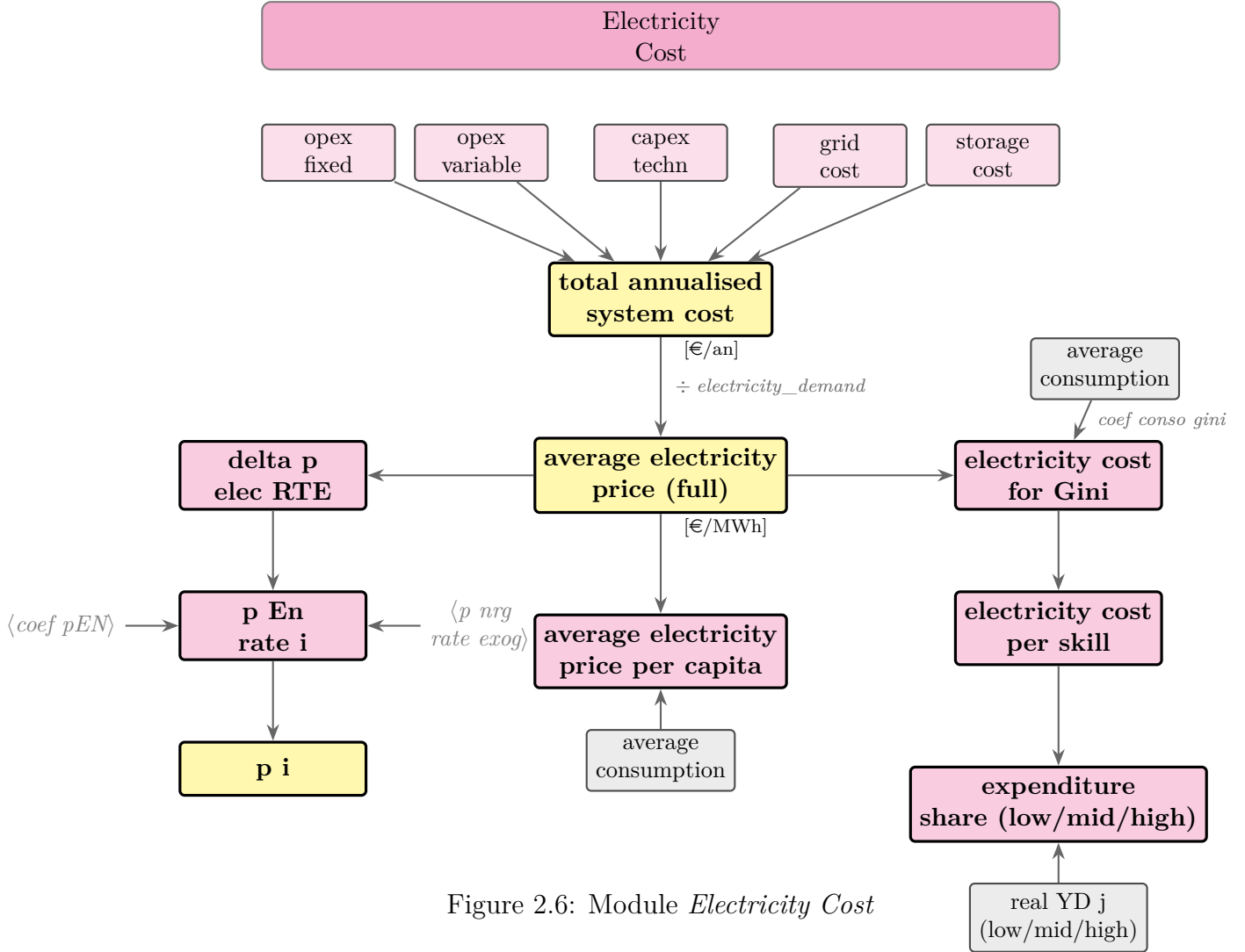


Figure 2.6: Module *Electricity Cost*

2.7.1 Point technique : Leontief

EUROGREEN ne représente pas l'économie comme un bloc unique, mais comme un ensemble de secteurs qui se vendent et s'achètent des biens les uns aux autres : pour produire, l'industrie agroalimentaire achète de l'électricité et des produits agricoles, la manufacture achète de l'acier et de l'énergie, et ainsi de suite. La structure dite de Leontief, du nom de l'économiste Wassily Leontief, est la manière de représenter ces échanges entre secteurs sous la forme d'un tableau entrées-sorties. Le cœur de cette représentation est la matrice des coefficients techniques, notée A . Chaque coefficient a_{ij} indique la quantité de production du secteur i nécessaire pour fabriquer une unité de production du secteur j . Le flux de biens qui circule effectivement du secteur i vers le secteur j se déduit alors directement de ce coefficient et de la production du secteur j , comme dans l'équation (2.16).

$$z_{ij} = a_{ij} y_j \quad (2.16)$$

Cette matrice est construite à partir des tableaux entrées-sorties de l'INSEE et représente la structure technologique de l'économie française à l'année de calibration ; on la suppose

ensuite constante sur tout l’horizon. C’est cette hypothèse qui fait que les inputs sont, à court terme, des compléments parfaits : pour doubler sa production, un secteur a besoin de deux fois plus de chacun de ses inputs, sans possibilité de les substituer l’un à l’autre. La production totale d’un secteur sert pour partie à alimenter les autres secteurs, sous forme de consommations intermédiaires, et pour partie à satisfaire la demande finale f , c’est-à-dire la consommation des ménages, l’investissement, les dépenses publiques et les exportations. En écrivant cet équilibre pour tous les secteurs simultanément et en le résolvant, on obtient la relation fondamentale de Leontief, donnée par l’équation (2.17).

$$y = Ay + f = (I - A)^{-1}f = Lf \quad (2.17)$$

La matrice $L = (I - A)^{-1}$ est appelée inverse de Leontief. Elle est centrale parce qu’elle capture non seulement les besoins directs, c’est-à-dire l’électricité qu’une usine consomme elle-même, mais aussi les besoins indirects, à savoir l’électricité consommée par son fournisseur d’acier, puis par le fournisseur de ce fournisseur, et ainsi de suite en remontant toute la chaîne. Autrement dit, une variation de la demande pour un produit se propage de proche en proche à tous les secteurs qui concourent à le fabriquer. Dans EUROGREEN, la production effective de chaque secteur est finalement le minimum entre ce que cette demande appelle et ce que les capacités installées et la main-d’œuvre disponible permettent de produire. Ce choix de représentation a deux conséquences qui m’intéressent directement. D’une part, le modèle est piloté par la demande : c’est la demande finale qui détermine le niveau de production, conformément à la logique post-keynésienne d’EUROGREEN. D’autre part, le même réseau inter-sectoriel fonctionne aussi pour les prix, mais dans l’autre sens : le prix de chaque secteur se forme en additionnant ses coûts, à savoir les salaires, la marge et les coûts des inputs achetés aux autres secteurs, selon une logique dite de cost-push. C’est précisément par ce canal que le prix de l’électricité, une fois calculé dans ce module, se propage à tout le reste de l’économie ; un secteur qui consomme beaucoup d’électricité voit son prix augmenter davantage qu’un secteur qui en consomme peu. Ce mécanisme de propagation est détaillé plus loin dans ce chapitre, dans la sous-section consacrée à l’injection du prix de l’électricité dans le système macroéconomique.

2.7.2 Fonctionnement du module

Ce module fait la synthèse économique du système électrique français. Toutes les composantes de coût qu’on a calculée dans les chapitres précédents (production, stockage, réseau) y sont rassemblées pour produire deux grandeurs centrales : le coût total annuel du système électrique, et son coût moyen par MWh produit. À partir de là, on dérive trois familles d’indicateurs distributifs.

Total annualised system cost. Tout d’abord, on calcule le coût total annuel du système électrique qui est simplement la somme de cinq composantes déjà obtenues dans les chapitres précédents : le CAPEX annualisé des différentes filières de production, les OPEX fixes, les OPEX variables, le coût annualisé du réseau, et le coût annualisé du stockage. Toutes ces grandeurs sont en €/an et donc directement sommables, comme on le voit dans

l'équation (2.18).

$$\underbrace{total_annualised_system_cost(t)}_{[\text{€}/\text{an}]} = \sum_{e \in e_techn} \underbrace{annualised_capex_techn_e(t)}_{\text{remboursement annuel des centrales}} + \sum_{e \in e_techn} \underbrace{opex_fixed_cost_e(t)}_{\text{maintenance, personnel}} + \sum_{e \in e_techn} \underbrace{opex_variable_cost_e(t)}_{\text{combustible, consommables}} + \underbrace{annualised_grid_cost_full(t)}_{\text{réseau (transport + distribution)}} + \underbrace{annualised_storage_cost(t)}_{\text{stockage (STEP, batteries, P2G)}} \quad (2.18)$$

Concrètement, cette grandeur représente combien le système électrique français coûte à faire tourner une année donnée, tout compris.

Average electricity price full. Ici, le prix moyen complet de l'électricité donne le coût moyen de production d'un MWh d'électricité une année donnée, en €/MWh. Autrement dit, on passe d'un flux monétaire annuel global à un coût unitaire par unité d'énergie produite, ce qui rend la grandeur comparable entre scénarios de demandes différentes et avec d'autres pays. Pour l'obtenir, on divise le coût total par la quantité d'électricité produite, comme dans l'équation (2.19).

$$\underbrace{average_electricity_price_full(t)}_{[\text{€}/\text{MWh}]} = \frac{total_annualised_system_cost(t)}{electricity_demand(t)} \quad (2.19)$$

Cette grandeur correspond à ce qu'on appelle dans la littérature énergétique le LCOE à l'échelle du système entier, c'est-à-dire le coût complet moyen d'un MWh produit en France, toutes filières confondues.

À partir de celle-ci, on découle plusieurs indicateurs dont le but n'est pas de mesurer le coût du système en tant que tel, mais sa charge effective sur les ménages.

Coût électrique moyen par habitant (average electricity cost per capita). Le coût électrique moyen par habitant mesure ce que paie un Français moyen pour son électricité, exprimé en €/personne/an. On le calcule à partir de la consommation moyenne d'un ménage français et de la taille moyenne de ce ménage, suivant l'équation (2.20).

$$\underbrace{average_electricity_cost_per_capita(t)}_{[\text{€}/\text{personne}/\text{an}]} = \frac{avg_consumption_per_household(t) \times average_electricity_price_full(t)}{avg_household_size(t)} \quad (2.20)$$

La consommation moyenne par ménage n'est pas figée : elle évolue dans le temps en suivant la trajectoire du secteur résidentiel projetée par RTE dans son rapport Futurs Énergétiques 2050. Dans la trajectoire de référence, la consommation électrique résidentielle française passe de 160 TWh en 2019 à environ 134 TWh en 2050, soit une baisse de 16 %. Cette baisse résulte du bilan net entre deux tendances opposées : l'électrification du domicile (chauffage, mobilité, etc.) qui augmente la quantité d'électricité nécessaire, et les gains d'efficacité énergétique (rénovations thermiques, équipements plus performants, LED) qui la diminuent.

Pour avoir une consommation par ménage, on divise la consommation électrique résidentielle

totale par le nombre de ménages français recensés par l'INSEE⁵ : les 160 TWh de 2019 divisés par les 29,4 millions de ménages cette même année donnent 5,44 MWh/an par ménage. Cette valeur sert de point de référence dans la simulation et évolue linéairement vers la cible 2050 selon l'équation suivante :

$$\underbrace{avg_consumption_per_household(t)}_{[MWh/an]} = avg_consumption_per_household_2014 \times \left(1 + (target_ratio - 1) \times \frac{t-2014}{2050-2014}\right) \quad (2.21)$$

Le paramètre *target_ratio* vaut 0,84 dans la trajectoire de référence (ce qui donne bien les -16 % en 2050).

Coût électrique par groupe (electricity cost for Gini). Le coût électrique par groupe Gini donne le coût total de la production électrique payé par l'ensemble des ménages d'un groupe, en €/an. Comme décrit précédemment, EUROGREEN-France distingue 13 groupes, construits par croisement du statut d'emploi et du niveau de qualification, auxquels s'ajoute le groupe des capitalistes (G13). Je pars de la consommation moyenne d'un ménage français, et je la module par un coefficient propre à chaque groupe pour traduire les écarts de consommation entre catégories. Le calcul est formalisé dans l'équation (2.22).

$$\underbrace{electricity_cost_for_G(t)}_{[€/an]} = average_electricity_price_full(t) \times avg_consumption_per_household(t) \times coef_conso_revenu_G \times N_households_G(t) \quad (2.22)$$

avec $G \in \{G1, \dots, G13\}$ et $N_households_G$ le nombre de ménages du groupe. Le coefficient *coef_conso_revenu_G* module la consommation moyenne d'un ménage selon le revenu du groupe : un groupe à revenu plus élevé consomme un peu plus, un groupe à faible revenu un peu moins. C'est en effet le revenu qui explique une partie des écarts de consommation entre ménages, car il détermine la taille du logement et le niveau d'équipement. La construction de ce coefficient est détaillée ci-dessous.

La source et l'hypothèse de représentativité nationale. Pour relier consommation et revenu, je me suis appuyée sur la régression réalisée par Mme Alami (2013) dans son projet de fin d'études : "Les effets de revenu des ménages sur le niveau de consommation électrique", sur les 114 IRIS du département d'Indre-et-Loire pour l'année 2008. Cette étude estime par moindres carrés la relation entre la dépense électrique annuelle moyenne d'un ménage et son revenu annuel moyen, donnée par l'équation (2.23).

$$\overline{C}_i = \beta_0 + \beta_1 \overline{R}_i \quad (2.23)$$

avec $\beta_0 = 1043,85$ €/an, $\beta_1 = 0,002$ et $R^2 = 0,69$. La constante β_0 représente la part incompressible de la facture, c'est-à-dire les besoins essentiels, et la pente β_1 la part qui

⁵La Figure 4 de l'INSEE Première n°1746 publie des écarts à la variation moyenne du prix total après une hausse de 50 % du prix de l'électricité. Ces écarts reflètent en réalité l'écart de la part de l'électricité dans le budget total du ménage, qui combine un effet de consommation absolue (kWh) et un effet de revenu. Je les interprète ici comme des coefficients de modulation de la consommation moyenne par ménage, ce qui constitue une approximation

augmente avec le revenu. La donnée étant locale (un seul département, 2008), je fais l'hypothèse, assumée, qu'elle est représentative du comportement moyen national. Cette hypothèse est raisonnable parce que je n'utilise pas les niveaux absolus d'Alami, qui sont propres à l'Indre-et-Loire, mais seulement la structure de la relation, c'est-à-dire le partage entre part incompressible et part variable. Ce sont ces proportions que j'applique ensuite au calibrage national déjà présent dans le modèle, la variable `avg_consumption_per_household` étant fixée sur la moyenne France de RTE.

Le coefficient et sa formule. Comme l'équation (2.22) attend un coefficient sans dimension qui vaut environ 1, je normalise la régression d'Alami en la divisant par sa valeur au revenu moyen. On obtient un coefficient qui s'écarte de 1 selon que le groupe est plus pauvre ou plus riche que la moyenne, comme l'indique l'équation (2.24).

$$\boxed{\text{coef_conso_revenu_}G = \underbrace{0,944}_{\text{part incompressible}} + \underbrace{0,056}_{\text{part variable}} \times \frac{\bar{R}_{HH,G}}{\bar{R}_{HH}^{\text{moy}}}} \quad (2.24)$$

Les deux constantes proviennent directement d'Alami : au revenu moyen de son échantillon, soit 30 934 €/an, 94,4 % de la facture est incompressible et seulement 5,6 % varie avec le revenu. Le terme central est l'écart à la moyenne : $\bar{R}_{HH,G}$ est le revenu moyen par ménage du groupe G , et $\bar{R}_{HH}^{\text{moy}}$ est le revenu moyen par ménage de toute la population, les 13 groupes confondus. C'est cette moyenne-là que j'utilise comme pivot. Les deux quantités se déduisent de variables déjà présentes dans le modèle, selon l'équation (2.25).

$$\boxed{\bar{R}_{HH,G} = \frac{\text{Income_for_}G}{N_households_G} \quad \text{et} \quad \bar{R}_{HH}^{\text{moy}} = \frac{\sum_G \text{Income_for_}G}{\sum_G N_households_G}} \quad (2.25)$$

La lecture du coefficient est alors simple. Un groupe qui gagne exactement le revenu moyen reçoit un coefficient égal à 1,00, soit une consommation égale à la moyenne nationale. Un groupe qui gagne la moitié de la moyenne reçoit un coefficient d'environ 0,97, soit trois pour cent de moins, et un groupe qui gagne le double, environ 1,06, soit six pour cent de plus. Le revenu déplace donc la consommation, mais faiblement, autour de la moyenne. Cette construction a un avantage pratique : par définition du pivot, la moyenne des coefficients pondérée par le nombre de ménages vaut exactement 1. Le total de la consommation électrique reste donc égal à la consommation nationale calculée par le modèle ; seule sa répartition entre les 13 groupes diffère.

Valeurs par groupe. Le tableau 2.16 donne les coefficients obtenus pour chaque groupe, à partir des revenus par ménage estimés en début de simulation, le pivot valant ici environ 35 000 €/an. Les revenus sont recalculés à chaque pas de temps par le modèle ; les valeurs ci-dessous sont indicatives.

Groupe	Statut	Revenu / ménage (€/an)	Revenu / moyenne	Coefficient
G1	Inactif (low)	11 000	0,31	0,96
G2	Inactif (mid)	14 000	0,40	0,97
G3	Inactif (high)	18 000	0,51	0,97
G4	Retraité (low)	16 000	0,46	0,97
G5	Retraité (mid)	22 000	0,63	0,98
G6	Retraité (high)	32 000	0,91	1,00
G7	Chômeur (low)	13 000	0,37	0,96
G8	Chômeur (mid)	17 000	0,49	0,97
G9	Chômeur (high)	22 000	0,63	0,98
G10	Employé (low)	22 000	0,63	0,98
G11	Employé (mid)	35 000	1,00	1,00
G12	Employé (high)	60 000	1,71	1,04
G13	Capitaliste	200 000	5,71	1,26

Table 2.16: Coefficients de modulation de la consommation moyenne par ménage, calculés à partir du revenu du groupe (équation (2.24)). Source : régression d’Alami (2013) [9] pour le partage incompressible/variable ; revenus par ménage issus du modèle EUROGREEN-France.[4]

On voit que l’amplitude reste modérée : du groupe le plus pauvre (0,96) au plus riche hors capitalistes (1,04), l’écart de consommation n’est que de quelques pour cent. Seuls les capitalistes (G13), avec des revenus très supérieurs, se détachent nettement (1,26).

Une consommation peu sensible au revenu. Ce résultat, une consommation qui bouge peu avec le revenu, est cohérent avec ce qu’observe la littérature. Alami relève que le coefficient de variation de la consommation entre IRIS n’est que de 2 %, alors que les revenus varient de 32 % ; et l’INSEE arrive au même constat sur ses enquêtes nationales. L’explication tient à la nature de l’électricité résidentielle : c’est une dépense largement contrainte, comme le chauffage, l’eau chaude, le froid, l’éclairage et la cuisson, déterminée surtout par la taille du logement et le type d’équipement, et non par un arbitrage budgétaire de court terme. Un ménage aisé consomme un peu plus parce qu’il occupe un logement plus grand et mieux équipé, mais cette hausse est en partie compensée par une meilleure isolation. C’est ce que traduit la faible part variable de 5,6 % retenue dans l’équation (2.24).

Coût électrique par niveau de qualification (electricity cost per skill). Le coût électrique par niveau de qualification s’obtient en sommant les coûts des quatre groupes Gini qui partagent la même qualification (un par statut d’emploi). Le calcul est formalisé dans l’équation (2.26).

$$\begin{aligned}
electricity_cost_per_skill_{low} &= cost_G1 + cost_G4 + cost_G7 + cost_G10 \\
electricity_cost_per_skill_{middle} &= cost_G2 + cost_G5 + cost_G8 + cost_G11 \\
electricity_cost_per_skill_{high} &= cost_G3 + cost_G6 + cost_G9 + cost_G12
\end{aligned} \tag{2.26}$$

Electricity expenditure share. Finalement, l’un des indicateurs les plus importants pour l’analyse distributive est celui-ci. Il regroupe trois variables décrivant la part de dépense électrique sur le salaire net respectivement des low-skill, des middle-skill et des high-skill. Toutefois cette valeur ne correspond pas à la facture TTC telle qu’elle apparaît sur le relevé EDF d’un ménage, mais uniquement à la quote-part du coût technico-économique du système électrique (production, réseau, stockage). Elle exclut en particulier les taxes et contributions,

l'abonnement et la marge commerciale du fournisseur, qui représentent ensemble près de 38 % de la facture réelle. Cette limite, ainsi que le facteur correctif `elec_billing_factor` introduit pour y remédier, sont discutés en détail dans la sous-section 2.7.3.

Pour calculer la part du budget consacrée à l'électricité, il nous manque encore une variable, qui est implémentée dans le module "Labour" de la simulation: le revenu disponible réel par niveau de qualification, `real_YD_j[skill]` (pour real Yield Disposable). Cette variable représente le revenu dont disposent effectivement les ménages d'une qualification donnée, c'est-à-dire après prélèvements obligatoires et corrigé de l'inflation. On l'obtient simplement en divisant le revenu disponible nominal par l'indice des prix à la consommation :

$$\boxed{real_YD_j[skill](t) = \frac{YD_j[skill](t)}{CPI(t)}} \quad (2.27)$$

Le revenu nominal `YD_j[skill]` est construit en amont, dans le module Labour, comme la somme des salaires nets versés par les différents secteurs, des allocations chômage, des pensions de retraite et des transferts sociaux :

$$\boxed{YD_j[skill] = \underbrace{NWB_Ej[skill]}_{\text{salaires nets}} + \underbrace{NUB_j[skill]}_{\text{allocations chômage}} + \underbrace{NPB_j[skill]}_{\text{pensions de retraite}} + \underbrace{TrSoc_j[skill]}_{\text{transferts sociaux}}} \quad (2.28)$$

Le CPI (indice des prix à la consommation) mesure l'évolution générale des prix par rapport à une année de référence : si les prix ont augmenté de 50% depuis cette année-là, le CPI vaut 1,5. Diviser un revenu nominal par le CPI revient donc à le ramener en euros constants, c'est-à-dire à neutraliser l'effet de l'inflation et à ne garder que la variation effective du pouvoir d'achat.

On peut maintenant calculer la part de dépense électrique de chaque catégorie de qualification en divisant son coût électrique total par son revenu disponible réel :

$$\boxed{\underbrace{electricity_expenditure_share_{skill}(t)}_{\text{[sans unité]}} = \frac{electricity_cost_per_skill_{skill}(t)}{real_YD_j_{skill}(t)}} \quad (2.29)$$

avec $skill \in \{\text{low, middle, high}\}$.

Le prix de l'électricité dans le modèle macroéconomique

Une fois le prix moyen complet de l'électricité calculé, on doit encore le propager au reste de l'économie pour produire un effet macroéconomique. Cette propagation passe par le système de prix de type Leontief présenté au point technique (section 2.7.1).

Le modèle y calcule à chaque pas de temps un prix pour chaque secteur de l'économie, noté p_i et appelé ici prix industriel. Ce prix suit une logique de cost-push : il est obtenu par sommation des coûts du secteur, à savoir les coûts unitaires de travail, la marge sectorielle μ_i et les coûts des inputs achetés aux autres secteurs via la matrice technique A , et non par confrontation offre-demande.

À l'intérieur de ce système, le coût énergétique de chaque secteur est porté par une variable dédiée, p en rate i , qui représente le taux d'évolution du prix de l'énergie pour le secteur considéré. C'est par cette variable que mon prix de l'électricité entre dans le système macroéconomique : tout le module `electricity cost` que nous venons de décrire n'a, du point de vue du reste du modèle, qu'un seul point de sortie, qui est précisément p en rate i . Le mécanisme repose sur deux variables successives, Δp_{elec} puis p en rate i .

Delta p elec RTE. La première étape consiste à transformer le prix moyen calculé en niveau (en €/MWh) en un taux de variation moyen depuis l'année d'initialisation, exprimé en variation relative par an. C'est le delta p elec RTE, défini par l'équation (2.30).

$$\underbrace{\text{delta_p_elec_RTE}(t)}_{[\text{Dmnl/an}]} = \begin{cases} \frac{\text{average_electricity_price_full}(t) - \text{init_average_electricity_price_full}}{\text{init_average_electricity_price_full} \times t} & \text{si } t > 0 \\ 0 & \text{si } t = 0 \end{cases} \quad (2.30)$$

Concrètement, si à l'année $t = 10$ le prix moyen de l'électricité a augmenté de 20 % par rapport à sa valeur initiale, alors $\text{delta_p_elec_RTE} = 0,20/10 = 0,02$ par an.

P En rate i. Le taux ainsi calculé est ensuite injecté dans le système de prix sectoriels via la variable p En rate i, qui est définie pour chaque secteur de l'économie, suivant les équations (2.31).

$$\begin{aligned} p_En_rate_i[\text{industry}](t) &= \text{coef_pEN}[\text{industry}] \quad \text{pour } \text{industry} \neq \{\text{Electricity, Fossil Energy}\} \\ p_En_rate_i[\text{Fossil Energy}](t) &= p_nrg_rate_exog[\text{liquid}] \\ p_En_rate_i[\text{Electricity}](t) &= \text{delta_p_elec_RTE}(t) \end{aligned} \quad (2.31)$$

Le paramètre coef_pEN représente le taux d'évolution annuel propre du prix de l'énergie de chaque secteur. Il est nul par défaut pour tous les secteurs non énergétiques : aucune dynamique de prix spécifique ne leur est imposée. Si le prix de l'électricité augmente, le coût énergétique du secteur Manufacturing ne s'accroît que parce qu'il achète son électricité au secteur Electricity (via la matrice A), et non par un facteur de hausse ajouté.

Pour le secteur Fossil Energy, le taux suit une trajectoire exogène de prix des hydrocarbures liquides, ici calibrée à zéro, ce qui désactive le canal fossile afin de se concentrer sur l'impacte électrique. Pour le secteur Electricity, il correspond directement à la variable delta_p_elec_RTE calculée dans ce module. Le secteur Electricity, piloté par les scénarios RTE, est donc la seule source endogène de variation des prix énergétiques.

Entrée dans le système de prix Leontief. Une fois calculé, le taux p En rate i entre dans l'équation des prix industriels p_i , qui prend la forme schématique de l'équation (2.32).

$$\underbrace{p_i[\text{industry}](t)}_{[\text{indice de prix}]} = \underbrace{\left(1 + (1 + \lambda_{p_i} \cdot g_\lambda) \mu_i\right) \cdot \text{LabC}_i / Y_i + \text{coûts intermédiaires Leontief}}_{\text{noyau Leontief : travail + marge + inputs}} \times \underbrace{\left(1 + p_En_rate_i[\text{industry}] \times t\right)}_{\text{facteur de réévaluation énergétique}} \quad (2.32)$$

Le terme de gauche est le système de prix Leontief standard : il agrège le coût unitaire du travail (LabC), les marges sectorielles (μ_i) et les coûts d'inputs intermédiaires via la matrice technique. Le facteur de droite, $(1 + p_En_rate_i \times t)$, est un facteur multiplicatif qui réévalue ce coût pour intégrer la dérive des prix énergétiques depuis l'année d'initialisation. Si l'électricité a augmenté de 20 % en dix ans, alors le prix de chaque industrie est gonflé de 20 % sur sa composante électrique.

Bilan de la propagation. Au total, la chaîne complète qui va du module Electricity Cost aux indicateurs distributifs se déroule en quatre étapes :

1. Le module Electricity Cost calcule `average_electricity_price_full`, le coût complet du système électrique par MWh produit.
2. La variable `delta_p_elec_RTE` en déduit le taux d'évolution annualisé de ce prix par rapport à sa valeur initiale.
3. Ce taux est injecté dans le système de prix sectoriels via `p_En_rate_i[Electricity]`.
4. Il remonte alors dans les prix industriels p_i via le système Leontief, puis dans l'indice général des prix (CPI), et donc dans le revenu disponible réel `real_YD_j`, qui apparaît justement au dénominateur de l'expensiture share.

La boucle est ainsi bouclée. Le prix de l'électricité ne se contente pas d'augmenter le numérateur de l'expensiture share (la facture des ménages), il agit aussi sur le dénominateur (le revenu réel) via la dynamique des prix sectoriels. Selon la sensibilité de chaque secteur à l'électricité, cet effet amplifie ou amortit l'impact brut de la facture sur le budget des ménages.

2.7.3 Limites

Trois limites principales ont été identifiées dans ce module.

1. Hétérogénéité de la consommation des ménages mal captée. Le coefficient `coef_conso_G` ne distingue les ménages que par leur statut d'emploi (5 coefficients : inactifs, retraités, chômeurs, employés, capitalistes), sans croiser avec le niveau de qualification, et attribue une consommation moyenne par groupe. Deux types d'hétérogénéité ne sont donc pas captés :

- **Entre groupes** : un retraité low-skill et un retraité high-skill se voient attribuer la même consommation moyenne, alors qu'ils n'ont vraisemblablement ni le même logement, ni les mêmes équipements, ni le même niveau de vie.
- **À l'intérieur d'un même groupe** : on peut trouver une personne seule de 70 ans dans un petit appartement mal isolé et un couple de jeunes retraités dans un appartement bien isolé.

Construire 13 coefficients distincts (un par groupe Gini) demanderait d'extrapoler au-delà des données INSEE Première n°1746, qui ne croise pas explicitement statut et qualification. Une calibration plus fine impliquerait de croiser les données détaillées de l'ONPE avec les 13 groupes Gini, un travail dépassant le périmètre de ce mémoire.

2. Pas de mécanisme de restriction énergétique. En cas de forte hausse du prix, le modèle suppose que les ménages continuent de payer leur consommation théorique. En réalité, les plus modestes se restreignent (baissent le chauffage, coupent des pièces, renoncent à des usages) : leur facture reste relativement stable mais leur confort thermique se dégrade. L'ONPE rapporte que 35 % des ménages français ont déclaré avoir souffert du froid pendant l'hiver 2024-2025, dont 37 % pour des raisons financières. Le modèle capte donc la précarité énergétique au sens du taux d'effort théorique, mais pas celle effectivement subie. Une amélioration future serait d'introduire une fonction de restriction calibrée sur les données ONPE, qui ferait baisser la consommation des ménages low-skill au-delà d'un seuil de tolérance budgétaire.

3. Composition énergétique des secteurs productifs figée. La part de l'électricité, du gaz, du pétrole et du charbon dans la consommation de chaque secteur productif (industrie, transport, tertiaire, agriculture) reste constante sur l'horizon de simulation, alors que la transition énergétique implique des bascules massives : véhicules électriques dans le transport, électrification des procédés industriels, pompes à chaleur dans le tertiaire. Le résidentiel est l'unique exception : nous y avons implémenté à la fois la trajectoire de consommation par ménage (cf. section précédente) et l'évolution des parts électrique et fossile.

Pour les autres secteurs, l'information n'existe pas exactement. La SNBC AME 2021 publie ces trajectoires de substitution productives dans son Annexe 2, mais sa nomenclature sectorielle (cinq grandes branches : industrie, transport, résidentiel, tertiaire, agriculture) ne coïncide pas avec les dix secteurs productifs distincts d'EUROGREEN-France, et reconstruire le mapping entre les deux représente un travail de calibration trop conséquent pour le périmètre de ce mémoire.

Secteur SNBC	Équivalent EUROGREEN-France	Difficulté du mapping
Agriculture	Agriculture	Mapping direct, 1-pour-1
Résidentiel	Ménages (déjà implémenté via <code>share_Ci</code>)	Déjà implémenté
Industrie	Mining + Fossil Energy + Manufacturing + Construction	1 SNBC = 4 EUROGREEN, ventilation requise
Tertiaire	Nonfinancial + Financial + Public + Other	1 SNBC = 4 EUROGREEN, ventilation requise
Transport	Pas de secteur dédié	Manufact (fret) + Nonfin (services) + ménages (VE privés)

Table 2.17: Correspondance entre la nomenclature sectorielle de la SNBC AME 2021 [2] et la dimension industry d'EUROGREEN-France [4].

À cela s'ajoute une limite connexe : le secteur Fossil Energy agrège trois énergies fossiles distinctes (pétrole, gaz, charbon), mais son prix est piloté uniquement par celui du pétrole (cf. équation (2.31)). Les slots gaz et charbon existent dans le modèle mais ne sont reliés à aucun secteur du système Leontief : un choc spécifique sur le gaz (comme celui de 2022) resterait donc invisible pour la macroéconomie simulée.

Le coût réel

La variable `average_electricity_cost_per_capita` représente la part par habitant du coût "technico-économique" du système électrique (production, réseau, stockage), c'est-à-dire ce que cette électricité coûte à produire. Elle ne correspond pas à la facture TTC effectivement payée par un ménage, qui inclut en plus les taxes et contributions, l'abonnement et la marge commerciale du fournisseur.

Le seuil de précarité énergétique retenu par l'ONPE et la Commission européenne (8 % du revenu disponible) est défini sur la facture TTC observée. Comparer directement notre coût modélisé à ce seuil sous-estimerait donc mécaniquement le taux de précarité énergétique.

Pour transformer le coût système en coût réellement payé par les ménages, j'introduis un facteur multiplicateur `elec_billing_factor` (équation (2.33)), calibré sur la décomposition d'une facture française au tarif réglementé en 2026:

- **62 %** : coûts technico-économiques (fourniture + acheminement TURPE), déjà couverts par notre modèle via `total_annualised_system_cost` ;
- **32 %** : fiscalité (accise sur l'électricité à 30,85 €/MWh, CTA, TVA à 20 % depuis le 1^{er} août 2025) ;
- **5 à 6 %** : marge commerciale et coûts de commercialisation.

$$\boxed{elec_billing_factor = \frac{1}{1 - 0,32 - 0,06} = \frac{1}{0,62} \approx 1,6} \quad (2.33)$$

Plutôt que de modifier les variables existantes, j'ai créé trois variables parallèles préfixées par `real_` qui appliquent cette correction :

$$\boxed{\begin{aligned} real_average_electricity_cost_per_capita(t) &= elec_billing_factor \times average_electricity_cost_per_capita(t) \\ real_electricity_cost_for_Gini[g](t) &= elec_billing_factor \times electricity_cost_for_Gini[g](t) \\ real_electricity_cost_per_skill[s](t) &= elec_billing_factor \times electricity_cost_per_skill[s](t) \end{aligned}} \quad (2.34)$$

Les variables d'origine restent utilisées dans la partie macroéconomique du modèle, où elles représentent le coût économique réel des ressources (les taxes et marges étant des transferts, et non des coûts physiques). Les variables `real_`, qui intègrent la facture TTC, sont utilisées uniquement pour les indicateurs de bien-être et de précarité énergétique (`burden_gini`, `in_energy_poverty`, `energy_poverty_rate`). Cette séparation permet de comparer correctement les résultats au seuil de 8 % de l'ONPE.

Limite. La valeur de 1,6 correspond au régime fiscal de 2026 et est maintenue constante sur tout l'horizon 2010-2060. À l'horizon 2050, ce facteur pourrait évoluer sous l'effet d'une réforme de la fiscalité énergétique (financement du programme EPR2, trajectoire carbone) ou d'une suppression des tarifs réglementés.

2.8 Labour Productivity

2.8.1 Fonctionnement global

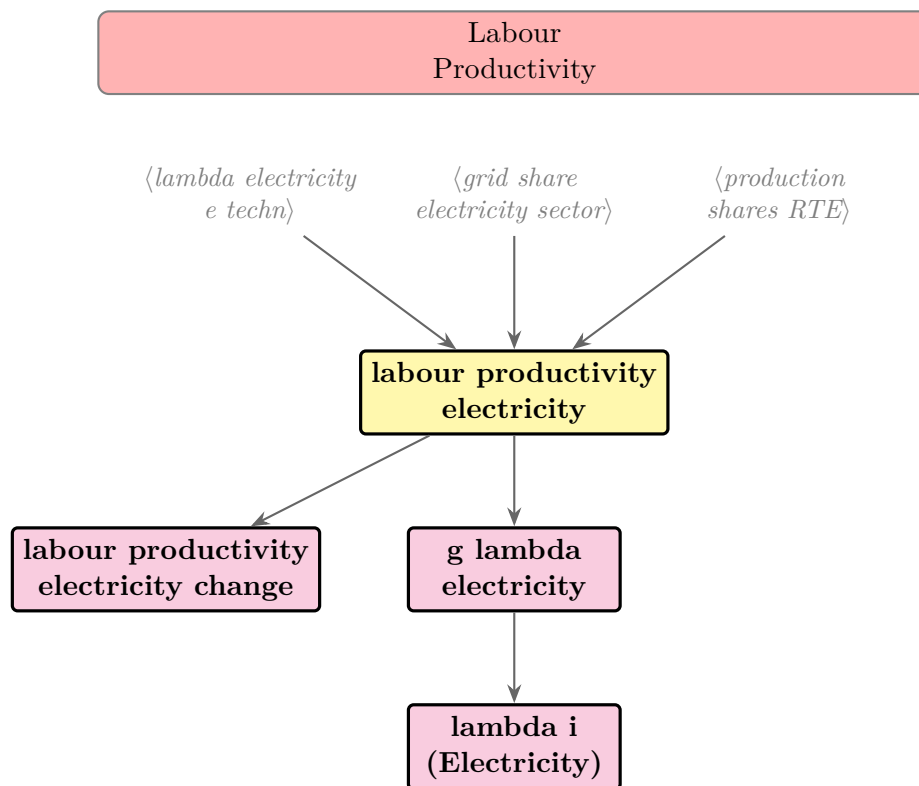


Figure 2.7: Module Labour Productivity

Cette partie détermine la productivité du travail dans le secteur électrique et son évolution avec le mix de production. L'idée est simple : toutes les technologies n'ont pas la même productivité du travail, exprimée ici en heures de travail nécessaires par unité d'énergie produite. Une centrale nucléaire mobilise par exemple beaucoup d'opérateurs pour produire 1 GWh, alors qu'un parc solaire, une fois construit, fonctionne quasiment tout seul. Quand le mix bascule progressivement d'une technologie vers une autre, le nombre total d'heures par GWh change mécaniquement, et la productivité moyenne du secteur évolue avec lui. Cette variation se répercute ensuite sur la productivité du secteur Electricity dans le reste du modèle macroéconomique.

La productivité moyenne du parc électrique combine deux contributions :

- la productivité du réseau de distribution ($\lambda_{electricity_distribution}$), supposée constante car le travail des techniciens sur le réseau (entretien des lignes, dépannage, gestion des postes) ne dépend pas de la source de l'électricité transportée ;
- la productivité moyenne des centrales de production, calculée comme la somme pondérée des productivités unitaires ($\lambda_{electricity}[e_{techn}]$) par les parts du mix RTE.

Le paramètre $grid_share_electricity_sector$ fixe le poids relatif de ces deux contributions dans la productivité totale du secteur. Il part d'une valeur commune de 0,25 en 2020 et augmente à l'horizon 2060 sous l'effet du renforcement d'Enedis (gestionnaire du réseau de distribution basse/moyenne tension en France) et des investissements RTE liés au raccordement des

énergies renouvelables. La moyenne pondérée s'écrit alors :

$$\underbrace{\text{labour_productivity_electricity}(t)}_{[\text{€}/(\text{pers.} \cdot \text{h})]} = \text{grid_share_electricity_sector}(t) \times \text{lambda_electricity_distribution} + (1 - \text{grid_share_electricity_sector}(t)) \times \sum_{\text{techn}} \text{production_shares_RTE}[e](t) \times \text{lambda_electricity}[e] \quad (2.35)$$

Les valeurs retenues pour les paramètres qui apparaissent dans cette formule sont récapitulées dans le tableau 2.18.

lambda_electricity[e techn]		grid_share_electricity_sector		
Technologie	λ (€/ (pers. · h))	Scénario RTE	2020	2060
Charbon	441,6	M0	0,25	0,37
Gaz	677,7	M1	0,25	0,36
Nucléaire	174,7	M23	0,25	0,39
Hydraulique	555,3	N1	0,25	0,38
Éolien terrestre	1 513,0	N2	0,25	0,39
Éolien offshore	1 513,0	N03	0,25	0,36
Pétrole	1 048,0			
Solaire PV	2 759,3			
Nec	978,5			
lambda_electricity_distribution	934,9			

Table 2.18: À gauche : valeurs de la productivité unitaire du travail (λ) par technologie de production et pour le réseau de distribution. Source : projet Locomotion [5] . L'éolien offshore reprend par défaut la valeur de l'éolien terrestre, faute de valeur spécifique trouvée. À droite : valeurs de la part du réseau dans le coût complet du système électrique par scénario RTE aux deux horizons. Source : RTE, Futurs Énergétiques 2050, fig. 11.30 à 11.34, p. 593-599 [3] .

Les productivités λ varient fortement entre filières : le solaire a la valeur la plus haute (la maintenance d'un parc photovoltaïque demande peu d'heures de travail), tandis que le nucléaire la plus basse (du fait du personnel qualifié nécessaire en continu pour exploiter une centrale). Le résultat de l'équation (2.35) est injecté dans le reste du modèle macroéconomique via la variable `in_lambda_i[Electricity]`. En parallèle de ce calcul principal, deux indicateurs complémentaires sont également produits à titre informatif :

- `labour_productivity_electricity_change` suit la variation annuelle de la productivité électrique pour chaque scénario, ce qui permet d'en observer l'évolution dans le temps ;
- `import_dependency_index` mesure pour chaque scénario la fraction de l'électricité française dont les composants sont importés plutôt que produits localement (par exemple les panneaux solaires chinois). Plus le mix repose sur des technologies importées, plus cet indice augmente ; il permettra de discuter la robustesse des scénarios sous l'angle de la souveraineté industrielle.

in_lambda_i

La variable `in_lambda_i` est le flux d'entrée dans le stock de productivité de chaque secteur, c'est-à-dire le taux d'amélioration de la productivité à chaque pas de temps. Sa construction diffère selon les secteurs.

Mécanisme standard (9 secteurs ordinaires). Pour Agriculture, Mining, Manufacturing, Construction et les autres secteurs ordinaires, in_lambda_i résulte du mécanisme stochastique d'innovation à trois étapes décrit dans la documentation technique d'EUROGREEN. À chaque pas de temps, le modèle tire aléatoirement quatre options technologiques (γ_1 à γ_4) qui combinent différentes directions d'évolution pour la productivité du travail (λ) et l'efficacité énergétique (η) ; les probabilités de tirage dépendent des prix relatifs énergie/travail (par exemple, quand le travail se renchérit, les technologies « labour-saving » deviennent plus probables). Les entreprises choisissent ensuite l'option qui minimise leurs coûts unitaires, et cette technologie est implémentée uniquement dans le capital neuf via la GFCF. La formule générale est l'équation (2.36) :

$$\boxed{\text{in_lambda_i}_{[\text{industry}]} = \text{choice_lambda_i}_{[\text{industry}]} \times \text{lambda_i}_{[\text{industry}]} \times 0,75} \quad (2.36)$$

Le facteur 0,75 traduit le fait que seules les nouvelles machines achetées cette année utilisent la technologie choisie, le reste du parc continuant de tourner avec ses anciennes machines. La productivité du secteur monte donc moins vite que ce que la nouvelle technologie permettrait si elle était installée partout d'un seul coup.

Mécanisme retenu pour le secteur Electricity. Appliqué au secteur Electricity, ce mécanisme standard pose un problème de cohérence : il piloterait la productivité électrique selon les prix relatifs énergie/travail, indépendamment du mix RTE imposé. Or c'est précisément la composition du mix qui doit déterminer cette productivité : un mix nucléaire mobilise beaucoup plus de main-d'œuvre par GWh qu'un mix solaire . J'ai donc remplacé, uniquement pour Electricity, la formule standard par une formule directe (équation (2.37)) :

$$\boxed{\text{in_lambda_i}_{\text{Electricity}}(t) = g_ \lambda(t) \times \text{lambda_i}_{\text{Electricity}}(t)} \quad (2.37)$$

où $g_ \lambda(t)$ est le taux de croissance annuel de la productivité électrique, calculé comme la variation relative de $\text{labour_productivity_electricity}$ (équation (2.35)) entre l'année t et l'année précédente.

Concrètement, quand le mix RTE évolue d'une année sur l'autre (par exemple plus de solaire et moins de gaz), la productivité moyenne du parc change mécaniquement, puisque chaque technologie n'a pas la même productivité du travail unitaire. $g_ \lambda$ devient alors non nul, et le stock $\text{lambda_i}_{[\text{Electricity}]}$ se met à évoluer. Cette évolution se transmet ensuite à la chaîne macroéconomique standard du modèle (production sectorielle, salaires, emploi, revenus, consommation), ce qui permet au mix électrique d'avoir un effet macro mesurable sur le reste de l'économie.

Limites

L'approche retenue capture bien l'effet du changement de mix sur le besoin total de main d'œuvre par GWh produit, mais laisse de côté plusieurs dimensions qui mériteraient un traitement plus fin.

1. Pas de différenciation par niveau de qualification. Le modèle fait varier le nombre total d'heures de travail par GWh selon le mix, mais pas leur répartition entre low, middle et high skill. Un basculement nucléaire vers solaire diminue bien la main-d'œuvre globale, mais ne capte pas le fait qu'on a probablement besoin de moins d'ingénieurs hautement qualifiés et davantage de techniciens d'installation.

2. Productivités unitaires λ supposées constantes. Les λ de chaque filière sont supposées constantes sur 2010-2060. En pratique, on s'attendrait à ce qu'ils évoluent eux-mêmes au cours du temps : apprentissage industriel pour les filières en déploiement, automatisation de la maintenance, évolution de l'organisation du travail dans les centrales EPR2. Notre modèle ne capte que l'effet de la recomposition du parc, pas l'évolution propre de chaque filière. Notre estimation reste donc prudente : l'effet réel de la transition sur la productivité serait probablement plus marqué.

3. Bypass du mécanisme stochastique pour Electricity. En remplaçant le mécanisme standard par une formule directe (équation (2.37)), on rompt l'homogénéité de traitement entre branches : aucune rétroaction prix-technologie n'existe plus pour Electricity. Si une taxe carbone très forte rendait soudain le mix actuel non rentable, le modèle continuerait néanmoins à dérouler le mix RTE comme prévu. Cette rigidité est le contrepoint de l'exogénéité du mix, et restreint la lecture des résultats aux scénarios où le mix RTE est supposé politiquement et économiquement tenable.

4. import_dependency_index purement descriptif. L'indicateur est calculé à chaque pas de temps mais ne rétroagit sur aucune variable de la macroéconomie. Une amélioration future serait de l'intégrer dans la boucle de simulation par deux canaux :

- en multiplicateur dans la matrice input-output et dans la décomposition de la GFCF, pour traduire le fait qu'une partie des achats inter-sectoriels et des investissements du secteur électrique fuit vers l'étranger (panneaux solaires chinois, turbines danoises, etc) plutôt que de stimuler les secteurs industriels nationaux. Un scénario fortement importateur génère mécaniquement moins d'effet multiplicateur sur l'emploi et le revenu domestiques.
- comme terme de vulnérabilité aux chocs externes (rupture d'approvisionnement, hausse des prix mondiaux du silicium ou des métaux rares), alimentant une prime de risque sur le CMPC du secteur électrique.

Ces trois canaux transformeraient un indicateur descriptif en un véritable mécanisme de transmission entre stratégie industrielle d'approvisionnement et performance macroéconomique.

2.9 Gini

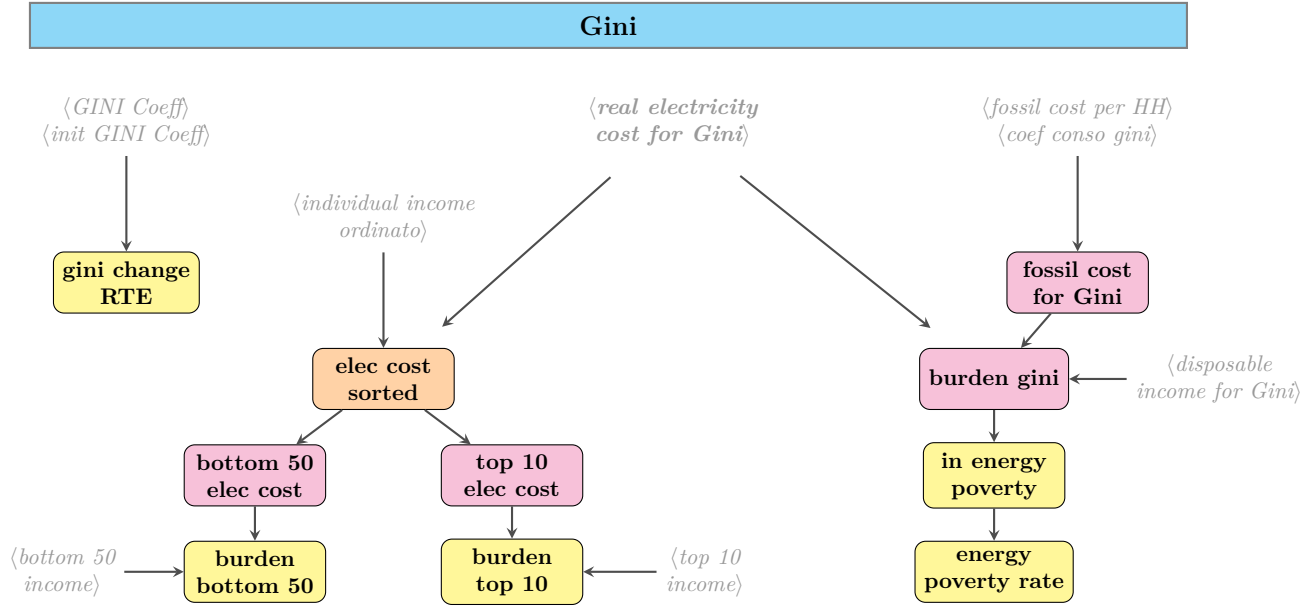


Figure 2.8: Module *Gini*

2.9.1 Fonctionnement du module

Ce module mesure l'impact social de la transition énergétique au travers de deux types d'indicateurs complémentaires :

- d'une part, l'évolution du coefficient de Gini via la variable *Gini_change_RTE*, qui montre comment l'inégalité globale des revenus évolue selon le scénario ;
- d'autre part, une série d'indicateurs de précarité énergétique (*burden*, taux de précarité, percentiles), qui mesurent le poids de la facture sur le budget des ménages.

Ils répondent à deux questions distinctes mais liées : le Gini mesure comment la transition affecte la distribution générale des revenus, tandis que les indicateurs de précarité mesurent combien de ménages peinent à payer leur facture et la pression qu'elle exerce sur leur budget. Un même scénario peut améliorer l'un sans changer l'autre, d'où l'intérêt de suivre les deux en parallèle.

Coefficient de Gini et canaux d'impact de la transition électrique

Le coefficient de Gini est calculé selon sa définition de base, conforme à celle de l'INSEE et d'Eurostat. Pour chaque groupe de la population, on calcule un revenu net après impôts :

$$\boxed{Net_Income_for_Gini[G](t) = Income_for_Gini[G](t) - Tax_for_Gini[G](t)} \quad (2.38)$$

La transition électrique affecte le Gini de manière indirecte, via trois canaux macroéconomiques du modèle.

Les salaires. Premièrement, les salaires. La productivité du secteur électrique change avec le mix (chapitre 2.8) et se répercute sur les salaires via la chaîne `in_lambda_i[Electricity]`. Un basculement vers le solaire, par exemple, augmente la productivité moyenne du secteur, ce qui modifie les salaires sectoriels et donc la distribution des revenus.

Les prix. Deuxièmement, les prix. La variation du prix de l'électricité est injectée dans le système de prix d'EUROGREEN via `p_En_rate_i[Electricity]` (chapitre 2.7), se diffuse aux coûts des autres secteurs via le tableau entrées-sorties, et se répercute sur l'inflation, donc sur le pouvoir d'achat réel des différents groupes.

Les investissements. Troisièmement, les investissements. Le CAPEX de la transition se redistribue via la formation brute de capital fixe (chapitre 2.6), alimentant certains secteurs (Manufacturing, Construction) plutôt que d'autres, ce qui modifie les revenus sectoriels et donc la distribution.

Tous ces effets alimentent `in_fine Income_for_Gini` (salaires, pensions, transferts, revenus financiers), si bien que le coefficient de Gini varie entre les scénarios RTE. Cette propagation indirecte est cohérente avec la logique SFC du modèle : on laisse les flux monétaires se réarranger et l'on observe en sortie comment la distribution finale a changé.

Les 13 groupes Gini

La répartition en 13 groupes provient de la version originale d'EUROGREEN. Rappel : douze groupes sont construits en croisant quatre statuts d'emploi (actifs, retraités, chômeurs, inactifs) et trois niveaux de qualification (low, middle, high), auxquels s'ajoute G13, les capitalistes (0,1 % de la population adulte). Le tableau 2.19 récapitule cette classification.

Groupe	Statut	Qualification
G1, G2, G3	Inactifs	low, middle, high
G4, G5, G6	Retraités	low, middle, high
G7, G8, G9	Chômeurs	low, middle, high
G10, G11, G12	Employés	low, middle, high
G13	Capitalistes	—

Table 2.19: Composition des 13 groupes Gini d'EUROGREEN-France.

Indicateurs de précarité énergétique

Le Gini canonique mesure l'inégalité de revenu disponible. Pour la précarité énergétique, un indicateur complémentaire est nécessaire, car la pression de la facture énergétique sur le budget varie fortement d'un groupe à l'autre. L'Observatoire National de la Précarité Énergétique (ONPE), s'appuyant sur la Loi Brottes (2013) et repris par la Commission européenne, retient un seuil : un ménage est en précarité énergétique s'il consacre plus de **8 %** de son revenu disponible à sa facture énergétique totale (électricité + gaz + fioul + carburant). Le module produit donc, en parallèle du Gini, une famille d'indicateurs dédiés : un *burden* énergétique par groupe, un taux global de précarité et des indicateurs percentiles bottom 50 / top 10.

Burden énergétique. Le `burden_gini` mesure, pour chaque groupe Gini, la part du revenu disponible consacrée à la dépense énergétique totale (électricité + gaz + fioul + carburant). Il combine deux composantes :

- la facture électrique du groupe, lue dans le module Electricity Cost via la variable `electricity_cost_for_Gini` ;
- la dépense fossile du groupe, calculée selon une logique symétrique à partir de la dépense fossile nationale (voir paragraphe suivant).

Construction du coût fossile par groupe Gini. Pour la composante fossile (gaz, fioul, carburant), le module part de la dépense fossile nationale des ménages (`Tot_CYVeff_i_nom[Fossil Energy]`, déjà dans le modèle), la divise par le nombre de ménages pour obtenir une moyenne par ménage, puis la module par statut d'emploi via le coefficient `coef_conso_gini` :

$$\begin{aligned} fossil_cost_for_Gini[G](t) = & \frac{Tot_CYVeff_i_nom[Fossil\ Energy](t)}{total_households(t)} \\ & \times coef_conso_gini[G] \times N_households_gini[G](t) \end{aligned} \quad (2.39)$$

Intégrer cette composante fossile est important pour deux raisons :

- **Cohérence avec le seuil ONPE.** Le seuil de 8 % porte sur la facture énergétique totale ; comparer la seule facture électrique à ce seuil serait incohérent et omettrait des postes lourds pour les bas revenus (chauffage au gaz, carburant automobile).
- **Captation de la dynamique de la transition.** C'est cette dépense fossile qui évolue le plus dans les scénarios RTE FE2050 : avec l'électrification massive des usages, la part du revenu des ménages consacrée aux énergies fossiles passe de 2,34 % en 2020 à 0,50 % en 2050, soit une baisse de près de 79 %. Sans elle, on perdrait la dimension positive de la transition : l'électrification peut faire monter la facture électrique, mais elle réduit fortement la facture fossile, et donc le budget énergétique total.

La trajectoire RTE retenue est récapitulée dans le tableau 2.20.

Année	share_Ci[Fossil Energy]
2020	0,02344
2050	0,00500

Table 2.20: Trajectoire de la part du revenu des ménages consacrée aux énergies fossiles. Source: RTE, Futurs Énergétiques 2050, §3.3.3 p.98 et Fig. 3.15 p.99.

Formule du burden et seuil de précarité. Le burden par groupe Gini est le rapport entre la dépense énergétique totale et le revenu disponible :

$$burden_gini[G](t) = \frac{real_electricity_cost_for_Gini[G](t) + fossil_cost_for_Gini[G](t)}{disposable_income_for_Gini[G](t)} \quad (2.40)$$

où `real_electricity_cost_for_Gini` est la facture TTC électrique (équation (2.34)) et `fossil_cost_for_Gini` la dépense fossile côté ménage (équation (2.39)).

Le seuil de l'ONPE (8 %) permet ensuite de définir un indicateur binaire par groupe :

$$in_energy_poverty[G](t) = \begin{cases} 1 & \text{si } burden_gini[G](t) > 0,08 \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (2.41)$$

Le taux de précarité énergétique global agrège ces indicatrices pondérées par la population de chaque groupe :

$$\boxed{energy_poverty_rate(t) = \sum_G in_energy_poverty[G](t) \times Pop_for_Gini[G](t)} \quad (2.42)$$

Indicateurs percentiles : bottom 50 et top 10. Pour analyser la pression énergétique aux deux extrémités de la distribution, le module calcule aussi les indicateurs suivants :

- `bottom_50_elec_cost` et `top_10_elec_cost` : coût électrique moyen, respectivement des 50 % les plus pauvres et des 10 % les plus riches ;
- `burden_bottom_50` et `burden_top_10` : *burden* énergétique moyen sur ces mêmes percentiles ;
- le ratio `burden_bottom_50 / burden_top_10` : compare le poids de la facture énergétique chez les plus modestes et les plus aisés.

Ils sont obtenus en triant les 13 groupes Gini par revenu individuel croissant et en calculant des moyennes pondérées sur les bornes considérées.

Limite

Le coefficient `coef_conso_gini`, utilisé pour répartir la dépense fossile entre les 13 groupes Gini dans l'équation (2.39), a été calibré à l'origine sur les écarts de consommation électrique (INSEE Première n°1746, Figure 4). Faute de données croisant statut d'emploi et consommation fossile à l'échelle des 13 groupes, ce même coefficient est appliqué par défaut à la dépense fossile.

Cette extension est imparfaite : les profils de consommation fossile diffèrent des profils électriques. Les retraités consomment plutôt plus de gaz (chauffage, présence au domicile) mais moins de carburant (pas de trajets domicile-travail) ; les actifs, l'inverse. Un coefficient unique lisse ces effets opposés et masque la composition réelle de la dépense fossile par groupe. Cette simplification reste néanmoins défendable pour la composante chauffage (gaz + fioul résidentiels), qui domine la dépense fossile des ménages français et dont le profil est proche de celui de l'électricité résidentielle. Pour le carburant, l'erreur est plus marquée mais reste secondaire à l'échelle du *burden* global.

Une amélioration future consisterait à calibrer des coefficients séparés pour le chauffage et la mobilité, à partir de données plus fines comme l'enquête Mobilité des Personnes de l'INSEE ou les déclarations TICPE par catégorie socio-professionnelle.

2.10 Carbon Neutrality

2.10.1 Fonctionnement global

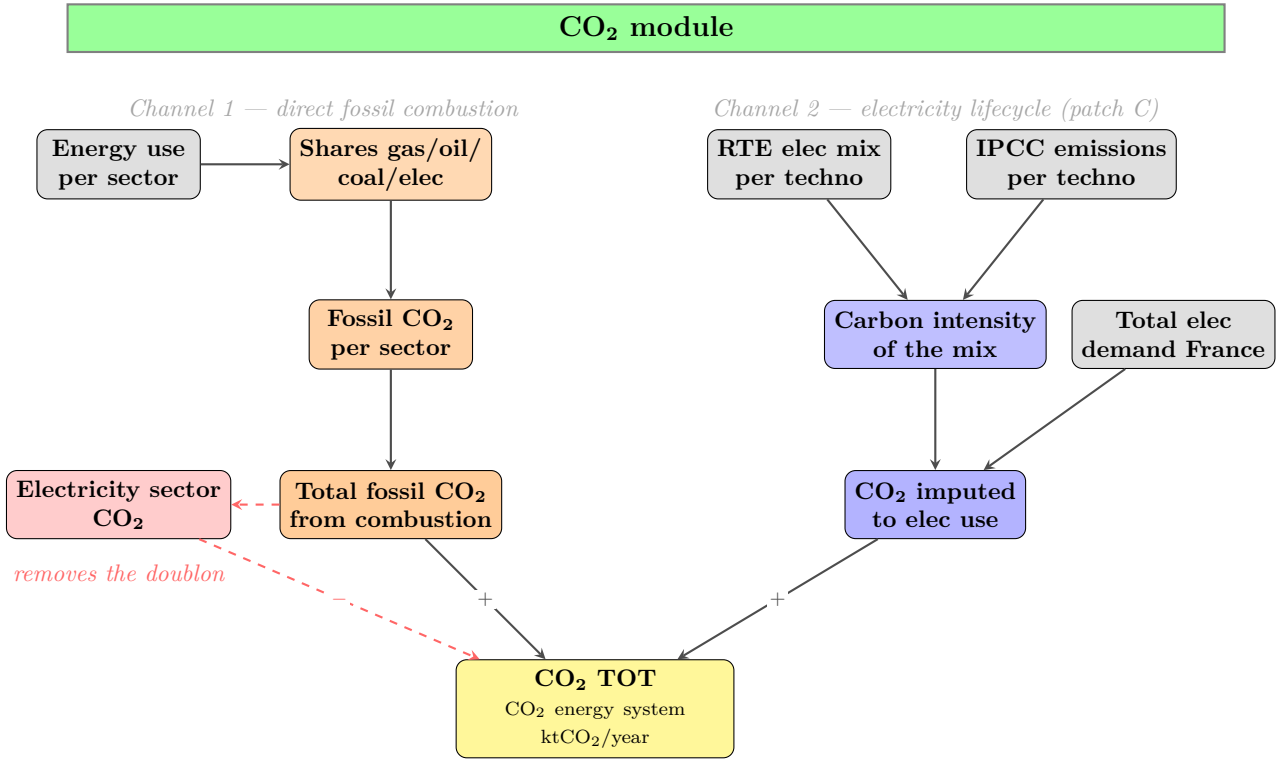


Figure 2.9: Module Carbon neutrality

La partie Carbon Neutrality a pour but de calculer les émissions totales de CO₂ liées à la consommation énergétique de la France, tous secteurs confondus. Le calcul repose sur deux canaux d'émissions :

- la combustion fossile directe des différents secteurs, déjà implémentée dans le modèle d'origine ;
- le CO₂ équivalent du cycle de vie complet du mix de production électrique.

Ces deux canaux sont ensuite agrégés dans la variable CO2_TOT, exprimée en ktCO₂/an.

Canal 1 : combustion fossile directe

Pour chaque secteur, on calcule les émissions à partir de trois variables : la TPES sectorielle (consommation énergétique totale), les parts de chaque vecteur énergétique (*share_nrg_i* pour les industries, *s*_HH* pour les ménages) et les coefficients d'émission CO₂ par énergie (*coefCO2_nrg_i*, en tCO₂/GWh, calés sur les facteurs GIEC AR5). La sommation sur tous les secteurs donne Tot CO2 Gas, Tot CO2 Liq et Tot CO2 Sol selon le vecteur fossile considéré. Les coefficients utilisés et déjà présent avant mon module "Electricity" sont récapitulés dans le tableau 2.21. Les variations entre secteurs reflètent leurs structures de consommation différentes: l'agriculture et la construction ont des coefficients plus élevés (engins lourds et BTP consomment plus de fioul), tandis que les services et la finance ont des coefficients plus faibles (consommation majoritairement électrique). La branche Electricity & Gas (ELG)

apparaît également dans le tableau car ses centrales (CCGT, TAC) consomment elles-mêmes du gaz fossile ; ces émissions sont ensuite retirées de CO₂_TOT pour éviter le double-comptage avec le canal lifecycle.

Secteur	Solide (charbon)	Liquide (pétrole)	Gazeux (gaz)
Agriculture	31,51	26,26	11,82
Mining	12,77	10,64	4,79
Fossil Fuels (C19)	8,13	6,77	3,05
Manufacturing	3,81	3,17	1,43
Electricity & Gas (ELG)	4,22	3,51	1,58
Construction	14,88	12,40	5,58
Services	2,04	1,70	0,77
Finance	2,24	1,87	0,84
Public	6,76	5,63	2,54
Other	0	0	0

Table 2.21: Coefficients d’émission CO₂ par énergie fossile et par secteur (tCO₂/GWh). Source : facteurs d’émission GIEC AR5 (2014). [3] .

Décarbonisation des secteurs Pour les neuf industries non-électriques, le modèle dérive la décarbonation des trajectoires SNBC2 des ménages ($s_Gas_HH_SNBC$, $s_Liq_HH_SNBC$, $s_Sol_HH_SNBC$), modulées par un exposant sectoriel propre à chaque secteur, comme exprimé dans l’équation (2.43).

$$share_{X,i}(t) = initial_share_{X,i} \times \left(\frac{s_X_HH(t)}{s_X_HH(2010)} \right)^{SNBC_weight_industry[i]} \quad (2.43)$$

Le rapport $s_X_HH(t)/s_X_HH(2010)$ vaut 1 en 2010 et décroît jusqu’à sa cible 2050. L’exposant $SNBC_weight_industry[i] \in [0, 1]$ module l’intensité de la décarbonation : 1 applique une trajectoire similaire que celle des ménages, 0 laisse le secteur à sa composition initiale. Les valeurs retenues, calibrées sur les chapitres sectoriels de la SNBC2, sont récapitulées dans le tableau 2.22.

Quatre secteurs ne disposent pas d’une section dédiée dans la SNBC2 et ont été calibrés par analogie. Mining (0,7) est aligné sur Agriculture (0,7), les deux secteurs partageant la même contrainte de machines lourdes difficilement électrifiables (tracteurs, engins extractifs). Nonfinancial, Financial et Public (1,0) sont assimilés à la trajectoire des ménages, leur consommation fossile relevant principalement du chauffage de bâtiments tertiaires.

Secteur	Exposant	Source SNBC2 (chap. 4.3)
Agriculture	0,7	4.3.iii p.95-105 (tracteurs, séchage, serres)
Mining	0,7	Analogie (machines lourdes extractives)
Fossil Energy	0,5	4.3.vi p.117-120 (secteur en déclin)
Manufacturing	1,0	4.3.v p.115 (électrification 38 % → 70 % en 2050)
Construction	0,9	4.3.ii p.86-95 (Bâtiments)
Nonfinancial & Social Economy	1,0	Tertiaire, calé sur les ménages
Financial sector	1,0	Services
Public sector	1,0	Tertiaire/services
Other	0,9	4.3.i p.79-86 (Transports)

Table 2.22: Exposants sectoriels utilisés dans l’équation (2.43) et leurs sources dans la SNBC2 (mars 2020)[2].

Canal 2 : cycle de vie de la production électrique

Le deuxième canal se concentre sur le cycle de vie de la production d'électricité. L'intensité carbone du mix (en tCO₂/GWh) est calculée comme la moyenne pondérée des coefficients "life-cycle" du GIEC par les parts du mix du scénario RTE. On la multiplie par la demande électrique française totale (en GWh/an) pour obtenir la totalité du CO₂ provenant de la consommation française d'électricité (CO2_imputees_elec), comme exprimé dans l'équation (2.44).

$$\underbrace{\text{CO2_imputees_elec}(t)}_{[\text{ktCO}_2/\text{year}]} = \frac{1}{1000} \times \text{lookup_demand_ref}(t) \times \sum_{i \in e_techn} \underbrace{\text{production_share}_i(t)}_{\text{part du mix RTE}} \times \underbrace{\text{co2_intensity_electricity}_i}_{\text{intensité lifecycle GIEC}} \quad (2.44)$$

Les intensités carbone utilisées (tableau 2.23) couvrent l'ensemble du cycle de vie d'une technologie : extraction des matériaux, fabrication, construction, exploitation, démantèlement et fin de vie. La hiérarchie est nette : les filières fossiles (820 pour le charbon, 650 pour le pétrole, 490 pour le gaz) sont d'un ordre de grandeur supérieur aux filières bas-carbone (11-14 pour l'éolien, 12 pour le nucléaire, 24 pour l'hydraulique, 48 pour le solaire PV). La catégorie « nec » (biomasse + géothermie) atteint 230 tCO₂/GWh, principalement à cause de la combustion de biomasse, comptabilisée même si la ressource est en principe renouvelable.

Technologie	co2_intensity_electricity (tCO ₂ /GWh)
Charbon	820
Gaz (CCGT)	490
Pétrole	650
Nucléaire	12
Hydraulique	24
Éolien terrestre	11
Éolien offshore	14
Solaire PV	48
Solaire thermique	27
Nec (biomasse + géothermie)	230

Table 2.23: Intensité carbone lifecycle par technologie de production électrique (tCO₂/GWh). Source : RTE, Futurs Énergétiques 2050, Tableau 15 p.952 (volume 2B p.168)[3], calé sur les facteurs d'émission GIEC AR5 (2014).

Agrégation finale et anti-double-comptage

Enfin, le bilan dans CO2_TOT (équation (2.45)) additionne les deux canaux mais retire CO2_i[Electricity] (la combustion fossile du secteur Electricity comptée dans Tot CO2 Gas/Liq/Sol) pour éviter un double-comptage.

$$\underbrace{\text{CO2_TOT}(t)}_{[\text{ktCO}_2/\text{year}]} = \underbrace{\text{Tot_CO2_Gas}(t) + \text{Tot_CO2_Liq}(t) + \text{Tot_CO2_Sol}(t)}_{\text{combustion fossile, tous secteurs y compris Electricity}} + \underbrace{\text{CO2_imputees_elec}(t)}_{\text{lifecycle complet de l'électricité}} - \underbrace{\text{CO2_i[Electricity]}(t)}_{\text{soustraction anti-double-comptage}} \quad (2.45)$$

En résumé, CO2_TOT comptabilise la pollution carbone induite par la production et l’usage de l’énergie en France, dans tous les secteurs consommateurs (résidentiel, tertiaire, transport, industrie, agriculture). Elle inclut à la fois la combustion fossile directe (canal 1) et le cycle de vie complet de l’électricité (canal 2). Les émissions liées aux technologies de stockage ne sont pas comprises dans le périmètre du modèle.

2.10.2 Limites

Coefficients sur le cycle de vie GIEC 2014 partiellement dépassés. Les intensités sur cycle de vie utilisées (tableau 2.23) viennent du GIEC AR5 (2014). Pour le solaire PV en particulier, les valeurs récentes sont plus basses (environ 30 g/kWh au lieu de 48) grâce aux progrès sur la chaîne de fabrication (silicium, cellules), comme documenté par le GIEC AR6 (2022) et les rapports IRENA 2023.

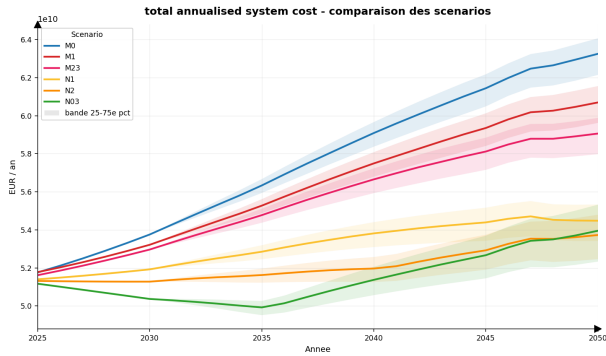
3. Résultats

Tous les graphes présentés dans cette section représentent et comparent six scénarios issus du rapport RTE Futurs Énergétiques 2050 [3] et décrite dans la section 1 : M0, M1, M23, N1, N2, N03. Chaque scénario a été exécuté en 500 simulations Monte-Carlo avec tirage aléatoire sur les paramètres incertains décrits dans le chapitre 2.2. L’horizon temporel est 2025-2050.

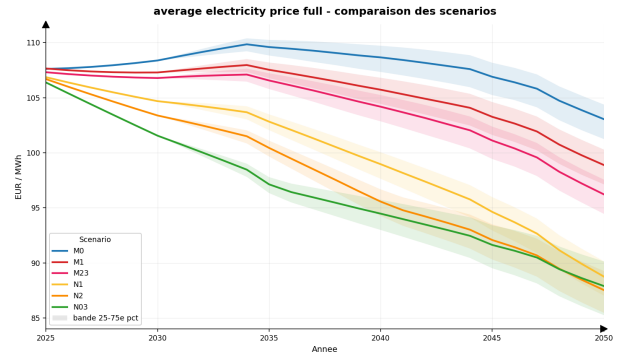
3.1 Coûts du système

3.1.1 Coût annualisé total du système

Tout d’abord, le coût annualisé total du système électrique français dans les différents scénarios. Comme détaillé à la section 2.5, cet indicateur comprend les coûts relatifs à la production, au stockage ainsi qu’au réseau. Les intervalles d’incertitude représentés autour de chaque trajectoire proviennent des plages retenues sur le CAPEX et l’OPEX des technologies de production et de stockage.



(a) Coût annualisé total du système électrique pour les 6 différents scénarios RTE



(b) Coût annualisé du stockage.

Figure 3.1: Prix moyen complet de l’électricité (€/MWh), six scénarios RTE

Selon les calculs de RTE décrits dans son rapport [3], le coût annualisé total du système en 2060 se situerait autour de 60–80 Md€/an selon les scénarios, avec un classement de : N03 le moins cher, suivi de N2, N1, M23, M0, et enfin M1, le plus cher. L’écart maximal est entre M1 et N03 est de 20 Md€/an tandis que dans mes résultats il est de l’ordre de 10 Md€/an. Nos résultats reproduisent donc presque le même classement avec une inversion entre les prix de M0 et M1. Mais celle-ci n’est pas hors irréaliste étant donné que l’écart dans les chiffres de RTE est seulement 2 Md€/an. Les niveaux obtenus sont également légèrement inférieurs à ceux de RTE, tout en suivant la même tendance. Cette différence de prix provient de certains points qui ne sont pas inclus dans mon analyse et est expliqué dans la prochaine section.

Pourquoi le prix diminue alors que le coût total augmente ? Il est défini par le rapport coût/demande tel que 3.1:

$$\text{average electricity price full} = \frac{\text{total annualised system cost}}{\text{demand ref} \times 1000} \quad (3.1)$$

Or, la demande RTE croît de +31 % entre 2025 et 2050 (493 → 645 TWh) sous l'effet de l'électrification massive des usages (mobilité, chauffage, industrie). Le coût total annualisé, lui, ne croît que de +2 % à +23 % selon les scénarios : la baisse des CAPEX unitaires des EnR et l'amortissement progressif du parc historique compensent partiellement les nouveaux investissements et comme la demande croît plus vite que le coût, le ratio diminue mécaniquement, et le prix moyen baisse de -6 % (M0) à -21 % (N03) sur la période. Les scénarios avec du nucléaire (N1, N2, N03) bénéficient le plus de cet effet car ils capitalisent sur un parc historique amorti tout en absorbant une demande croissante ; les scénarios de sortie nucléaire (M0,M1) doivent au contraire investir massivement dans de nouvelles capacités, ce qui freine la baisse du prix moyen.

Pour mieux cerner les différences entre scénarios, je détaille, pour chacun d'eux, les coûts de production, les coûts de réseau et les coûts des systèmes de stockage.

3.1.2 Coût de production

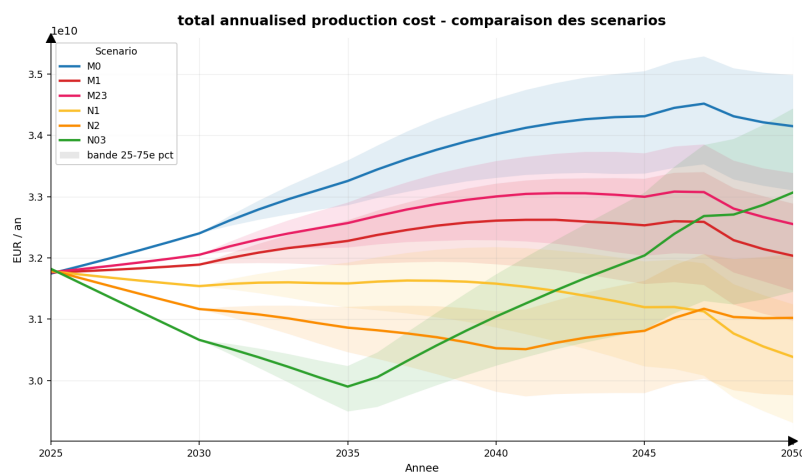


Figure 3.2: Coût complet annualisé de production

On constate que les coûts de production sont en définitive très proches d'un scénario à l'autre, d'autant plus lorsque l'on tient compte des incertitudes qui pèsent sur les CAPEX et les OPEX. Si l'on cherche à les classer, les scénarios N1 et N2 apparaissent comme les moins coûteux, avec un coût complet annualisé compris entre 30 et 31 Md€/an en 2050, tandis que les scénarios M0 et N03 sont les plus chers, à 33 à 34 Md€/an. Ces écarts restent toutefois faibles : compte tenu des marges d'incertitude, les scénarios se recouvrent largement sur un intervalle allant de 29,5 à 35 Md€/an, de sorte qu'aucune hiérarchie nette ne peut être établie entre eux. Ces résultats correspondent presque exactement aux valeurs publiées par RTE.

3.1.3 Coût du réseau et du stockage

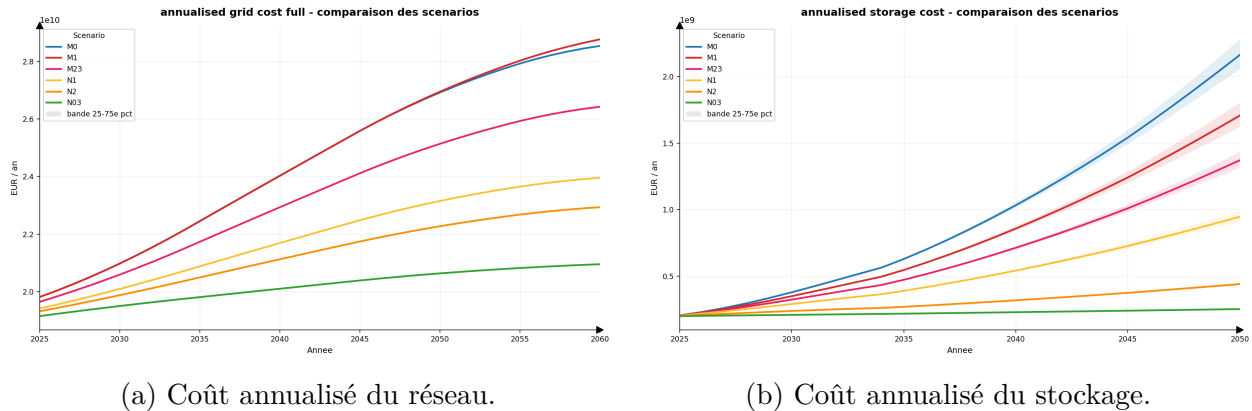


Figure 3.3: Coûts annualisés (réseau et stockage) pour chaque scénario

C'est ici que se creuse un écart entre les scénarios. Les coûts de réseau exigent dans tous les cas des investissements considérables — entre 21 et 29 Md€/an avec l'essentiel de ce montant provenant de la distribution de l'électricité. En effet, un système largement renouvelable est par nature décentralisé, la production étant répartie sur de très nombreux points du territoire, ce qui démultiplie les besoins de raccordement et de renforcement du réseau. Les scénarios M0 et M1 se situent au même niveau au top, en raison de l'ampleur des raccordements d'éolien en mer qu'ils demandent, tandis que le scénario N03 se trouve en bas de l'échelle.

3.1.4 Le périmètre d'équilibrage de RTE : des postes non couverts par le modèle

Pour chiffrer les coûts d'équilibrage du système électrique, RTE regroupe trois indices : la flexibilité de stockage, qui inclut les STEP, le P2G et les batteries ; les importations ; et le thermique décarboné. Mon modèle inclut la partie stockage mais pas les importations et le thermique décarboné. Ce qui est donc une autre limite du modèle.

Commençons par les importations. Tout d'abord, il faut savoir qu'elles ne couvrent pas la consommation de base puisque la France est sensée produire presque l'entiereté de son électricité. Dans les scénarios de RTE, c'est seulement un moyen de flexibilité — on achète de l'électricité aux pays voisins aux moments où la production française ne suffit pas (pas de vent, pas de soleil, stockage vide). Ce coût est d'ailleurs plus élevé dans les scénarios M, très renouvelables et donc plus variables, que dans les scénarios N. En le laissant de côté, mon modèle sous-estime donc surtout les scénarios renouvelables et les avantage légèrement. L'intégrer correctement aurait demandé de repérer ces moments de tension heure par heure, ce qui aurait été difficile avec mon modèle qui raisonne en flux annuels. C'est donc une autre limite du modèle.

Le thermique décarboné quant à lui désigne des centrales thermiques qui brûlent de l'hydrogène ou du biométhane au lieu du gaz fossile. leur rôle tout comme les importations n'est pas de produire beaucoup d'énergie, mais d'assurer la sécurité d'approvisionnement et donc ne fonctionnent que à quelques moments précis. Il faut également la distinguer du P2G : les deux appartiennent à la même boucle hydrogène, mais le P2G est l'étape de charge (transforme l'électricité excédentaire en hydrogène par électrolyse), tandis que le thermique décarboné est l'étape de décharge (on rebrûle cet hydrogène pour reproduire de l'électricité).

Ces distinctions expliquent pourquoi il n'a pu être intégré ni à la production, ni au P2G du modèle.

Les importations et le thermique décarboné, stockage d'hydrogène compris, constituent donc des limites que je n'ai pas pu implémenter. Pour l'analyse des résultats il reste tout de même intéressant d'ajouter ces composantes supplémentaires de coûts qui sont donc décrites dans le rapport de RTE[3] et reprise dans le graphique ci-dessous 3.4.

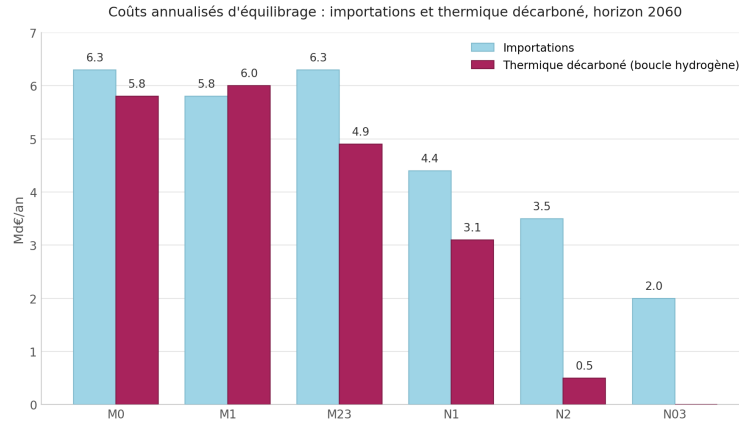
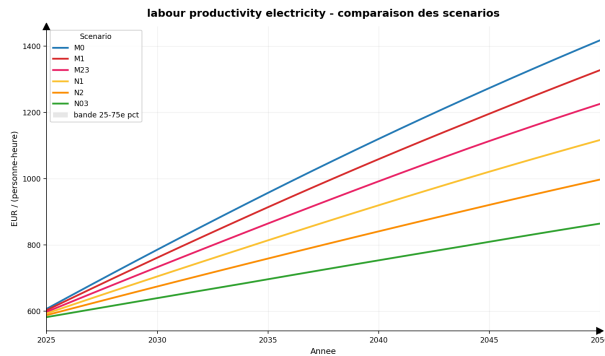


Figure 3.4: Besoin en Flexibilité selon RTE page 594 [3]

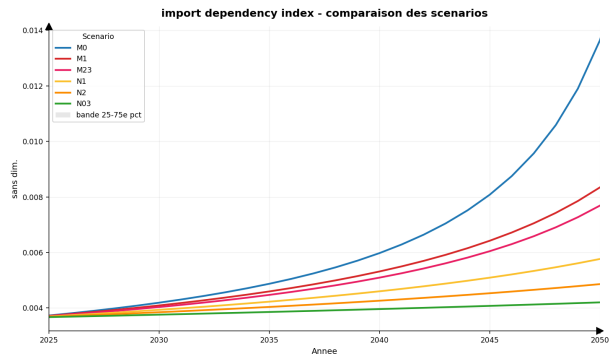
3.2 Effets macro-sociaux

C'est le cœur des résultats du mémoire, là où EUROGREEN ajoute le plus à RTE : l'analyse économique au niveau des ménages individuels.

3.2.1 Productivité du travail



(a) Productivité du travail dans le secteur électrique français (€/ (pers. · h))



(b) Indice de dépendance aux importations électriques

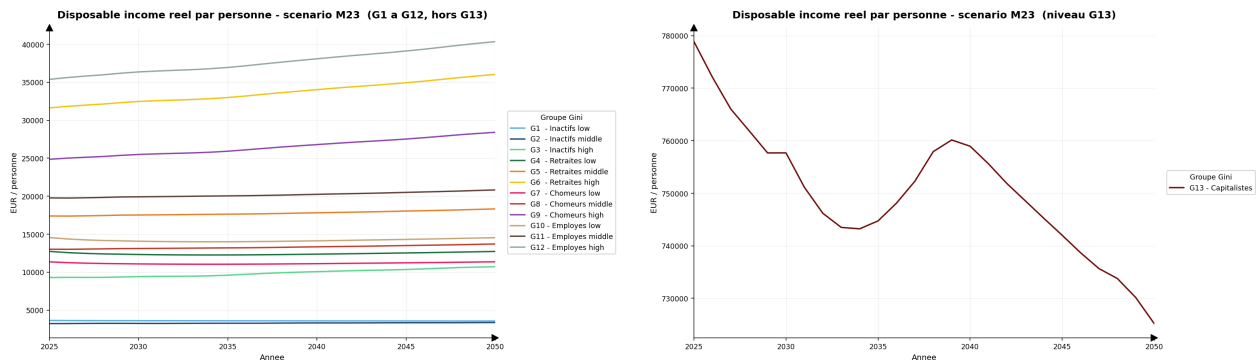
Figure 3.5

La hiérarchie des productivités unitaires par filière, définie au chapitre 2.8, place les scénarios à forte composante solaire et éolienne (M0, M1, M23) en tête de la productivité agrégée, et le scénario N03 en bas. Or une productivité plus élevée signifie qu'il faut moins de travail, et donc moins de travailleurs, pour produire une même unité.

Cette productivité accrue joue dans deux directions opposées. D'un côté, les salaires augmentent : l'équation salariale du modèle répercute les gains de productivité sur les rémunérations, si bien que chaque travailleur est mieux payé. De l'autre, l'emploi diminue, puisqu'il faut moins de travail par unité produite et que moins d'emplois nouveaux sont donc créés. Les scénarios renouvelables offrent ainsi des emplois mieux rémunérés, mais en plus petit nombre. À cela s'ajoute un second effet, visible sur la courbe de dépendance aux importations, plus élevée pour le renouvelable : une partie de l'argent et des emplois liés à la transition part en réalité vers des secteurs étrangers (fabrication des panneaux et des composants importés), alors qu'une centrale nucléaire ou un barrage est construit en France, par des travailleurs français¹ et, pour l'essentiel, avec des composants français. Or cette délocalisation n'est pas comptabilisée dans le modèle : la répartition de l'investissement (GFCF) du secteur électrique se fait bien entre plusieurs secteurs, mais ceux-ci sont tous supposés français, alors qu'une part de cet argent quitte en réalité l'économie nationale. L'indice de dépendance aux importations ne fait que signaler ce phénomène — il est purement informatif et n'entre dans aucun calcul du modèle. Le modèle surestime donc l'effet d'entraînement domestique de l'investissement, en particulier pour les scénarios renouvelables.

3.2.2 Revenu disponible réel par groupe Gini

Avant d'examiner la part énergétique des ménages, il faut comprendre la tendance des revenus. Pour pouvoir les interpréter, on les exprime en revenu réel (base 2014), c'est-à-dire hors inflation. La figure ci-dessous présente les revenus disponibles réels par groupe de Gini. La courbe croît de façon comparable dans tous les scénarios, en raison de la même répartition de l'investissement (GFCF) entre les secteurs ; voici dès lors les valeurs pour seul le ' scénario M23.



(a) revenu disponible réel par groupe gini

(b) revenu disponible réel capitalistes

Figure 3.6

Cette croissance du revenu réel du graphique 3.6a résulte de plusieurs mécanismes du modèle :

- Productivité du travail : ce mécanisme a déjà été détaillé à la section 3.2.1. Les gains de productivité apportés par la transition se répercutent sur les salaires ; nous n'y revenons pas ici.
- Emploi et revenus induits par l'investissement (effet multiplicateur) : les flux de GFCF dans la construction des centrales, du réseau et du stockage créent directement des

¹Entendu comme travailleur qui travaille en France qu'importe sa nationalité.

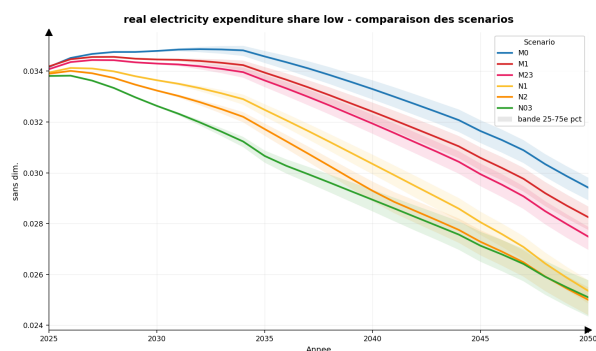
emplois dans le BTP, l'ingénierie et la maintenance. Une part de ces dépenses (turbines, panneaux, batteries) revient ensuite aux fournisseurs et sous-traitants français et alimente à son tour la consommation et l'emploi dans d'autres secteurs.

- Revalorisation du SMIC et indexation des pensions : le salaire minimum et les pensions sont liés à l'évolution du salaire moyen et progressent donc eux aussi en termes réels. Ce mécanisme tire le bas de la distribution des revenus vers le haut, smicards et retraités compris.

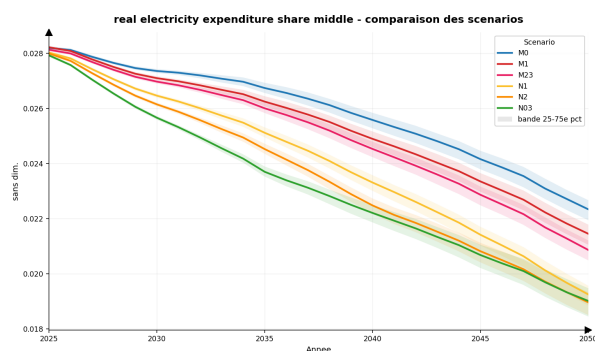
Pourquoi le revenu du gini 13 diminue? Contrairement aux douze autres groupes, le revenu des capitalistes (G13) ne comporte aucun salaire : il est constitué de dividendes, d'intérêts et de revenus financiers, c'est-à-dire de revenus de la propriété. Sa baisse en termes réels s'explique par trois mécanismes du modèle, indépendants du mix électrique, ce qui explique que la courbe soit quasi identique dans les six scénarios. D'une part, les gains de productivité et la réindexation du SMIC et des pensions font monter la part salariale, ce qui comprime la part des profits et donc les dividendes, ces derniers étant une fraction fixe des profits nets. D'autre part, l'effort d'investissement de la transition, financé en partie par la dette, accroît les charges d'intérêts et la part des profits retenue pour investir, au détriment des profits distribués. Enfin, le revenu étant exprimé en euros constants, il est déflaté par un indice des prix tirés à la hausse, alors que le revenu du capital croît plus lentement que les prix. Au total, le revenu réel des capitalistes recule tandis que celui des salariés et des retraités progresse : la transition opère donc, dans le modèle, une redistribution du capital vers le travail, que l'on retrouvera dans l'évolution du coefficient de Gini.

3.2.3 Part de l'électricité dans le revenu disponible par groupe

Enfin, cet indicateur nous donne la part du revenu des ménages qui est consacrée à l'électricité. Attention, on ne parle pas encore ici de pauvreté énergétique puisque l'on ne considère que le poids de l'électricité, et non celui de l'énergie totale. Il s'agit néanmoins des résultats les plus intéressants au regard de mon sujet, puisqu'ils touchent directement à la dimension sociale et distributive de la transition.

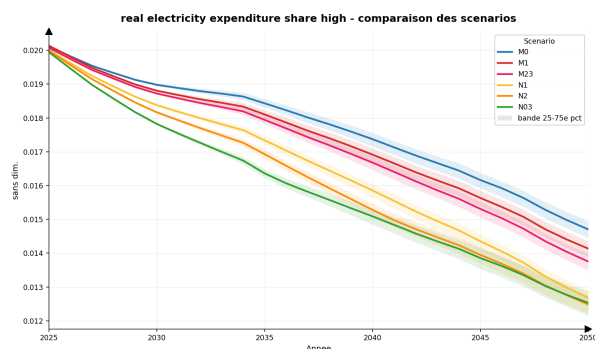


(a) Qualification *low*.

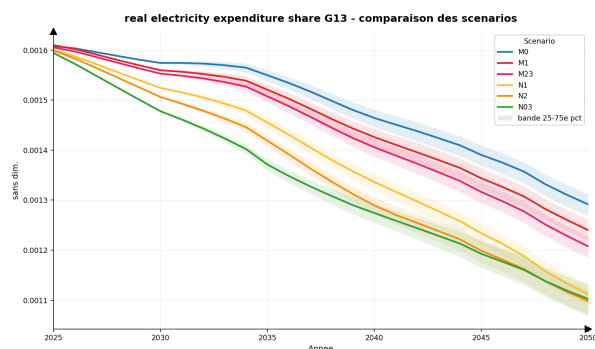


(b) Qualification *middle*.

Figure 3.7: Charge électrique dans le revenu disponible, par scénario : qualifications *low* et *middle*, 2025–2050.



(a) Qualification *high*.



(b) Capitalistes (G13).

Figure 3.8: Charge énergétique totale dans le revenu disponible, par scénario : qualification *high* et capitalistes (G13), 2025–2050.

On retrouve le résultat attendu : les scénarios N, qui conservent du nucléaire, ont le meilleur effet, avec un poids de la facture électrique systématiquement inférieur à celui des scénarios M (N2 et N03 sont les plus favorables, M23 le meilleur des renouvelables). L'écart entre les deux familles reste toutefois modéré, de l'ordre de 0,2 point en 2050.

Le poids de la facture électrique diminue en tout cas au fil du temps pour les ménages de tous les niveaux de qualification même si ce n'est que faiblement : pour le bas revenu, elle passe de 3,42 % en 2025 à 2,94 % en 2050 (scénario M0), soit environ -14 % en valeur relative.

Cette différence s'explique par deux effets de sens opposés qui s'appliquent à la facture d'électricité. D'un côté, le prix de l'électricité baisse, ce qui allège la facture. De l'autre, l'électrification des usages — chauffage par pompes à chaleur, mobilité électrique, procédés industriels — fait croître les volumes d'électricité consommés. La hausse des quantités compense alors en grande partie la baisse du prix, si bien que la part du revenu consacrée à l'électricité ne recule que légèrement.

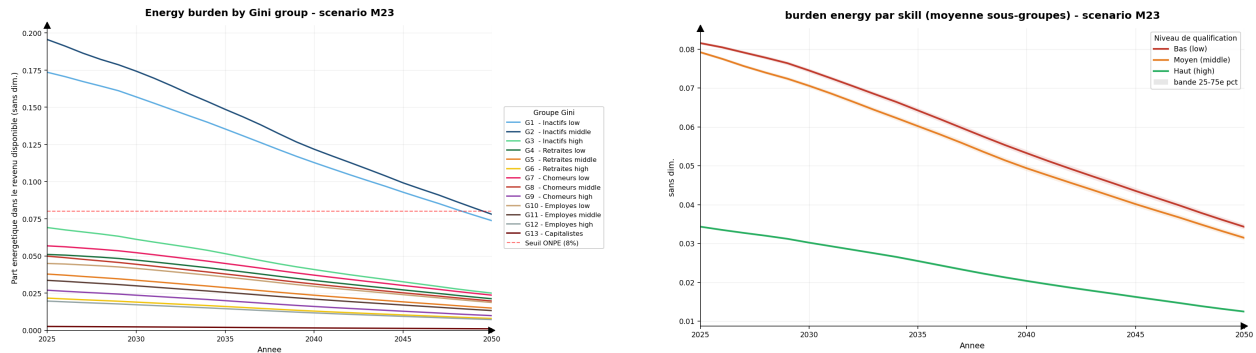
Ces niveaux sont par ailleurs vraisemblablement sous-estimés : la demande intègre bien l'électrification des transports, mais le coût électrique des ménages est calculé sur la seule consommation résidentielle et n'attribue pas à la facture domestique la recharge des véhicules électriques, qui en représentera pourtant une part croissante.

Scénario	Groupe de revenu	2025	2030	2040	2050	Écart bas–haut (2050)
M0	Bas revenu	3,42 %	3,48 %	3,33 %	2,94 %	1,47 pt
	Revenu moyen	2,82 %	2,74 %	2,56 %	2,23 %	
	Haut revenu	2,01 %	1,90 %	1,74 %	1,47 %	
	Capitaliste (G13)	0,16 %	0,16 %	0,15 %	0,13 %	
M1	Bas revenu	3,42 %	3,45 %	3,24 %	2,83 %	1,42 pt
	Revenu moyen	2,82 %	2,71 %	2,49 %	2,15 %	
	Haut revenu	2,01 %	1,88 %	1,69 %	1,41 %	
	Capitaliste (G13)	0,16 %	0,16 %	0,14 %	0,12 %	
M23	Bas revenu	3,41 %	3,43 %	3,19 %	2,75 %	1,37 pt
	Revenu moyen	2,81 %	2,70 %	2,45 %	2,09 %	
	Haut revenu	2,01 %	1,87 %	1,67 %	1,38 %	
	Capitaliste (G13)	0,16 %	0,16 %	0,14 %	0,12 %	
N1	Bas revenu	3,39 %	3,36 %	3,03 %	2,54 %	1,27 pt
	Revenu moyen	2,80 %	2,65 %	2,33 %	1,93 %	
	Haut revenu	2,00 %	1,84 %	1,59 %	1,27 %	
	Capitaliste (G13)	0,16 %	0,15 %	0,13 %	0,11 %	
N2	Bas revenu	3,39 %	3,32 %	2,93 %	2,50 %	1,25 pt
	Revenu moyen	2,80 %	2,62 %	2,25 %	1,90 %	
	Haut revenu	2,00 %	1,82 %	1,53 %	1,25 %	
	Capitaliste (G13)	0,16 %	0,15 %	0,13 %	0,11 %	
N03	Bas revenu	3,38 %	3,26 %	2,89 %	2,51 %	1,26 pt
	Revenu moyen	2,79 %	2,57 %	2,22 %	1,90 %	
	Haut revenu	1,99 %	1,78 %	1,51 %	1,25 %	
	Capitaliste (G13)	0,16 %	0,15 %	0,13 %	0,11 %	

Table 3.1: Part réelle des dépenses d’électricité dans le revenu par groupe de skill (low/middle/high) et pour les capitalistes (G13), en niveau, pour les six scénarios. Médiane sur les 500 tirages Monte-Carlo. La dernière colonne donne l’écart en points de pourcentage entre bas et haut revenu en 2050.

Au sein de la famille M (100% renouvelable), c’est le scénario M23 (en grands parcs) qui allège le plus la facture électrique, et les scénarios nucléaires N2 et N03 ont les meilleurs résultats toutes familles confondues. L’écart entre le meilleur renouvelable et le meilleur nucléaire est de $\sim 0,25$ point .

3.2.4 Poids de la facture énergétique sur les revenus disponibles



(a) Charge énergétique par groupe Gini (G1–G13).

(b) Charge énergétique par niveau de qualification (low/middle/high).

Figure 3.9: Poids de la facture énergétique (électricité + fossile) sur le revenu disponible, scénario M23, 2025–2050.

La tendance observée est identique pour les six scénarios RTE : le poids énergétique des ménages diminue continûment entre 2025 et 2050 dans tous les groupes Gini. Avec pour certains groupes (G1 et G2) une diminution d’un peu moins de 20% et 17,5% à presque 7,5%. Cette baisse résulte de trois différents mécanismes superposés.

1. **Diminution du prix moyen de l’électricité** (de –6 % pour M0 à –21 % pour N03 entre 2025 et 2050) due aux économies d’échelle de la transition (cf. paragraphe précédent : la demande croît plus vite que le coût total annualisé).
2. **Substitution du fossile à l’électrique dans les usages des ménages**, imposée par la trajectoire SNBC. Le chauffage et l’eau chaude sanitaire passent du gaz/fioul vers les pompes à chaleur électriques. Et comme les combustibles fossiles affichent un prix moyen au MWh utile plus élevé (pétrole $\approx$ 140–200 €/MWh, gaz $\approx$ 80–100 €/MWh hors crise) et une volatilité nettement supérieure à l’électricité (dépendance aux importations, crises géopolitiques), leur diminution proportionnelle réduit la facture énergétique totale des ménages.
3. **Hausse du revenu disponible réel** (à pouvoir d’achat constant, donc hors inflation), ce qui mécaniquement abaisse le ratio des dépenses par rapport au revenu.

Pourquoi les scénarios à forte composante nucléaire décroissent plus vite? Les scénarios N1, N2 et N03 (mix nucléaire maintenu ou renforcé) font diminuer le poids plus fortement que M0, M1 et M23 (sortie nucléaire), pour une raison apparente qui est l’amortissement du parc nucléaire historique. Les quelques 63 GW de nucléaire français, mis en service entre 1977 et 2002, sont comptablement amortis dans le modèle : ils ne portent donc plus de CAPEX annualisé et produisent à faible coût. Conserver ce parc, comme le font les scénarios N, plutôt que de le remplacer massivement par des EnR neuves, abaisse mécaniquement le coût annualisé total du système (N03 : –21 % sur le prix de l’électricité, contre –6 % pour M0), une baisse qui se répercute directement sur la facture des ménages. Ce choix réduit en outre le volume d’investissement à engager, puisqu’il y a moins de capacité nouvelle à construire.

Scénario	Groupe	2025	2030	2040	2050	Écart bas–haut (2050)
M0	Bas (low)	8,16 %	7,49 %	5,44 %	3,58 %	2,28 pt
	Moyen (middle)	7,92 %	7,10 %	5,05 %	3,29 %	
	Haut (high)	3,43 %	3,04 %	2,08 %	1,30 %	
	Capitaliste (G13)	0,25 %	0,23 %	0,16 %	0,10 %	
M1	Bas (low)	8,16 %	7,46 %	5,37 %	3,49 %	2,22 pt
	Moyen (middle)	7,93 %	7,07 %	4,97 %	3,20 %	
	Haut (high)	3,43 %	3,02 %	2,05 %	1,27 %	
	Capitaliste (G13)	0,25 %	0,23 %	0,16 %	0,10 %	
M23	Bas (low)	8,15 %	7,45 %	5,32 %	3,43 %	2,18 pt
	Moyen (middle)	7,92 %	7,05 %	4,93 %	3,14 %	
	Haut (high)	3,43 %	3,02 %	2,03 %	1,25 %	
	Capitaliste (G13)	0,25 %	0,23 %	0,15 %	0,10 %	
N1	Bas (low)	8,14 %	7,38 %	5,18 %	3,25 %	2,07 pt
	Moyen (middle)	7,91 %	6,99 %	4,80 %	2,98 %	
	Haut (high)	3,43 %	3,00 %	1,98 %	1,18 %	
	Capitaliste (G13)	0,25 %	0,22 %	0,15 %	0,09 %	
N2	Bas (low)	8,14 %	7,34 %	5,09 %	3,23 %	2,06 pt
	Moyen (middle)	7,91 %	6,96 %	4,72 %	2,96 %	
	Haut (high)	3,43 %	2,98 %	1,95 %	1,17 %	
	Capitaliste (G13)	0,25 %	0,22 %	0,15 %	0,09 %	
N03	Bas (low)	8,13 %	7,27 %	5,06 %	3,23 %	2,06 pt
	Moyen (middle)	7,90 %	6,89 %	4,69 %	2,97 %	
	Haut (high)	3,43 %	2,95 %	1,94 %	1,18 %	
	Capitaliste (G13)	0,25 %	0,22 %	0,15 %	0,09 %	

Table 3.2: Charge énergétique totale (électricité + fossile) dans le revenu disponible, par niveau de qualification (moyenne simple des 4 sous-groupes Gini) et pour les capitalistes (G13), pour les six scénarios. Médiane sur les 500 tirages Monte-Carlo. Écart en points entre bas et haut en 2050.

En 2025, les ménages de qualification basse partent d’un taux d’effort énergétique d’un peu plus de 8 % du revenu disponible (8,1–8,2 % selon le scénario), les moyennement qualifiés étant à peine en dessous ($\sim 7,9$ %). Cet ordre de grandeur est cohérent avec les données françaises : l’ONPE fixe le seuil de précarité énergétique à 8 % du revenu disponible pour les 30 % les plus modestes. [10]

Le détail par groupe Gini (Figure 3.9) montre que la précarité se concentre très fortement sur deux groupes : G1 (inactifs faiblement qualifiés) et G2 (inactifs moyennement qualifiés), nettement au-dessus de tous les autres, autour de 17,4 % et 19,6 % en 2025 — soit déjà plus du double du seuil de précarité. Ce sont aussi eux qui connaissent la baisse la plus marquée d’ici 2050 (jusqu’à $\sim 7,4$ et 7,8 %). À l’opposé, les capitalistes (G13) restent sous 0,3 % : l’énergie est, pour eux, un poste budgétaire négligeable.

3.2.5 Coefficient de Gini

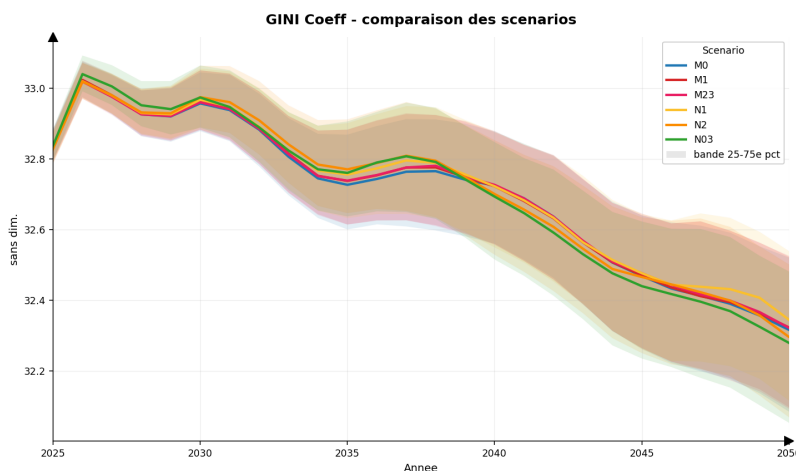


Figure 3.10: Évolution du coefficient de Gini sous les six scénarios RTE, 2020–2060.

Le coefficient de Gini mesure le degré d'inégalité dans la répartition des revenus [11] : il vaut 0 lorsque tous les ménages ont le même revenu (égalité parfaite) et tend vers 1 (ou 100 sur l'échelle utilisée ici) lorsque le revenu est concentré sur une seule personne. Plus il est bas, plus la répartition est égalitaire.

Il faut toutefois insister sur le fait que l'indicateur calculé ici est un coefficient de Gini des revenus : il ne mesure que les écarts de revenu disponible entre ménages, et non leurs dépenses. Il ne capture donc pas la part du revenu effectivement consacrée à l'énergie, ni les différences de structure de consommation d'un groupe à l'autre. Or, dans le cas qui nous intéresse, celui de la justice de la transition énergétique, le poids des dépenses, et en particulier des dépenses énergétiques, sur le budget des ménages importe grandement. Le Gini des revenus n'est donc pas l'indicateur optimal ici pour mon analyse.

Les écarts entre les six scénarios sur ce Gini sont donc très faibles: leurs trajectoires et leurs bandes d'incertitude se chevauchent presque entièrement, de sorte qu'aucun mix électrique ne se distingue nettement des autres sur le plan des inégalités. Cela tient en partie aux nombreuses limites exposées dans ce mémoire : l'absence de différenciation sectorielle entre les filières de production (même décomposition de la GFCF pour le nucléaire, l'éolien ou le solaire), la non-implémentation des importations et de l'hydrogène comme moyens de flexibilité en période de tension, l'absence de finesse sur le contenu importé en matériaux et en travail de chaque secteur, et l'absence de comportement de consommation propre à chaque groupe Gini. Malgré ces limites, et même si certaines valeurs en sont influencées, un effet se dégage: on observe un ruissellement positif de la transition sur les salaires et l'emploi, et donc une diminution du coefficient de Gini, de l'ordre de 0,8 point sur la période. Ce qui reste un peu faible mais décrit plus que juste du bruit et donc peut être interprété comme une évolution positive.

3.3 Émissions de CO₂

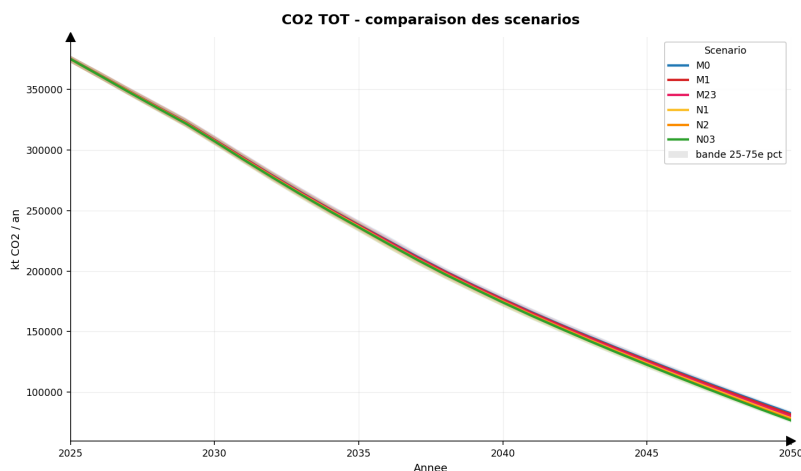


Figure 3.11: Émissions totales de CO₂ liées au système énergétique français (combustion directe + cycle de vie de l'électricité), six scénarios RTE, 2020–2060.

Ce graphique illustre la décarbonation effective du système énergétique français à l'horizon 2050. Les émissions totales de CO₂ (combustion directe et cycle de vie de l'électricité) chutent d'environ 375 Mt en 2025 à près de 80 Mt en 2050, soit une baisse de l'ordre de 78 %, conforme aux hypothèses de la SNBC présentées au chapitre 1.

Comme pour les autres indicateurs, les six scénarios sont quasi indistinguables : leurs trajectoires se superposent presque entièrement. C'est attendu, car la baisse des émissions est pilotée par la trajectoire commune de la SNBC (électrification des usages, décarbonation des procédés) et non par le choix du mix électrique. Le mix agit surtout sur le coût et la répartition des revenus, et très peu sur le volume total d'émissions.

Il est par ailleurs normal que les émissions ne s'annulent pas strictement en 2050. D'une part, la neutralité carbone s'entend à l'échelle de la France entière, et non secteur par secteur : un secteur peut rester émetteur tant que l'ensemble est compensé. D'autre part, subsiste une part irréductible d'émissions liées au cycle de vie des moyens de production — extraction des matériaux, fabrication et construction des installations — même pour les filières bas-carbone.

4. Discussion

Comme évoqué dans les chapitres méthodologiques, plusieurs limites conditionnent les résultats.

4.1 Les limites du modèle

La première limite vient du choix de l'approche exogène : à chaque pas de temps, le modèle lit une demande imposée par les valeurs de RTE. Ce choix permet de comparer les scénarios sur une base commune, mais il a une contrepartie. Il supprime toute rétroaction entre l'économie simulée et la demande ou la composition du mix. Les interactions et les changements de comportement des ménages et des secteurs en fonction de la conjoncture ne sont donc pas pris en compte.

Une deuxième série de limites concerne la finesse de la représentation des ménages. Le coefficient de consommation électrique que j'utilise donne, pour chaque groupe Gini, l'écart à la moyenne nationale actuelle en fonction du revenu. Plusieurs problèmes en découlent. D'abord, il n'y a pas de croisement réel avec la qualification et le statut d'emploi, alors que les groupes Gini sont officiellement définis sur ces critères ; le rôle effectif de ces personnes n'est donc pas forcément respecté. Ensuite, je fais l'hypothèse que l'écart à la moyenne reste constant, même en cas d'évolution des prix ou d'amélioration des conditions de logement comme l'isolation. Le modèle ne contient aucun mécanisme de restriction énergétique : en cas de forte hausse des prix, il suppose que les ménages continuent de payer leur consommation théorique, alors qu'en réalité les plus modestes se restreignent, en baissant le chauffage, en fermant des pièces ou en renonçant à certains usages. Enfin, le modèle ne permet pas de tenir compte des conditions météorologiques différentes selon les zones de résidence, qui influencent pourtant fortement la consommation.

Une troisième limite porte sur la composition énergétique des secteurs. Celle-ci évolue dans le temps, à partir de coefficients dérivés de la trajectoire de transition des ménages décrite dans la SNBC. L'électrification des autres secteurs est également décrite dans la SNBC, mais le découpage sectoriel qu'elle retient ne correspond pas exactement aux secteurs du modèle. Le report de ces trajectoires constitue donc une approximation.

Une quatrième limite porte sur la décomposition sectorielle de l'électricité. Cette répartition est entièrement reprise du cas italien. C'est une hypothèse raisonnable, car le besoin en intrants d'un secteur ayant la même fonction reste globalement comparable d'un pays à l'autre. Par contre, l'Italie ayant abandonné le nucléaire après le référendum de 1987 et fermé ses derniers réacteurs en 1990 [12], sa décomposition est donc structurée un peu différemment de celle de la France, où le nucléaire représente encore environ 65 % de la production d'électricité. En fait, le principal problème est que cette répartition est identique pour toutes les technologies : le modèle suppose donc les mêmes besoins sectoriels pour un panneau solaire, une centrale nucléaire ou un barrage hydroélectrique. En plus, ces parts n'évoluent pas non plus dans le temps, ce qui aurait été moins problématique si la décomposition avait été établie par technologie.

Une cinquième limite concerne le prix du secteur des énergies fossiles, définie uniquement par le prix du pétrole, lui-même maintenu constant sur tout l’horizon. Ce choix de constance est volontaire car il permet d’isoler l’impact de l’électricité. Il a cependant une conséquence. Dans un scénario où le système resterait dépendant du fossile, une crise ou un conflit international pourrait faire fortement monter le prix de l’énergie, comme l’illustre le contexte géopolitique récent (Guerre entre les États-Unis, Israël et l’Iran). Dans ce cas, l’avantage de prix d’une électrification rapide serait encore plus marqué qu’aujourd’hui car la hausse du fossile renforcerait aussi les inégalités. Par exemple, les ménages les plus aisés disposent aujourd’hui plus souvent d’un véhicule électrique (avec un plein estimé à environ 8€ à 10€), tandis que les ménages modestes roulent plus souvent en diesel ou en essence, dont le plein est estimé à environ 110 et 100€ aujourd’hui [13].

Plusieurs de ces limites, du reste, tiennent moins au modèle lui-même qu’au manque de données suffisamment fines : faute de statistiques adaptées, certaines hypothèses ont dû être maintenues constantes ou approximées plutôt que mesurées. Pour beaucoup de ces chiffres manquants, les produire ou les reconstituer demanderait à chaque fois un travail de l’ampleur d’un mémoire à part entière.

4.2 Des écarts socio-économiques réels mais étroits entre scénarios

L’un des grands enseignements que je tire de ma simulation est que les six trajectoires de RTE, une fois injectées dans le modèle EUROGREEN-France, ne produisent pas des futurs radicalement opposés. Les écarts de coût annualisé, de prix moyen de l’électricité, de part de la facture dans le revenu et de coefficient de Gini existent, mais ils restent modestes à l’horizon 2050. Le choix du mix n’est donc pas le déterminant de premier ordre des inégalités : sur ces indicateurs, les six scénarios convergent bien plus qu’ils ne divergent. Les écarts économiques ne suffisent pas à trancher sur le seul critère du coût ; il faut nécessairement faire entrer dans la décision d’autres dimensions, industrielles, environnementales et sociétales.

Selon RTE, si les scénarios se distinguent peu en coût complet, ils se distinguent encore moins dans la trajectoire de sobriété (environ 555 TWh au lieu de 645 TWh en 2050), ce qui n’est pas étonnant vu la capacité moindre en électricité à couvrir : moins de capacité, moins de flexibilité, moins de réseau. Le coût annuel complet baisse alors de 10 à 15 % à l’horizon 2060 par rapport à la référence [3]. Dans cette configuration de sobriété, les écarts entre les familles M et N se resserrent encore, car les besoins de flexibilité, qui pénalisent surtout les scénarios M, diminuent davantage ; le classement n’est pas pour autant inversé, et les scénarios N restent les moins coûteux.

4.3 Le mix compte peu, la redistribution est centrale

J’en arrive au point qui me paraît le plus important, et c’est ma principale conclusion : si le mix départage si peu les scénarios sur le plan social, c’est que la justice d’une transition se joue ailleurs. Les écarts d’inégalités et de prix entre scénarios ne sont pas assez grands pour qu’on tranche sur eux seuls ; ce sont les décisions politiques qui les accompagnent qui feront la vraie différence. Il ne faut donc pas attendre de la transition énergétique qu’elle

réduise les inégalités par elle-même, même si elle peut assurer un contrôle plus grand et interne du prix de l'énergie ; on devrait au contraire l'assortir systématiquement de politiques de redistribution explicites, sans quoi son effet social restera marginal. Les conclusions de la thèse de Till Heydenreich sont très intéressantes sur ce point, car il indique qu'"il n'existe aucune mesure isolée capable d'induire à elle seule une transition juste : celle-ci exige un ensemble cohérent de mesures coordonnées, au premier rang desquelles une redistribution authentique du haut vers le bas." [5, chapitre 5, sections 5.5 et 5.3.1] Il montre surtout que la transition en elle-même ne réduit que faiblement les inégalités : son scénario fondé sur la seule transition (« green baseline ») atteint les plus bas niveaux d'émissions mais ne réduit presque pas le Gini. Selon lui, elle ne devient un véritable levier de justice qu'à une condition : reverser aux ménages le produit du coût carbone, faute de quoi un instrument comme la taxe carbone peut au contraire aggraver les inégalités.

La même conclusion ressort de l'étude sur la taxe carbone en Italie [14] menée avec le modèle EUROGREEN : prise isolément, la taxe carbone n'a qu'un effet limité sur les émissions (2 % d'écart à l'horizon 2050) et se révèle régressive ; mais dès que son produit est redistribué aux bas revenus, elle améliore le Gini d'environ deux points. Cette leçon n'est pas propre à la taxe carbone. Pour les mesures de transition qui renchérissent l'énergie ou la consommation, l'acceptabilité tient moins au dispositif retenu qu'à la manière dont on en répartit les coûts entre les ménages.

Mes résultats le confirment : à mix donné, une mesure de redistribution déplace davantage le Gini et le taux de précarité que le passage d'un scénario à l'autre.

4.4 Le volet environnemental

La transition a aussi un but environnemental. Or tout mode de production a une incidence sur l'environnement, et celle-ci ne se réduit ni à un indicateur unique et monétisé, ni même à la seule empreinte carbone. La SNBC, tout comme l'Accord de Paris, se concentre en effet presque entièrement sur la lutte contre le changement climatique, qui n'est pourtant qu'une seule des limites planétaires. Elle n'évalue pas les autres : l'intégrité de la biosphère, le changement d'usage des sols, l'utilisation de l'eau douce, les flux biogéochimiques (azote et phosphore), les entités nouvelles (pollution chimique), la charge en aérosols ou l'acidification des océans. « Dans les débats politiques actuels, l'essentiel de l'attention est porté au changement climatique. Étant donné les synergies existantes entre le changement climatique et les autres défis de soutenabilité, on pourrait se demander jusqu'où la mise en œuvre de l'Accord de Paris permettrait d'atteindre l'objectif de vivre à l'intérieur des limites planétaires. [...] Cela nécessite une approche plus large, à l'échelle du système Terre tout entier, dans l'élaboration des politiques, allant au-delà du changement climatique et de la biodiversité, tout en tenant compte des synergies et des arbitrages entre les limites planétaires. » [6] Cela signifie que même si la France atteint la neutralité carbone, un objectif majeur et difficile, d'autres limites planétaires peuvent rester franchies : en évaluer les impacts est tout aussi essentiel pour garantir une véritable soutenabilité écologique. C'est dans cet esprit que RTE mène une analyse environnementale portant sur plusieurs dimensions au-delà des seules émissions de carbone, et sur lesquelles, là encore, aucun scénario ne se détache nettement.

D'abord, les ressources minérales : la transition met fin à la dépendance aux fossiles mais en crée une nouvelle, intensive en métaux (cuivre, aluminium, acier et béton pour les renouvelables et le réseau, lithium, cobalt et nickel pour les batteries), alors que la France

importe la quasi-totalité des métaux qu'elle consomme ; la sobriété apparaît ici comme un levier de réduction important [3] .

Sur l'occupation des sols, le système occuperait 1 à 1,6 million d'hectares en 2050, soit 2 à 3 % du territoire métropolitain contre environ 1 % aujourd'hui, davantage dans les scénarios renouvelables ; il faut toutefois nuancer ce chiffre, car l'essentiel de ces surfaces reste accessible à des co-usages agricoles ou naturels, le seul vrai point de vigilance étant le photovoltaïque au sol [3].

Ensuite vient la grande question des déchets radioactifs, qui ne concerne donc que les scénarios N. La prolongation et le développement du parc produisent des déchets de haute et moyenne activité à vie longue, à peu près proportionnels à la production, dont la gestion repose sur le stockage géologique profond (projet Cigéo) [3]. La question de leur gestion, et même celle de savoir s'ils sont gérables et si nous devrions en produire, est centrale. Enfin, la pollution atmosphérique, responsable d'environ 7 % des décès en France, diminue dans tous les scénarios : la décarbonation offre donc ce co-bénéfice sanitaire majeur, le seul point qui ne s'améliore pas étant le chauffage à la biomasse, dont l'usage augmente et qui émet lui aussi des particules fines nocives pour la santé [3].

En conclusion, il faut accepter qu'aucun scénario ne soit systématiquement préférable : les scénarios nucléaires affichent la plus faible emprise au sol et la moindre consommation de matériaux mais concentrent les déchets radioactifs, tandis que les scénarios renouvelables évitent ces déchets au prix d'une emprise et de besoins en minerais plus élevés. Cette absence de hiérarchie nette, sur des dimensions difficilement comparables, conforte l'idée qui traverse tout ce mémoire : le choix du mix relève d'arbitrages de société autant que de calculs.

4.5 La transition comme choix de société

Une fois admis que les scénarios se ressemblent sur le plan économique, l'essentiel de la décision se joue sur des dimensions que le modèle ne capte pas, et qu'il faut nommer une à une.

Au-delà du carbone. La première de ces dimensions, l'environnement, a déjà été traitée plus haut : un système peut atteindre la neutralité carbone tout en franchissant d'autres limites planétaires, et c'est pourquoi le débat ne peut se réduire au seul bilan carbone.

Un effort collectif et un projet politique. La transition est ensuite, et peut-être avant tout, un effort collectif. La vraie question n'est pas seulement technique, elle est sociale : jusqu'où sommes-nous, en tant que société, prêts à être sobres pour réduire notre surconsommation ? La sobriété ne se décrète pas, elle se choisit, et cela en fait un projet éminemment politique. Que peut-on alors mettre en place pour que la transition réussisse vraiment ? On peut penser à des instruments économiques comme la taxe carbone, mais aussi à des leviers plus directs : des plafonds de consommation, ou des règles encadrant les importations les plus polluantes. Faut-il par exemple continuer d'encourager des accords comme le Mercosur [15], qui favorisent l'importation de denrées d'Amérique latine alors que leur transport et leur mode de production pèsent lourd sur le bilan écologique ? Faut-il relocaliser au maximum la production, et faire de l'autosuffisance alimentaire française, qui est techniquement à notre portée, une règle ou du moins un objectif assumé ? Toutes ces décisions

changeraient l’empreinte de notre consommation bien plus profondément que le seul choix du mix électrique. Le plus difficile est de mettre tout cela en œuvre sans appauvrir la population, et surtout sans en faire porter le poids aux plus modestes. C’est là que se joue la justice de la transition : il faut qu’elle soit équitable, que chacun y contribue à hauteur de ses moyens et de ses émissions. Or aujourd’hui une minorité très aisée émet une part démesurée des gaz à effet de serre, parfois autant qu’une large fraction du reste de la population. Cela ouvre des débats concrets et souvent vifs, comme celui de l’interdiction des vols privés intérieurs. Ce sont là des choix de société, pas des paramètres de modèle, et c’est précisément pourquoi je crois qu’ils doivent être tranchés par le débat démocratique et non par le seul calcul économique.

L’indépendance et la souveraineté énergétiques. Une autre dimension qui déborde franchement le calcul économique est l’indépendance énergétique : il me semble qu’on ne peut pas raisonner sur le seul prix quand la souveraineté est en jeu. La SNBC écarte d’ailleurs délibérément l’importation massive de combustibles pour cette raison, et la production bas-carbone confère à la France un avantage comparatif dont la valeur stratégique dépasse sa traduction monétaire [3]. Négawatt aborde la même question par son revers, en analysant la dépendance « sans équivalent dans le monde » de la France à son parc nucléaire et la dimension géopolitique liée au caractère dual, civil et militaire, de cette filière [16, partie 4, pp. 88–89]. La même logique vaut en miroir pour les renouvelables, qui déplacent simplement la dépendance vers les matières premières critiques.

La sûreté, la sécurité et les déchets. Le choix de conserver ou non le nucléaire ne se résume pas non plus à son bilan carbone. Il engage des questions de sûreté (le risque d’accident), de sécurité d’approvisionnement, et surtout de gestion des déchets radioactifs sur des échelles de temps qui dépassent l’entendement humain. La seule question de la responsabilité que nous transmettons aux générations futures, à travers ces déchets à vie longue, est si vaste qu’elle pourrait constituer un mémoire à elle seule. Symétriquement, les systèmes très renouvelables posent la question de la variabilité (que se passe-t-il une nuit sans vent ?) et exigent un bouquet de flexibilité dont la maîtrise n’est pas encore acquise à l’échelle requise. Ce sont des arbitrages de risques et de valeurs, non de prix, et aucun modèle ne peut les trancher à la place des préférences collectives. À cela s’ajoutent le risque industriel (la capacité de la filière nucléaire à monter en puissance après des décennies sans chantier, contre le rythme de déploiement record exigé des scénarios renouvelables, que RTE qualifie par endroits de « difficilement atteignable »), l’empreinte territoriale, et les enjeux d’acceptabilité et d’appropriation citoyenne des infrastructures.

L’éthique des matériaux. Enfin, il faut regarder d’où viennent les ressources et à quel prix humain. Qu’il s’agisse de l’uranium ou du plutonium pour le nucléaire, ou des métaux indispensables au photovoltaïque et à l’éolien (cuivre, lithium, cobalt, nickel, silicium, terres rares), une grande partie est extraite hors d’Europe, parfois dans des conditions sociales et environnementales très dégradées. Se demander dans quelles conditions travaillent les mineurs, et à quel coût écologique local ces matériaux sont extraits, fait partie intégrante d’une transition que l’on voudrait juste. Le seul bilan carbone du système français occulte cette dimension, pourtant déterminante si l’on prend au sérieux l’idée d’une transition équitable à l’échelle mondiale, et pas seulement à l’échelle nationale. En définitive, ma contribution est d’ajouter au débat la dimension distributive qui lui manquait, et mon principal résultat est, en un sens, d’en relativiser l’objet : au regard de la justice sociale, la transition « avec ou sans nucléaire » importe moins que les politiques de redistribution et les choix collectifs dont on décidera de l’accompagner. Mais ce constat ne dissout pas la décision, il la remplace

là où elle doit se prendre. Le choix d'un mix engage la souveraineté, la sûreté, la sécurité d'approvisionnement, le rapport au territoire, au risque et aux ressources, et un certain projet de société. L'analyse économique, y compris la mienne, peut éclairer ces arbitrages ; elle ne peut ni ne doit les remplacer.

Conclusion

En conclusion, l'étude "Futurs énergétiques 2050" du RTE [3] a proposé six scénarios de transition et les a comparés sur leurs coûts, leur faisabilité industrielle et leur empreinte environnementale. J'ai ensuite injecté ces trajectoires dans le modèle macroéconomique EUROGREEN-France, après y avoir implémenté un module sur le secteur de l'électricité afin de mesurer leurs effets sur l'économie française et plus spécifiquement la manière dont ils se répercutent sur les ménages et sur les inégalités.

Même si il y a plusieurs limites au modèle, elles n'invalident pas le travail pour autant ; elles en fixent le statut. Un modèle de ce type ne peut prédire l'avenir : il compare des scénarios et met en évidence des mécanismes et des tendances. La modélisation reste d'ailleurs souvent une "boîte noire" pour le lecteur, c'est-à-dire un système dont on voit les résultats sans en percevoir les mécanismes internes, et ses résultats chiffrés peuvent donner une fausse impression de précision et d'autorité scientifique, alors qu'ils reposent sur de fortes incertitudes, structurelles comme paramétriques, et sur des hypothèses implicites. En prolongeant la formule de George Box, déjà reprise par Till Heydenreich selon laquelle « tous les modèles sont faux, mais certains sont utiles » [17], Sgouridis et ses co-auteurs ajoutent que « tous les modèles sont subjectifs, mais peu le reconnaissent » [18]. C'est dans cet esprit qu'il faut lire mes résultats ici aussi : comme des ordres de grandeur relatifs, des trajectoires et non comme des prévisions.

Trois enseignements en ressortent. Comparés sur ce terrain socio-économique qui leur manquait, les six scénarios ne dessinent pas des futurs opposés : leurs écarts de prix, d'inégalités et de précarité restent modestes à l'horizon 2050, et le classement distributif coïncide avec celui des coûts, les trajectoires nucléaires demeurant légèrement moins chères. La transition réduit par ailleurs peu les inégalités à elle seule : le coefficient de Gini ne recule que d'environ 1 point sur la période, grâce à une légère redistribution du capital vers les salariés et les retraités. Un résultat est toutefois clair : elle ne les aggrave pas non plus. Si elle exige des investissements considérables, ses effets sur l'économie ne sont, au final, pas néfastes. Finalement, ces écarts entre scénarios pèsent bien moins sur les inégalités que les politiques de redistribution susceptibles de les accompagner : la justice d'une transition se joue donc moins dans le choix du mix que dans l'architecture sociale dont on l'assortit.

En France, le coefficient de Gini du niveau de vie avoisine 0,30 [19] et près de 16 % de la population vit sous le seuil de pauvreté monétaire [20]. La précarité énergétique touche environ 3,1 millions de ménages en 2023, soit près de 11 % d'entre eux, et près de 1,2 million ont subi en 2024 une coupure ou une réduction de puissance pour impayés, en hausse de 24 % sur un an. Plus d'un tiers des Français, environ 35 %, déclarent avoir eu froid dans leur logement au cours de l'hiver [10]. Ces niveaux ne se résorberont pas d'eux-mêmes au fil de la transition : quel que soit le mix retenu, celle-ci doit s'accompagner de mesures de redistribution explicites, sans quoi la question de savoir qui paie l'énergie restera entière.

La thèse de Till Heydenreich sur le système italien [5] permet d’aiguiller la réflexion vers les mesures qui ont véritablement un effet sur les inégalités. Réduire ces dernières repose principalement sur quatre leviers :

- une redistribution effective du haut vers le bas, qui soutient les bas revenus par des transferts, un impôt plus progressif, un Revenu de base ou une garantie d’emploi, tout en plafonnant les plus hauts revenus ;
- un déploiement rapide des renouvelables, complété par des mesures pesant sur les revenus les plus élevés, pour compenser la hausse de consommation et d’émissions qu’entraîne le soutien aux ménages modestes ;
- un prix du carbone dont les recettes sont reversées aux ménages, ce qui neutralise son caractère régressif ;
- une RTT, qui préserve l’emploi lorsque l’activité ralentit.

À l’inverse, les seuls gains d’efficacité énergétique ne ressortent pas comme un levier déterminant.

Sur le plan technique, les six trajectoires de RTE sont d’ailleurs toutes atteignables, certaines plus difficilement que d’autres, qu’il s’agisse du rythme de déploiement record exigé des renouvelables ou de la remontée en puissance de la filière nucléaire. Mais quelque chose est sûr : aujourd’hui, il y a urgence à engager et à accélérer la transition. Les réseaux électriques doivent être profondément renforcés et accompagnés de capacités de stockage : sans cela, la montée des productions renouvelables variables expose le système à des surtensions et à des sous-tensions, faute de pouvoir équilibrer en permanence l’offre et la demande. Plus on tarde, plus l’adaptation des infrastructures sera coûteuse et brutale, alors qu’elle pourrait être lissée si elle était entamée dès maintenant.

Cette accélération a aussi une dimension politique. Il faut s’affranchir autant que possible de la dépendance énergétique aux autres régions du monde, sous peine de rester exposé aux pénuries de carburant et aux chocs de prix que provoquent les crises et les conflits internationaux. Une production bas-carbone et largement domestique est, à ce titre, un facteur de souveraineté autant que de décarbonation, et cette valeur stratégique ne se réduit pas à sa traduction monétaire.

Il faut enfin réfléchir à réduire notre consommation personnelle et à faire évoluer nos habitudes. Mais cette responsabilité ne peut pas reposer sur les seuls individus : elle appelle une organisation et une action de niveau structurel et étatique, pensées pour le long terme. Un effort énergétique rapide et une réduction structurelle de certaines productions et consommations, assortie de mesures compensatoires telles qu’une RTT pour préserver l’emploi font parties des solutions et pistes à prendre.

Au fond, ces différents leviers poursuivent un même but : un avenir prospère. Or celui-ci ne pourra exister sans stabilité énergétique, d’autant que nos vies quotidiennes dépendent chaque jour davantage de l’énergie. Stabilité des réseaux et des approvisionnements, stabilité des prix, mais aussi stabilité sociale, c’est-à-dire une transition dont le coût ne pèse pas sur les plus modestes. Le choix du mix électrique en est une condition nécessaire, mais jamais suffisante : ce sont l’architecture redistributive et les choix collectifs qui l’accompagnent qui

décideront, in fine, si cette transition est juste.

J'espère, à mon échelle, avoir contribué à faire avancer ces questions de recherche et à rappeler l'urgence d'une transition énergétique qui ne soit pas seulement décarbonée et techniquement viable, mais aussi juste, durable et sociale. Le modèle développé ici n'en est qu'un début : une première implémentation de la transition énergétique du système électrique français et de ses effets sur l'économie. Il demande à être prolongé, d'abord par des données plus précises et propres à la France, ensuite en l'élargissant vers une représentation plus générale du futur énergétique du pays, de manière à pouvoir y tester d'autres mesures, économiques comme politiques.

Je voudrais enfin insister sur l'importance de ce type de modèle macroéconomique. La France connaîtra des élections en 2027, dans une période où le « bon sens »¹, cette intuition immédiate présentée comme une évidence partagée, est trop souvent opposé à l'analyse. Il me semble essentiel de rappeler que des travaux scientifiques, qu'ils soient d'ingénierie, d'économie, de sociologies ou bien d'autres, existent pour éclairer et donner un fondement à ces choix politiques. Même imparfaits, ils sont le fruit de mois, d'années, parfois de décennies de recherche menée avec rigueur par des experts, et c'est à ce titre qu'ils méritent toute leur place dans le débat démocratique, aux côtés des convictions et non en dessous d'elles.

¹Clément Viktorovitch, politiste spécialiste de la rhétorique et de l'analyse du discours politique, enseignant à Sciences Po et auteur de « Le Pouvoir rhétorique » [21], analyse le « bon sens » comme un procédé rhétorique qui est de : *présenter une position comme une évidence partagée, et donc indiscutable qui permet de la soustraire à l'examen critique*. Il met en garde contre son instrumentalisation, par laquelle une idéologie ou un intérêt particulier se fait passer pour une vérité neutre et naturelle.

Liste des acronymes

ADEME Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie

AIE Agence Internationale de l'Énergie : organisation intergouvernementale basée à Paris, créée en 1974 dans le sillage du choc pétrolier, qui produit des analyses, des statistiques et des prospectives sur les marchés et les politiques énergétiques mondiales

ASN Autorité de Sûreté Nucléaire

BTP Bâtiment et Travaux Publics

CAPEX Capital Expenditure

CCGT Combined Cycle Gas Turbine

CfD Contract for Difference

CGE Modèle d'équilibre général calculable : famille de modèles macroéconomiques très utilisée pour évaluer les politiques économiques, notamment par le FMI, la Banque mondiale, l'OCDE, le Trésor français ou l'ADEME. Ces modèles supposent que l'offre détermine les quantités produites via des marchés qui s'ajustent automatiquement par les prix jusqu'à atteindre un équilibre simultané sur l'ensemble des marchés

CMPC Coût Moyen Pondéré du Capital

CPI Consumer Price Index

CTA Contribution Tarifaire d'Acheminement

EDF Électricité de France

ELG Electricity and Gas

EnR Énergies Renouvelables

EPR2 European Pressurized Reactor, deuxième génération : réacteur nucléaire à eau pressurisée de génération III+. L'EPR désigne la première version (Flamanville, Olkiluoto, Taishan, Hinkley Point) ; l'EPR2 en est une évolution simplifiée et optimisée pour la construction en série, retenue pour le nouveau programme nucléaire français

EU KLEMS EU level analysis of capital, labour, energy, materials and service inputs : base de données européenne fournissant des comptes de croissance détaillés par secteur (capital, travail, énergie, matières, services), utilisée pour étudier la productivité, l'investissement et la décomposition de la croissance économique

GFCF Gross Fixed Capital Formation

GIEC Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat

INSEE Institut National de la Statistique et des Études Économiques : institut public français chargé de la production, de l'analyse et de la diffusion des statistiques officielles sur l'économie et la société française

IRENA International Renewable Energy Agency

IRIS Îlots Regroupés pour l'Information Statistique : découpage géographique infracommunal défini par l'INSEE pour diffuser des statistiques locales. Chaque IRIS regroupe environ 2 000 habitants et constitue la plus petite maille territoriale pour laquelle des données socio-économiques homogènes sont disponibles en France

IS Impôt sur les Sociétés : impôt direct prélevé sur les bénéfices réalisés par les entreprises. Levier de politique publique utilisé pour influencer l'investissement, la redistribution du capital et le financement de la transition

ISCED International Standard Classification of Education

LCOE Levelized Cost of Electricity

NACE Nomenclature statistique des Activités économiques dans la Communauté Européenne

NNF Nouveaux Nucléaires Français

OCDE Organisation de Coopération et de Développement Économiques : organisation internationale regroupant une quarantaine de pays développés, qui produit des analyses, des statistiques et des recommandations sur les politiques économiques, sociales et environnementales

ONPE Observatoire National de la Précarité Énergétique

OPEX Operational Expenditure

P2G Power-to-Gas

PAC Politique Agricole Commune

PPE Programmation Pluriannuelle de l'Énergie : feuille de route énergétique de l'État français, fixée par décret, qui définit les priorités et les trajectoires concrètes de la politique énergétique sur deux périodes successives de cinq ans et traduit en actions les objectifs de la SNBC

RTE Réseau de Transport d'Électricité

RTT Réduction du Temps de Travail : politique publique consistant à diminuer la durée légale ou conventionnelle du travail hebdomadaire, sans nécessairement réduire la rémunération. Présentée comme un levier potentiel pour partager l'emploi, réduire les consommations énergétiques et améliorer le bien-être

SFC Stock-Flow Consistent : approche de modélisation macroéconomique imposant une cohérence comptable totale entre les stocks et les flux, chaque flux monétaire reliant deux comptes et chaque actif financier ayant pour contrepartie un passif, si bien que rien n'apparaît ni ne disparaît sans contrepartie

SMIC Salaire Minimum Interprofessionnel de Croissance

SMR Small Modular Reactor

SNBC Stratégie Nationale Bas-Carbone

STEP Station de Transfert d'Énergie par Pompage : installation de stockage hydraulique qui pompe l'eau vers un réservoir d'altitude lorsque l'électricité est abondante et bon marché, puis la fait redescendre à travers une turbine pour produire de l'électricité lors des pics de demande

TAC Turbine à Combustion

TICPE Taxe Intérieure de Consommation sur les Produits Énergétiques

TPES Total Primary Energy Supply

TTC Toutes Taxes Comprises

TURPE Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité

TVA Taxe sur la Valeur Ajoutée : impôt indirect prélevé sur la consommation de biens et de services, payé in fine par le consommateur final. Son taux peut être modulé pour orienter la consommation (taux réduit sur les biens essentiels, taux majoré sur les biens polluants). En France, le taux normal est de 20%, et il s'applique à la consommation d'énergie (électricité, gaz, carburants), avec quelques taux réduits historiques sur la part abonnement progressivement harmonisés

UCC Unit Cost of Capital

WID.world World Inequality Database : base de données internationale coordonnée par le World Inequality Lab, qui rassemble des séries historiques et harmonisées sur la répartition des revenus et des patrimoines dans plus de cent pays

WIOD World Input-Output Database : base de données internationale fournissant des tableaux entrées-sorties multi-pays et multi-sectoriels, utilisés pour analyser les chaînes de valeur mondiales, les échanges commerciaux et les empreintes environnementales

Glossaire

- autoconsommation** Consommation par un producteur de tout ou partie de l'électricité qu'il produit lui-même, typiquement via des panneaux solaires
- cost-push** Mécanisme de formation des prix par addition des coûts (salaires, marge, inputs), par opposition à une formation par confrontation de l'offre et de la demande
- effet falaise** Perte brutale de capacité lorsqu'un grand nombre de réacteurs atteignent leur fin de vie au même moment
- effet rebond** Hausse de consommation induite par l'amélioration du confort ou de l'efficacité, qui absorbe une partie des économies d'énergie attendues
- effets d'échelle** Baisse du coût unitaire d'un bien ou d'une technologie à mesure que les volumes produits ou installés augmentent, les coûts fixes étant répartis sur une production plus grande et les achats massifiés
- Eurostat** Office statistique de l'Union européenne, chargé de produire et de diffuser des statistiques harmonisées sur l'économie, la population, l'environnement et les politiques sociales des États membres
- facteurs de charge** Rapport entre l'énergie réellement produite par une installation et celle qu'elle produirait à puissance maximale en continu sur la même période
- inverse de Leontief** Matrice $(I - A)^{-1}$ reliant la demande finale à la production de chaque secteur, directs et indirects compris
- limites planétaires** Ensemble de neuf seuils environnementaux identifiés par le Stockholm Resilience Centre, dont le dépassement compromet la stabilité du système Terre
- Modèle de macrosimulation dynamique** Modèle économique qui simule l'évolution d'une économie dans le temps en représentant explicitement les interactions entre ses principaux agents (ménages, entreprises, État, reste du monde) et les flux qui les relient (production, consommation, investissement, revenus, impôts). À la différence d'un modèle statique, il décrit une trajectoire pas à pas sur plusieurs années, permettant d'étudier les effets cumulés et différés de politiques publiques, de chocs économiques ou de transitions de long terme
- mutualisation** Regroupement de plusieurs projets de production pour qu'ils partagent les mêmes équipements de raccordement au réseau, ce qui réduit les coûts et l'emprise des infrastructures
- Nature Sustainability** Revue scientifique publiée mensuellement depuis 2018 par Nature Research (groupe Springer Nature), consacrée à la durabilité et à ses interactions avec les systèmes naturels, sociaux et techniques
- performance gap** Écart entre la performance énergétique théorique d'un bâtiment estimée avant travaux et la consommation réellement observée après rénovation

Permutation feature importance Méthode d'évaluation de l'importance des variables explicatives dans un modèle d'apprentissage automatique. Elle consiste à permuter aléatoirement les valeurs d'une variable et à mesurer la dégradation de la performance prédictive du modèle : plus la performance chute, plus la variable est jugée importante. L'avantage est de pouvoir être appliquée à tout modèle, indépendamment de sa structure interne

post-keynésienne Courant hétérodoxe de la pensée économique qui considère que la production est tirée par la demande, que la distribution des revenus a des effets macroéconomiques réels et que la monnaie n'est jamais neutre

Random forest Algorithme d'apprentissage automatique supervisé qui combine un grand nombre d'arbres de décision entraînés sur des sous-échantillons aléatoires des données. La prédiction finale résulte d'un vote majoritaire (classification) ou d'une moyenne (régression) des arbres individuels. Cette agrégation réduit le surapprentissage et améliore la robustesse des prédictions par rapport à un arbre unique

Revenu de base Allocation monétaire versée régulièrement par l'État à chaque individu, sans condition de ressources ni de contrepartie. Mesure de redistribution visant à garantir un revenu plancher et à réduire les inégalités, parfois envisagée comme accompagnement social d'une transition énergétique

sobriété Réduction de la demande d'énergie par un changement des usages, distincte de l'efficacité

Tax-Benefit Model Modèle de microsimulation qui reproduit le système socio-fiscal d'un pays (impôts, cotisations, prestations et transferts sociaux) afin de calculer, pour chaque type de ménage, le passage du revenu brut au revenu disponible. Développé et maintenu par l'OCDE, il sert à comparer les effets redistributifs des politiques fiscales et sociales entre pays

Taxe carbone Taxe pigouvienne appliquée aux émissions de gaz à effet de serre, généralement proportionnelle au contenu carbone des produits ou des énergies consommées. Elle vise à internaliser le coût environnemental des émissions et à orienter les comportements vers des choix moins carbonés

thermique décarboné Production d'électricité par des centrales thermiques alimentées non par des énergies fossiles mais par des combustibles décarbonés, comme l'hydrogène ou le gaz vert produits localement, mobilisée surtout comme appoint flexible lors des pics de demande

Économie écologique Courant économique qui inscrit l'activité économique dans les flux d'énergie et de matières et dans les contraintes biophysiques de la planète, plutôt que de la traiter comme un système clos

Bibliography

- [1] Nations Unies / CCNUCC. “Accord de Paris”. In: (2015). URL: https://unfccc.int/sites/default/files/french_paris_agreement.pdf.
- [2] Ministère de la Transition écologique et solidaire. *Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC)*. Rapport. Ministère de la Transition écologique et solidaire, Mar. 2020. URL: <https://www.ecologie.gouv.fr/strategie-nationale-bas-carbone-snbc>.
- [3] *Carbon Neutrality - Energy Pathways to 2050 / RTE*. <https://analysesetdonnees.rte-france.com/en/publications/energy-pathways-2050>.
- [4] Simone D’Alessandro et al. “Feasible Alternatives to Green Growth”. In: *Nature Sustainability* 3.4 (Mar. 2020), pp. 329–335. ISSN: 2398-9629. DOI: [10.1038/s41893-020-0484-y](https://doi.org/10.1038/s41893-020-0484-y).
- [5] Till Heydenreich. “Ecological Macroeconomics: The Path towards a Just Low-Carbon Transition for Countries in the European Union”. Thèse de doctorat. Universitat Autònoma de Barcelona, 2024.
- [6] Detlef P. van Vuuren et al. “Exploring Pathways for World Development within Planetary Boundaries”. In: *Nature* 641.8064 (May 2025), pp. 910–916. ISSN: 1476-4687. DOI: [10.1038/s41586-025-08928-w](https://doi.org/10.1038/s41586-025-08928-w).
- [7] Peter H. G. Berkhout, Jos C. Muskens, and Jan W. Velthuisen. “Defining the Rebound Effect”. In: *Energy Policy* 28.6 (June 2000), pp. 425–432. ISSN: 0301-4215. DOI: [10.1016/S0301-4215\(00\)00022-7](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(00)00022-7).
- [8] Andre Cieplinski et al. “Supplementary Information : Feasible Alternatives to Green Growth”. In: (2020).
- [9] Salma Alami. “Les effets de revenu des ménages sur le niveau de consommation électrique (à l’échelle du département d’Indre-et-Loire)”. Directeur de recherche : Mindjid Maizia. MA thesis. Projet de fin d’études, 2013.
- [10] *Tableau de bord 2025 de l’ONPE*. <https://onpe.org/tableau-de-bord-2025>.
- [11] Corrado Gini. “Measurement of Inequality of Incomes”. In: *The Economic Journal* 31.121 (1921), pp. 124–126. ISSN: 0013-0133. DOI: [10.2307/2223319](https://doi.org/10.2307/2223319). JSTOR: [2223319](https://www.jstor.org/stable/2223319).
- [12] World Nuclear Association. *Nuclear Power in Italy*. <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-g-n/italy>.
- [13] *Carburant mai 2026 : prix, tendances et aides disponibles*. <https://prix-du-carburant.com/actualites/carburant-mai-2026-prix-tendances-aides/>. May 2026.
- [14] Tiziano Distefano and Simone D’Alessandro. “Introduction of the Carbon Tax in Italy: Is There Room for a Quadruple-Dividend Effect?” In: *Energy Economics* 120 (Apr. 2023), p. 106578. ISSN: 01409883. DOI: [10.1016/j.eneco.2023.106578](https://doi.org/10.1016/j.eneco.2023.106578).
- [15] Toute l’Europe. *Commerce : qu’est-ce que l’accord de libre-échange entre le Mercosur et l’Union européenne ?* <https://www.touteleurope.eu/economie-et-social/commerce-qu-est-ce-que-l-accord-de-libre-echange-entre-le-mercotur-et-l-union-europeenne/>.

- [16] Association négaWatt. *Scénario négaWatt 2022 – Partie 4 : Le scénario en détail*. Tech. rep. Association négaWatt, 2022.
- [17] G.~E.~P.~Box. “Robustness in the Strategy of Scientific Model Building.” In: (1979).
- [18] Sgouris Sgouridis et al. “Visions before Models: The Ethos of Energy Modeling in an Era of Transition”. In: *Energy Research & Social Science* 88 (June 2022), p. 102497. ISSN: 2214-6296. DOI: [10.1016/j.erss.2022.102497](https://doi.org/10.1016/j.erss.2022.102497).
- [19] *Niveau de Vie et Indicateurs d’inégalités / Insee*. <https://www.insee.fr/fr/statistiques/2491918>.
- [20] *Les inégalités et la redistribution*. <https://www.fipeco.fr/fiche/Les-in%C3%A9galit%C3%A9s-et-la-redistribution>.
- [21] Clément Viktorovitch. *Le Pouvoir rhétorique : apprendre à convaincre et à décrypter les discours*. Paris: Seuil, 2021.

UNIVERSITÉ CATHOLIQUE DE LOUVAIN
École polytechnique de Louvain

Rue Archimède, 1 bte L6.11.01, 1348 Louvain-la-Neuve, Belgique | www.uclouvain.be/epl