



**HAL**  
open science

# **Modélisation prospective de la décarbonation du système électrique européen : Enjeux pour une électricité environnementalement soutenable et socialement acceptable**

Victor Guillot

## ► To cite this version:

Victor Guillot. Modélisation prospective de la décarbonation du système électrique européen: Enjeux pour une électricité environnementalement soutenable et socialement acceptable. Optimisation et contrôle [math.OC]. Université Paris sciences et lettres, 2025. Français. ⟨NNT : 2025UPSLM007⟩. ⟨tel-05154464⟩

**HAL Id: tel-05154464**

**<https://pastel.hal.science/tel-05154464v1>**

Submitted on 9 Jul 2025

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

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



HAL Authorization

**THÈSE DE DOCTORAT**  
**DE L'UNIVERSITÉ PSL**

Préparée à Mines Paris-PSL

**Modélisation prospective de la décarbonation du système  
électrique européen : Enjeux pour une électricité  
environnementalement soutenable et socialement  
acceptable**

Soutenue par

**Victor GUILLOT**

Le 31 janvier 2025

École doctorale n°84

**Sciences et technologies  
de l'information et de la  
communication**

Spécialité

**Contrôle,      Optimisation,  
Prospective**

Composition du jury :

Natacha Gondran  
Professeure, Mines Saint-Étienne      *Rapporteuse*

François Mirabel  
Professeur, Université de Montpellier      *Rapporteur*

Julien Lefèvre  
Ingénieur en Chef des Ponts, des Eaux  
et des Forêts, AgroParisTech      *Examineur*

Nadia Maïzi  
Professeure, Mines Paris-PSL      *Présidente du jury*

Edi Assoumou  
Maître de recherche, Mines Paris-PSL      *Directeur de thèse*



## REMERCIEMENTS

---

À Edi Assoumou, directeur de thèse, pour sa disponibilité, son écoute et sa confiance. Cette thèse lui doit beaucoup.

À Natacha Gondran et François Mirabel pour avoir accepté de relire le manuscrit ainsi que Nadia Maïzi et Julien Lefèvre pour la participation au jury de thèse.

À Jean-Paul Marmorat pour son aide sur les aspects de calcul numérique, de compléments mathématiques et de code informatique. À Damien Corral pour les enjeux en lien avec le code informatique et la mise en place de solutions de traitement de résultats de TIMES. À Gildas Siggini pour la transmission du modèle et les premiers pas avec TIMES.

À Nadia Maïzi pour avoir accepté de monter ce projet de thèse avec Edi Assoumou.

À Sébastien Folio, Alice Spasaro et Amel Sahli pour leurs contributions aux aspects administratifs en lien avec l'activité du doctorant.

À Gonzalo Guillén Gosálbez pour son accueil pour un échange de trois mois à l'ETH. À Jorge Gata et Margarita Charalambous pour leur aide dans l'apprentissage des outils d'ACV.

À Valérie Roy, pour le suivi du dossier en lien avec le doctorat et plus généralement pour son écoute et ses conseils depuis mon entrée à l'école.

Aux chercheurs du CMA ainsi que du Superlab de l'ETH Zürich pour leur accueil et discussions scientifiques.

À l'Université Côte d'Azur, par le biais du programme DocWalker, et à la fondation Mines Paris Alumni pour leurs contributions financières ayant permis la mobilité avec l'ETH.

À ma famille, particulièrement mes parents et mes frères, pour leur soutien.

## VALORISATION DU TRAVAIL DE THÈSE

---

### *Publications*

Victor GUILLOT et Edi ASSOUMOU (15 mars 2025). « Power and Green Hydrogen Trade Potential between North African and European Countries: Conditions, Challenges, and Sustainability Prospects ». In : *Applied Energy* 382, p. 125209. ISSN : 0306-2619. DOI : [10.1016/j.apenergy.2024.125209](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.125209)

Victor GUILLOT, Gildas SIGGINI et Edi ASSOUMOU (1<sup>er</sup> avr. 2023). « Interactions between Land and Grid Development in the Transition to a Decarbonized European Power System ». In : *Energy Policy* 175, p. 113470. ISSN : 0301-4215. DOI : [10.1016/j.enpol.2023.113470](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113470)

### *Conférences*

Victor GUILLOT et Edi ASSOUMOU (juin 2024a). « Feasibility of Hydrogen Trade between Europe and North Africa ». In : *International Energy Workshop (IEW) 2024*. International Energy Workshop (IEW) 2024. Bonn, Germany

Victor GUILLOT et Edi ASSOUMOU (déc. 2023). « Combined Decarbonization of the European and North African Power Systems: An Emphasis on Hydrogen Trade ». In : 15th International Conference on Applied Energy. Qatar, Doha

Victor GUILLOT, Gildas SIGGINI et Edi ASSOUMOU (août 2022). « Local and Decentralized or Global and Centralized: Assessment of Two Paradigms for the European Power System Decarbonization ». In : *EnerarXiv*. 14th International Conference on Applied Energy (ICAE2022). Bochum, Germany. URL : <http://www.enerarxiv.org/page/thesis.html?id=3955>

Victor GUILLOT, Gildas SIGGINI et Edi ASSOUMOU (déc. 2021). « Land-Use and European Power System Transition to Carbon Neutrality: Implications, Challenges and Optimal Mix ». In : *EnerarXiv*. 13th International Conference on Applied Energy (ICAE2021). Bangkok, Thailand. URL : <http://www.enerarxiv.org/page/thesis.html?id=3600>

## *Posters*

Victor GUILLOT et Edi ASSOUMOU (juin 2024b). « Integration of Land Use in a TIMES Model of the European Power System ». Poster. 12th European Open Energy Modelling Workshop (Grenoble, France)

## RÉSUMÉ

---

Le système électrique est au cœur de la lutte contre le changement climatique à cause de sa dépendance actuelle aux énergies fossiles mais également de sa capacité à décarboner des usages grâce à l'électrification. L'Europe vise à atteindre la neutralité carbone en 2050, objectif qui s'applique également au système électrique. Cet objectif implique des changements importants avec la sortie des technologies basées sur les combustibles fossiles mais également l'intégration des énergies renouvelables variables. Les conséquences dépassent les seuls aspects technico-économiques car ces transformations ont un impact sur l'acceptation sociale ainsi que la soutenabilité environnementale du système électrique. Cette thèse vise à explorer les moyens d'action permettant d'atteindre une production d'électricité à la fois socialement acceptable et environnementalement soutenable. L'analyse repose sur l'adaptation de ces concepts au système électrique à partir du modèle eTIMES-EU. Ce dernier appartient à la famille des modèles TIMES, modèles de type bottom-up reposant sur l'optimisation linéaire, permettant de prendre en compte les contraintes techniques en lien avec la production d'électricité. Cette thèse propose de compléter l'analyse technico-économique en considérant les aspects sociaux et les impacts environnementaux, elle s'articule autour de quatre axes. Le premier axe porte sur la prise en compte de l'emprise au sol du système électrique comme métrique intermédiaire permettant de prendre en compte l'acceptation sociale. Le deuxième axe examine l'évaluation de la soutenabilité environnementale de la production d'électricité à l'aide des outils d'analyse de cycle de vie et du cadre des limites planétaires. Le troisième axe analyse la faisabilité et les défis liés aux échanges d'hydrogène vert entre l'Afrique du Nord et l'Europe. Le quatrième axe, de nature plus exploratoire que les précédents, s'intéresse à la prise en compte de la justice énergétique dans le modèle en prenant pour exemple la décentralisation de la production d'électricité.

Mots clés : Prospective, Modélisation des systèmes énergétiques, Transition énergétique, ACV

## ABSTRACT

---

The electricity system is at the core of addressing against climate change due to its current reliance on fossil fuels but also its ability to decarbonize various sectors through electrification. Europe aims to achieve carbon neutrality by 2050, a goal that also applies to the electricity system. This target necessitates significant changes, including the phasing out of fossil fuel-based technologies and the integration of variable renewable energy sources. The implications extend beyond mere techno-economic aspects, as these transformations impact both social acceptance and the environmental sustainability of the electricity system. This thesis aims to explore pathways to achieve electricity production that is both socially acceptable and environmentally sustainable. The analysis relies on adapting these concepts to the electricity system using the eTIMES-EU model. This model belongs to the TIMES family, bottom-up models based on linear optimization, which consider the technical constraints related to electricity generation. This thesis seeks to complement the techno-economic analysis by considering social dimensions and environmental impacts, structured around four main axes. The first axis focuses on incorporating the land footprint of the electricity system as an intermediate metric to account for social acceptance. The second axis examines the assessment of the environmental sustainability of electricity generation using life cycle assessment tools and the planetary boundaries framework. The third axis analyzes the feasibility and challenges of green hydrogen trade between North Africa and Europe. The fourth axis, more exploratory in nature than the previous ones, addresses the integration of energy justice into the model, using the decentralization of electricity generation as a case study.

Keywords : Prospective, Energy system modelling, Energy transition, LCA



## TABLE DES MATIÈRES

1	INTRODUCTION	1
1.1	La place du système électrique européen dans la décarbonation de l'économie mondiale . . . . .	4
1.1.1	La décarbonation de l'économie mondiale imposée par le changement climatique . . . . .	4
1.1.2	Du système énergétique mondial au système électrique européen	6
1.1.3	Les fondamentaux du système électrique . . . . .	6
1.1.4	Modification des priorités liées à la production d'électricité . . .	7
1.2	Production d'électricité juste et environnementalement soutenable . . .	8
1.2.1	Acceptation sociale . . . . .	8
1.2.2	Justice énergétique . . . . .	9
1.2.3	Soutenabilité environnementale . . . . .	10
1.3	Quelques travaux récents de perspectives en lien avec la production d'électricité . . . . .	11
1.3.1	Rapports institutionnels en lien avec la production d'électricité .	11
1.3.2	Travaux issus de la communauté des systèmes énergétiques . . .	14
1.4	Contribution de ce travail de thèse . . . . .	15
2	DESCRIPTION DU MODÈLE ETIMES-EU	17
2.1	Modèles d'optimisation des systèmes énergétiques . . . . .	18
2.1.1	La modélisation prospective appliquée à la planification des systèmes énergétiques . . . . .	18
2.1.2	Classification simplifiée des modèles énergétiques . . . . .	18
2.2	Système électrique européen : description générale du modèle eTIMES-EU	22
2.2.1	Structure . . . . .	23
2.2.2	Principales données d'entrée . . . . .	27
3	INTÉGRATION DE L'EMPREINTE AU SOL DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE DANS LE MODÈLE POUR UNE MEILLEURE PRISE EN COMPTE DE L'ACCEPTATION SOCIALE	29
3.1	Introduction . . . . .	29
3.1.1	Empreinte au sol et production d'électricité . . . . .	29
3.1.2	Empreinte au sol dans les modèles énergétiques . . . . .	31
3.1.3	Organisation du chapitre . . . . .	32
3.2	Intégration de l'empreinte au sol dans le modèle eTIMES-EU . . . . .	34
3.2.1	Description du modèle . . . . .	34
3.2.2	Scénarios . . . . .	37
3.3	Résultats . . . . .	39

3.3.1	Influence de la contrainte d'espace sur l'ensemble du système électrique . . . . .	39
3.3.2	Spécificités nationales et interactions entre pays sous contrainte d'espace . . . . .	42
3.3.3	Répartition de l'occupation des sols : la contrainte d'espace réduit les écarts entre les pays . . . . .	42
3.3.4	Influence des interconnexions : l'amélioration de l'efficacité accroît les déséquilibres commerciaux . . . . .	43
3.3.5	Répartition des investissements : l'émergence de gagnants et de perdants avec la contrainte d'espace . . . . .	43
3.4	Discussion . . . . .	48
3.4.1	Comparaison avec (PALMER-WILSON et al. 2019) . . . . .	50
3.4.2	Faisabilité du rythme d'investissement . . . . .	50
3.4.3	Le niveau de coopération façonne le futur système électrique . . . . .	51
3.4.4	L'influence de la disponibilité de la biomasse et le niveau de demande . . . . .	51
3.4.5	Limites de ce travail . . . . .	54
3.5	Conclusion . . . . .	55
4	EXPLORATION DE LA SOUTENABILITÉ ENVIRONNEMENTALE DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ GRÂCE AUX OUTILS D'ACV ET DU CONCEPT DE LIMITES PLANÉTAIRES . . . . .	57
4.1	Introduction . . . . .	57
4.1.1	Soutenabilité environnementale des systèmes énergétiques . . . . .	57
4.1.2	Principaux concepts . . . . .	61
4.2	Stratégies à l'échelon européen pour réduire les impacts environnementaux . . . . .	72
4.2.1	Méthode . . . . .	73
4.2.2	Résultats et discussion . . . . .	77
4.3	Exploration des couplages entre modèles énergétiques et ACV . . . . .	86
4.3.1	<i>Prospective LCA</i> : couplage modèle énergétique vers ACV . . . . .	86
4.3.2	ACV prospective appliquée au système électrique européen . . . . .	87
4.3.3	Intégration des facteurs d'émissions ACV dans un modèle énergétique . . . . .	92
	Application au système électrique européen 2 . . . . .	96
4.4	Conclusion . . . . .	109
5	ÉCHANGE D'HYDROGÈNE VERT ENTRE L'AFRIQUE DU NORD ET L'EUROPE : DÉFIS TECHNIQUES ET ENVIRONNEMENTAUX FACE AUX SPÉCIFICITÉS DE CHAQUE RÉGION . . . . .	111
5.1	Introduction . . . . .	111
5.1.1	Hydrogène . . . . .	111
5.1.2	Les perspectives de l'hydrogène en Europe . . . . .	112

5.1.3	Les enjeux du système électrique nord-africain . . . . .	113
5.1.4	Les enjeux liés au couplage des deux régions . . . . .	115
5.1.5	Quelques travaux en lien avec la production d'hydrogène en Afrique du Nord . . . . .	116
5.1.6	Organisation du chapitre . . . . .	118
5.2	Construction d'un modèle du système électrique/hydrogène couplant l'Europe et l'Afrique du Nord . . . . .	119
5.2.1	Description du modèle . . . . .	119
5.2.2	Description des scénarios . . . . .	125
5.3	Résultats et discussion . . . . .	127
5.3.1	Effet de la demande en hydrogène . . . . .	128
5.3.2	Effets des échanges d'énergie sur les systèmes énergétiques . . .	130
5.3.3	Effets d'un développement retardé des EnR en Afrique du Nord et d'un manque d'acceptation sociale en Europe . . . . .	133
5.3.4	Soutenabilité environnementale et défis financiers . . . . .	136
5.3.5	Limites . . . . .	139
5.4	Conclusion . . . . .	141
6	EXPLORATION DE LA JUSTICE ÉNERGÉTIQUE DANS LE CONTEXTE DE DÉ- CARBONATION DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ . . . . .	143
6.1	Introduction . . . . .	143
6.1.1	Justice énergétique . . . . .	143
6.1.2	Justice énergétique dans le cadre des modèles énergétiques . . .	144
6.1.3	Emploi et justice énergétique . . . . .	147
6.1.4	Justice énergétique dans les chapitres précédents . . . . .	148
6.1.5	Quelques études portant sur la justice énergétique dans le cadre des modèles énergétiques . . . . .	148
6.1.6	Organisation du chapitre . . . . .	149
6.2	Proposition de prise en compte de la justice énergétique à partir de la décentralisation dans TIMES . . . . .	150
6.2.1	(Dé)centralisation . . . . .	150
6.2.2	Description du modèle . . . . .	151
6.2.3	Répartition régionale des objectifs de capacité nationaux . . . . .	157
6.2.4	Scénarios . . . . .	157
6.3	Résultats et discussion . . . . .	158
6.3.1	Analyse technico-économique . . . . .	158
6.3.2	Aspects distributifs de la décentralisation . . . . .	161
6.3.3	Analyse de sensibilité des coûts et de la durée de vie des EnR variables . . . . .	166
6.3.4	Limites . . . . .	168
6.4	Conclusion . . . . .	168
7	CONCLUSION GÉNÉRALE . . . . .	171

7.1 Contributions . . . . .	171
7.2 Perspectives . . . . .	173
7.2.1 Sujets transversaux . . . . .	173
7.2.2 Améliorations thématiques . . . . .	174
<b>BIBLIOGRAPHIE</b>	<b>179</b>

## ACRONYMES

---

ABM	Agent Base Modelling
ACV	Analyse cycle de vie
AESA	Absolute Environmental Sustainability Assessment
AIE	Agence Internationale de l'énergie
BAU	Business As Usual
BECCS	<i>Bioenergy with CCS</i>
CAPEX	capital expenditure
CCS	<i>Carbon Capture and Storage</i>
CCU	<i>Carbon Capture and Utilization</i>
CCUS	<i>Carbon Capture, Utilization and Storage</i>
CTUe	Comparative Toxic Unit for ecosystems
CTUh	Comparative Toxic Unit for humans
DALY	Disability-adjusted life years
EnR	Energies renouvelables
GES	gaz à effet de serre
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
IAM	Integrated Assessment Model
IRENA	International Renewable Energy Agency
LCOH	Levelized Cost of Hydrogen
LP	programmation linéaire <i>linear programming</i>
MCDA	Multi Criterion Decision Analysis
MILP	programmation linéaire en nombre entier <i>mixed integer linear programming</i>
NDC	Contributions déterminées au niveau national
OMS	Organisation mondiale de la santé
PSE	<i>Process System Engineering</i>
PV	photovoltaïque
SGPE	Secrétariat général à la planification écologique
SIG	Système d'Information Géographique
SMR	<i>Steam Methane Reforming</i>
SNBC	Stratégie Nationale Bas-Carbone
SOS	Safe Operating Space
SSP	<i>Shared Socioeconomic Pathways</i>
TYNDP	Ten Year Development Plan

UE Union Européenne

## INTRODUCTION

---

En 1783, le roi Louis XVI décide de la fondation de l'École des Mines (ROI DE FRANCE 1783) (fig : 1.1) visant à former des « directeurs intelligents » pour que le Royaume de France puisse tirer parti au mieux de ses ressources minières et permettre : d' « exciter un genre d'industrie dont les États voisins retirent de si grands avantages ». L'enjeu à l'époque était de professionnaliser le rôle des directeurs des mines en formant des gestionnaires ayant à la fois une solide formation scientifique mais également des connaissances en économie et en gestion permettant de « conduire les ouvrages avec autant de sûreté que d'économie ». Il est intéressant de noter que déjà l'accent était mis sur la formation multidisciplinaire des élèves ingénieurs amenés à diriger des infrastructures identifiées comme stratégiques par le pays.

Deux siècles plus tard, la limitation du réchauffement climatique à 1,5°C par rapport à l'ère préindustrielle impose de réduire drastiquement l'usage des énergies fossiles, responsables principales des émissions de gaz à effet de serre (GES). Le défi est double car les émissions doivent baisser alors qu'elles n'ont fait qu'augmenter historiquement et que les énergies fossiles, principales contributrices des GES, sont omniprésentes dans l'économie mondiale. Dès lors, décarboner le système énergétique mondial d'ici la deuxième moitié du siècle comme le préconise l'accord de Paris nécessite des transformations importantes avec une tension entre décarbonation et développement économique. Aujourd'hui, l'enjeu serait plutôt d' « exciter un genre nouveau d'industrie dont la planète pourrait retirer de si grands avantages » en ajoutant la dimension environnementale aux aspects de coûts et de sûreté. S'il existe, pour des procédés et usages pris de manière isolée, des solutions pour se passer des fossiles comme le véhicule électrique ou les pompes à chaleur pour décarboner le transport et le chauffage individuel, comment faire pour développer l'ensemble de ces solutions dans les délais impartis ?

La notion de trilemme énergétique (*energy trilemma* en anglais) peut être utilisée pour penser le développement du système énergétique (GUNNINGHAM 2013; COUNCIL 2019; SÉNAT 2024). Ce concept définit trois piliers fondamentaux du système énergétique : approvisionnement sûr, abordable et environnementalement soutenable. Ces trois piliers sont en interaction et l'amélioration de l'un a des conséquences sur les deux autres et peut mener à des arbitrages selon les priorités pour l'avenir du système énergétique.

Cette notion de trilemme énergétique a varié dans le temps en s'adaptant aux enjeux de chaque période. Dans les années 1970, les chocs pétroliers poussent les nations comme la France à mettre l'accent sur la sécurité d'approvisionnement en énergie.

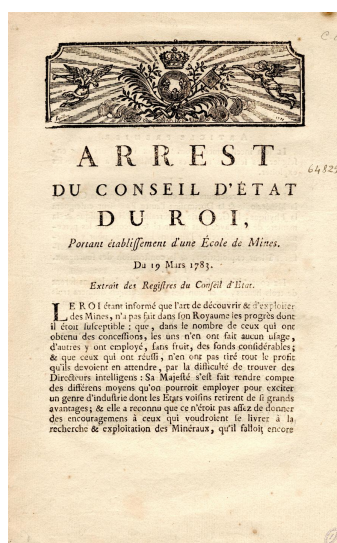


FIGURE 1.1 – Arrest du Conseil d'État du Roi portant établissement d'une École de Mines, 19 mars 1783, Source : [https://patrimoine.minesparis.psl.eu/document/Arrest\\_du\\_Roi\\_etablissant\\_une\\_Ecole\\_de\\_mines](https://patrimoine.minesparis.psl.eu/document/Arrest_du_Roi_etablissant_une_Ecole_de_mines), Licence : Licence ouverte Etalab

Réduire la dépendance aux autres pays pour l'approvisionnement en électricité a été un des arguments en faveur du développement des centrales nucléaires en France. Mis à part cette dimension géopolitique, la sécurité d'approvisionnement était surtout considérée comme un problème d'ingénierie avec la gestion d'infrastructure dans sa nature technique. Cette dimension est étroitement liée à la question des coûts d'approvisionnement dont l'objectif est de garder un accès à l'énergie abordable tant pour les industriels que pour les particuliers. La prise en compte de cet aspect a donné lieu à des trajectoires différentes selon les pays en fonction de l'accès aux ressources fossiles sur le territoire national. Le développement du système énergétique était basé sur l'analyse technico-économique prenant en compte ces aspects de sûreté et de coût. Progressivement, l'analyse s'est enrichie des aspects environnementaux avec la prise en compte des émissions de CO<sub>2</sub>, principal GES, responsable du réchauffement global de l'atmosphère.

Le contenu des trois pôles du trilemme énergétique varie également en fonction de la localisation. Si l'on s'intéresse au système électrique européen, le réseau est aujourd'hui bien implanté avec un taux de raccordement élevé et stable avec un niveau de défaillance très faible par rapport à celui des pays à faibles revenus. Cependant, les défis du XXI<sup>e</sup> sc liés à la décarbonation de l'économie mondiale pour contenir la hausse de la température globale imposent de modifier la structure du système électrique et peuvent interroger l'équilibre entre sûreté et coût pour améliorer le pilier soutenabilité.

Décarboner la production d'électricité nécessite la sortie des énergies fossiles ainsi que le déploiement massif des énergies décarbonées, renouvelables ou nucléaire. Du

point de vue de la sûreté, une part importante d'[Energies renouvelables \(EnR\)](#) variables réduit les marges de manœuvre opérationnelles pour assurer l'équilibre offre/demande assurant la stabilité du réseau. S'il existe des solutions pour assurer cette stabilité, il est essentiel de s'assurer de leur déploiement dans les délais impartis pour permettre la sortie des centrales thermiques fossiles. Cependant, cette vision de la sûreté devient insuffisante pour appréhender les difficultés futures. Les aspects géopolitiques liés à l'approvisionnement sont en train d'évoluer du sujet de l'approvisionnement en fossiles à celui des matériaux. La notion de criticité des matériaux est de plus en plus prise au sérieux par les pays européens. De même, les enjeux liés aux coûts de l'électricité reviennent également sur le devant de la scène avec le développement de technologies décarbonées potentiellement plus coûteuses lors de l'investissement que celles basées sur les fossiles. Toutefois, les enjeux évoluent rapidement avec notamment des baisses importantes ces dernières années des coûts de l'éolien et du [photovoltaïque \(PV\)](#). De plus, cet enjeu de coût s'inscrit dans la notion plus large de l'acceptation sociale du système électrique, le coût n'étant qu'un facteur. L'acceptation sociale devient de plus en plus importante en Europe et se matérialise sur le terrain par des oppositions lors du développement de nouvelles infrastructures avec des conséquences sur les objectifs environnementaux. Par exemple, l'opposition en France contre des projets d'éolien en mer retarde le développement des [EnR](#) et remet en cause les objectifs de réduction des émissions de [GES](#). Dès lors, la question se pose des moyens de mieux intégrer les attentes des différents acteurs pour améliorer l'acceptation sociale du système électrique. Au niveau de la soutenabilité environnementale, la majorité des efforts se concentre sur la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>. Or, comme le montre ([ROCKSTRÖM et al. 2009](#)), la catégorie changement climatique, est une des limites prioritaires parmi un ensemble de 9 limites planétaires qui définissent un espace garantissant l'habitabilité de la Terre. L'usage de l'eau, l'eutrophisation ou l'usage des sols sont d'autres sujets à prendre en compte pour pouvoir caractériser la soutenabilité environnementale dans sa globalité.

On trouve de nombreux travaux dans la littérature grise et universitaire portant sur la décarbonation du système électrique européen ou des systèmes électriques nationaux. Les études récentes prennent souvent en compte les trois piliers du trilemme énergétique. Par exemple, le sujet de la faisabilité technique et des coûts associés à un système électrique 100% renouvelable répond à ces trois enjeux fondamentaux. Toutefois, tous ces travaux considèrent ces aspects de façon trop étroite et la modélisation gagnerait en qualité pour l'aide à la décision en approfondissant ces trois dimensions. De plus, les recherches effectuées dans d'autres disciplines, comme en sociologie sur l'équité énergétique et la soutenabilité et l'[Analyse cycle de vie \(ACV\)](#) sur les sciences de la terre, ouvrent de nouvelles opportunités pour les exercices de modélisation. L'intégration de ces nouveaux concepts dans les modèles permet de dépasser la simple analyse technico-économique.

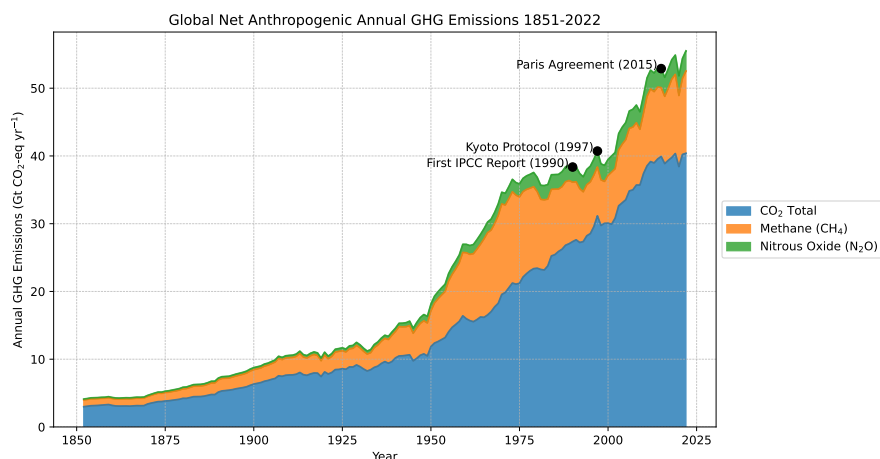


FIGURE 1.2 – Évolution des émissions de GES depuis 1851, source : (JONES et al. 2023)

## 1.1 LA PLACE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE EUROPÉEN DANS LA DÉCARBONATION DE L'ÉCONOMIE MONDIALE

### 1.1.1 La décarbonation de l'économie mondiale imposée par le changement climatique

En 1990, le premier rapport du [Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat \(GIEC\)](#) fait état du consensus scientifique au sujet de l'impact des émissions anthropiques sur la concentration des GES dans l'atmosphère responsable du réchauffement global. Le groupe III fait le lien entre activités humaines et effet de serre en mentionnant que plus les émissions seront importantes dans le temps plus les efforts de réductions seront importants dans le futur (IPCC 1990). Si la nature du problème est définie ainsi que la manière de le traiter est claire, on trouve de manière prémonitrice l'ensemble des difficultés pour faire advenir cette réduction organisée à l'échelle mondiale des émissions de GES. Le document met en garde contre les retards dans la mise en place des actions avec une augmentation des efforts ainsi qu'à un niveau différencié d'implication des pays selon les moyens ainsi que les besoins de se développer.

Dès lors, le cadre est posé pour la lutte contre le changement climatique : la stabilisation de la température définit une quantité d'émissions de GES autorisée qui doit être allouée entre les différents pays en prenant en compte les enjeux de développement.

Le protocole de Kyoto (UNIES 1998) propose d'organiser cette réduction des émissions de GES avec la mise en place d'objectifs de réduction des émissions par pays et voit apparaître des mesures provenant de la théorie économique. Les pays développés sont encouragés à aider financièrement et en support technologique les pays en voie de développement. Ces derniers peuvent également vendre des réductions d'émissions certifiées.

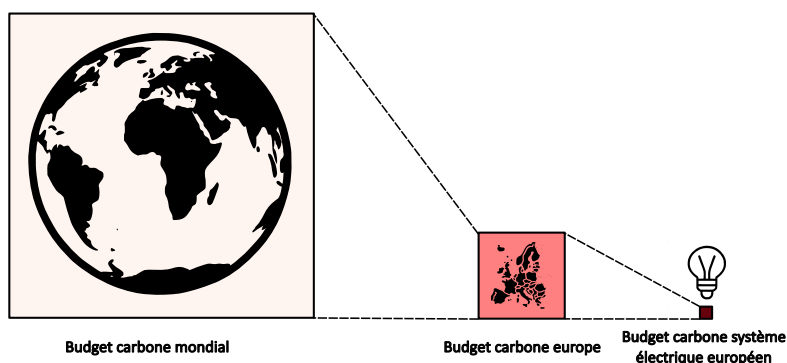


FIGURE 1.3 – Allocation du budget carbone mondiale à l’Europe proportionnellement à la population, puis au système électrique européen proportionnellement à la création de valeur ajoutée. Les aires sont proportionnelles aux émissions de GES autorisées

Deux décennies après, l’Accord de Paris (UNIES 2015) rehausse le niveau des engagements dans un contexte de difficultés à réduire au niveau mondial les émissions de GES. Les États signataires s’engagent à contenir le réchauffement global par rapport à l’ère préindustrielle très en dessous de 2°C. Il consacre la notion de neutralité carbone qui désigne la situation où la somme des émissions de GES, émissions positives et émissions négatives provenant des puits de carbone, est égale à zéro.

Les parties sont tenues de publier dans les années qui suivent les Contributions déterminées au niveau national (NDC), engagements chiffrés de réductions des émissions de GES. Depuis 2015, on observe une traduction dans la loi chez de nombreux pays de l’objectif de neutralité carbone avec par exemple, la Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC) en France (MINISTÈRE DE LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE ET SOLIDAIRE 2020)

On trouve souvent associé à la neutralité carbone la notion de budget CO<sub>2</sub> ou carbone fixant sur une période donnée les émissions de GES autorisées. Par exemple, la SNBC définit 3 budgets carbone d’une durée allant de trois à quatre ans entre 2015 et 2028.

Une fois les objectifs définis à l’échelle nationale, il reste à les décliner par secteur afin de s’assurer du non-dépassement des budgets carbone et de l’atteinte de l’objectif global. De manière similaire à l’allocation par pays des objectifs de réduction prenant en compte les enjeux de développement, l’allocation sectorielle prend en compte l’importance du secteur dans l’économie ainsi que sa capacité à se décarboner. La figure 1.3 illustre la déclinaison d’un budget carbone mondial au système électrique.

### 1.1.2 Du système énergétique mondial au système électrique européen

Le système électrique européen, au cœur de cette thèse, joue un rôle central dans la transition énergétique, attirant particulièrement l'attention en raison de son avance dans l'intégration de technologies telles que l'éolien et le photovoltaïque. Ces technologies semblent offrir une voie plus directe vers la décarbonation par rapport à d'autres secteurs tels que l'agriculture.

De plus, l'électricité constitue un pilier fondamental dans la décarbonation de l'économie, notamment en offrant la possibilité d'électrifier des usages actuellement dépendants des énergies fossiles, comme les transports et le chauffage avec le véhicule électrique et les pompes à chaleur.

En 2022, le système électrique est responsable de 26% des émissions de GES de l'Union Européenne (UE) et satisfait environ 22% des besoins en énergie finale. Il est confronté au double défi d'éliminer les moyens de production basés sur les combustibles fossiles tout en augmentant sa capacité de production pour accompagner une électrification massive des usages.

Dès lors, se pose la question pour le système électrique des moyens de s'adapter aux défis de l'atteinte de la neutralité carbone.

### 1.1.3 Les fondamentaux du système électrique

La notion de trilemme énergétique (COUNCIL 2019; GUNNINGHAM 2013) permet de comprendre les défis spécifiques du système électrique européen. Cette notion révèle l'interaction entre trois dimensions fondamentales d'un système énergétique : la sécurité d'approvisionnement, des coûts abordables et la soutenabilité environnementale. Ces trois axes sont interdépendants et peuvent parfois entrer en conflit.

Au fil des années, l'interprétation du trilemme énergétique a évolué, influencée par des événements tels que les chocs pétroliers des années 70 et la récente crise en Ukraine, qui ont souligné l'importance de la sécurité d'approvisionnement et de son coût. Alors que les émissions de GES n'étaient pas une préoccupation majeure au moment des chocs pétroliers, on observe depuis le début des années 2000 une transformation des systèmes électriques favorisée par le développement des EnR, contribuant à la réduction des émissions de GES d'origines fossiles.

Si l'objectif fondamental de satisfaire l'équilibre offre/demande reste d'actualité pour le système électrique européen, les gestionnaires de réseaux doivent adapter la gestion de la production aux mutations imposées par la neutralité carbone. Sur le plan de la planification, il faut s'assurer que les moyens de production suivent l'augmentation de la demande d'électricité pour accompagner la décarbonation des usages. L'augmentation de la part d'EnR variable accroît la dépendance de la production à la météo et au climat, ce qui pousse au développement de la flexibilité. La flexibilité désigne la capacité du système électrique de faire face à la variabilité et à l'incertitude

de la demande, de la production et de la disponibilité du réseau.» (ENTSO-E 2022a). On distingue la flexibilité de court terme pour des durées inférieures à la journée, prise en charge par exemple avec des batteries ou de la réponse à la demande, de la flexibilité de long terme pour des durées de l'ordre de quelques semaines avec par exemple du stockage long terme sous forme d'hydrogène. Cette prise en charge de la variabilité et de l'incertitude augmente la complexité de la gestion du réseau avec une réduction des temps caractéristiques pour la mise en place d'actions correctives. À cela s'ajoutent des défis techniques nouveaux, comme la réduction de l'inertie, qui impose des modifications sur le réseau permettant de mieux intégrer les EnR variables, mais également des opérations au niveau du gestionnaire de réseau. À cela s'ajoutent de nouveaux risques comme les cyberattaques (LOPES et al. 2020) ainsi que les événements climatiques extrêmes qui réduisent la résilience du système.

En plus de cette intégration verticale au sein du secteur électrique, les gestionnaires de réseaux s'attendent à une intégration horizontale avec d'autres secteurs comme les mobilités, la production de chaleur ou d'hydrogène et de carburant de synthèse (ENTSO-E 2022a). L'image du système électrique devenant un « système de systèmes » (ENTSO-E 2022a) traduit les couplages entre ces secteurs auparavant fonctionnant de manière plus indépendante. Ces dépendances tendent à augmenter la complexité de la gestion du système électrique du fait de la multiplication du nombre de points de production et de consommation, mais apportent également de la flexibilité avec, par exemple, le *vehicle-to-grid* ou le stockage d'hydrogène.

La planification du système électrique doit s'adapter à ces nouveaux enjeux pour accompagner le développement des EnR variables et maîtriser les nouveaux couplages avec de nouveaux secteurs dans lesquels l'électricité joue un rôle majeur.

#### 1.1.4 Modification des priorités liées à la production d'électricité

Appréhender le développement du système électrique européen comme un problème d'ingénierie visant à produire une électricité à bas coût, de manière fiable et produisant peu d'émissions de GES devient insuffisant pour penser l'évolution du système électrique européen. De nouveaux défis s'ajoutent aux aspects historiques.

Les enjeux de fiabilité sont maîtrisés sur les systèmes électriques actuels par les gestionnaires de réseau européens qui maintiennent un niveau de défaillance bas. Cependant, avec les impératifs de décarbonation, le système électrique entre dans une nouvelle ère où les manières de traiter les fondamentaux de la production changent. L'enjeu important du système électrique est de satisfaire l'équilibre entre l'offre et la demande (*adequacy*) qui garantit la stabilité du réseau. Historiquement, la manière choisie par les opérateurs était d'adapter la production à la demande en se reposant sur les centrales thermiques fossiles suffisamment réactives pour moduler leur production. Cependant, la réduction des émissions de GES empêche à l'avenir l'utilisation massive de ces technologies. De plus, le développement massif des EnR variables complexifie

l'équilibrage offre/demande car ces moyens sont tributaires des conditions météorologiques. Une manière de procéder est de recourir à la flexibilité, c-à-d l'adaptation de la demande, en développant les solutions d'effacement, de report de charge ou l'installation de batteries. Si les professionnels du secteur semblent raisonnablement confiants vis-à-vis de leur capacité à résoudre ces problèmes, ils appellent à des changements importants pour le réseau (IEA et RTE 2021), y compris dans le cas d'un scénario 100% renouvelable (RTE 2022a).

De plus, les aspects géopolitiques se trouvent modifiés par l'essor des EnR. Les efforts avaient tendance à se concentrer sur la diversification de l'approvisionnement en ressources fossiles pour limiter l'exposition à quelques fournisseurs, l'origine des métaux ainsi que leur raffinage deviennent des enjeux stratégiques pour les États de l'UE. Un approvisionnement sûr devient important pour garantir la transition du système électrique.

Au niveau des coûts, l'enjeu demeure d'actualité avec le surcoût potentiel engendré par la décarbonation de la production d'électricité en faisant appel à des solutions plus coûteuses que les fossiles pour maintenir l'équilibre offre/demande. À la hausse des coûts s'ajoutent des contestations contre de nouveaux projets d'infrastructures renouvelables ou de lignes électriques qui traduisent un défaut d'acceptation sociale qui dépassent les enjeux de prix pour le consommateur.

Sur le plan environnemental, les enjeux en lien avec le climat, avec notamment la réduction des émissions de GES, sont largement couverts par les travaux de prospective. Toutefois, la seule prise en compte des émissions de GES a tendance à occulter d'autres aspects environnementaux comme les impacts sur la biodiversité ou la consommation d'eau. Sans remettre en cause l'objectif de décarbonation, se focaliser uniquement sur les GES peut pousser à des solutions qui vont créer de nouveaux problèmes qui auraient pu être évités en optant pour des solutions décarbonées alternatives. Par exemple, les biocarburants peuvent avoir un impact important sur la biodiversité s'ils sont produits à partir de l'agriculture intensive. Il convient d'adopter une définition large de la soutenabilité environnementale ne se limitant pas uniquement aux GES.

## 1.2 PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ JUSTE ET ENVIRONNEMENTALEMENT SOUTENABLE

Afin de mieux appréhender les défis actuels pour le système électrique, nous proposons d'utiliser les notions d'acceptation sociale, de justice énergétique et de soutenabilité environnementale.

### 1.2.1 *Acceptation sociale*

La notion d'acceptation sociale en lien avec les infrastructures énergétiques a gagné en importance dans le champ médiatique français avec par exemple l'apparition dans

le langage courant de mots comme NIMBY pour *Not in my backyard*. Ce terme désigne les opposants aux projets qui refusent que leur environnement du quotidien soit modifié. Cependant, le terme est aujourd'hui galvaudé et déconseillé par la communauté, son utilisation est souvent faite pour caricaturer les opposants. Une définition de l'acceptation sociale, parfois désignée acceptabilité sociale, désigne la réception par le public des infrastructures énergétiques. Elle peut se traduire par un accueil favorable ou un rejet.

Le rejet et les protestations en lien avec la construction d'infrastructures en France ne sont pas nouveaux. La construction du barrage de Tignes dans les années 1950 a nécessité le déplacement d'un village, ce qui a été à la source de tensions entre les habitants et les autorités avec l'envoi de CRS et de reportages dans les médias nationaux. Aujourd'hui, les projets [EnR](#), et en particulier éolien terrestre et en mer, sont à l'origine d'un défaut d'acceptation sociale. Ce manque d'acceptation peut se traduire par des manifestations à l'échelle locale ou à des recours dans les tribunaux faits par des associations de riverains. Du point de vue du système électrique, l'enjeu est de taille car le défaut d'acceptation sociale peut se traduire par un ralentissement du développement des [EnR](#) et la difficulté à atteindre les objectifs nationaux de décarbonation.

### 1.2.2 Justice énergétique

L'acceptation sociale est en lien avec le concept de justice énergétique. Cette notion regroupe l'étude de la répartition des efforts et des bénéfices liés à la production et à la consommation d'énergie. (JENKINS et al. 2016) identifie trois composantes majeures de la justice énergétique : distribution, reconnaissance et procédure. La distribution s'intéresse à la caractérisation des injustices, la reconnaissance à l'identification des acteurs concernés par celles-ci et la procédure à la mise en place de mécanismes permettant de réduire ces injustices.

Historiquement, et en particulier en France, le développement du système électrique a été dirigé au niveau de l'État de manière technocratique et descendante avec une structure centralisée marquée par un nombre limité de sites de production pouvant atteindre une puissance de quelques GW reliés par un réseau de transport. Le programme nucléaire français en est une illustration avec la construction en quelques décennies d'une cinquantaine de réacteurs fournissant aujourd'hui les deux tiers de l'électricité produite en France. Ce mode de développement par le haut est aujourd'hui remis en question à plusieurs niveaux. La nature décentralisée des [EnR](#) variables, plus petites en taille d'installation et plus nombreuses, change la manière de les développer. Ces changements s'accompagnent parfois d'un défaut d'acceptation sociale pouvant parfois, dans les cas les plus critiques, aller jusqu'à l'abandon des projets. Les raisons sont diverses et dépendent du contexte mais peuvent s'articuler autour de la notion de répartition des nuisances et des bénéfices. Dans le cas des éoliennes ou des lignes aériennes, les populations locales peuvent s'opposer aux projets en arguant qu'elles

supportent des nuisances, comme l'impact visuel, sans en tirer des bénéfices directs, comme des emplois ou des revenus d'exploitation.

Dans le contexte de décarbonation de la production d'électricité, les enjeux de justice énergétique vont devenir plus prégnants. Le développement massif des EnR modifie la répartition des coûts et des bénéfices associés à la production d'électricité. D'abord, la hausse de la demande liée à l'électrification va nécessiter un besoin en investissements (IEA 2021) pouvant se traduire par une hausse du prix de l'électricité (RTE 2022b) qui rejoint les sujets liés à la précarité énergétique. De manière plus générale, les défauts d'acceptation sociale dans le cadre d'un développement massif des EnR peuvent ralentir l'installation des nouvelles infrastructures énergétiques et se traduire par l'échec de l'atteinte de la neutralité carbone. Intégrer dès la conception de scénarios de décarbonation les enjeux de justice énergétique permet de réduire les conflits et de tendre vers une production/consommation plus juste.

### 1.2.3 *Soutenabilité environnementale*

On trouve dès les débuts de la révolution industrielle des effets négatifs sur l'environnement des activités énergétiques avec par exemple des fumées acides dégradant cultures et bâtiments à proximité des usines. La prise en compte de ces nuisances a été à l'origine de développement économique comme les travaux de Pigou ayant donné son nom à un type de taxe. Dans les années 1970, l'attention porte sur les aspects de ressources limitées et de pollutions environnementales avec quelques événements marquants comme la publication du rapport Meadows (MEADOWS et al. 1972) ou la conférence de Stockholm en 1972. Puis en plus des améliorations sur les aspects environnementaux comme le développement durable (BRUNDTLAND et al. 1987) ou le plan d'action Agenda 21 adopté en 1992 au sommet de la Terre à Rio, on observe la montée en puissance de la question du réchauffement climatique ainsi que la nécessité de la réduction des émissions de GES. Plus récemment, l'émergence du concept de limites planétaires (ROCKSTRÖM et al. 2009 ; STEFFEN et al. 2015) propose de prendre en compte un large éventail des impacts environnementaux incluant climat, biodiversité, eutrophisation et consommation d'eau.

Le terme de durabilité émerge au début des années 1990 avec le rapport Brundtland (BRUNDTLAND et al. 1987) introduisant le concept de développement durable (*sustainable development*) défini comme «[...] développement qui répond aux besoins du présent sans compromettre la capacité des générations futures de répondre aux leurs.» Le développement durable comprend trois volets : économique, social et environnemental. Si le terme de durabilité est préféré dans les traductions officielles (COMMISSION EUROPÉENNE 2019 ; COMMISSION EUROPÉENNE 2020 ; MINISTÈRE DE LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE ET SOLIDAIRE 2020), on retrouve également les termes soutenable ou soutenabilité (GODIN et al. 2022 ; DASSIBAT et GONDRAN 2024).

Le contenu des termes de durabilité ou *sustainability* demeure assez large et dépend du contexte. Ils peuvent être complétés par des adjectifs : durabilité faible/forte ou durabilité relative/absolue. La durabilité forte n'autorise pas les substitutions entre les pôles social, économique et environnemental, mais encourage les analyses multi-dimensionnelles (GODIN et al. 2022). À l'inverse, la durabilité faible autorise les substitutions entre les formes de capital. Le couple durabilité relative/absolue permet de caractériser et de classer la durabilité environnementale d'un produit ou d'un service en regardant s'il est plus durable qu'un autre ou de manière absolue dans le cadre des limites planétaires (BJØRN, DIAMOND et al. 2015).

Dans le cadre des systèmes énergétiques, la durabilité tend à être utilisée dans le sens de durabilité environnementale, excluant les pôles sociaux et économiques (ENTSO-E 2022a; COUNCIL 2019) et plus particulièrement comme réduction des GES. Le cadre des limites planétaires définit un espace dans lequel les conditions d'habitabilité de la Terre sont garanties. Cet espace est délimité par neuf catégories pour lesquelles des valeurs seuils sont définies en différentes zones de risque. Les limites planétaires permettent d'étendre la notion de soutenabilité environnementale à des catégories autres que le changement climatique.

Aujourd'hui, la majorité des études prospectives sur le système électrique incluent les émissions de GES. L'élargissement vers d'autres dimensions de la durabilité environnementale comme la biodiversité est plus récent. Par exemple, l'étude détaillée de RTE sur le futur du système électrique français (RTE 2022c) inclut un volet sur la consommation de matière et d'eau, l'occupation des sols, les déchets radioactifs, ainsi que la pollution de l'air en plus des émissions de GES en cycle de vie. Du côté des études portant sur l'impact de technologies du système électrique comme l'éolien ou les lignes aériennes, des travaux commencent à mesurer des aspects de la biodiversité comme la mortalité des oiseaux (GILAD et al. 2024; MAY et al. 2020), ce qui ouvre la voie pour des études plus générales sur l'impact de la production d'électricité sur la biodiversité.

### 1.3 QUELQUES TRAVAUX RÉCENTS DE PROSPECTIVES EN LIEN AVEC LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

#### 1.3.1 *Rapports institutionnels en lien avec la production d'électricité*

Le début de la décennie 2020 a été particulièrement actif en France en matière de prospective du système énergétique avec la publication de rapports complets issus d'une analyse approfondie impliquant plusieurs personnes. Cela s'explique probablement par le besoin des décideurs d'avoir des informations quantitatives au sujet des grandes décisions à prendre dans la décennie pour atteindre la neutralité carbone en 2050.

L'étude *Futurs énergétiques 2050* de RTE (RTE 2021) parue en 2021 a eu un écho important dans le débat public et aura sans doute pesé dans la balance pour la relance du nucléaire. Le rapport est principalement axé sur le système électrique, cœur de métier de RTE, avec la prise en compte des aspects techniques et l'évaluation des coûts. Le rapport inclut également des perspectives sur l'évolution de l'industrie et des modes de vie qui ont une influence sur les projections de demande. Une nouveauté par rapport aux travaux précédents est la publication de chapitres sur les impacts environnementaux de la production d'électricité sur des impacts autres que les émissions de GES.

La même année, l'ADEME propose un autre exercice de prospective avec *Transition(s) 2050* (ADEME 2021). Le périmètre est plus large avec la construction de quatre sociétés types permettant d'illustrer des trajectoires différentes avec des mesures en matière de sobriété ou d'innovations technologiques qui varient selon les scénarios. Là aussi on retrouve un effort de modélisation avec l'utilisation de plusieurs modèles comme IMACLIM et ThreeME pour les parties économiques et Artelys Crystal Super Grid pour le système électrique. Une spécificité intéressante est d'explicitier à travers la scénarisation les impacts sur la société et la gouvernance ainsi que sur les territoires des différents choix d'évolutions. L'analyse inclut mais ne se limite pas à une affaire de choix technologique.

Plus proche du politique se trouvent les travaux du [Secrétariat général à la planification écologique \(SGPE\)](#), organisme rattaché au Premier ministre français ayant pour mandat de coordonner la planification écologique. La teneur des publications du SGPE (S. g. à. l. p. [ÉCOLOGIQUE 2023](#); S. g. à. l. p. [ÉCOLOGIQUE 2024](#)) diffère des deux publications précédentes du fait de sa nature plus politique avec la mise en œuvre des mesures sectorielles permettant d'atteindre les objectifs fixés par la loi en matière de décarbonation. Les documents couvrent de nombreux sujets avec notamment la répartition sectorielle du budget carbone national ainsi que les propositions de hiérarchisation de la biomasse pour un usage durable. La modélisation est réduite par rapport aux travaux de l'ADEME et de RTE.

À l'échelon européen, les plans décennaux de développement du réseau européen (TYNDP) (ENTSO-E 2022d; ENTSO-E et ENTSOG 2024) de l'ENTSO-E et de l'ENTSOG évaluent les moyens pour atteindre la neutralité carbone en 2050 pour la production d'électricité et de gaz. Les rapports sont centrés autour d'un arbitrage technico-économique avec une attention importante portée à la stabilité du réseau. Cependant, les deux derniers TYNDP introduisent aussi dans leurs analyses deux scénarios ayant des niveaux de décentralisation différents, ce qui ouvre le débat sur les aspects de justice énergétique.

Ces travaux traduisent l'évolution de l'objet des exercices de prospective qui ne se limitent plus aux questions de faisabilité technique d'un système énergétique neutre en carbone. L'enjeu aujourd'hui semble plutôt de quantifier les moyens pour atteindre cet objectif et ce dans une approche plus globale pouvant aller jusqu'à la prise en compte

des aspects moins familiers des ingénieurs comme les modes de vie ou la gouvernance. Si l'on prend le trilemme énergétique, on peut situer la teinture de ces travaux par rapport aux trois catégories : sécurité, justice et environnement. Les travaux de RTE et de l'ENTSO-E ont une dominante sur la sécurité énergétique et les aspects techniques avec des outils approfondis en matière de modélisation des systèmes énergétiques. On trouve également des comparaisons des coûts de production associés aux différents scénarios et qui sont plutôt liés aux aspects de justice énergétique. Le rapport *Futurs énergétiques 2050* inclut un chapitre intitulé *Analyse sociétale* qui aborde les sujets des modes de vie et de l'acceptation sociale. Les TYNDP n'atteignent pas ce niveau de détail sur ce sujet, bien que la scénarisation, incluant un scénario basé sur une production d'électricité centralisée et un autre sur une production décentralisée, offre un aperçu des différences entre ces deux approches. L'étude *Transition(s) 2050* de l'ADEME donne une place plus importante à ces aspects de justice et d'impact sur la société avec un effort remarquable de scénarisation permettant de bien saisir les conséquences de choix d'orientation différents. Les travaux du SGPE sont, du fait de la nature de l'organisme, plus opérationnels, et s'intéressent à identifier les moyens à mettre en œuvre pour atteindre les objectifs plutôt que de comprendre de manière approfondie les mécanismes à l'œuvre. Toutefois, les documents balayent un grand éventail de sujets dont les aspects d'acceptation sociale notamment dans le cadre du PV et de l'éolien terrestre et en mer. Sur le plan environnemental, le point commun à l'ensemble des travaux est la prise en compte des émissions de GES ainsi que la neutralité carbone. Les outils de modélisation ainsi que les catégories environnementales étudiées varient selon les études. L'ENTSO-E se limite aux émissions de GES alors que l'étude de RTE s'intéresse en plus aux aspects matériaux, pollution de l'air ou l'usage de l'espace/occupation des sols en lien avec les aspects d'acceptation sociale. Les travaux de l'ADEME couvrent également d'autres catégories telles que l'empreinte matière ainsi que la pollution de l'air en prenant en compte l'ensemble des filières.

Si l'on note une volonté de dépasser la simple analyse technico-économique en élargissant le spectre des études, les sujets tels que les impacts environnementaux hors GES ou les questions d'acceptabilité tendent à être considérés de manière secondaire et ne constituent pas le cœur de l'étude (à l'exception peut-être du travail de l'ADEME). Dans la plupart des cas, les impacts et effets sont évalués a posteriori à partir des calculs sur les scénarios faits en amont. Cette approche a l'avantage d'être simple à mettre en œuvre, car elle intervient dans un second temps après avoir construit des scénarios basés sur des considérations métiers. Cette approche permet difficilement de mettre au jour les dynamiques à l'œuvre lors de la prise en compte de ces aspects. Par exemple, une approche par scénario couplée à l'évaluation a posteriori des impacts environnementaux permet de comparer les performances environnementales entre les différentes trajectoires. En revanche, il est difficile d'évaluer les politiques à mettre en œuvre pour améliorer ces performances sans analyses plus poussées nécessitant de réécrire les scénarios. Cela s'applique à d'autres sujets tels que la décentralisation. En-

fin, en dépit de l'amélioration continue des modèles avec un niveau de détail toujours plus fin, chaque exercice de prospective nécessite de s'accorder sur un jeu d'hypothèses cohérent avec la question posée. Or les hypothèses, notamment aux frontières du système, peuvent parfois négliger des phénomènes pouvant remettre en question les résultats.

L'enjeu de cette thèse consiste à s'intéresser à cette dimension plus holistique de la soutenabilité et de l'acceptation sociale en lien avec le système électrique européen et de les approfondir en dressant l'état de l'art dans la communauté des systèmes énergétiques sur chaque sujet ainsi que de comprendre leurs effets sur les trajectoires de décarbonation grâce à leur prise en compte dans un modèle TIMES.

### 1.3.2 *Travaux issus de la communauté des systèmes énergétiques*

Du côté de la recherche universitaire, les considérations sont similaires et s'articulent autour des trois pôles. Les aspects liés à la faisabilité technique, avec notamment la modélisation de l'intégration des **EnR** variables, demeurent un sujet de fond dans la communauté des modèles énergétiques (PFENNINGER, HAWKES et KEIRSTEAD 2014; SCHELLER et al. 2021). L'amélioration de la résolution des modèles passe notamment par un niveau de détail spatial et temporel de plus en plus fin. L'augmentation du niveau de détail entraîne une augmentation de la difficulté à résoudre les problèmes mathématiques et pousse à l'amélioration des méthodes de résolution (CAO et al. 2019). En plus de ces problématiques plutôt tournées vers les sciences de l'ingénieur, la prise en compte des aspects sociaux liés à l'énergie est régulièrement citée comme un axe de développement pour l'avenir (PFENNINGER, HAWKES et KEIRSTEAD 2014; SÜSSER et al. 2022; SCHELLER et al. 2021; TRUTNEVYTE et al. 2019). Toutefois, la nature des concepts tels que l'équité ou la justice énergétique rend leur prise en compte dans les modèles plus délicate que l'ajout de nouvelles technologies. La méthode générale de la modélisation doit être modifiée avec la prise en compte dans les étapes du processus de différentes parties prenantes ainsi que l'adaptation des méthodes de résolution à de nouveaux cadres mathématiques (VÅGERÖ et ZEYRINGER 2023; KRUMM, SÜSSER et BLECHINGER 2022). Enfin, sur le plan de la soutenabilité environnementale, le sujet est identifié depuis les années 2000 avec le projet européen ExternE suivi de NEEDS qui tissent des liens entre la communauté des systèmes énergétiques et de l'**ACV**. Les directions des travaux visant à traiter ces sujets varient avec par exemple des études qui considèrent les émissions de **GES** en cycle de vie (Hannah E. DALY et al. 2015; BLANCO et al. 2020). D'autres études s'intéressent plutôt à couvrir plusieurs catégories comme (VANDEPAER et al. 2020; VOLKART, C. L. MUTEL et PANOS 2018). Bien que le potentiel des rapprochements entre les communautés d' **ACV** et des *process system engineering* et des modèles énergétiques (GUILLÉN-GOSÁLBEZ et al. 2019) soit identifié, les études sont ponctuelles et reposent sur des modèles développés spécifiquement

pour l'étude. Cependant, le développement des nouveaux outils d'ACV rend la mise en œuvre de ces méthodes plus accessibles.

#### 1.4 CONTRIBUTION DE CE TRAVAIL DE THÈSE

Ce travail de thèse propose de contribuer aux recherches existantes en approfondissant les aspects d'acceptabilité, de soutenabilité environnementale et de justice énergétique en prenant comme cas d'étude le système électrique européen. La question de recherche qui unit les chapitres est : « Comment garantir un approvisionnement en électricité à la fois soutenable environnementalement et socialement acceptable dans le contexte de l'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050 en Europe ? ». Pour chaque chapitre, l'analyse repose sur le modèle eTIMES-EU de la famille des modèles TIMES.

Le chapitre 3 porte sur la prise en compte de l'empreinte au sol du système électrique dans les trajectoires de décarbonation. Ce chapitre est une première contribution à la prise en compte de l'acceptation sociale à partir de l'occupation des sols prise comme une mesure indirecte. L'analyse explore les possibilités de réduire la consommation d'espace à l'aide de choix technologiques.

Le chapitre 4 porte sur l'analyse de la soutenabilité environnementale des trajectoires de décarbonation. Cette partie étend la prise en compte du changement climatique considéré dans les autres chapitres à d'autres catégories environnementales. L'objectif est de considérer la soutenabilité environnementale dans sa globalité et d'évaluer les risques de report des impacts sur d'autres catégories que les émissions de GES et, le cas échéant, des actions correctives à mettre en place. La modélisation repose sur l'intégration des méthodes de l'ACV avec TIMES pour la quantification des impacts environnementaux. Ces derniers sont ensuite comparés aux seuils alloués au système électrique européen avec des valeurs issues des travaux sur les limites planétaires.

Le chapitre 5 s'intéresse aux enjeux liés au couplage du système électrique européen avec celui de l'Afrique du Nord. L'UE compte sur l'Afrique du Nord pour importer une partie de l'hydrogène utilisé pour décarboner son industrie. Si la proximité géographique ainsi que l'abondance en ressources solaires et éoliennes sont des arguments solides en faveur de cette coopération, ce type d'échanges soulève de nombreux défis à la fois techniques et environnementaux.

Le chapitre 6 propose d'adapter la modélisation du système électrique au concept de justice énergétique. La nature récente de cette notion appréhendée dans le cadre des systèmes énergétiques ainsi que le fait que cette notion soit issue de la sociologie rendent cette partie plus exploratoire que les chapitres précédents. Cette partie utilise la décentralisation de la production d'électricité pour explorer les enjeux de la justice énergétique.



L'utilisation des mathématiques, en particulier de l'optimisation, dans les applications liées au secteur de l'énergie remonte à plusieurs décennies, par exemple dès les années 50, avec l'utilisation de méthodes de [programmation linéaire](#) *linear programming* (LP) et de [programmation linéaire en nombre entier](#) *mixed integer linear programming* (MILP) dans le secteur pétrolier (GROSSMANN 2021). Plus généralement, des problématiques provenant du secteur industriel ont conduit au développement en recherche opérationnelle regroupant différentes méthodes mathématiques permettant de résoudre des problématiques industrielles, de logistique, etc. Il existe des liens étroits avec l'économie et les sciences de gestion où parfois les chercheurs naviguent entre les disciplines à l'instar de Leonid Kantorovitch, un des pionniers de la programmation linéaire, récompensé par le prix de la Banque de Suède en sciences économiques en mémoire d'Alfred Nobel en 1975.

Aujourd'hui, les méthodes d'optimisation sont largement utilisées par les producteurs d'électricité pour planifier la production permettant de satisfaire la demande tout en réduisant les coûts (EDF 2023). De même, des pays utilisent des modèles d'analyse technico-économique reposant sur de l'optimisation pour la planification du système énergétique (M. d. l. t. ÉCOLOGIQUE 2022; Hannah E DALY et FAIS 2014).

On distingue plusieurs familles de modèles permettant de traiter de manière quantitative les sujets liés à la transition énergétique avec des différences au niveau du périmètre géographique, l'échelle de temps ainsi que les objets modélisés. Quelques grandes familles de modèles sont les modèles de simulation basés sur le calcul différentiel et la dynamique des systèmes, ainsi que les modèles d'optimisation subdivisés en modèles *top-down*, *bottom-up* et [Integrated Assessment Model \(IAM\)](#).

Dans le cadre de cette thèse, la modélisation du système électrique repose sur le générateur de modèle TIMES avec une instance particulière eTIMES-EU adaptée au système électrique européen. TIMES repose sur l'optimisation sous contrainte avec une approche *bottom-up*. Ce chapitre propose une description du cadre conceptuel du modèle eTIMES-EU (partie 2.1) ainsi que la description de ses composantes principales (partie 2.2). Les chapitres 3 à 6 reviennent sur les spécificités et les adaptations nécessaires au cas d'étude considéré.

## 2.1 MODÈLES D'OPTIMISATION DES SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES

### 2.1.1 *La modélisation prospective appliquée à la planification des systèmes énergétiques*

La modélisation des systèmes énergétiques, c-à-d la représentation d'objets réels sous forme abstraite à l'aide du formalisme mathématique, permet de simuler des évolutions possibles du système électrique. L'usage des modèles permet de tester des hypothèses et de donner des éléments de compréhension liés aux investissements et à l'opération du système énergétique. La représentation sous forme mathématique est simplifiée et nécessite des approximations afin de pouvoir résoudre les problèmes grâce aux méthodes de calcul numériques usuelles. Toutefois, les modèles restent suffisamment détaillés afin de dégager des résultats non anticipables a priori.

### 2.1.2 *Classification simplifiée des modèles énergétiques*

Il existe aujourd'hui une grande diversité de modèles avec des caractéristiques différentes en lien avec les problématiques traitées. Ces différences peuvent porter sur la théorie sous-jacente, les méthodes de résolution, le périmètre géographique, les niveaux de désagrégation spatiale et temporelle, etc. En dépit du caractère parfois arbitraire des catégories et de l'absence de frontière nette entre différents modèles, on trouve de grandes tendances permettant de classer les grandes familles de modèles.

#### *Top-down / bottom-up*

Une distinction majeure repose sur la manière de représenter l'environnement technologique dans le modèle avec d'un côté les modèles ingénieurs *bottom-up* et de l'autre les modèles d'économie *top-down* (PRINA et al. 2020). Les modèles *bottom-up*, auxquels TIMES appartient, bénéficient d'une représentation détaillée des technologies de production et de transformation ainsi que des commodités et des liens entre ces différents éléments. À l'opposé, les modèles *top-down* mettent l'accent sur les effets sur l'économie des politiques énergétiques. La modélisation repose sur des fonctions de production par secteur permettant de prendre en compte les substitutions entre les facteurs de production. Les technologies et les commodités sont simplifiées. Cette distinction demeure formelle car il existe des possibilités plus ou moins intégrées d'hybridation combinant les aspects de ces deux familles ainsi que l'existence de couplages entre modèles *bottom-up* et *top-down* avec par exemple le couplage TIMES-Macro (Socrates KYPREOS 2014) ou IMACLIM pour les modèles économiques.

Parmi ces grandes familles de modèle, les modèles IAM sont difficiles à classer tant le terme renvoie selon les contextes à des propriétés différentes. Ces modèles combinent des modules environnementaux tels que le climat, les sols ou l'eau avec des modules énergétiques et économiques.

## *court terme / long terme*

Parmi les modèles *bottom-up*, on distingue deux grands types de modèles différenciés selon l'horizon de temps considéré et le type de problème traité (PRINA et al. 2020). Les modèles court terme s'intéressent aux aspects opérationnels sur des échelles de temps allant de l'heure à l'année, alors que les modèles long terme portent sur les enjeux de stratégie pouvant s'étendre sur plusieurs décennies et prennent en compte les décisions d'investissements.

Dans le cadre du système électrique, les modèles court termes comme Antares (RTE 2024) ou PyPSA (BROWN, HÖRSCH et D. SCHLACHTBERGER 2018) s'intéressent aux problématiques proches des préoccupations des gestionnaires de réseau avec notamment les enjeux d'adéquation (équilibre offre/demande). Ils ont un haut niveau de détails, les moyens de production sont représentés précisément avec par exemple les coûts et contraintes de démarrage. Ils peuvent inclure des notions de physique, comme le *power-flow*, permettant de modéliser le transport d'électricité dans un réseau interconnecté. À l'opposé, les modèles d'investissements long termes, comme TIMES et OSeMOSYS, ont des représentations simplifiées des technologies et du réseau de transport. Ces modèles s'intéressent à des enjeux de long terme et regardent les grandes tendances plutôt que les aspects techniques. Les simplifications permettent de maintenir des temps de calcul raisonnables tout en gardant l'essence des objets modélisés.

Les représentations spatiales et temporelles diffèrent selon les deux modèles. Typiquement, les modèles court terme, de type PyPSA et Antares, couvrent une année de production au pas de temps horaire. À l'inverse, les modèles de planification long terme s'étendent sur plusieurs décennies et souvent au minimum à 2050, date légale d'atteinte de la neutralité carbone pour de nombreux pays européens. En revanche, la représentation temporelle est simplifiée et peut passer par des méthodes d'agrégation suivant des journées types prenant en compte la variabilité de la demande et de la production. Concernant la représentation spatiale, les modèles court terme tendent à représenter les moyens de production à la maille régionale afin de prendre en compte les implications liées aux transports d'électricité et interconnexions. Par exemple, pour PyPSA-Eur dans sa version à 512 nœuds, la Bretagne est représentée en 6 zones. Les modèles long terme ont des résolutions plus agrégées, souvent à la maille nationale dans le cas des modèles nationaux et continentaux.

De manière similaire à la distinction *top-down/ bottom-up*, la frontière entre les modèles court terme/long terme est floue et tend à s'estomper. En plus des propositions de couplage de modèles long terme/court terme (ALIMOU et al. 2020), certains modèles développent de nouvelles fonctionnalités permettant d'élargir le périmètre d'étude. Des modèles historiquement court terme comme PyPSA proposent des nouvelles fonctionnalités comme l'investissement dans des nouvelles capacités. De même, certains modèles long termes comme TIMES proposent des modules permettant de traiter des problèmes de *unit-commitment* (PANOS et LEHTILÄ 2016).

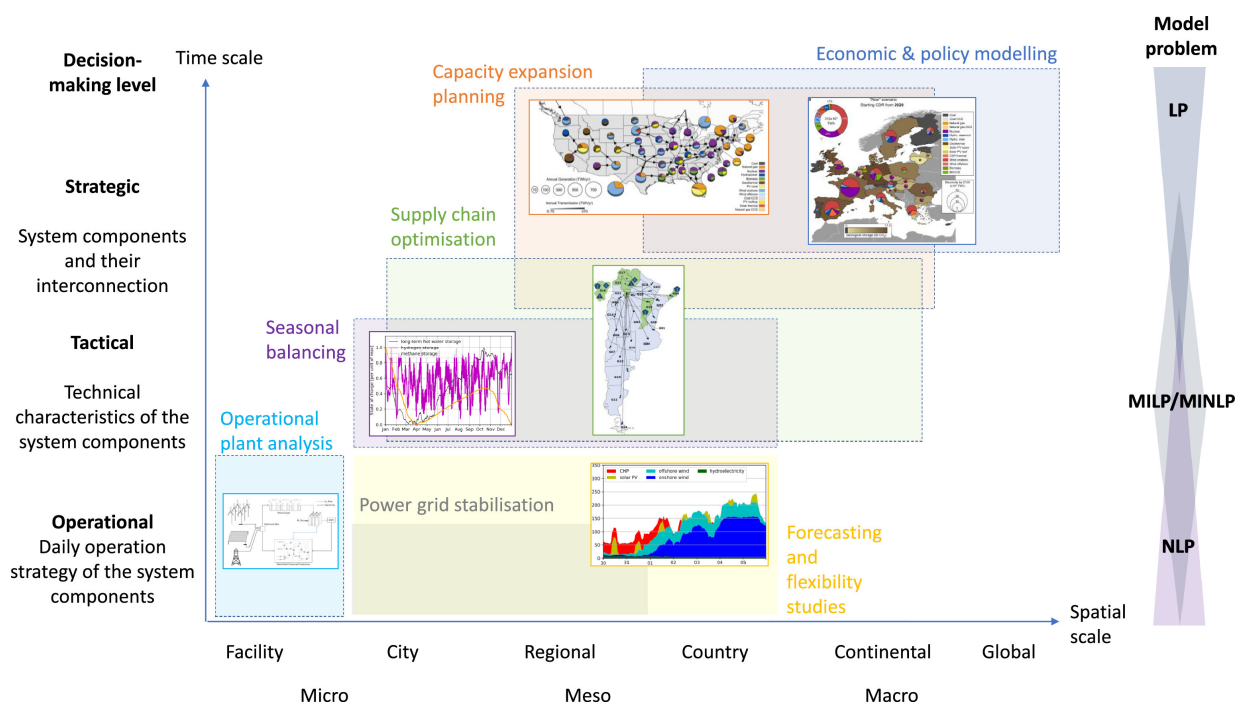


FIGURE 2.1 – Répartition des types de modèles selon les représentations spatiales et temporelles. Source : (WEIDNER, GALÁN-MARTÍN et al. 2022), Licence : CC-BY-4.0

Ces deux types de modèles énergétiques peuvent être monosecteur (e.g. système électrique) ou multisecteur (e.g. système électrique et gaz, secteur des transports). Le périmètre du modèle est un choix de modélisation.

### Positionnement TIMES

La figure 2.1 donne une classification des modèles énergétiques selon leurs représentations spatiales et temporelles. TIMES appartient aux catégories *capacity expansion planning* et *Economic & policy modelling*. Les instances de modèles TIMES tendent à s'intéresser aux sujets de long terme en prenant en compte les aspects économiques liés au secteur de l'énergie. Le niveau de détail temporel est bien plus élevé que celui des modèles *top-down* mais plutôt faible par rapport aux modèles *unit-commitment*. Le périmètre géographique des études utilisant TIMES va le plus souvent de l'échelle du pays à l'échelle mondiale. Bien que le code source autorise l'usage de variables de décision discrètes et des taux d'apprentissage conduisant à de la programmation non linéaire en nombre entier (MINLP), les études utilisant TIMES reposent dans la majorité sur la programmation linéaire.

Les singularités de TIMES sont la possibilité de faire des études multiénergies en prenant en compte plusieurs vecteurs énergétiques et les liens entre différents secteurs comme l'électricité, le gaz et les transports. TIMES permet également l'utilisa-

tion d'élasticités des demandes énergétiques pour intégrer les effets du prix sur la demande.

### *Aspects mathématiques*

Dans le cas linéaire, on peut écrire la formulation générale du problème d'optimisation sous contrainte :

$$\begin{aligned} \min \quad & c^T x \\ \text{s.t.} \quad & Ax \leq b, \\ & x \geq 0 \end{aligned}$$

avec :

- $x$  : les variables de décision du modèle (par exemple : investissement, activité dans le cas d'un modèle long terme)
- $c$  : représente les coefficients de la fonction objectif
- $Ax \leq b$  : la représentation matricielle des contraintes
- $x \geq 0$  : variables d'activité et d'investissement positives

Les outils informatiques utilisés dans cette thèse sont résumés dans le tableau 2.1

TABLE 2.1 – Outils informatiques

processeur	Intel(R) Xeon(R) Gold 6138 CPU @ 2.00GHz
TIMES	TIMES v4.7.9
langage de programmation	GAMS v43.3.0
solveur	Gurobi v10.0.1

La version de base du modèle eTIMES-EU conduit à un problème d'optimisation avec environ 2 millions de variables et de contraintes. Une instance du modèle prend environ 25 minutes à résoudre sur 16 threads.

### *Le générateur de modèle TIMES*

TIMES est un générateur de modèle technico-économique permettant de représenter le système énergétique dans sa totalité mais aussi des sous-parties comme le secteur électrique (LOULOU et al. 2016). TIMES est une plateforme qui définit la structure générale d'un modèle énergétique que le modélisateur va ensuite adapter à son cas d'étude. La conception de TIMES a été menée dans le cadre du programme ETSAP de l'[Agence Internationale de l'énergie \(AIE\)](#) et remonte à la fin des années 90 dans la continuité du modèle MARKAL, lui-même développé dans les années 70.

Les propriétés principales de TIMES sont :

- multirégion : plusieurs régions peuvent être instanciées avec des échanges d'énergie et de matériaux
- multipériode : le modèle considère les trajectoires du système énergétique sur plusieurs décennies
- représentation détaillée des technologies : caractéristique des modèles *bottom-up* où le modélisateur a une grande variété de choix pour définir l'environnement technologique

Le principe général de TIMES est de satisfaire les demandes de services énergétiques en minimisant le coût total. En toute rigueur, le modèle minimise la perte de surplus total, égal à la somme des surplus des producteurs et du consommateur. TIMES est un modèle à équilibre partiel dans la mesure où l'impact du coût de l'énergie n'est pas répercuté sur l'économie. L'utilisateur définit des demandes de service liées aux secteurs énergétiques (e. g. chaleur, transport), le modèle calcule ensuite les différents niveaux d'importations d'énergie primaire ainsi que des moyens de production et de conversion.

Les propriétés fondamentales de TIMES sont :

- linéarité : pour chaque technologie les entrées/sorties sont liées par des relations linéaires
- concurrence parfaite avec connaissance parfaite des informations sur l'ensemble de l'horizon de temps

Ces deux aspects sont des hypothèses fortes et peuvent être modulés selon les cas d'études. Par exemple, la possibilité d'investir de manière discrète dans certaines technologies a été ajoutée dans TIMES, ce qui peut être utile pour modéliser des installations avec des **capital expenditure (CAPEX)** élevés dans des régions de petites tailles. De même, l'hypothèse de la connaissance parfaite peut être modifiée en considérant une optimisation par périodes (*myopic approach*). Cela représente un cas où les agents n'ont qu'une connaissance limitée du futur.

L'ensemble des simulations de ce travail de thèse a été effectué avec des demandes en électricité ou en hydrogène fournies par des sources externes. Les demandes sont fixes, l'effet du prix sur le niveau de demande n'est pas pris en compte avec des élasticités. Dans ce cadre de travail, TIMES se limite à calculer la solution qui satisfait le niveau de demande tout en minimisant le coût total du système tout en prenant en compte les contraintes techniques liées à la production d'électricité.

## 2.2 SYSTÈME ÉLECTRIQUE EUROPÉEN : DESCRIPTION GÉNÉRALE DU MODÈLE ETIMES-EU

La section suivante présente le cœur du modèle eTIMES-EU. Son utilisation pour traiter les questions abordées dans les chapitres a nécessité des adaptations spécifiques expliquées dans chaque chapitre. Le modèle a été développé dans le cadre de la thèse de Gildas Siggini (S. SIGGINI 2021) qui s'inscrivait dans le projet CLIM2POWER dont le

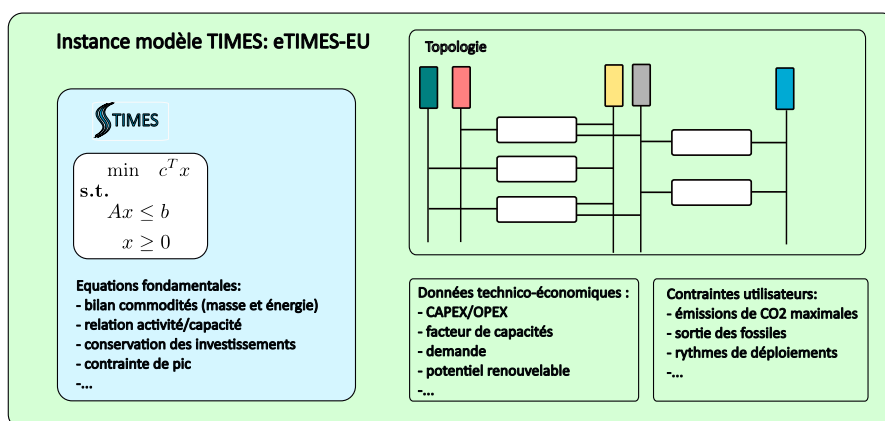


FIGURE 2.2 – Schéma général du modèle eTIMES-EU

but était de prendre en compte la variabilité climatique dans la production d'électricité en Europe (AMORIM et al. 2020 ; S. G. SIMOES et al. 2021).

La figure 2.2 donne la structure générale du modèle. Le modèle eTIMES-EU est construit à partir du générateur de modèle de TIMES qui comprend la formulation générale du problème LP : définition de la fonction objectif et équations fondamentales régissant le fonctionnement d'un système énergétique. L'utilisateur adapte ensuite le modèle en construisant la topologie (i. e. les relations entre les différentes technologies) ainsi qu'en instanciant les différentes valeurs technico-économiques. Ces dernières, associées à des contraintes supplémentaires sur les variables de décision, permettent de construire des scénarios.

### 2.2.1 Structure

#### *Fonction objectif et contraintes fondamentales*

TIMES offre au modélisateur une formulation générale d'un problème d'optimisation sous contrainte avec la fonction objectif correspondant à la somme actualisée des coûts et l'ensemble des contraintes ainsi que des équations de contraintes de base. On distingue deux types de variables dépendantes du temps caractérisant l'évolution d'un système énergétique :

- variables d'investissements correspondant à l'installation de nouvelles capacités d'une technologie
- variables d'activités correspondant à l'opération pour une durée donnée

La fonction objectif s'écrit sous forme simplifiée <sup>1</sup>

1. La formulation de la fonction dans TIMES est en réalité plus complexe pour pouvoir prendre en compte les effets de l'étalement des investissements sur une période ainsi que la fin de l'horizon. Une description détaillée se trouve dans (LOULOU et al. 2016, section 5.3) pour plus d'information.

avec :

$$\min \sum_{r \in \text{REGIONS}} \sum_{y \in \text{YEARS}} (1 + d_{r,y})^{2016-y} \cdot (\text{INVCOST}_{r,y} + \text{VARIABLECOST}_{r,y} + \text{FIXEDCOST}_{r,y} + \text{FUELCOST}_{r,y}) \quad (1)$$

On distingue trois parties, l'ensemble des coûts étant additionné sur l'ensemble des périodes et des régions :

- coûts proportionnels aux capacités installées dépendant des variables d'investissements. Ils peuvent être des coûts d'investissements comme des coûts fixes.
- coûts proportionnels aux activités dépendant des variables d'activité. Ils comprennent notamment les coûts variables de fonctionnement liés à l'usure des pièces ainsi que les coûts de combustibles
- terme d'actualisation, commun à toutes les régions et technologies. Le taux d'actualisation est égal à 8%.

La formulation de TIMES comprend des contraintes représentant les éléments fondamentaux d'un système énergétique. Les principales sont :

- Bilan des masses et d'énergies, traduisant le fait que les quantités de matières et d'énergie produites ou importées doivent être supérieures aux quantités consommées
- Relation entre les variables d'activité et d'investissement qui permettent de déduire la quantité d'énergie pouvant être produite en fonction de la capacité installée en prenant en compte notamment le facteur de capacité
- Contrainte de pic spécifique à la production d'électricité permettant de garantir une marge de capacité installée supérieure à la demande d'un niveau défini par l'utilisateur
- Conservation des investissements prenant en compte l'évolution dans le temps des capacités installées, qui pour chaque période donne la capacité disponible prenant en compte les investissements passés et actuels.

### *Cadre spatial et temporel*

eTIMES-EU couvre l'Europe continentale avec les pays de l'UE (hors Malte et Chypre), ainsi que l'Islande, la Norvège, la Suisse et le Royaume-Uni. Les liens avec le reste du monde se trouvent à deux niveaux. Certains pays peuvent importer de l'électricité à un prix fixe de pays frontaliers avec une limite sur le volume maximal. Les pays exportateurs sont la zone des Balkans, le Maroc et la Russie. De plus, le modèle peut importer du reste du monde des ressources énergétiques sous forme d'énergie comme du pétrole brut ou du charbon.

Le choix du découpage temporel du modèle est laissé au modélisateur et repose sur la définition de journées types permettant de prendre en compte les variations

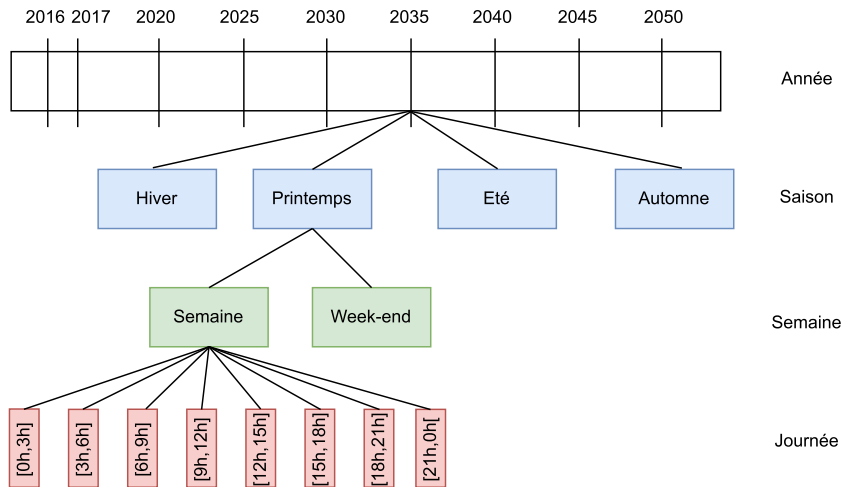


FIGURE 2.3 – Structure des *time-slices* dans eTIMES-EU

temporelles de la demande ainsi que des caractéristiques techniques des moyens de production. Par exemple, le niveau de demande et la production PV varient en fonction de l'heure de la journée. L'enjeu est de simplifier l'expression mathématique du modèle pour assurer des temps de calcul raisonnables tout en représentant correctement les facteurs temporels de la demande et de la production.

La structure du découpage temporel du modèle est illustrée dans la figure 2.3. Le modèle couvre la période allant de 2016 à 2050 avec des années jalons tous les 5 ans à partir de 2020. Chaque année est ensuite découpée en 64 *time-slices* chacune ayant une composante saisonnière, hebdomadaire et quotidienne. Le niveau saisonnier est divisé en quatre, le niveau hebdomadaire en deux avec une distinction entre semaine et week-end, et chaque jour est découpé en huit périodes d'une durée de trois heures.

### Représentation de l'environnement technologique

Une fois le périmètre du modèle établi, le modélisateur définit une instance de TIMES en instanciant l'ensemble des composants du modèle, en particulier la définition des technologies étudiées ainsi que les liens entre elles. La figure 2.2 donne une représentation simplifiée d'un modèle. TIMES est un modèle piloté par la demande dans la mesure où la solution optimale donne la configuration du système énergétique définie par ses variables d'investissement et d'activité qui répond à la demande tout en étant la moins chère. En partant de la demande finale en service énergétique, l'utilisateur peut retracer la chaîne d'approvisionnement jusqu'aux importations d'énergie primaire permettant de satisfaire cette demande. Au milieu se trouvent les technologies intermédiaires effectuant des transformations.

La topologie du modèle, représentée dans la figure 2.4, correspond à l'ensemble des technologies du modèle ainsi que des relations entre elles. On distingue deux éléments

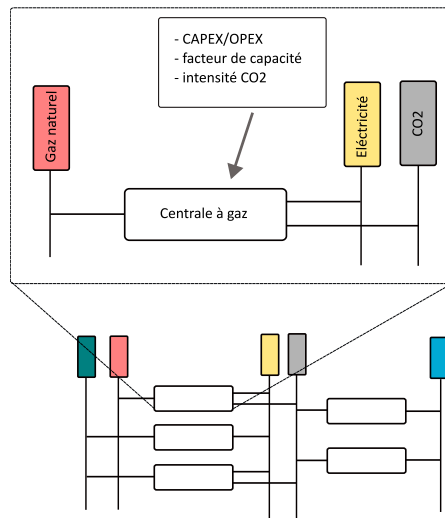


FIGURE 2.4 – Illustration de la structure du modèle composé de process connectés

fondamentaux appelés process et commodités qui constituent les briques élémentaires permettant de construire tout modèle. Une commodité est un objet permettant de représenter un produit (e.g. essence) ou un service (e.g. transport de passager). La structure dans TIMES est suffisamment souple pour qu'une commodité puisse être à la fois un vecteur énergétique, un matériau mais également une demande comme du transport de marchandise. Un process est une représentation simplifiée illustrée par la figure 2.4 d'une technologie de production considérée au sens large. Il est défini par les commodités en entrée et en sortie ainsi que par ses caractéristiques technico-économiques telles que son efficacité ou son coût d'investissement.

#### *Contraintes utilisateurs*

En compléments des contraintes fondamentales comprises dans TIMES, le modélisateur peut déclarer des contraintes spécifiques à son cas d'étude. Ces contraintes, combinées avec les valeurs de coût, permettent de construire des scénarios pour le système énergétique étudié. Ces contraintes donnent une grande latitude à l'utilisateur qui peut établir des relations entre les variables de décisions sous forme d'équation. Par exemple, des politiques publiques comme une sortie des fossiles ou un développement des [EnR](#) peuvent être définies grâce à des contraintes sur les variables de décisions. Les contraintes génériques utilisateurs sont :

- potentiel pour chaque process, définit la capacité maximale pouvant être installée ou la quantité d'énergie pouvant être produite sur une certaine durée.
- rythme d'installation des process, définit la quantité maximale de nouvelle capacité pouvant être installée sur une période donnée.

- contrainte sur les commodités environnementales comme par exemple les émissions maximales de CO<sub>2</sub>.

### *Spécificité du système électrique européen : les interconnexions électriques*

Une particularité du modèle est de représenter les échanges d'électricité grâce aux interconnexions entre les pays européens. Le choix de modéliser l'ensemble des pays européens permet de corriger les défauts inhérents aux modèles nationaux. Ces derniers se limitent la plupart du temps à la possibilité laissée au modèle d'importer de l'électricité depuis ses voisins à un prix et un volume définis. Ceci traduit mal la situation actuelle avec des pays interconnectés pouvant échanger des quantités importantes d'électricité en fonction des niveaux de demande, coûts et capacités de production. Les avantages des interconnexions électriques sont nombreux, elles participent à une meilleure sécurité d'approvisionnement en permettant une forme de mutualisation des moyens de production. Elles facilitent également l'intégration des **EnR** variables en permettant des transferts massifs d'électricité des pays ayant une production excédentaire vers des pays consommateurs ou possédant des moyens de stockage importants.

On distingue deux grandes approches pour modéliser les interconnexions, la méthode *flow-based* et la méthode NTC pour *Net Transfer Capacity*. L'approche *flow-based* traduit mieux les contraintes physiques d'échanges d'électricité sur un réseau maillé fonctionnant avec du courant alternatif. L'approche NTC est une représentation simplifiée des interconnexions qui établit des valeurs de capacités d'échanges maximales entre deux zones.

Les interconnexions sont modélisées avec l'approche NTC dans eTIMES-EU. Une représentation plus fine des aspects physiques des échanges d'électricité est possible avec TIMES (LEHTILA et GIANNAKIDIS 2013) relevant de l'approche *flow-based* mais concerne plus souvent des modèles d'adéquation et de *unit commitment*. La méthode NTC est cohérente avec la représentation simplifiée des réseaux de transport et de distribution dans eTIMES-EU, qui vise à saisir les enjeux technico-économiques.

#### 2.2.2 Principales données d'entrée

Les données technico-économiques ont évolué selon les besoins des sujets traités. La version initiale du modèle est détaillée dans (S. SIGGINI 2021). La section suivante donne un résumé des principales hypothèses et sources de données.

Les demandes finales en électricité, chaleur et hydrogène sont exogènes dans le modèle. La demande en électricité pour l'Europe est distinguée entre les besoins liés au véhicule électrique et la demande liée à l'industrie et au secteur résidentiel. Dans sa version de départ, les niveaux de demandes sont issus de (EUROPEAN COMMISSION, DIRECTORATE-GENERAL FOR ENERGY et al. 2016) qui distingue deux scénarios, l'un avec

une croissance modérée de l'utilisation du véhicule électrique et l'autre avec une augmentation plus importante. Ces projections sont issues du modèle PRIMES et sont basées notamment sur des hypothèses de croissance de la population et du PIB. Ces niveaux de demandes concernent les chapitres 3 et 4. Pour les chapitres 5 et 6 les niveaux de demandes ont été actualisés avec les valeurs fournies par le [Ten Year Development Plan \(TYNDP\)](#) de 2022 de l'ENTSO-E (ENTSO-E 2022d). Les chapitres 3, 4 et 6 n'ont pas de demande exogène en hydrogène. Le modèle a la possibilité de produire de l'hydrogène s'il y a un intérêt économique pour satisfaire les demandes en électricité et en chaleur. Les chapitres 6 et 5 incluent une demande en hydrogène avec les valeurs du TYNDP2022.

Les potentiels pour les technologies sont représentés de deux manières, soit par une puissance maximale comme pour le PV, ou une énergie consommée maximale comme pour la biomasse. Les valeurs sont issues de plusieurs sources, les principales étant la base ENSPRESO (P. RUIZ et al. 2019) pour l'éolien, le PV et la biomasse, le modèle JRC-TIMES-EU (S. SIMOES et al. 2013) pour l'hydraulique. Les potentiels pour les fossiles sont issus de l'agrégation de plusieurs sources listées dans (S. SIGGINI 2021).

Les possibilités d'investissements dans les nouvelles capacités d'interconnexions sont issues du TYNDP2016 pour les chapitres 3 et 4. Les valeurs ont été actualisées pour les chapitres 5 et 6 avec les valeurs du TYNDP2022.

Les données technico-économiques du modèle sont issues de différentes sources. Les valeurs utilisées pour la calibration du modèle sur le système électrique existant pour les années 2016 et 2017 sont issues de (EUROSTAT 2018) et (ENTSO-E 2019). Le calibrage permet de reproduire les niveaux de production, de stockage ainsi que les caractéristiques des capacités existantes. Les valeurs de coûts et des caractéristiques techniques des technologies disponibles à l'investissement pour le modèle sont issues d'une revue de littérature, les hypothèses de coûts des renouvelables diffèrent selon les chapitres et sont détaillées dans les parties méthodes de ces derniers. Le modèle ayant été à l'origine développé pour étudier les enjeux de variabilité climatique, les facteurs de capacité des EnR ont été établis de manière spécifique pour chaque technologie en se basant sur des séries de production historiques. Les coûts des imports d'énergies primaires sont issus de (IEA 2023a).

## INTÉGRATION DE L'EMPREINTE AU SOL DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE DANS LE MODÈLE POUR UNE MEILLEURE PRISE EN COMPTE DE L'ACCEPTATION SOCIALE

---

Ce chapitre a fait l'objet d'une publication :

Victor GUILLOT, Gildas SIGGINI et Edi ASSOUMOU (1<sup>er</sup> avr. 2023). « Interactions between Land and Grid Development in the Transition to a Decarbonized European Power System ». In : *Energy Policy* 175, p. 113470. ISSN : 0301-4215. DOI : [10.1016/j.enpol.2023.113470](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113470)

### 3.1 INTRODUCTION

#### 3.1.1 Empreinte au sol et production d'électricité

L'UE s'est engagée à atteindre la neutralité carbone d'ici 2050 et prévoit d'augmenter significativement la part des EnR (PARLIAMENT et C. o. t. EUROPEAN UNION 2021). De plus, l'électrification, combinée au potentiel de réduction des émissions de GES dans ce secteur (EUROPEAN COMMISSION, JOINT RESEARCH CENTRE et al. 2020), fait du système électrique un facteur essentiel dans la décarbonation de l'économie. Bien que les EnR aient l'avantage d'émettre moins de GES que les combustibles fossiles, leur densité énergétique (puissance par unité de surface) est plus faible (van ZALK et BEHRENS 2018). Cette plus grande empreinte au sol contient la possibilité d'une expansion désordonnée du système électrique si rien n'est fait pour la limiter. Bien que les surfaces disponibles soient suffisantes d'un point de vue technique, c'est-à-dire que le potentiel EnR est suffisant pour fournir de l'électricité à l'échelle de l'Europe (CHILD et al. 2019), cette observation néglige la complexité liée à l'utilisation de l'espace pour la production d'électricité. En effet, une approche technico-économique fait abstraction des questions d'acceptation sociale liées à l'utilisation de l'espace et des conflits d'usage, qui sont centraux dans la transition du système électrique (BUSSE et SIEBERT 2018; WOLSINK 2018). L'emploi d'une notion telle que le potentiel faisable qui intègre l'acceptation sociale (MCKENNA et al. 2022) est plus approprié pour la planification spatiale des systèmes énergétiques. Une autre méthode qui prend en compte l'acceptation sociale liée à l'occupation des sols consiste à utiliser des outils permettant d'allouer spatialement les installations de production dans la planification des systèmes électriques (DRECHSLER, OHL et al. 2011; DRECHSLER, EGERER et al. 2017; GRIMSRUD et al. 2021; KOECKLIN et al. 2021).

Il existe plusieurs définitions de l’empreinte au sol. Le terme *land-use* pouvant être traduit en occupation des sols est trop vague. *Land footprint* pour empreinte au sol est plus explicite pour traduire l’effet de l’installation des infrastructures énergétiques en matière d’aménagement du territoire. On trouve parfois en français les termes consommation d’espace ou de surface. Dans ce chapitre, ce sont les surfaces prises comme ressources qui permettent de prendre en compte les enjeux d’acceptation sociale. Les aspects tels que la nature des sols avec les distinctions comme forêt/prairie/culture ne relèvent pas de ce travail.

Bien que la question de l’espace commence à être abordée dans la recherche universitaire, les plans de transformation du système électrique élaborés par les institutions nationales prennent rarement en compte cette dimension. Pourtant, la recherche montre que si rien n’est fait pour la limiter, une part importante des terres pourrait être utilisée à des fins énergétiques (TRAINOR, McDONALD et FARGIONE 2016) et que, bien que des actions puissent être entreprises pour réduire cet usage, cela nécessite des décisions ambitieuses en matière de planification (PALMER-WILSON et al. 2019). (SCHELLER et al. 2021) a mené une enquête auprès de la communauté des modélisateurs des systèmes énergétiques. Ils ont constaté qu’en plus des impacts d’équité et de distribution, l’intégration des enjeux liés à l’utilisation des terres dans les modèles est encore à un stade précoce de développement, bien que cela ne nécessite pas de modifications substantielles des structures de modèle.

Contrairement à l’interaction entre les GES et la production d’électricité, qui est étudiée presque systématiquement dans les modèles énergétiques, le lien avec l’utilisation des terres est encore mal compris. Ces dernières années ont vu un nombre croissant d’études sur ce sujet, mais la grande variété des méthodes mises en œuvre, en termes de périmètres géographiques et temporels ou de technologies considérées, rend difficile l’identification d’actions concrètes à entreprendre pour le développement du système électrique.

Parmi les études françaises portant sur la prospective du système électrique, RTE et l’ADEME donnent de la place aux enjeux liés à l’occupation des sols avec un effort de définition et de quantification en lien avec leurs scénarios. *Futurs énergétiques 2050* de RTE (RTE 2022c) y consacre une partie dans le chapitre *Analyse sociétale*. Les auteurs appuient sur le fait que les enjeux en lien avec la consommation d’espace concernent plus les aspects sociétaux avec l’impact sur le cadre de vie et l’acceptation sociale que l’impact environnemental en lien avec l’artificialisation. L’accent est mis sur le photovoltaïque au sol et l’éolien qui ont des impacts différenciés et des possibilités de co-usages différents. Le feuilleton *Sols* de l’étude *Transition(s) 2050* appuie sur l’augmentation de l’empreinte au sol dans les quatre scénarios. L’étude quantifie les surfaces nécessaires pour trois définitions : empreinte totale, surfaces incompatibles avec co-usages agricoles et forestiers et surfaces artificialisées. De plus, l’étude estime les surfaces associées aux cultures énergétiques (biogaz, chaleurs et biocarburant) pour la France mais dans un cadre qui dépasse le strict périmètre du système électrique.

### 3.1.2 Empreinte au sol dans les modèles énergétiques

Le tableau 3.1 répertorie les études qui combinent empreinte aux sols et les modèles énergétiques.

La méthode la plus simple pour prendre en compte l'empreinte au sol consiste à appliquer des coefficients aux différentes technologies de manière ex-post pour des scénarios particuliers. Certaines études examinent la consommation de terres en détail (TRAINOR, McDONALD et FARGIONE 2016), tandis que d'autres considèrent cette variable parmi d'autres indicateurs tels que la pollution de l'air et l'emploi (JACOBSON et al. 2017), l'utilisation de l'eau, les GES et les matériaux (ARENT et al. 2014), ainsi que les catégories d'ACV (BERRILL et al. 2016). Une méthode plus sophistiquée consiste à étudier l'impact des restrictions sur les terres disponibles en modifiant de manière exogène les potentiels faisables en fonction de la définition (MCKENNA et al. 2022) de technologies spécifiques, c'est-à-dire à réduire le potentiel économique pour refléter une rareté de la ressource. Cette méthode est flexible et permet une description détaillée des restrictions liées à un manque d'acceptation ou à un impact sur la biodiversité. (WU, TORN et WILLIAMS 2015) étudie le développement du système électrique en Californie avec des contraintes environnementales. (PRICE, ZEYRINGER et al. 2018) considère différentes valeurs potentielles pour les EnR variables pour 20 zones au Royaume-Uni en modifiant la distance aux habitations ou la disponibilité des terres agricoles pour l'installation d'unités de production. (FÄLTH et al. 2021) restreignent les potentiels solaires et éoliens pour les régions Afrique du Nord et Moyen-Orient. La variabilité des hypothèses et des régions couvertes rend la comparaison entre les études difficile.

La méthode suivante consiste à intégrer dans un modèle énergétique une contrainte endogène sur la surface disponible pour le système électrique. Le modèle optimise le système électrique afin que la somme des surfaces utilisées par les différentes installations soit inférieure à une valeur fixée. La minimisation du coût total est neutre en termes d'utilisation des terres pour les différentes technologies. L'objectif est de répondre à la demande d'électricité tout en maintenant la consommation d'espace en dessous d'une valeur déterminée. (PALMER-WILSON et al. 2019) étudient les scénarios de décarbonation du système électrique de la province de l'Alberta (Canada) avec différents ensembles de contraintes spatiales. (TRÖNDLE 2020) explore les moyens de limiter l'empreinte au sol du système électrique européen pour un mix technologique comprenant le PV au sol et sur toiture, l'éolien terrestre et en mer, ainsi qu'une petite proportion d'hydroélectricité et de bioénergie. (CHEN, KIRKERUD et BOLKESJØ 2022) investiguent le lien entre l'utilisation des terres et la réduction des émissions de GES dans 13 pays européens pour l'année 2040 en minimisant l'utilisation des terres dans le cadre d'un coût supplémentaire défini par rapport à un scénario de référence. (COOK et al. 2022) analyse les implications des contraintes liées à l'eau et aux terres pour un système 100% renouvelable situé à Amarillo au Texas, aux États-Unis.

La plupart des études repose sur une simulation d'une seule année, ce qui rend impossible l'examen de l'influence d'une contrainte spatiale sur le développement du système électrique au fil du temps. De plus, ces études n'incluent pas toujours la même liste de technologies disponibles. À notre connaissance, seul (PALMER-WILSON et al. 2019) a étudié les scénarios de décarbonation du système électrique entre la période actuelle et 2050 avec une contrainte spatiale endogène. Les auteurs constatent que la réduction des technologies fossiles remplacées par le solaire et l'éolien conduit à une multiplication par dix de l'utilisation des terres dans un scénario sans contrainte. En outre, ils soulignent que ne pas permettre une augmentation de l'utilisation des terres entraîne une augmentation des coûts de 11%. Cependant, l'étude se limite à la minimisation du coût total pour une seule région au Canada, et les interconnexions ne sont pas prises en compte. Les études impliquant une contrainte endogène en Europe se basent sur l'optimisation d'un système électrique sur une année, rendant impossible l'étude de l'évolution du système au fil du temps. De plus, certaines de ces études ne couvrent pas tous les pays européens. Bien que certaines recherches considèrent les avantages des interconnexions en termes de coûts (D. P. SCHLACHTBERGER et al. 2017) ou de gestion de l'équilibrage à différentes échelles (TRÖNDLE 2020), ces articles ne se concentrent pas sur l'impact spatial à l'échelle européenne.

### 3.1.3 Organisation du chapitre

Ce chapitre propose de combler cette lacune en intégrant une variable spatiale dans un modèle d'optimisation énergétique qui permet de construire des scénarios limitant l'expansion des terres tout en testant le développement des interconnexions pour examiner le transfert d'occupation des sols entre les pays. Les choix technologiques ainsi que les répartitions géographiques de l'usage des sols sont évalués à l'échelle continentale et nationale. Nous analysons également les implications du développement des interconnexions et des contraintes spatiales sur la répartition des investissements.

Les questions de recherche qui structurent ce travail sont les suivantes :

1. Comment l'intégration de l'utilisation des terres dans la planification énergétique modifie-t-elle les trajectoires de décarbonation ?
2. Quels leviers d'action et quels choix en termes de technologies et de développement des interconnexions prennent en compte la consommation de terres dans les trajectoires de décarbonation ?
3. Quels sont les obstacles potentiels à la mise en œuvre d'une politique de réduction de l'utilisation des terres ?

Le reste de l'article est organisé comme suit : la section 3.2 décrit le modèle et la méthode utilisée pour intégrer une contrainte de surface. La section 3.3 présente les résultats, et la section 3.4 propose une discussion. La section 3.5 conclut et suggère les implications politiques pour la décarbonation du système électrique.

TABLE 3.1 – Revue de la littérature : études considérant l'utilisation des terres et le système énergétique

Article	Région	Secteur énergétique	Représentation temporelle	Interconnexion	Méthode	Empreinte au sol comme sujet principal	Technologie	objectif CO <sub>2</sub>
(RIBEIRO, FERREIRA et ALMADRID 2013)	Portugal	Électricité	2010-2020	Oui	Calculs ex-post	Oui	Toutes sauf nucléaire and ces	None
(HERWICZ et al. 2014)	US	Électricité	2010 to 2050	Oui	Calculs ex-post	Oui	Toutes	-86%
(WU, TORRE et WILLIAMS 2015)	Monde	Électricité	2010 to 2050	Oui	Calculs ex-post	Oui	Toutes sauf nucléaire	Oui
(KONARDU et al. 2015)	Californie (US)	Électricité	Une année 2050	Oui	Restriction sur le potentiel	Oui	Toutes	-86%
(TRANKOR, McDONALD et FARRINGTON 2016)	US	Énergie	2018-2050, 2050	Oui	Calculs ex-post	Oui	Bioenergy land use only	-86%
(BERRELL et al. 2016)	UK	Énergie	Comparaison 2011 et 2040	Oui	Calculs ex-post	Oui	Toutes	Taxe carbone
(JACOBSON et al. 2017)	Europe	Électricité	Une année 2050	Oui (just transmission land footprint)	Calculs ex-post	Oui	Toutes sauf nucléaire	Taxe carbone
(PRICE, ZORNINGER et al. 2018)	Monde	Énergie	2015 to 2050	Oui	Calculs ex-post	Oui	EnR seulement	Neutre (pas de fossiles)
(PRICE, ZORNINGER et al. 2018)	UK	Électricité	Une année 2050	Oui	Restriction sur le potentiel	Oui avec eau	Toutes	-86%
(PALAMAR, WILSON et al. 2019)	Europe	Électricité	2015 to 2060	Oui	Contrainte endogène	Oui	Toutes	-96%
(KRONBLE 2020)	Alberia (Canada)	Électricité	Une année	Oui	Contrainte endogène	Oui	EnR seulement	Neutre ( pas de fossiles)
(SASSE et TRUTNEVYTE 2020)	Europe centrale	Électricité	2016-2050	Oui	Calculs ex-post	Oui	Toutes	Oui
(WU, LESJE et al. 2020)	US Ouest	Électricité	2050	Oui	Restriction sur le potentiel	Oui, land use as an indicator of equity with jobs and investments	Toutes	-86%
(PRICE, MANZGER et al. 2020)	UK	Électricité	2050	Oui	Restriction sur le potentiel	Oui, visual impact more precisely	3Mt CO <sub>2</sub> 2050	Neutralité CO <sub>2</sub>
(FALCH et al. 2021)	MENA	Électricité	Une année, 2040	Oui	Restriction sur le potentiel	Oui	Toutes	Neutralité CO <sub>2</sub>
(HENSCHUS et al. 2021)	Allemagne	Énergie et agriculture	2015-2050	Oui	Restriction sur le potentiel	Oui	Toutes, but bioenergy only for land use	-86%
(FRIBERG et al. 2021)	Europe	Électricité	1 year, greenfield	Oui	Calculs ex-post	Oui	EnR + open cycle gas turbine	CO <sub>2</sub> reduction explored
(WILLIAMS et al. 2021)	US	Énergie	2020 to 2050	Oui	Restriction sur le potentiel	Oui	Toutes	Net zero 2050
(CHEN, KARRERUD et BOLKESHO 2022)	Europe du Nord	Électricité, heat, hydrogen	2040	Oui	Contrainte endogène	Oui	Toutes	Cap et taxe
(COOK et al. 2022)	Amarillo, TX, USA	Électricité	Une année	Oui	Contrainte endogène	Oui avec eau	EnR seulement	No direct CBS emissions
Ce chapitre	Europe	Électricité	2016-2050	Oui	Contrainte endogène	Oui	Toutes	Net zero 2050

### 3.2 INTÉGRATION DE L'EMPREINTE AU SOL DANS LE MODÈLE ETIMES-EU

La prise en compte de l'empreinte au sol du système électrique passe par l'intégration dans le modèle eTIMES-EU de l'usage des sols. La quantification des surfaces associées à la production d'électricité permet de construire des scénarios avec des contraintes sur les surfaces disponibles. Cette partie décrit la modification du modèle eTIMES-EU ainsi que les scénarios étudiés dans cette étude.

#### 3.2.1 Description du modèle

##### *eTIMES-EU : modèle du système électrique européen*

L'étude utilise le modèle eTIMES-EU décrit dans le chapitre 2.1. Afin de prendre en compte l'utilisation des sols dans le modèle, nous avons modifié sa structure générale pour ajouter une contrainte supplémentaire. De plus, nous avons créé deux plans de développement des interconnexions différents pour étudier le lien entre interconnexions et usage des terres.

Les principales sources pour les données du modèle sont résumées dans le tableau 3.2. Les hypothèses technico-économiques pour les nouvelles technologies fossiles et EnR sont issues de (IEA 2016). Une calibration pour l'année de départ des infrastructures existantes est réalisée avec les données d'Eurostat (EUROPEAN COMMISSION, DIRECTORATE-GENERAL FOR CLIMATE ACTION et al. 2016) et (ENTSO-E 2019). Les hypothèses sur le coût des combustibles proviennent de (IEA 2013). La plupart des hypothèses pour dériver les potentiels EnR sont basées sur (S. SIMOES et al. 2013) et ont été complétées par les données JRC ENSPRESO (C. P. RUIZ et al. 2019) pour le PV, afin de distinguer le potentiel des systèmes centralisés et décentralisés. Les demandes nationales d'électricité sont déduites de (EUROPEAN COMMISSION, DIRECTORATE-GENERAL FOR CLIMATE ACTION et al. 2016), correspondant au scénario de référence de la Commission européenne, basé sur la population, la croissance économique et les gains d'efficacité énergétique. L'augmentation de la demande en Europe est de 25% entre 2016 et 2050. Des scénarios avec une demande plus élevée, correspondant à une augmentation de 60%, sont également simulés dans la section 3.4.4.

TABLE 3.2 – Résumé des principales données d'entrée

Données d'entrée	Source
Demandes électricité	(EUROPEAN COMMISSION, DIRECTORATE-GENERAL FOR CLIMATE ACTION et al. 2016)
Production et échanges électricité année de base 2016	(ENTSO-E 2019; EUROPEAN COMMISSION, DIRECTORATE-GENERAL FOR CLIMATE ACTION et al. 2016)
Coûts d'investissements, fixes et variables	(IEA 2016)
Coût énergie primaire	(IEA 2013)
Potentiels EnR	(HUNDLEBY et FREEMAN 2017; P. RUIZ et al. 2019)

### Définition empreinte au sol

Il existe plusieurs manières de définir l’empreinte au sol. Le choix de l’une par rapport à l’autre dépend de l’étude et des phénomènes voulant être approfondis. La figure 3.1 illustre les différentes définitions pour l’empreinte au sol. La distinction la plus fréquente est entre l’empreinte directe et l’empreinte totale. L’empreinte directe est définie selon (DENHOLM et al. 2009) comme l’ensemble des surfaces artificialisées d’un projet incluant les infrastructures de production comme le mât d’une éolienne mais également les routes d’accès, locaux, postes de transformation. L’espace non artificialisé comme les terrains entre les éoliennes ou les rangées de panneaux photovoltaïques n’est pas comptabilisé. L’empreinte totale à l’inverse comptabilise cet espace. Il existe des variantes qui prennent en compte ou non les surfaces artificialisées de manière temporaire ou celles faisant la distinction entre surfaces imperméabilisées et surfaces artificialisées. Cependant, la principale distinction reste empreinte directe/totale. D’autres mesures existent comme l’enveloppe convexe des installations ou la zone de visibilité prenant en compte une distance aux installations. Elles restent moins utilisées en pratique et sont spécifiques à chaque étude.

L’empreinte directe permet d’évaluer l’impact environnemental des infrastructures en mesurant les surfaces artificialisées alors que l’empreinte totale permet d’explorer les questions en lien avec l’acceptation sociale. 3.3 récapitule les différents cas d’usage des métriques ainsi que leur pertinence.

TABLE 3.3 – Comparaison des applications pour les différentes définitions de l’empreinte au sol

Définition	Artificialisation	Conflits d’usages	Acceptabilité	Accès aux données
Empreinte directe	+	+	-	+
Enveloppe convexe	-	+	+	-
Empreinte totale	-	+	+	+
Zone de visibilité	-	-	++	-

### Intégration d’une contrainte sur l’espace dans eTIMES-EU

Afin d’étudier l’influence d’une contrainte sur les terres disponibles pour le système électrique, nous avons ajouté une variable d’espace au modèle. Cette variable représente la somme des surfaces associées à chaque installation. Pour 2016, la valeur est calculée pour un système électrique modélisé à partir de données historiques. Ensuite, pour chaque année, le modèle met à jour cette variable en fonction des installations et des mises hors service des centrales. Pour chaque décision du modèle, l’incrément est égal au produit entre la puissance installée/supprimée et l’empreinte totale de la

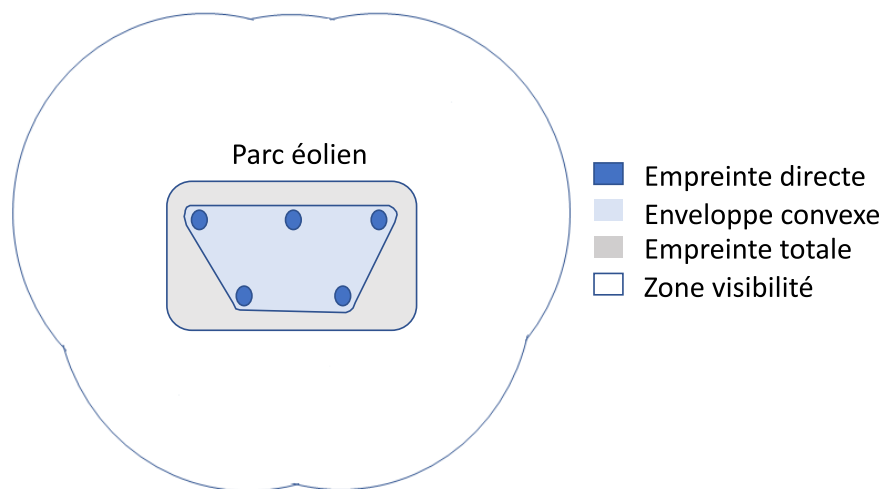


FIGURE 3.1 – Illustration des définitions de l’empreinte au sol dans le cas d’un parc éolien

technologie concernée. Il est alors possible de fixer des limites sur cette variable afin de contraindre la superficie disponible. Le modèle doit faire des choix d’investissement qui tiennent compte de l’utilisation de l’espace, en plus de minimiser le coût total actualisé. La manière dont la contrainte est mise en œuvre implique que tous les pays coopèrent pour réduire la surface totale tout en minimisant le coût total actualisé et en respectant des contraintes communes de CO<sub>2</sub>.

Grâce au haut niveau de désagrégation du modèle, les technologies peuvent être précisément différenciées en termes de surfaces associées à leur construction. Cette méthode est plus générale que celle qui se limite à restreindre uniquement l’éolien terrestre et le PV.

L’étude utilise l’empreinte totale pour caractériser la consommation d’espace associée à chaque technologie. Cette quantité peut être définie comme la surface totale utilisée par les installations de production d’électricité (y compris les routes d’accès, les espacements et les bâtiments) par unité de puissance (IOANNIDIS et KOUTSOYIANNIS 2020). Cette quantité est égale à l’inverse de la densité de puissance. Les valeurs sont supérieures à l’empreinte directe, qui correspond approximativement à la surface artificialisée par les installations. La différence est particulièrement grande pour l’éolien terrestre et plus faible pour le PV au sol. L’empreinte totale est retenue car elle reflète davantage une approche potentielle et représente mieux les conflits d’usage possibles. Si l’espace entre les éoliennes permet d’autres activités, telles que l’agriculture, cet espace est important du point de vue de la production d’électricité, car des éoliennes supplémentaires ne peuvent pas être installées en raison de l’effet de sillage *wake effect*. Nous ne tenons pas compte des surfaces liées à l’extraction des combustibles ou au réseau de transport. Les valeurs de l’empreinte totale sont les mêmes que celles utilisées par (PALMER-WILSON et al. 2019), qui sont en grande partie tirées de (TRAINOR,

MCDONALD et FARGIONE 2016). L'éolien en mer et le PV sur toiture ont une empreinte égale à zéro car ils ne sont pas installés directement sur des terres.

Le tableau 3.4 donne les valeurs d'empreinte au sol (empreinte totale) par technologie.

TABLE 3.4 – Empreinte au sol (empreinte totale) par technologie

Technologie	Empreinte au sol (empreinte totale) [km <sup>2</sup> /GW]
Éolien terrestre	368,3
Éolien en mer	0
Hydroélectricité (barrage)	84,6
Hydroélectricité (fil de l'eau)	0
PV au sol	34,4
PV sur toiture	0
Géothermie	38,8
Biomasse	4
<i>Bioenergy with CCS (BECCS)</i>	5
Nucléaire	4,1
CCGT	1,8
CCGT + <i>Carbon Capture and Storage (CCS)</i>	2,2
Turbine fioul	1,8
Turbine fioul + CCS	1,8
Charbon	4
Charbon + CCS	5

### 3.2.2 Scénarios

Les scénarios considérés permettent d'étudier le lien entre la décarbonation du système électrique et l'utilisation d'espace, ainsi que d'évaluer les stratégies de développement des interconnexions et leur impact sur l'utilisation des terres et sa répartition à travers l'Europe. Tous les scénarios sont construits de manière à ce que le système électrique atteigne la neutralité carbone d'ici 2050. Les objectifs en matière d'utilisation des terres et de CO<sub>2</sub> sont communs à toutes les zones. Pour atteindre la neutralité carbone, nous avons fixé un plafond sur les émissions directes de CO<sub>2</sub> pour l'ensemble du système. La valeur du plafond pour chaque année est calculée grâce à une interpolation linéaire entre les émissions réelles de CO<sub>2</sub> en 2016 et les émissions nulles en

2050. Pour chaque scénario, la solution optimale est celle qui minimise le coût total actualisé.

Afin d'étudier l'impact de la contrainte spatiale, nous limitons l'augmentation de la surface entre 2020 et 2050 en fixant une valeur maximale de surface en 2050, qui est un multiple de la surface totale en 2020. Les multiples utilisés sont 1, 2 et 3. Par exemple, une multiplication par 1 des surfaces entre 2020 et 2050 représente le cas limite où le modèle n'est pas autorisé à augmenter la quantité de terres dédiées au système électrique. La trajectoire entre 2020 et 2050 est obtenue par interpolation linéaire. Le renforcement progressif de la contrainte spatiale déclenche des substitutions technologiques.

Huit scénarios sont couverts dans cette étude. Le tableau 3.5 résume les principales caractéristiques des scénarios. Les quatre scénarios principaux sont : *Reference*, *x1*, *x2*, *x3*. *Reference* désigne un scénario sans contrainte sur les sols, et *x1*, *x2* et *x3* désignent des scénarios qui autorisent respectivement une multiplication par 1, 2 et 3 de la surface dédiée au système électrique entre 2020 et 2050. Le premier ensemble de quatre scénarios (*Reference*, *x1*, *x2*, et *x3*) représente une situation où l'utilisation relative des interconnexions dans chaque pays ne change pas radicalement, à part l'adaptation à l'augmentation de la demande. Le ratio entre les importations annuelles et la demande est fixé pour toutes les périodes à sa valeur de 2016. Pour explorer l'effet des interconnexions sur l'utilisation des terres, un scénario alternatif est ajouté où les échanges entre pays ne sont limités que par les spécifications techniques. Cela signifie que l'efficacité des coûts est privilégiée plutôt que de garantir une part de production nationale. Ces scénarios alternatifs sont désignés par le préfixe *Alternative\_*.

TABLE 3.5 – Résumé des principales caractéristiques de chaque scénario

Scenarior	Développement maximal de l'empreinte total entre 2020 et 2050	Limitation usage interconnexions
<i>Reference</i>	Non contraint	✓
<i>x1</i>	x1	✓
<i>x2</i>	x2	✓
<i>x3</i>	x3	✓
<i>Alternative_Reference</i>	Non contraint	✗
<i>Alternative_x1</i>	x1	✗
<i>Alternative_x2</i>	x2	✗
<i>Alternative_x3</i>	x3	✗

### 3.3 RÉSULTATS

Les résultats montrent qu'il existe une solution optimale pour chaque combinaison de contrainte d'utilisation des terres et d'objectif de neutralité carbone. Cette section présente d'abord l'analyse des résultats au niveau européen, où tous les indicateurs sont agrégés. Ce tableau général est ensuite détaillé dans des sous-sections spécifiques qui analysent la répartition géographique de l'utilisation des terres et des investissements, ainsi que l'impact des interconnexions, afin d'évaluer la pertinence des solutions optimales.

#### 3.3.1 Influence de la contrainte d'espace sur l'ensemble du système électrique

##### *Mix de production*

La figure 3.2 montre l'évolution du mix de production pour le système électrique européen dans les scénarios *x1*, *x2*, *x3* et *Reference*. Pour tous les scénarios, la contrainte sur les émissions directes de CO<sub>2</sub> se traduit par une diminution de la part des combustibles fossiles, passant de 40% à 15% de la production totale dans le scénario *x1* et de 40% à 8% dans le scénario *Reference*. Les technologies encore présentes sont, à parts égales, le gaz naturel et les combustibles fossiles équipés de CCS). La production de charbon est quasiment nulle dans tous les scénarios d'ici 2045. Plus la contrainte sur l'utilisation des terres est stricte, plus la part des combustibles fossiles dans le mix énergétique est élevée.

Les dernières émissions directes de CO<sub>2</sub> associées à ces technologies basées sur les combustibles fossiles sont réduites lorsqu'elles sont équipées de BECCS et compensées par le BECCS afin d'atteindre la neutralité carbone en 2050. La part de l'énergie nucléaire diminue dans tous les scénarios : elle est divisée par trois dans le scénario *Reference*, représentant 8% de la production totale en 2050. Dans le scénario *x1*, sa part est divisée par deux, pour représenter 10% de la production totale en 2050.

La diminution des technologies basées sur les combustibles fossiles et l'énergie nucléaire est compensée par une augmentation de la part de l'éolien et, dans une moindre mesure, du PV. Ces deux technologies représentent environ 60% et 50% de la production totale dans les scénarios *Reference* et *x1* respectivement en 2050. Bien que la part globale des EnR ait tendance à légèrement diminuer à mesure que la contrainte spatiale augmente, les résultats montrent une forte sensibilité de la part de ces technologies. La solution optimale dans les scénarios avec contrainte sur les surfaces favorise les technologies à faible empreinte totale, comme l'éolien en mer et le PV sur toiture, et réduit la quantité d'électricité produite par l'éolien terrestre et le PV au sol. Par exemple, l'éolien terrestre contribue à environ 30% de la production totale d'électricité dans le scénario *Reference* et seulement à 7% dans le scénario *x1*. À l'inverse, la production de PV sur toiture en 2050 est presque trois fois plus élevée dans le scénario

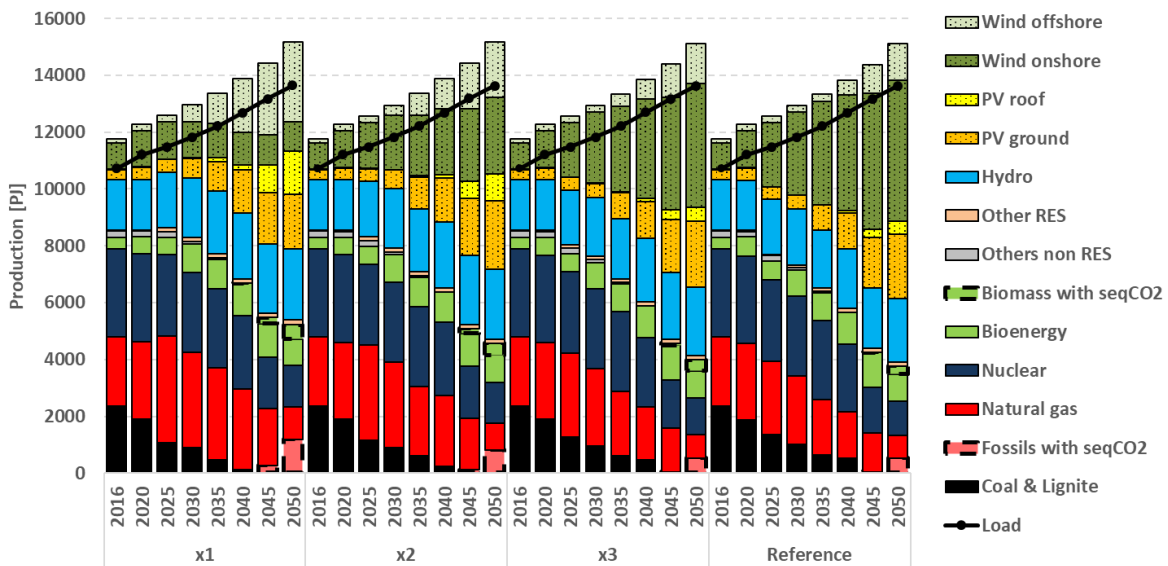


FIGURE 3.2 – Les mix de production européens pour les scénarios  $x1$ ,  $x2$ ,  $x3$  et *Reference*, les parts des EnR variables (fond pointillé) et les sources dispatchables (fond uni) sont distinguées. Le scénario  $x1$  fait référence au scénario où il n’y a pas d’augmentation de l’utilisation des terres,  $x2$  fait référence au scénario où l’utilisation des terres est multipliée par deux entre 2020 et 2050,  $x3$  fait référence au scénario où l’utilisation des terres est multipliée par 3 entre 2020 et 2050.

$x1$  que dans le scénario *Reference*, et la production d’éolien en mer en 2050 est presque deux fois plus élevée dans le scénario  $x1$  que dans le scénario *Reference*.

De manière plus générale, les résultats montrent qu’une contrainte spatiale plus stricte tend à réduire la part des EnR variables et à ralentir la diminution des technologies pilotables dans le mix de production.

### Capacités installées

La figure 3.3 montre les capacités installées pour les scénarios  $x1$ ,  $x2$ ,  $x3$  et *Reference*. Les capacités installées suivent des tendances similaires à celles de la production. La capacité nucléaire installée est réduite de moitié dans tous les scénarios entre 2020 et 2050. Le scénario  $x1$  est celui avec la plus grande capacité installée en 2050, atteignant 59 GW, contrairement au scénario *Reference* avec 47 GW. Cette différence de 12 GW correspond à environ 8 réacteurs EPR (1600 MW chacun). La diminution générale de la capacité nucléaire implique que certaines centrales nucléaires seront fermées tandis que d’autres seront renouvelées.

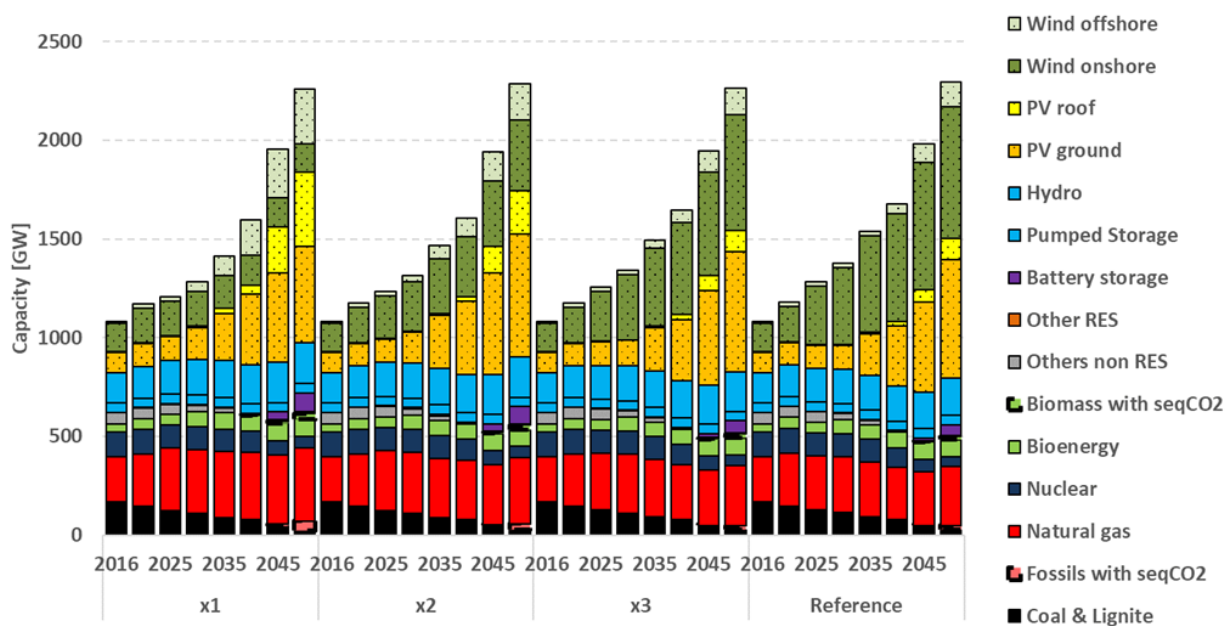


FIGURE 3.3 – Les capacités installées pour les scénarios  $x_1$ ,  $x_2$ ,  $x_3$  et de référence, les partages variables EnR (fond pointillé) et les sources dispatchables (fond uni) sont distinguées.  $x_1$  fait référence au scénario où il n’y a pas d’augmentation de l’utilisation des terres,  $x_2$  fait référence au scénario où l’utilisation des terres est multipliée par deux entre 2020 et 2050,  $x_3$  fait référence au scénario où l’utilisation des terres est multipliée par 3 entre 2020 et 2050

Le CCS pour les combustibles fossiles et la biomasse réagit de manière similaire à la contrainte sur les surfaces. La capacité équipée en CCS augmente en fonction de la contrainte : le scénario  $x_1$  prévoit 73 GW de CCS installés, tandis que le scénario *Reference* en prévoit 37 GW. Cette différence de 36 GW est significative, elle correspond à l’équipement de 72 sites avec une capacité de 500 MW répartis à travers l’Europe.

Concernant les EnR variables, l’éolien terrestre est la technologie la plus affectée. Son empreinte au sol élevée devient un désavantage à mesure que la contrainte spatiale se renforce. La capacité installée en 2050 dans le scénario *Reference* est d’environ 670 GW, mais elle chute à environ 140 GW dans le scénario  $x_1$ . Les résultats montrent que la contrainte sur les surfaces modifie la tendance de l’installation des capacités d’éolien terrestre selon le scénario. La capacité installée d’éolien terrestre est multipliée par environ 4 entre 2020 et 2050 dans le scénario *Reference*, tandis qu’elle diminue légèrement dans le scénario  $x_1$ . Pour tous les autres EnR et scénarios, la capacité totale installée augmente avec le temps.

Le développement du PV sur toiture augmente progressivement en fonction de la contrainte et atteint 110 GW en 2050 dans le scénario *Reference*, pour atteindre un

maximum d'environ 380 GW installés dans le scénario *x1*. La différence est moins marquée pour la capacité installée de PV au sol. La différence de capacité installée en 2050 entre les scénarios *x1* et *Reference* est de 110 GW, ce qui est à comparer aux 600 GW installés en 2050 dans le scénario *Reference*.

### 3.3.2 Spécificités nationales et interactions entre pays sous contrainte d'espace

Examiner la situation globale tend à sous-estimer la difficulté de mettre en œuvre un développement spécifique du système électrique. L'agrégation des valeurs pour l'ensemble de l'Europe masque des situations particulières dans lesquelles la coopération entre tous les acteurs pourrait ne pas être garantie. La minimisation du coût total actualisé avec *perfect foresight* utilisée dans cette étude signifie que la solution optimale est atteinte pour l'ensemble de la zone, mais elle peut créer des situations où certains pays gagnent ou perdent en termes d'utilisation des terres ou d'investissements. Ces différences peuvent inciter les pays ou les énergéticiens à défendre des schémas de développement qui servent leurs intérêts. Ces intérêts divergents peuvent représenter des défis encore plus importants que le coût supplémentaire du système, qui reste relativement limité. Les sous-sections suivantes détaillent les solutions optimales en examinant les situations nationales.

### 3.3.3 Répartition de l'occupation des sols : la contrainte d'espace réduit les écarts entre les pays

La figure 3.4 montre la répartition des surfaces dédiées à la production d'électricité par pays en 2050. Il est important de noter que dans les scénarios de référence, le ratio entre les terres utilisées pour la production d'électricité et la superficie totale est significatif pour certains pays. C'est particulièrement le cas pour les pays ayant un fort potentiel d'éolien terrestre, comme la Belgique, le Royaume-Uni et les Pays-Bas, où le ratio de terres est respectivement de 13%, 14% et 20% dans le scénario *Reference*. Ces ratios correspondent à des valeurs absolues d'environ 4 000, 35 000 et 8 000 km<sup>2</sup> respectivement. Les pays ayant le ratio le plus élevé ne sont pas ceux avec la plus grande empreinte absolue. Les valeurs absolues d'utilisation d'empreinte pour l'Allemagne et la France dans le scénario *Reference* sont respectivement de 45 000 et 39 000 km<sup>2</sup>, tandis que leurs ratios sont de 13% et 7%. L'effet principal de l'ajout d'une contrainte spatiale est de réduire le ratio d'utilisation des terres au niveau national. L'Allemagne est le pays avec le ratio d'utilisation des terres le plus élevé, soit 6% dans le scénario *x1*. En d'autres termes, la contrainte spatiale tend à améliorer l'équité en matière de ratio d'utilisation des terres entre les pays.

L'influence des interconnexions varie selon les pays. Dans certains pays, l'impact de l'utilisation des interconnexions est insensible à la contrainte d'espace. Par exemple, des pays comme l'Allemagne et la Belgique bénéficient toujours d'avantages en termes

d'utilisation des terres lorsque les échanges sont optimisés. En revanche, dans des pays comme l'Espagne et le Danemark, l'utilisation des terres augmente lorsque les échanges ne sont pas limités. Une des raisons est que les pays avec un potentiel plus faible peuvent externaliser la production vers des pays voisins lorsque les échanges ne sont pas restreints. La dernière catégorie regroupe des pays qui sont affectés différemment en fonction de la contrainte sur les surfaces. Par exemple, le ratio du Portugal diminue dans les scénarios *Reference* et  $x_3$ , mais augmente dans les deux autres cas.

### 3.3.4 *Influence des interconnexions : l'amélioration de l'efficacité accroît les déséquilibres commerciaux*

La figure 3.5 montre la répartition des échanges et l'équilibre entre les importations et les exportations pour chaque pays en 2050. La différence entre les deux schémas de fonctionnement des interconnexions est évidente. La solution optimale utilise largement les échanges d'électricité entre pays dans le cas des échanges non restreints, en particulier en Europe de l'Ouest. Les échanges sont intenses autour de l'Allemagne, qui importe environ 230 TWh en 2050 de ses voisins dans le scénario *Alternative*, contre 30 TWh dans le scénario *Reference*. Cette augmentation des échanges est rendue possible par le développement des interconnexions. Le scénario *Alternative* dispose de 27 GW supplémentaires d'interconnexions par rapport au scénario *Reference*.

Les interconnexions tendent à concentrer spatialement la production, de sorte que les pays ayant le plus fort potentiel produisent davantage et peuvent augmenter la valeur de leur production grâce aux échanges. Par exemple, les Pays-Bas exportent environ 35% de leur production totale en 2050 dans le scénario *Alternative*, et le Danemark environ 60% de sa production totale. Cela implique également que les pays exportateurs devront supporter les inconvénients liés à la production d'énergie, qui ne se limitent pas à l'utilisation des terres. La contrainte sur les surfaces n'affecte pas significativement les schémas d'échanges, sauf pour le Royaume-Uni. La contrainte a un impact sur les volumes, mais pas sur la direction des échanges.

### 3.3.5 *Répartition des investissements : l'émergence de gagnants et de perdants avec la contrainte d'espace*

Les défis liés aux investissements sont doubles. D'une part, l'Europe a intérêt à développer un système électrique à moindre coût. D'autre part, les pays ont intérêt à attirer les investissements. En effet, grâce à des mécanismes de tarification spécifiques, les exportations peuvent couvrir les coûts des investissements supplémentaires pour les pays exportateurs, tout en générant des retombées économiques en termes d'emplois et d'investissements liés à l'augmentation des capacités.

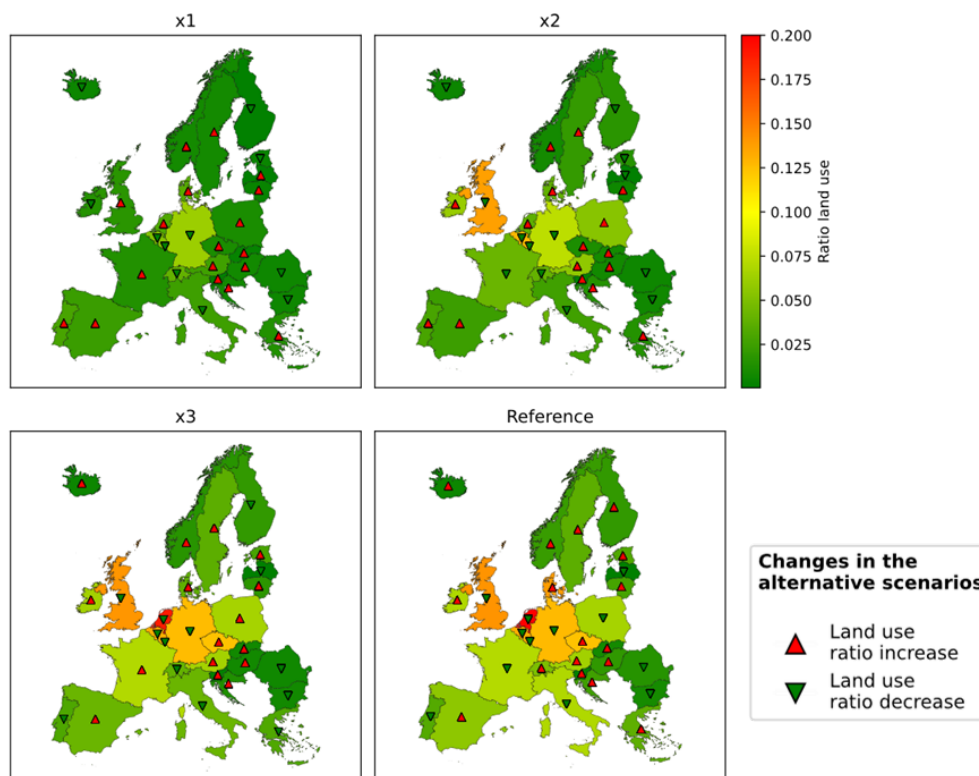
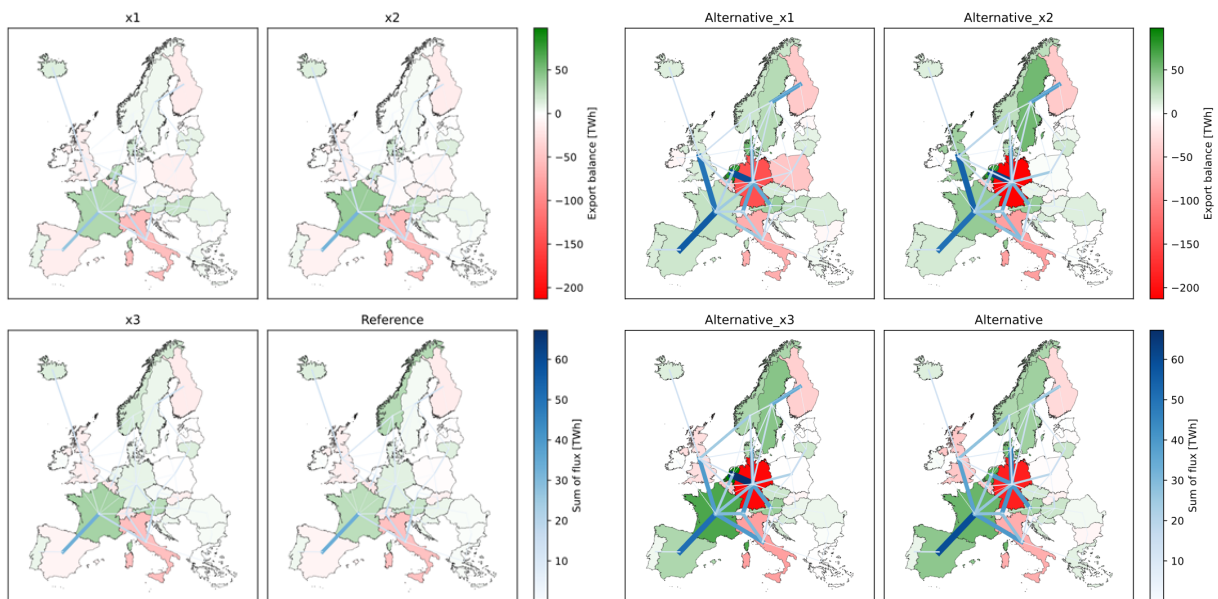


FIGURE 3.4 – Répartition géographique de l'utilisation des terres en 2050. Le rapport est égal à la superficie des terres dédiées à la production d'énergie divisée par la superficie totale du pays. Les triangles ascendants (rouges) indiquent une augmentation du taux d'utilisation des terres avec le développement des interconnexions et les triangles descendants (verts) indiquent une diminution. *x1* fait référence au scénario où il n'y a pas d'augmentation de l'utilisation des terres, *x2* fait référence au scénario où l'utilisation des terres est multipliée par deux entre 2020 et 2050, *x3* fait référence au scénario où l'utilisation des terres est multipliée par 3 entre 2020 et 2050



(a) Scénarios de base

(b) Scénarios alternatifs

FIGURE 3.5 – Échanges d'électricité, fond de carte pour la différence entre exportations et importations et lignes pour la somme des flux d'électricité en 2050. Les quatre carrés de gauche sont les scénarios principaux, les carrés de droite sont les scénarios alternatifs où les importations nationales sont limitées à 2016. les niveaux.  $x_1$  fait référence au scénario où il n'y a pas d'augmentation de l'utilisation des terres,  $x_2$  fait référence au scénario où l'utilisation des terres est multipliée par deux entre 2020 et 2050,  $x_3$  fait référence au scénario où l'utilisation des terres est multipliée par 3 entre 2020 et 2050

## Coût total

TABLE 3.6 – Différence absolue et relative du coût total actualisé par rapport au scénario de référence

Scénario	Différence absolue avec scénario <i>Reference</i> [G€]	Différence relative avec scénario <i>Reference</i>
<i>x1</i>	76	1.30%
<i>x2</i>	28	0.50%
<i>x3</i>	6	0.10%
<i>Alternative</i>	-14	-0.20%

Le tableau 3.6 présente les différences absolues et relatives par rapport au scénario *Reference* en termes de coût total actualisé et de coût total pour l'année 2050. On observe que les coûts augmentent progressivement à mesure que la contrainte sur l'utilisation des terres devient plus stricte. Le coût supplémentaire de la contrainte sur les surfaces dans le scénario *x1* atteint 76 milliards d'euros pour l'ensemble du système et de la période. La différence de coût relative entre le scénario *x1* et le scénario *Reference* est de 1,3%, ce qui reste relativement limité par rapport à la sévérité de la contrainte en espace. En d'autres termes, il est possible de réduire drastiquement l'empreinte du système électrique avec un coût supplémentaire limité. Cependant, cela nécessite la pleine coopération de tous les pays et une planification efficace du développement du système électrique. Le développement des interconnexions réduit le coût total du système d'environ 14 milliards d'euros dans le scénario *Alternative* par rapport au scénario *Reference*.

## Investissements globaux

La figure 3.6 présente les investissements totaux absolus (combustible, exploitation et maintenance, fixes, et d'investissements) en 2050 et la différence avec le scénario *Reference* dans les autres scénarios. On observe que les pays ne sont pas égaux face aux contraintes, et que les intérêts divergent selon les politiques de développement du réseau. Les investissements totaux ont des conséquences à deux niveaux : d'abord, ils représentent une dépense pour les consommateurs, qui financent le système électrique et recherchent une électricité abordable. Ensuite, ils créent des retombées économiques pour les pays, telles que la création d'emplois ou des revenus fiscaux et commerciaux.

Le modèle calcule le coût total actualisé pour l'ensemble de la zone, ce qui signifie qu'il fournit la solution la plus économique pour les consommateurs dans un mode de coopération totale. Cependant, la répartition spatiale des investissements peut varier en fonction de l'utilisation des interconnexions et des contraintes sur les surfaces. En d'autres termes, certaines politiques peuvent avantager ou désavantager un pays en

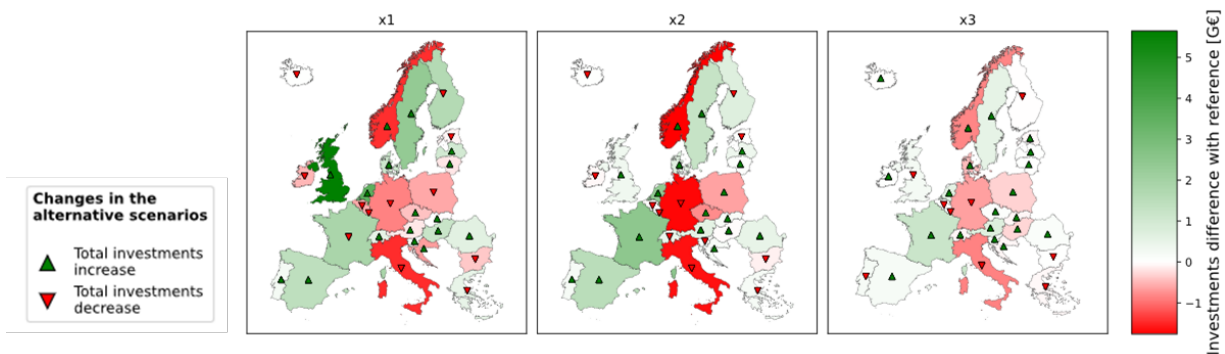


FIGURE 3.6 – La répartition géographique du total des investissements diffère de celle du scénario de référence en 2050. Les triangles vers le haut (rouges) indiquent une augmentation du taux d'utilisation des terres avec le développement des interconnexions et les triangles descendants (verts) montrent une diminution.  $x1$  fait référence au scénario où il n'y a pas d'augmentation de l'utilisation des terres,  $x2$  fait référence au scénario où l'utilisation des terres est multipliée par deux entre 2020 et 2050,  $x3$  fait référence au scénario où l'utilisation des terres est multipliée par 3 entre 2020 et 2050.

termes d'investissements. Les pays peuvent donc soutenir des politiques spécifiques qui favorisent leurs intérêts économiques, ce qui pourrait dévier les trajectoires de transition d'un mode de coopération complète.

Les investissements absolus en 2050 sont concentrés dans les pays ayant la plus forte demande, telles que l'Allemagne et la France, qui attirent respectivement environ 51 et 41 milliards d'euros dans le scénario *Reference*. Les différences d'investissements entre le scénario *Reference* et les scénarios avec contraintes ont tendance à augmenter à mesure que la contrainte se renforce. Certains pays, comme les Pays-Bas et l'Espagne, attirent de plus en plus d'investissements lorsque la contrainte augmente, tandis que d'autres, comme l'Italie et la Norvège, voient leurs investissements diminuer. Ces différences peuvent être significatives en termes de pourcentage. Par exemple, les investissements en Norvège sont réduits de 1,6 fois entre les scénarios *Reference* et  $x1$ . Cela reflète l'impact différencié des politiques de développement des interconnexions et des contraintes sur les surfaces sur les choix d'investissement selon les pays.

#### *Investissements par technologie et par pays*

La figure 3.7 montre la différence entre les investissements (activité, exploitation et maintenance fixes, et coûts d'investissement) et le scénario *Reference* pour différentes technologies en 2050. Tout comme les investissements nationaux, les changements dans le montant investi peuvent avoir un impact sur les industries, qui peuvent être avantagées ou désavantagées.

La réduction progressive de l'éolien terrestre à mesure que la contrainte se renforce se reflète dans les investissements dans les technologies éoliennes. Les pays ayant un fort potentiel pour l'éolien en mer, comme le Royaume-Uni, les Pays-Bas et le Danemark, parviennent à tirer parti de ce potentiel lorsque la contrainte se resserre, tandis que les pays qui dépendent principalement de l'éolien terrestre dans le scénario *Reference*, comme la France et l'Allemagne, perdent jusqu'à 13 et 9 milliards d'euros d'investissements respectivement dans le scénario *x1* par rapport au scénario *Reference*. Cette perte d'investissements est partiellement compensée par l'installation de PV, tandis qu'un nombre limité de pays perd des investissements dans les scénarios contraints.

La diminution des investissements dans l'éolien est compensée par l'installation de technologies pilotables regroupées dans la catégorie *Others*. Bien que chaque pays bénéficie d'investissements positifs, la France concentre une part importante de l'augmentation, avec une différence de 7 milliards d'euros entre les scénarios *x1* et *Reference*. Cela est en partie dû au ralentissement de la diminution de la part du nucléaire lorsque la contrainte devient plus stricte.

### 3.4 DISCUSSION

Les résultats montrent qu'il est possible d'atteindre la neutralité carbone sous des contraintes fortes sur l'espace disponible. Cependant, atteindre ces objectifs nécessite de prendre des décisions importantes en matière de planification et de développement des sources d'énergie. De plus, la décarbonation du système électrique et le contrôle de l'expansion des terres utilisées par le système électrique ne peuvent être réalisés qu'avec une coopération significative entre les pays. L'optimisation *least-cost* reflète un cas idéal où tous les pays travaillent ensemble pour atteindre les objectifs en tirant parti de leurs points forts respectifs. Néanmoins, la modélisation tend à négliger d'autres aspects, tels que les effets de répartition, qui pourraient rendre la réalisation de ces objectifs plus complexe.

(BOLWIG et al. 2020) montrent qu'il est possible d'améliorer la modélisation en tenant compte d'autres aspects liés à l'acceptation sociale, telle que les variations des prix de l'électricité pour les consommateurs ou les différences de revenus des producteurs, en prenant en considération le niveau d'interconnexion. Plus spécifiquement sur l'utilisation des terres, (SASSE et TRUTNEVYTE 2020) évaluent les changements dans le coût du système, l'utilisation des terres et l'emploi, parmi d'autres indicateurs, par région pour les pays d'Europe centrale. Comme (CHEN, KIRKERUD et BOLKESJØ 2022), ils s'intéressent également aux variations des investissements selon les technologies.

Dans cette étude, nous proposons de nous concentrer sur la faisabilité technique, l'impact des contraintes en espace, et l'impact des interconnexions sur la répartition spatiale de l'utilisation des terres et des investissements.

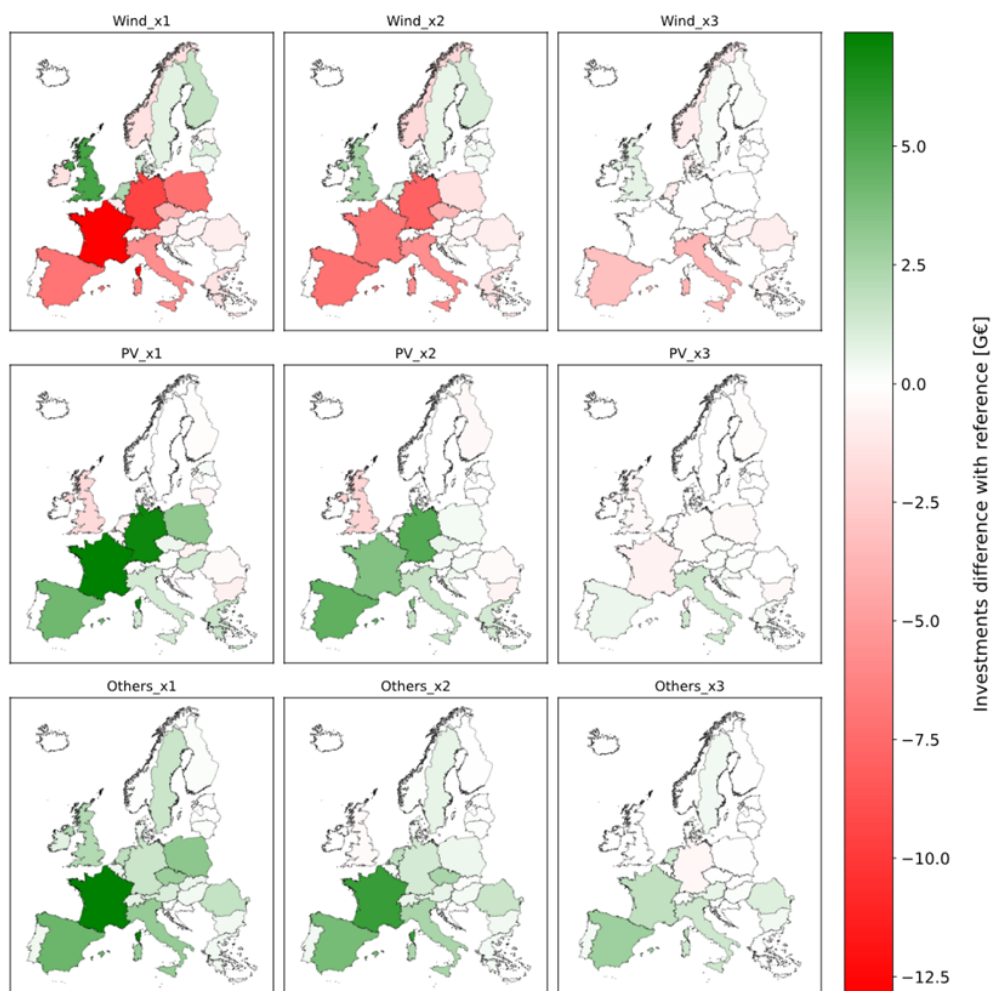


FIGURE 3.7 – Différence entre la répartition géographique des investissements totaux et le scénario de référence par technologie en 2050.  $x_1$  fait référence au scénario où il n’y a pas d’augmentation de l’utilisation des terres,  $x_2$  fait référence au scénario où l’utilisation des terres est multipliée par deux entre 2020 et 2050,  $x_3$  fait référence à le scénario où l’occupation des sols est multipliée par 3 entre 2020 et 2050

### 3.4.1 Comparaison avec (PALMER-WILSON et al. 2019)

Comparer cette étude avec celle de (PALMER-WILSON et al. 2019) est difficile, car l'Europe est beaucoup plus grande et plus peuplée que la province de l'Alberta, ce qui implique de modéliser des interconnexions différentes et un potentiel EnR différent. Bien que nous identifions des tendances similaires quant à l'impact d'une contrainte sur les surfaces sur l'éolien terrestre et le PV sur toiture, il existe une différence notable en termes d'augmentation des coûts dans les scénarios contraints. Les auteurs ont constaté qu'un scénario n'autorisant aucune augmentation de l'utilisation des terres était 11% plus coûteux que le scénario sans contrainte, tandis que notre étude trouve une différence de seulement 1,3%. Bien que cela puisse sembler une différence considérable, plusieurs arguments expliquent cet écart. Premièrement, notre étude inclut des technologies bas carbone avec une faible empreinte totale, comme l'éolien en mer et le nucléaire, qui ne sont pas prises en compte dans l'étude de (PALMER-WILSON et al. 2019). Deuxièmement, la nature du système électrique pour l'année de départ est différente dans les deux études. Dans l'étude de (PALMER-WILSON et al. 2019), le système électrique repose largement sur des technologies conventionnelles et l'utilisation totale des terres est légèrement inférieure à 1 000 km<sup>2</sup> à l'année de départ. En comparaison, l'utilisation totale des terres en Europe est un peu supérieure à 80 000 km<sup>2</sup> en 2020. Cela donne au modèle plus de marge pour réduire les capacités d'éolien terrestre et libérer de l'espace pour installer des technologies avec une empreinte totale plus faible.

Enfin, il existe des endroits spécifiques où de fortes variations du coût total actualisé sont observées entre les scénarios. Par exemple, il y a une différence de 24% dans le coût total actualisé du Danemark entre les scénarios *Reference* et *x1*. Le Danemark et l'Alberta sont comparables en termes de population.

### 3.4.2 Faisabilité du rythme d'investissement

Les scénarios fortement contraints en espace disponible nécessitent l'utilisation d'un grand nombre de technologies bas carbone à faible empreinte totale. Cependant, les capacités à installer sont particulièrement élevées pour certaines technologies, comme l'éolien en mer et le PV sur toiture. Pour le PV sur toiture, plus de 300 GW doivent être installés en 10 ans à l'échelle européenne dans le scénario *x1*. À titre de comparaison, le record historique d'installation annuelle de PV a été atteint en Italie en 2011 avec un peu moins de 10 GW. Pour l'éolien en mer, l'augmentation est plus progressive, atteignant environ 280 GW installés en 2050 dans les scénarios *x1*. Actuellement, le plus grand parc éolien en mer en Europe est Hornsea 1 (2020) au Royaume-Uni, avec une capacité installée de 1,2 GW. Pour suivre ce rythme, il serait nécessaire d'installer environ 8 projets équivalents à Hornsea 1 chaque année.

De plus, certaines technologies, comme le CCS, doivent être utilisées dans la plupart des scénarios contraints pour à la fois réduire les émissions d'une partie du gaz naturel

et compenser, grâce au BECCS, les émissions du gaz naturel restant non équipé de CCS. Entre 2040 et 2050, environ 73 GW doivent être construits dans le scénario XI. Aujourd'hui (2023), le CCS n'est pas développé à grande échelle en Europe. En 2022, il n'existait aucun site industriel autre que ceux liés à la production de gaz fonctionnant à grande échelle en Europe (INSTITUTE 2022). De plus, cette technologie fait face à des problèmes d'acceptation sociale dans certains endroits (L'ORANGE SEIGO, DOHLE et SIEGRIST 2014). L'installation de CCS pour la production d'électricité sera également en concurrence avec d'autres secteurs industriels plus difficiles à décarboner que le secteur de l'électricité. L'utilisation des interconnexions peut limiter le besoin de CCS en permettant une meilleure intégration des EnR variables et en réduisant la part des technologies pilotables. Cependant, le compromis est qu'il nécessite un programme encore plus ambitieux pour le PV sur toiture et l'éolien en mer.

### 3.4.3 *Le niveau de coopération façonne le futur système électrique*

L'analyse des coûts totaux du système montre que la coopération dans la production d'électricité tend à réduire les coûts en augmentant les échanges. Néanmoins, le développement des interconnexions modifie la nature du système électrique et son fonctionnement futur. Cela permet aux pays de s'appuyer sur des voisins ayant un meilleur potentiel en EnR et de le valoriser simultanément. Cependant, la localisation des infrastructures et la répartition des investissements changent dans ce cas, ce qui peut décourager certains pays de coopérer pleinement. La notion de coopération est centrale pour des paramètres du réseau électrique tels que le coût total, l'utilisation des terres, les investissements et la répartition des coûts. Les différents acteurs qui contribuent au développement du système électrique peuvent avoir des interprétations différentes du terme coopération. Il est nécessaire de mieux définir cette notion afin de garantir une transition vers la neutralité carbone avec une augmentation limitée de l'utilisation des terres, tout en répondant aux intérêts nationaux.

Certains éléments clés peuvent déjà être identifiés par cette étude. La limitation de l'utilisation des terres, et plus généralement des installations d'infrastructures, semble difficile à concilier avec l'attraction d'investissements nationaux et nécessitera des compromis. Dans le cas où les interconnexions sont développées, des pays comme le Danemark et les Pays-Bas, qui ont la capacité de construire de nouvelles infrastructures pour exporter vers leurs voisins, peuvent attirer davantage d'investissements, mais au prix d'une augmentation de l'empreinte totale.

### 3.4.4 *L'influence de la disponibilité de la biomasse et le niveau de demande*

Les scénarios décrits ci-dessus montrent un rôle accru de la biomasse, qui est également une source d'émissions négatives. Bien que la méthodologie décrite dans cette analyse puisse s'appliquer à l'utilisation des terres liée aux matières premières de la

biomasse, elle soulève des incertitudes spécifiques de quantification, qui sont laissées de côté pour simplifier l'analyse, d'autant plus que cette quantification est complexe et probablement dépendante des pays. La valeur dépend de la quantité de biomasse provenant des déchets ou des cultures énergétiques (par exemple, taillis à courte rotation) et du type de cultures sur l'horizon étudié. L'attribution de la quantité de surfaces entre usages énergétiques et non énergétiques, ainsi que la prise en compte des échanges commerciaux de biomasse, ajoute un niveau de complexité supplémentaire. Ne pas prendre en compte l'utilisation des terres pour la biomasse constitue une hypothèse forte qui peut conduire à une vision optimiste de l'utilisation de la biomasse dans nos résultats. Pour explorer partiellement l'effet de cette vision optimiste, tous les scénarios sont simulés avec une disponibilité réduite de biomasse. Les scénarios avec le suffixe *\_lowBIO* se réfèrent à la situation où la disponibilité de la biomasse est réduite de moitié par rapport au scénario *Reference*.

Une approche similaire est utilisée pour la discussion sur les futures demandes d'électricité. Les principaux scénarios sont basés sur une augmentation de 25% de la demande d'électricité entre 2016 et 2050. Cette estimation pourrait être faible en cas d'électrification importante et d'utilisation accrue de véhicules électriques, mettant en avant les avantages du couplage sectoriel. Étant donné que le traitement complet des implications de l'utilisation des terres pour l'ensemble du système énergétique dépassait le cadre de cette étude, l'influence de la demande sur les résultats a simplement été explorée en ajoutant des scénarios variantes avec une demande plus élevée. Les scénarios portant le suffixe *\_highDEM* se réfèrent aux cas où la demande totale augmente d'environ 60% entre 2016 et 2050.

Le tableau 3.7 présente la production par technologie pour les principaux scénarios ainsi que les variantes concernant la biomasse et la demande. La réduction de la disponibilité de la biomasse contraint le modèle à conserver la biomasse principalement pour le BECCS, qui permet des émissions négatives. La comparaison montre que la réduction de la biomasse est compensée par l'éolien en mer et le PV sur toiture, et dans une moindre mesure par le nucléaire et les combustibles fossiles avec CCS. Le PV au sol et l'éolien terrestre contribuent également à remplacer la biomasse lorsque la contrainte sur les surfaces n'est pas trop restrictive.

Globalement, une demande plus élevée renforce les tendances exposées précédemment. Les technologies bas carbone avec une petite empreinte totale sont privilégiées lorsque la contrainte est renforcée. Les combustibles fossiles équipés de CCS, l'éolien en mer, le PV sur toiture et le nucléaire sont utilisés pour répondre à l'augmentation de la demande. Des technologies comme l'hydroélectricité ou la biomasse ne changent pas de manière significative par rapport aux scénarios principaux, car elles ont atteint leur potentiel maximal.

TABLE 3.7 – Production par technologie pour tous les scénarios en 2050

Production [PJ]	Technologie											
	Charbon	Fossiles + CCS	Gaz	Nucléaire	Bioénergie	BECCS	Autre EnR	Hydro	PV sol	PV toiture	Éolien terrestre	Éolien en mer
<i>x1</i>	30	1163	1149	1444	932	496	181	2505	1925	1503	1024	2829
<i>x2</i>	38	782	925	1444	966	415	146	2465	2413	924	2715	1943
<i>x3</i>	36	490	834	1277	968	374	147	2418	2312	483	4373	1398
<i>Reference</i>	33	506	804	1176	971	282	147	2226	2252	480	4941	1305
<i>Alternative _x1</i>	34	1277	981	1444	968	448	146	2518	2009	1264	1024	3085
<i>Alternative _x2</i>	40	444	824	1444	982	376	146	2489	2230	1080	2825	2312
<i>Alternative _x3</i>	39	78	728	1254	1000	336	140	2456	2079	656	4481	1884
<i>Alternative</i>	42	43	708	1168	986	327	140	2255	2083	587	5221	1545
<i>x1_highDEM</i>	9	2891	1441	1871	959	603	404	2555	1824	2131	1021	3215
<i>x2_highDEM</i>	39	1703	1502	1441	798	660	230	2581	3363	1794	2362	3131
<i>x3_highDEM</i>	42	974	1268	1443	861	562	175	2563	3311	1485	4108	2752
<i>Reference_highDEM</i>	43	771	1193	1438	850	525	169	2318	2994	1154	5814	2201
<i>Alternative _x1_highDEM</i>	21	3143	2044	1443	630	827	410	2617	2035	2141	1024	3262
<i>Alternative _x2_highDEM</i>	40	1880	1435	1444	799	634	169	2567	3089	1698	2657	3189
<i>Alternative _x3_highDEM</i>	42	1066	1096	1444	929	489	157	2544	2819	1489	4361	3084
<i>Alternative_highDEM</i>	42	912	870	1412	988	401	140	2314	2496	1012	6029	2875
<i>x1_lowBIO</i>	5	1713	1400	1479	114	409	282	2519	1543	1926	1056	3133
<i>x2_lowBIO</i>	0	470	1335	1444	140	409	155	2460	2586	1326	2558	2768
<i>x3_lowBIO</i>	1	240	1273	1437	149	404	146	2454	2498	834	4295	1862
<i>Reference_lowBIO</i>	2	195	1296	1282	144	397	146	2190	2342	861	5048	1660
<i>Alternative _x1_lowBIO</i>	0	1077	1299	1444	181	654	207	2550	1975	1625	1024	3031
<i>Alternative _x2_lowBIO</i>	0	194	1331	1444	132	428	158	2507	2183	1348	2814	2918
<i>Alternative _x3_lowBIO</i>	2	53	1264	1444	150	392	146	2502	2050	1012	4434	2131
<i>Alternative_lowBIO</i>	6	0	1330	1266	130	412	146	2213	2153	781	5391	1722

### 3.4.5 Limites de ce travail

Les résultats fournis par le modèle ne sont pas des prédictions de l'avenir, mais apportent des informations précieuses sur les implications en termes d'utilisation des terres liées à la transition énergétique. Cette étude ne se concentre pas sur la répartition des capacités à l'échelle subnationale, et le développement de certaines technologies peut avoir des conséquences locales ainsi que des problèmes d'acceptation, tels que les impacts visuels ou la concurrence pour l'utilisation des terres. La logique derrière ce choix de modélisation repose sur le fait que les objectifs énergétiques sont fixés soit au niveau de l'UE soit au niveau des gouvernements nationaux.

Néanmoins, dans certains pays, les spécificités géographiques sont masquées par la représentation à l'échelle nationale. Par exemple, considérer la France comme une seule zone ne permet pas au modèle de refléter les différences de facteurs de charge entre le Nord et le Sud pour le PV et l'éolien, ce qui pourrait avoir un impact sur la localisation des éoliennes et des panneaux photovoltaïques dans le pays. L'analyse est ici réalisée au niveau national. Augmenter la résolution spatiale et temporelle du modèle pourrait potentiellement fournir des informations à l'échelle subnationale. Toutefois, il existe un compromis entre la résolution spatiale et le temps de calcul, en particulier pour les modèles à anticipation parfaite (*perfect foresight*) qui considèrent les trajectoires de transition. Les modèles TIMES traitent le problème des investissements sur plusieurs années, mais malgré la distinction de 64 tranches horaires annuelles dans eTIMES-EU, la modélisation du fonctionnement du système électrique n'est généralement pas aussi détaillée qu'avec un modèle de *unit commitment*.

Les valeurs d'empreinte prennent en compte l'espace entre les infrastructures, ce qui donne des valeurs significatives pour l'éolien terrestre. Cependant, les surfaces importantes entre les éoliennes peuvent être utilisées pour d'autres activités, comme l'agriculture. Le PV au sol permet également de combiner la production agricole et énergétique grâce à des systèmes agrivoltaïques (WESELEK et al. 2019). Cette méthode consiste à installer des panneaux photovoltaïques qui permettent des activités agricoles entre ou sous les rangées de panneaux. La densité énergétique de l'agrivoltaïsme est inférieure à celle des projets à grande échelle, mais permet la production alimentaire. Il est également possible de construire des systèmes hybrides PV-éolien (KHARE, NEMA et BAREDAR 2016) pour densifier la production d'électricité en utilisant l'espace libre entre les éoliennes pour installer des panneaux photovoltaïques. Ces méthodes peuvent aider à gérer l'augmentation de l'utilisation des terres en combinant la production d'électricité avec d'autres usages ou en densifiant la production d'électricité.

Une autre approximation du modèle est qu'il ne prend pas en compte les réseaux de transmission internes et, plus généralement, l'empreinte du réseau de transport. Les connexions et renforcements du réseau peuvent affecter le coût et l'empreinte totale du système électrique et modifier légèrement la nature de la solution optimale.

Enfin, bien que ces questions aient été explorées de manière simplifiée dans l'analyse de sensibilité réalisée précédemment, le traitement des impacts de l'utilisation des terres liés au traitement des combustibles et les implications d'une demande d'électricité plus élevée avec un couplage sectoriel accru pourraient être améliorés et endogénéisés.

### 3.5 CONCLUSION

Ce chapitre explore les interactions entre les objectifs de décarbonation, les contraintes de surface et le développement des interconnexions à l'échelle européenne. L'analyse est réalisée aux niveaux européen et national et vise à identifier les éléments importants à prendre en compte pour le développement du système électrique. Ce travail va au-delà de l'optimisation à moindre coût des scénarios de décarbonation en ajoutant une contrainte endogène sur l'utilisation des terres.

À l'échelle européenne, les résultats montrent qu'il est possible de contenir l'empreinte totale du système électrique en limitant la construction de parcs éoliens terrestres et en favorisant des technologies bas carbone à faible empreinte totale, comme l'éolien en mer, le nucléaire, les centrales thermiques équipées de CCS et, dans les cas les plus contraints, le PV sur toiture. Cela induit une concurrence entre différentes voies de production d'électricité renouvelable, ce qui a un impact sur la production excédentaire d'électricité et les échanges entre pays. Plus en détail, limiter l'augmentation de l'utilisation des terres à un doublement en 30 ans peut être réalisé avec une augmentation de 0,5% du coût total actualisé, tout en laissant une certaine flexibilité pour atteindre les objectifs. En revanche, ne pas permettre d'augmentation de la surface dédiée à la production d'électricité soulève plus de questions en termes d'options de développement. Les taux de déploiement sont élevés et les trajectoires pour certains pays nécessitent une planification importante avec des objectifs ambitieux. Par exemple, il faudrait construire 380 GW de PV sur toiture et 280 GW d'éolien en mer d'ici 2050 pour l'ensemble de l'Europe.

Le développement accru des interconnexions permet une meilleure intégration des EnR variables à l'échelle européenne. À l'échelle nationale, certains pays ont intérêt à développer des interconnexions pour bénéficier du potentiel renouvelable de voisins mieux dotés. Globalement, les interconnexions sont économiquement efficaces, mais elles favorisent la concentration spatiale des infrastructures dans un paradigme d'optimisation à moindre coût.

En plus des enjeux techniques liés à la limitation de l'empreinte totale du système électrique, la manière dont la répartition spatiale des investissements est affectée dans les scénarios les plus contraints pourrait inciter les pays à faire des compromis entre l'utilisation des terres et le développement des infrastructures, qui apportent des bénéfices économiques.



## EXPLORATION DE LA SOUTENABILITÉ ENVIRONNEMENTALE DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ GRÂCE AUX OUTILS D'ACV ET DU CONCEPT DE LIMITES PLANÉTAIRES

---

Ce chapitre a fait l'objet d'une collaboration et d'un échange avec l'équipe de Gonzalo Guillén Gosálbez à l'ETH Zürich l'été 2024.

### 4.1 INTRODUCTION

#### 4.1.1 *Soutenabilité environnementale des systèmes énergétiques*

Les études récentes portant sur les systèmes énergétiques tendent à inclure de manière systématique les émissions de GES dans leur évaluation environnementale. La prise en compte d'autres impacts environnementaux, tels que la consommation d'eau ou l'occupation des sols, n'est pas aussi systématique et fait l'objet d'études spécifiques. Contrairement aux principaux GES qui peuvent être comptabilisés dans les modèles de manière relativement simple en considérant les émissions directes au moment de la combustion des fossiles, les autres impacts environnementaux varient en fonction des technologies et des étapes du cycle de vie ainsi que de leur localisation (construction, opération, démantèlement) considérés. Par exemple, le chapitre 3, portant sur la prise en compte de l'empreinte au sol, considère l'occupation des sols afin de prendre en compte l'acceptation sociale. L'aspect soutenabilité environnementale est secondaire avec des approximations telles que la non-prise en compte en cycle de vie des impacts.

Une analyse environnementale globale qui ne se limite pas qu'aux GES permet d'évaluer les implications des mesures de réduction des émissions de GES sur d'autres catégories environnementales. L'enjeu est d'éviter de déplacer les impacts d'une catégorie vers une autre, parfois appelés en anglais *burden-shifting* ou *impact leakage*. Ces risques de report de charge ont déjà été identifiés dans des cas spécifiques comme dans le cas des biocarburants (Michael Z. HAUSCHILD, ROSENBAUM et OLSEN 2018). Ces derniers peuvent par exemple être vus comme une partie de la solution pour réduire les émissions de GES du transport du fait que les émissions à la combustion sont compensées par le CO<sub>2</sub> absorbé lors de la phase de croissance des plantes. Toutefois, il est important de compléter la première analyse par d'abord la prise en compte des émissions de GES sur le cycle de vie avec par exemple la phase de production ou de transport du carburant, mais également les autres impacts environnementaux comme l'érosion des sols. De plus, si les biocarburants sont importés et issus de cultures agri-

coles faites à l'étranger et qui sont responsables d'un changement d'affectation des sols, alors le bilan en matière de GES peut être significativement modifié.

Des études issues de rapports institutionnels portant sur les systèmes énergétiques proposent d'élargir l'analyse environnementale à des catégories autres que les émissions de GES. Au niveau de la France, les grands travaux de prospectives récents en lien avec la production d'électricité (RTE 2022a; ADEME 2021; NEGAWATT 2022) prennent en compte les émissions de plusieurs GES sur l'ensemble du cycle de vie. Ces trois études ne se limitent pas aux émissions de GES et étendent l'analyse environnementale à d'autres catégories. Dans son étude *Futurs énergétiques 2050* (RTE 2022a), RTE évalue la pollution atmosphérique, l'occupation des sols ainsi que les besoins en ressources. Le scénario No3 correspondant à l'hypothèse 50/50 nucléaire/EnR est celui qui a l'intensité GES en cycle de vie ainsi que l'occupation des sols la plus réduite. Au global, pour l'ensemble des scénarios, les résultats donnent une réduction des émissions de GES, une augmentation de l'occupation des sols ainsi qu'une réduction de la pollution atmosphérique associée à la décarbonation de la production d'électricité. L'ADEME a enrichi son étude (ADEME 2021) par la publication de feuillets thématiques portant également sur les sols, les matériaux et la qualité de l'air. Le scénario « Génération frugale » mettant l'accent sur la sobriété et la coopération entre les citoyens à l'échelle locale est celui qui a l'empreinte matière, les surfaces artificialisées ainsi que l'empreinte carbone par habitant en 2050 la plus faible. À l'inverse, le scénario S4 « Pari réparateur » qui comprend peu de changement par rapport aux habitudes de consommation actuelles et mise sur les technologies comme le CCS pour réduire les impacts est celui qui a les impacts les plus forts en matière d'empreinte matière, carbone et aux sols en 2050. (NEGAWATT 2022) comprend également une partie sur l'utilisation des matières premières mais reste plus succincte que les deux autres études avec un nombre de catégories plus réduit. La prise en compte de l'usage des ressources (sols et matériaux) semble la catégorie d'impact environnemental la plus couverte après les émissions de GES. Les évaluations environnementales se basent sur le développement d'outils spécifiques comme le modèle MatMat (FONTAINE et al. 2023) ou des méthodes ad hoc expliquées dans (douziech\_life\_2024a) pour l'étude de RTE. Les études de RTE et de l'ADEME sont parmi les plus poussées en France sur la prise en compte des impacts environnementaux mais restent limitées à l'évaluation ex-post de scénarios. L'approche qui consiste à définir des scénarios à partir de consultations ou de trajectoires types de société ne laisse pas d'espace pour l'optimisation des coûts ou des impacts environnementaux. Ces deux catégories sont le résultat de calculs a posteriori. De plus, les impacts environnementaux sont considérés de manière relative entre les scénarios et pas de manière absolue, c-à-d comparé à des seuils comme les limites planétaires. Ainsi un scénario peut être meilleur qu'un autre scénario de référence sans que sa soutenabilité soit garantie. L'analyse des émissions de GES se focalise sur les émissions annuelles et les intensités des mix de production sans com-

parer de manière approfondie les émissions cumulées qui sont déterminantes dans une approche par budget.

Au niveau international, (UNECE 2022) propose d'établir les impacts environnementaux en cycle de vie à l'échelle mondiale des technologies produisant de l'électricité. Le document fournit des données quantitatives mais également des explications sur la signification de ces impacts.

Dans le monde de la recherche universitaire, la préoccupation pour les analyses environnementales incluant des impacts autres que les émissions de GES est plus ancienne. La communauté du *Process System Engineering* (PSE) qui s'intéresse aux procédés de l'industrie chimique est familière des outils d'ACV pour les analyses environnementales (GUILLÉN-GOSÁLBEZ et al. 2019). On observe un rapprochement des sujets d'études de PSE avec les modèles énergétiques du fait des interactions plus grandes entre les secteurs électrique/gaz et l'industrie chimique dans le contexte de la décarbonation. Les disciplines comme l'écodesign, l'écologie industrielle ou celles faisant intervenir de l'ACV comme l'étude énergétique des bâtiments s'intéressent de plus en plus à ces questions d'analyse environnementale.

Dans le champ des modèles énergétiques de types *bottom-up*, les émissions de GES sont traitées de manière quasi-systématique. Les principaux générateurs de modèles (HOWELLS et al. 2011; PARZEN et al. 2023; LAB. s. d.) incluent des fonctionnalités permettant de compter les émissions de CO<sub>2</sub> ainsi que d'autres GES. TIMES, en plus de la possibilité de quantifier les émissions de principaux GES, possède également un module spécifique permettant dans le modèle mondial d'évaluer l'élévation de la température mondiale ainsi que le changement du forçage radiatif (LOULOU et al. 2016). Des travaux abordent les impacts autres que les GES dès les débuts de TIMES en 2004 avec le projet ExternE (EU 2005) qui sera suivi de NEEDS (NEEDS 2009b). Ces projets visaient à quantifier les externalités négatives liées à la production d'électricité.

Les liens étroits entre l'ACV et les modèles énergétiques peuvent être décrits à deux niveaux. Le premier concerne l'utilisation des valeurs issues de l'ACV pour caractériser les coefficients d'impact dans les modèles comme (S. KYPREOS et al. 2008) dans le cas de TIMES. On y trouve des catégories comme l'impact sur la santé, les dommages sur les bâtiments et cultures ou le bruit. Ces données ont été utilisées dans le cadre des modèles énergétiques avec l'intégration de ces coûts dans les modèles dans une optique d'internaliser les externalités environnementales. En d'autres termes, la fonction objectif intègre ces coûts liés à la pollution (KLAASSEN et RIAHI 2007; LINARES et al. 2006; NGUYEN 2008; RAFAJ et Socrates KYPREOS 2007; PIETRAPERTOSA et al. 2010).

Les méthodes pour prendre en compte les impacts environnementaux évoluent durant la décennie 2010-2020 et proposent d'éviter de passer par une étape de valorisation des impacts environnementaux sous forme de coûts en intégrant directement des facteurs d'émissions issus de modèles d'ACV. On trouve des études thématiques sur les GES comme (Hannah E. DALY et al. 2015; McDOWALL et al. 2018) utilisant des modèles TIMES. D'autres études couvrent un éventail plus large de catégories telles que

la santé (GARCÍA-GUSANO, MARTÍN-GAMBOA et al. 2016; FERNÁNDEZ ASTUDILLO et al. 2019; KORKMAZ et al. 2020) en complément de catégories environnementales. Pour éviter de passer par l'étape de valorisation, certaines études (RIBEIRO, FERREIRA et ARAÚJO 2013; BRAND et MISSAOUI 2014; SAHABMANESH et SABOOHI 2017; IRIBARREN et al. 2020) utilisent la méthode **Multi Criterion Decision Analysis (MCDA)** (MARTÍN-GAMBOA et al. 2017) qui consiste, par une étape de pondération des différents impacts, à attribuer une note de soutenabilité. Cette méthode repose sur une analyse *ex-post* des impacts environnementaux qui ne permet pas d'explorer des mesures de réduction de ces impacts. D'autres travaux proposent d'intégrer ces impacts environnementaux dans les modèles en modifiant la formulation du problème d'optimisation sous contraintes. Par exemple (VANDEPAER et al. 2020; JUNNE et al. 2021) proposent de faire de l'optimisation multiobjectif sur les émissions de GES.

Le lien ne se limite pas au sens ACV-> modèle énergétique. Un autre type d'interaction existe avec l'ACV prenant en données d'entrée les valeurs issues des modèles énergétiques. Ces valeurs servent à modifier les valeurs d'ACV dans le but de prendre en compte les évolutions futures en matière de gains d'efficacité ou de nouvelles technologies. Ce domaine s'appelle l'ACV prospective, détaillée par la suite. Des exemples d'utilisation de l'ACV prospective sont (CHARALAMBOUS et al. 2024) pour évaluer les impacts de la production de diesel décarboné à partir des scénarios *Shared Socioeconomic Pathways (SSP)* ou (R. ISTRATE et al. 2024) qui évaluent les impacts futurs du numérique.

Si ces études permettent de quantifier les impacts environnementaux et dans certains cas les moyens de les réduire de manière optimale avec la modification de la fonction objectif, il reste une incertitude sur les niveaux de pollution considérés comme acceptables. Comme le note (Michael Z. HAUSCHILD, ROSENBAUM et OLSEN 2018) en ces termes, la comparaison des impacts environnementaux entre deux produits ou services donne une information relative sur la soutenabilité environnementale mais ne répond pas à la question de savoir si les niveaux de réductions des impacts sont suffisants. L'enjeu est de donner une définition quantitative de la soutenabilité environnementale avant de pouvoir définir des seuils permettant de caractériser celle d'un produit ou d'un service particulier. Si l'objectif est simple à formuler, la mise en pratique est plus délicate et soulève des enjeux éthiques en plus des difficultés méthodologiques plus classiques du couplage entre les modèles énergétiques et l'ACV.

Les travaux menés sur le concept des limites planétaires (ROCKSTRÖM et al. 2009; STEFFEN et al. 2015) permettent d'établir les valeurs de ces seuils à l'échelle mondiale. Sauf dans le cas particulier d'un modèle mondial couvrant l'ensemble des secteurs économiques, il faut allouer la part des limites planétaires au produit/service ainsi qu'à la région géographique considérée. Les manières de procéder sont multiples, on peut par exemple allouer à chaque région des parts des limites planétaires en fonction de la population ou des niveaux de pollution actuels. On peut rapidement imaginer que les parts allouées peuvent varier de manière importante et que du fait de la ra-

reté associée à ces limites planétaires, ce qui rend difficile les négociations entre les acteurs, chacun cherchant à maximiser sa part. Une fois cette allocation effectuée, une autre difficulté est de lier le cadre des limites planétaires avec les méthodes usuelles d'analyse environnementale comme l'ACV. Un exemple liant les deux méthodes est le PB-LCIA (RYBERG, OWSIANIAK, RICHARDSON et al. 2018).

La communauté scientifique se structure autour de l'utilisation des limites planétaires pour l'analyse environnementale de système énergétique avec notamment la méthode de l'*Absolute Environmental Sustainability Assessment (AESA)* (voir infra). Cette méthode a été appliquée à plusieurs cas d'études en lien avec l'énergie. Par exemple, (ALGUNAIBET, POZO, GALÁN-MARTÍN, HUIJBREGTS, MAC DOWELL et al. 2019) s'intéresse au système électrique des États-Unis, (IOANNOU et al. 2023) au *Carbon Capture and Utilization (CCU)*, (A. CHARALAMBOUS et al. 2023) la production de diméthyléther pour le transport lourd.

Ce chapitre propose d'explorer les implications liées à la production d'une électricité plus soutenable d'un point de vue environnemental. Une première contribution concerne la méthodologie en lien avec l'analyse environnementale avec le couplage du modèle eTIMES-EU avec les outils d'ACV ainsi que le recours aux méthodes d'AESA. Une deuxième contribution provient de l'adaptation de ces méthodes au contexte du système électrique européen avec les conséquences en matière d'évolution permettant de réduire les impacts environnementaux à des niveaux soutenables. Ces conséquences se matérialisent sous forme de choix technologiques mais également en matière de stratégies à l'échelle de l'Europe permettant d'atteindre les objectifs environnementaux avec une discussion sur les enjeux liés aux allocations des efforts à fournir.

Les travaux permettant de prendre en compte ces impacts se basent souvent sur des méthodes ad hoc nécessitant de grandes quantités de données spécifiques au cas d'études et pas toujours généralisables. La comptabilisation des émissions directes de CO<sub>2</sub> dans le modèle eTIMES-EU de base se fait en déclarant neuf facteurs d'émissions. La version du modèle développé pour ce chapitre permet de prendre en compte 17 catégories environnementales en cycle de vie et comporte un peu moins de 300 000 facteurs d'émissions.

#### 4.1.2 Principaux concepts

##### *ACV : principes généraux*

Les origines de l'ACV remontent aux années 1960 aux États-Unis (ROUSSEAU 2022). Des industriels, comme Coca-Cola, souhaitent mesurer les consommations en matière et énergie. C'est dans les années 1980 que le terme d'ACV apparaît en lien avec la notion d'impact potentiel. Progressivement, la communauté s'organise autour d'institutions comme la SETAC et des universités et conduit à une normalisation de la

méthode. L'ACV s'est ensuite répandue et ne se limite pas au milieu universitaire, les industriels utilisent largement cet outil.

Une ACV est une procédure normée (ISO 2006) qui se déroule en quatre grandes étapes :

1. Définition de l'objet et du périmètre de l'étude
2. Inventaire
3. Évaluation des impacts
4. Interprétation

Cette partie s'inspire principalement de (Michael Z. HAUSCHILD, ROSENBAUM et OLSEN 2018) et de (HEIJUNGS et SUH 2002) pour les aspects mathématiques.

**DÉFINITION DE L'OBJET ET DU PÉRIMÈTRE DE L'ÉTUDE** La première étape consiste à définir les objectifs de l'étude en fonction du commanditaire et de la question posée. Cela consiste à définir le périmètre du système autour du produit/service à évaluer, ainsi que de définir les autres activités incluses dans son cycle de vie. Il convient aussi de définir l'horizon temporel et les frontières géographiques du problème.

Une fois le périmètre de l'étude connu, il reste à définir l'unité fonctionnelle qui consiste en une description quantitative du produit ou du service définie en des termes permettant d'évaluer les flux de matière et d'énergie sur l'ensemble du cycle de vie. Par exemple, dans le cas du système électrique français pour l'année 2030, l'unité fonctionnelle peut être définie de la manière suivante : *La production d'électricité annuelle répondant à la demande de la France en 2030 s'élevant à 525 TWh.*

**INVENTAIRE** Après avoir explicité les contours de l'étude, vient la phase d'inventaire qui consiste à collecter l'ensemble des données, comme les flux d'énergie et de matières, concernant les étapes de la chaîne logistique sur l'ensemble du cycle de vie du produit et de construire son inventaire (*LCI : life cycle inventory*).

La structure de l'inventaire est composée de deux éléments de base, les process (ou parfois activités) reliés entre eux par des flux (ou parfois échanges). Les process représentent les étapes de fabrication ou de transformation, ils prennent en entrée des flux de matière, d'énergie et de ressources, il en ressort des produits, des déchets et des émissions dans l'environnement.

L'ensemble des process interagissent avec le monde extérieur à travers les flux d'énergie et de matière. On distingue la technosphère de l'écosphère. La technosphère désigne l'ensemble des activités humaines. L'écosphère (ou parfois appelée biosphère) fait référence à l'environnement, les activités échangent avec la biosphère sous forme de flux élémentaires pouvant être une ressource ou un déchet.

On distingue les activités de l'arrière-plan (*background* en anglais) des activités du premier plan (*foreground*). Les activités du premier-plan définissent le système/produit étudié, elles sont souvent les dernières étapes dans l'étude d'un produit. Ces

activités font souvent l'objet d'un travail spécifique du modélisateur pour les adapter au contexte. Les activités de l'arrière-plan se trouvent plus éloignées du produit et sont souvent issues de bases de données génériques. Par exemple, dans une ACV sur la production d'électricité en France, le premier plan contient les moyens de production comme le PV et le nucléaire ainsi que leurs parts respectives dans le mix. Les activités composant ces moyens de production comme la fabrication des onduleurs ou des couvercles de cuve de réacteur appartiennent à l'arrière-plan.

L'ensemble de ces relations définit une structure mathématique qui, à la suite d'une série d'opérations, permet d'accéder aux impacts environnementaux.

En notant **A** la matrice représentant les flux économiques, appelée matrice des technologies, et **B** la matrice représentant les flux élémentaires, appelée matrice environnementale.

Les coefficients  $a_{ij}$  de la matrice **A** représentent les flux économiques  $i$  du processus  $j$ . Les coefficients  $b_{ij}$  de la matrice **B** représentent les flux élémentaires  $i$  du processus  $j$ .

Par exemple, dans le cas simple d'une turbine à gaz consommant 2 kWh de gaz naturel pour produire 1 kWh d'électricité en émettant 0.6 kg de CO<sub>2</sub>eq, on obtient la colonne suivante pour la matrice composée de **A** sur **B** :

$$\begin{pmatrix} \mathbf{A}_j \\ \mathbf{B}_j \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -2 \\ 1 \\ 0.6 \end{pmatrix}$$

avec les énergies exprimées en kWh et les émissions de CO<sub>2</sub> exprimées en kg CO<sub>2</sub>. Le signe négatif indique, par convention, une consommation.

Si l'on ajoute un processus d'importation de gaz émettant 0.07 kgCO<sub>2</sub>/kwh, la matrice  $\begin{pmatrix} \mathbf{A} \\ \mathbf{B} \end{pmatrix}$  devient :

$$\begin{pmatrix} \mathbf{A} \\ \mathbf{B} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & -2 \\ 0 & 1 \\ 0.07 & 0.6 \end{pmatrix}$$

L'enjeu est de déterminer, pour une demande finale notée **f**, la somme des flux élémentaires représentée sous la forme du vecteur **g**.

En introduisant le vecteur **s** pour *scaling vector*, où les coefficients  $s_i$  représentent les facteurs d'échelle liant la demande finale  $f_i$  avec les flux économiques  $a_{ij}$ , on obtient

$$\mathbf{As} = \mathbf{f},$$

sous la condition que  $\mathbf{A}$  soit inversible, on a :

$$\mathbf{s} = \mathbf{A}^{-1} \mathbf{f},$$

ce qui permet d'obtenir les flux élémentaires  $\mathbf{g}$  :

$$\mathbf{B}\mathbf{s} = \mathbf{g}.$$

En reprenant l'exemple de la turbine à gaz avec la production d'un kWh d'électricité comme unité fonctionnelle. On obtient

$$\mathbf{f} = \begin{pmatrix} 0 \\ 1 \end{pmatrix}$$

$\mathbf{A}$  est inversible, d'où :

$$\mathbf{s} = \begin{pmatrix} 2 \\ 1 \end{pmatrix}$$

Ainsi :

$$\mathbf{g} = 0.14\text{kgCO}_2$$

**ÉVALUATION DES IMPACTS** L'évaluation des impacts consiste à quantifier les impacts potentiels associés à l'ensemble du cycle de vie du produit. Ce sont les impacts potentiels et non les impacts réels car spécifiques à un inventaire associé à une unité fonctionnelle. De plus, les dimensions spatiales et temporelles sont simplifiées par des agrégations, enfin, l'information de l'inventaire est par nature incomplète avec des liens inconnus entre certains impacts et étapes de la chaîne d'approvisionnement.

Cette étape d'évaluation prend en entrée les valeurs des flux élémentaires issues de l'étape d'inventaire pour, après une série d'opérations, fournir les impacts environnementaux pour des catégories choisies. Cette étape est souvent automatisée dans les logiciels d'[ACV](#).

L'évaluation des impacts consiste en trois étapes principales : sélection des catégories, classification et caractérisation. Les étapes suivantes de normalisation et de pondération sont optionnelles.

La classification consiste à sélectionner les impacts pertinents selon l'objet de l'étude comme par exemple le changement climatique ou l'eutrophisation. L'étape de classifi-

cation vise à établir les relations entre les flux élémentaires et les catégories sélectionnées. La caractérisation fait référence au calcul des différents impacts en fonction des flux élémentaires issus de l'inventaire.

$$\forall c, \text{impact}_c = \sum_i (\text{CF}_{c,i} \cdot E_i) \quad (2)$$

où :

$\text{CF}_{c,i}$  : facteur de caractérisation (*characterization factor*) pour la catégorie  $c$  associée au flux élémentaire  $i$

$E_i$  : flux élémentaire  $i$

Par exemple dans le cadre de la production d'1 kWh d'électricité à partir d'un cycle combiné fonctionnant au gaz naturel, les principaux GES sont exprimés (de manière approchée) dans le vecteur  $E$

$$E = \begin{pmatrix} 0.37 \text{ kg CO}_2 \\ 0.002 \text{ kg CH}_4 \\ 3 \times 10^{-4} \text{ kg N}_2\text{O} \end{pmatrix}$$

avec les facteurs de caractérisation correspondant à chaque GES suivant la méthode du GWP<sub>100</sub> qui additionne les contributions des GES en kgCO<sub>2</sub>-eq en prenant en compte leur pouvoir réchauffant sur 100 ans, on a :

$$\text{Impact}_{\text{changement climatique}} = \mathbf{CF}^T \cdot \mathbf{E} = \begin{pmatrix} 1 \\ 28 \\ 265 \end{pmatrix}^T \cdot \begin{pmatrix} 0.37 \\ 0.002 \\ 3 \times 10^{-4} \end{pmatrix} = 0.51 \text{ kgCO}_2\text{-eq}$$

Les étapes de normalisation puis de pondération visent à mettre en perspective les résultats. La normalisation avec des valeurs issues d'un système de référence comme un pays ou un secteur industriel permet de comparer les performances du système étudié. La normalisation peut être complétée par une étape de pondération qui consiste à agréger les différents impacts en une note finale.

$$\text{aggregated indicator} = \sum_c \left( \frac{\text{impact}_c}{\text{normalization factor}_c} \cdot w_c \right) \quad (3)$$

où :

$w_c$  : pondération pour la catégorie  $c$

Un exemple de normalisation et d'agrégation est l'indicateur de soutenabilité défini plus bas dans l'équation 8. Les impacts sont normalisés par les capacités de charge correspondantes et les quotients sont additionnés pour obtenir un indicateur de soutenabilité agrégé. Les pondérations dans ce cas sont égales à 1.

**INTERPRÉTATION** Cette dernière étape consiste à analyser les résultats et à répondre aux questions posées lors du cadrage de l'étude. C'est aussi le moment de discuter des hypothèses et des limites de l'étude.

Le modélisateur possède plusieurs outils comme l'analyse de contributions permettant de voir l'importance des process intermédiaires le long de la chaîne d'approvisionnement. Il est également possible de conduire des analyses de sensibilité pour tester l'influence de certains paramètres sur les résultats.

Le choix du type d'**ACV**, conséquentielle ou attributionnelle, oriente le déroulement de la méthode. La différence principale entre les deux est que l'**ACV** conséquentielle s'intéresse aux conséquences d'une décision en prenant en compte les effets indirects des étapes liées au cycle de vie. L'**ACV** attributionnelle ne prend pas en compte ces effets et fait l'hypothèse que les chaînes d'approvisionnement ne sont pas affectées par la fabrication du produit. L'ensemble des calculs dans ce document relève de l'**ACV** attributionnelle recommandée pour les études considérant les allocations de budget carbone (BRANDER 2022). Les études d'**ACV** comparant les impacts environnementaux aux limites planétaires sont quasiment toutes attributionnelles (ALI et RYBERG 2023; STRANDDORF et al. 2023; A. CHARALAMBOUS et al. 2023; R. ISTRATE et al. 2024; RYBERG, OWSIANIAK, CLAVREUL et al. 2018).

**BRIGHTWAY** Pour faciliter les étapes d'inventaires et d'évaluation des impacts, il existe plusieurs logiciels permettant de gérer les bases de données, faire des requêtes ou des calculs d'**ACV** : SimaPro, Gabi, *brightway*, OpenLCA. Dans le cadre de ce travail, le logiciel utilisé est *brightway* (C. MUTEL 2017) qui se présente sous la forme d'un package python. *Brightway* dispose également d'un autre package *activity-browser* qui fournit une interface graphique permettant de parcourir les bases de données et de faire des **ACV**. *brightway* est une couche d'abstraction au-dessus des bases de données facilitant la manipulation des inventaires et la conduite des **ACV**. Cela évite à l'utilisateur d'effectuer manuellement les modifications des inventaires et les calculs d'**ACV**. La documentation détaillée ainsi que l'intégration dans les *jupyter notebooks* qui permet l'automatisation et l'utilisation de manière programmatique en font un outil d'**ACV** puissant.

### *Limites Planétaires*

Le concept des limites planétaires a été introduit en 2009 par (ROCKSTRÖM et al. 2009). Il permet de définir un ensemble de 9 limites planétaires délimitant un espace dans lequel les conditions d'habitabilité de la Terre connues dans l'ère de l'Holocène

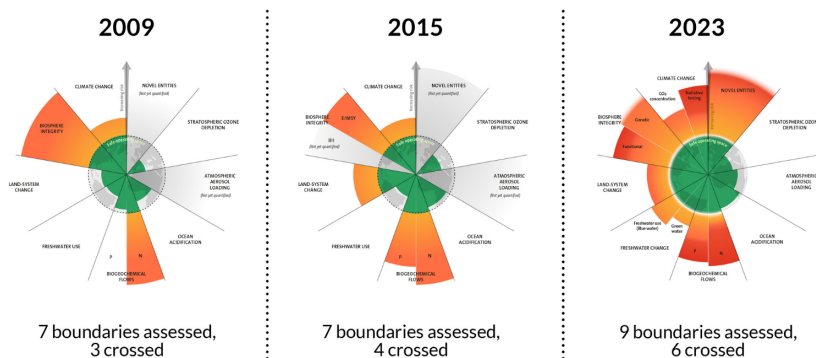


FIGURE 4.1 – Évolution de la quantification et du dépassement des limites planétaires. Source : Credit : Azote for Stockholm Resilience Centre, Stockholm University. Based on Richardson et al. 2023, Steffen et al. 2015, and Rockström et al. 2009. <https://www.stockholmresilience.org/research/planetary-boundaries.html> License : CC BY-NC-ND 3.0.

sont garanties. Le dépassement de ces limites entraînerait alors le système Terre dans une zone à risque menaçant les conditions de vie connues jusqu'à présent. Les neuf limites sont le changement climatique, la biodiversité, le changement d'affectation des sols, l'usage de l'eau, les flux biogéochimiques (azote et phosphore), l'acidification des océans, les aérosols, la destruction de la couche d'ozone et les entités nouvelles. On distingue les limites changement climatique et érosion de la biodiversité définies comme *core boundaries* par (STEFFEN et al. 2015). Ces *core boundaries* diffèrent des autres dans la mesure où le dépassement significatif et prolongé entraîne le système Terre dans un nouvel état.

Les valeurs seuils sont établies par des chercheurs spécialistes de chaque domaine (océanologue, climatologue, etc.) en se basant sur l'état de l'art et des modélisations spécifiques à chaque catégorie. Elles sont définies à l'échelle mondiale pour l'ensemble des limites planétaires, certaines comme l'usage de l'eau, sont également définies à l'échelle régionale (STEFFEN et al. 2015). Ces valeurs sont actualisées régulièrement depuis la publication originale de 2009 à la fois car les impacts des activités humaines évoluent mais aussi également l'état des connaissances. En 2009, on dénombre trois limites planétaires dépassées parmi neuf (ROCKSTRÖM et al. 2009). En 2015, le nombre de limites dépassées passe à quatre et la définition de l'érosion de la biosphère évolue (STEFFEN et al. 2015). En 2023, six limites planétaires sont dépassées. Des limites font parfois l'objet de publications spécifiques comme l'eau verte en 2022 (WANG-ERLANDSSON et al. 2022). La figure 4.1 illustre l'évolution du concept des limites planétaires pendant les quinze dernières années.

Le cadre des limites planétaires ouvre des nouvelles possibilités en matière d'aide à la décision et de supports aux politiques publiques. On parle d'opérationnalisation des limites planétaires (HÄYHÄ et CORNELL 2018). Les limites planétaires permettent

d'établir l'état des pressions environnementales d'un système donné et d'identifier des directions pour réduire ces impacts. Il existe plusieurs exemples à l'international : dans le contexte européen (HÄYHÄ et CORNELL 2018 ; EEA et FOEN 2020), la Nouvelle-Zélande (L. S. ANDERSEN et al. 2020) ou la Suisse (DAO, PEDUZZI et FRIOT 2018). Dans la plupart des cas, plusieurs limites planétaires sont dépassées. Dans le cas français, en plus d'exposer les principes généraux liés aux limites planétaires, (SDES 2023) analyse la contribution de la France pour chaque limite planétaire. La limite liée à l'azote est dépassée contrairement à celle liée au phosphore. La consommation d'eau dépasse les seuils autorisés dans certaines régions. Le dépassement des limites changement climatique, biodiversité, et changement d'usage des sols est moins clair, l'étude donne des éléments de contexte mais ne tranche pas de manière directe. (EPURES 2021) évalue la contribution du Sud Loire aux limites planétaires. Parmi les six catégories évaluées, seules l'eau et la couche d'ozone ne sont pas dépassées, les catégories changement climatique et usage des sols sont dans la zone d'incertitudes, le reste se trouve dans la zone dangereuse.

L'opérationnalisation des limites planétaires ne se limite pas aux pays ou aux territoires mais peut également être utilisée pour évaluer la soutenabilité environnementale d'entreprises, produits ou services en suivant la méthode AESA (BJØRN, RICHARDSON et Michael Zwicky HAUSCHILD 2019).

## AESA

La méthode d'AESA ou évaluation absolue de la soutenabilité environnementale en français, décrite dans (BJØRN, RICHARDSON et Michael Zwicky HAUSCHILD 2019), permet d'évaluer la soutenabilité environnementale d'un produit ou d'un service de manière absolue. Le caractère absolu est rendu possible par l'utilisation du concept de capacité de charge (*carrying capacity*). Les capacités de charge définissent des seuils pour le produit/service étudié. Établir ces capacités de charge pour un système spécifique nécessite une étape d'allocation permettant de passer des valeurs globales aux cas d'étude particuliers.

La méthode se déroule en quatre étapes :

1. définition du cadre de l'étude
2. quantification des impacts environnementaux
3. comparaison des impacts environnementaux aux capacités de charge
4. interprétation/communication

L'AESA a été utilisé dans des contextes différents pour évaluer les impacts environnementaux de produits ou de services. (HJALSTED et al. 2021) porte sur le secteur laitier en Inde et au Danemark. (WOLFF, GONDRAN et BRODHAG 2017) s'intéresse à la vente de produits alimentaires dans le secteur de la grande distribution. (RYBERG, BJERRE et al. 2021) prend comme cas d'étude la distribution et le traitement de l'eau. Dans le

domaine des systèmes énergétiques, (EHRENSTEIN et al. 2020) utilise un modèle MILP pour optimiser la production d'hydrogène au Royaume-Uni pour le transport routier. (VÁZQUEZ et GUILLÉN-GOSÁLBEZ 2021) optimise la production de méthanol avec un modèle MINLP. (WEIDNER et GUILLÉN-GOSÁLBEZ 2023) étudie la décarbonation du secteur du chauffage européen avec un modèle d'optimisation. Plus spécifiquement sur l'électricité, (ALGUNAIBET, POZO, GALÁN-MARTÍN, HUIJBREGTS, MAC DOWELL et al. 2019) explore les opportunités de décarbonation du système électrique américain. (A. CHARALAMBOUS et al. 2023) applique la méthode à la production de diméthyléther pour le transport lourd, (IOANNOU et al. 2023) pour le CCU et (ALI et RYBERG 2023) aux secteurs énergie et transport aux Tonga.

### Mise à l'échelle

La mise à l'échelle est une étape importante de l'AESA. Cette section reprend les traductions en français des concepts clés proposés par (DASSIBAT et GONDRAN 2024).

L'ensemble des limites planétaires définit un espace de fonctionnement sûr pour *Safe Operating Space*. Rester dans cet espace permet de garantir les conditions d'habitabilité de la Terre au sens des limites planétaires. Si les auteurs mentionnent que les limites sont définies à l'échelle mondiale et n'ont pas été pensées pour une utilisation à une échelle inférieure (géographique, sectorielle), le concept de capacité de charge issue des limites planétaires peut être utile. L'étape de mise à l'échelle pour *downscaling* en anglais permet d'établir ces capacités de charge pour les produits ou services compris au sens large. Il existe plusieurs principes ou règles d'allocation basés sur des principes éthiques différents.

Les principes communément utilisés dans la littérature sur ces questions sont :

- égalitarisme : chaque agent reçoit une part égale
- droit acquis pour *acquired rights* ou parfois *grandfathering* en anglais : part attribuée proportionnelle à la répartition actuelle
- utilitarisme : maximiser le bien-être total
- prioritarisme : part attribuée aux agents d'autant plus grande que leur situation est dégradée
- suffisantisme : part attribuée aux agents tels que les besoins nécessaires soient couverts

(HJALSTED et al. 2021) propose une méthode illustrée figure 4.2 en deux étapes avec d'abord l'assignation du *Safe Operating Space (SOS)* à l'échelle des individus puis la mise à l'échelle au produit/service considéré.

Les combinaisons sont multiples et peuvent varier selon les études. Les plus fréquentes sont basées sur le principe d'égalitarisme, des droits acquis et de l'utilitarisme. Par exemple, dans le cas du système électrique, une approche peut être une assignation du *SOS* à l'Europe selon la population (égalitarisme) puis une mise à l'échelle au système électrique selon la valeur ajoutée (utilitarisme) ou proportionnelle aux émissions de l'année de référence (droits acquis). Du fait des débats éthiques sous-jacents,

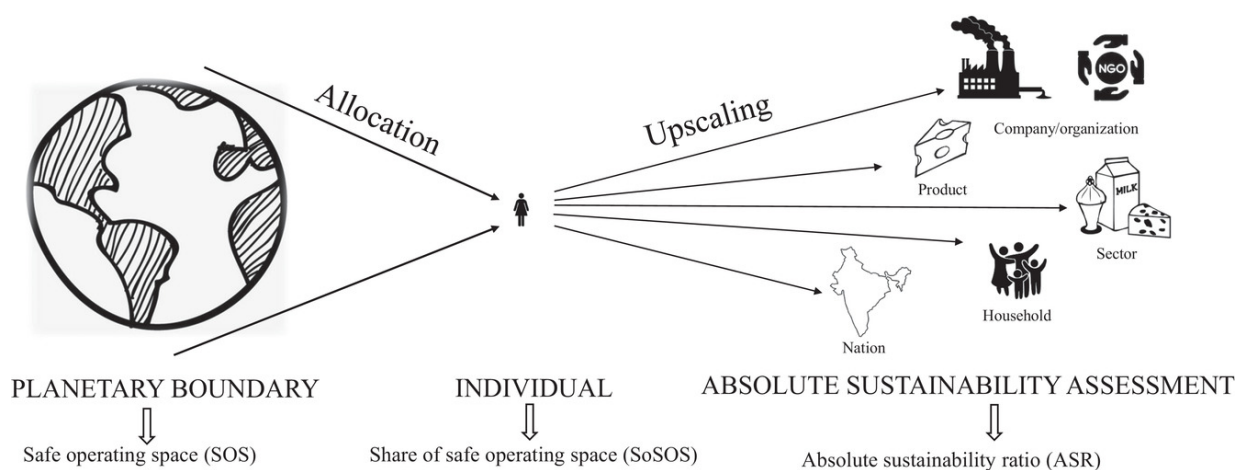


FIGURE 4.2 – Schéma explicatif de la mise à l'échelle à partir du SOS. Source (HJALSTED et al. 2021), licence : CC BY-NC 4.0

il n'y a pas de consensus sur les principes à appliquer. (RYBERG, M. M. ANDERSEN et al. 2020) recommande d'être explicite dans les explications sur les méthodes utilisées. Une possibilité est de tester plusieurs règles d'allocation dans une même étude comme le fait (EEA et FOEN 2020) pour l'Europe. Il est également possible de se limiter à la première étape qui laisse le champ libre pour la répartition entre secteurs.

Au-delà des principes éthiques sous-jacents se pose la question de la mise en pratique de ces méthodes d'allocation dans les cas où l'écart entre les impacts actuels et les capacités de charge peut être grand. En effet, les études quantifiant les limites planétaires montrent que le nombre de limites planétaires dépassées ainsi que leurs niveaux de dépassement augmentent. Dès lors, on sent bien que le SOS devient une ressource limitée et que la distribution des capacités de charge entre les secteurs est délicate.

La figure 4.3 donne la part de la valeur ajoutée pour les principaux secteurs dans le PIB de l'UE-27 en 2020. On observe que les secteurs de l'agriculture et de l'électricité contribuent à environ 2% chacun de la valeur ajoutée totale. Or, la contribution de ces secteurs dans le dépassement des limites planétaires est importante avec par exemple 20% des émissions de GES liées à l'électricité. C'est encore plus frappant pour l'agriculture qui est responsable à l'échelle mondiale de plus de 80% du changement d'affectation des sols et des flux biogéochimiques. Une allocation basée sur la valeur ajoutée donnerait dans ce cas des objectifs extrêmement contraignants pour l'agriculture.

#### liens entre capacité de charge et ACV

L'ACV permet de quantifier les impacts environnementaux, il faut ensuite pouvoir les lier avec les capacités de charge issues des limites planétaires sachant que les choix

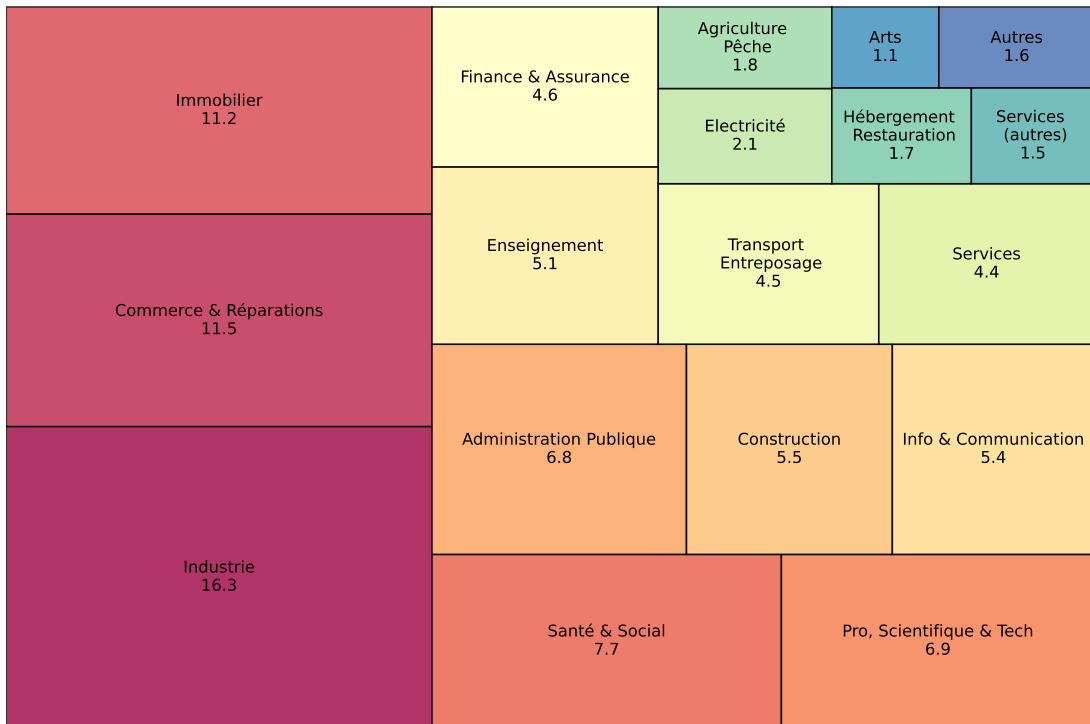


FIGURE 4.3 – Répartition par secteur de la valeur ajoutée. Données issues de (EUROSTAT 2022)

des catégories et des dimensions ne sont pas toujours alignés. Il faut en quelque sorte convertir les impacts environnementaux dans les unités des capacités de charge.

Les publications sur les limites planétaires définissent des valeurs appelées variables de contrôle avec différentes catégories comme : zone sûre, zone de risque croissant et zone à haut risque dans (STEFFEN et al. 2015). Les études d'AESA tendent à considérer les valeurs associées à la zone sûre dans l'esprit des limites planétaires prenant une approche basée sur le principe de précaution. Les valeurs pour les capacités de charge ne proviennent pas uniquement des publications sur les limites planétaires, c'est le cas notamment pour la catégorie changement climatique où la définition avec la concentration atmosphérique et le forçage radiatif n'est pas pratique à utiliser. Une approche basée sur les budgets carbone est plus simple à mettre en œuvre.

Une première méthode est d'utiliser des facteurs de caractérisation permettant de lier les flux élémentaires aux limites planétaires grâce aux valeurs de (RYBERG, OWSIANIAK, RICHARDSON et al. 2018) et (GALÁN-MARTÍN et al. 2021).

Une autre méthode est d'exprimer des seuils annuels qui se basent sur des méthodes d'évaluation des impacts connus comme (SALA et al. 2020) pour la méthode EF 3.0. Cette méthode comprend un nombre plus important de catégories que la précédente, avec des valeurs issues d'autres travaux que les limites planétaires, comme par exemple pour la consommation de matériaux ou de combustibles fossiles.

Ce chapitre s'articule en deux parties. La première partie se concentre sur les stratégies permettant de réduire les impacts environnementaux associés aux systèmes électriques à partir d'une méthode simplifiée, pour un nombre réduit de catégories. Cette partie explore les enjeux liés à la comptabilité empreinte/émissions directes. La seconde partie met l'accent sur le couplage modèle énergétique/ACV, en s'appuyant sur les méthodes d'ACV prospective, de manière plus élaborée que la partie précédente en s'appuyant sur (SALA et al. 2020) pour la partie AESA.

#### 4.2 STRATÉGIES À L'ÉCHELON EUROPÉEN POUR RÉDUIRE LES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX

Les possibilités de réduction des impacts environnementaux à l'échelle de l'Europe sont variées. Pour les pays de l'UE, l'article (O. J. o. t. EUROPEAN UNION 2012) garantit la souveraineté des États membres en matière de politiques énergétiques. Cela se traduit au niveau des pays par des choix en matière de technologies qui varient pour certains pays comme la France, la Finlande, pays qui misent en partie sur le nucléaire alors que d'autres comme l'Allemagne ou l'Espagne souhaitent en sortir. La conséquence est que les choix en matière de réduction des impacts de GES et plus généralement des impacts environnementaux ne sont pas toujours coordonnés et pourraient être plus efficaces en matière de coût d'abattement des impacts.

Les interconnexions du réseau électrique lient néanmoins les États en matière de choix technologiques et peuvent servir comme outils à part entière pour réduire les

impacts environnementaux liés à la consommation d'électricité grâce aux impacts. Cependant, ce type de situation nécessite que les voisins aient un surplus d'électricité à faible impact ou, du moins, qu'ils soient capables de faire des efforts supplémentaires. Dès lors, se pose la question de la comptabilité des impacts environnementaux et de l'attribution des émissions au producteur/consommateur. La nature non stockable de l'électricité ainsi que l'impossibilité de tracer l'origine des électrons imposent l'utilisation de méthodes ex-post permettant l'attribution aux différents nœuds consommation des moyens de production virtuels permettant de prendre en compte l'origine des imports.

Cette section propose une première évaluation des moyens de réduction des impacts environnementaux du système électrique en comparant plusieurs règles d'allocation et plusieurs trajectoires permettant de réduire les impacts environnementaux.

#### 4.2.1 Méthode

Cette section considère une sélection de quatre limites planétaires (changement climatique, changement d'affectation des sols, flux biogéochimiques et usage de l'eau) sur les neuf. La méthode ne suit pas intégralement les définitions des limites planétaires des articles de références (ROCKSTRÖM et al. 2009 ; STEFFEN et al. 2015) mais des définitions modifiées pour faciliter la comparaison avec les facteurs d'ACV.

##### *Mise à l'échelle*

La première étape de mise à l'échelle consiste à assigner la part du SOS à l'Europe. La méthode suivie se base sur le principe d'égalitarisme et consiste, pour chaque catégorie, à multiplier la valeur mondiale par le ratio de la population européenne sur la population mondiale pour l'année de référence 2016 (eq : 4). Les valeurs de population sont issues de (EUROSTAT s. d.) pour l'Europe et de (T. W. BANK s. d.) pour le monde.

Les limites planétaires considérées sont : changement climatique, les flux biogéochimiques (N & P), l'usage des sols et de l'eau. Elles sont considérées comme des limites annuelles à l'exception du changement climatique qui suit une approche par budget carbone défini sur plusieurs années. Les valeurs seuils des limites planétaires, flux biogéochimiques et eau, sont issues de (STEFFEN et al. 2015). La valeur pour le changement climatique ne suit pas la publication originale car les valeurs de concentration en CO<sub>2</sub> et de forçage radiatif ne sont pas très facilement utilisables en pratique. Une approche par budget carbone est préférée en considérant le budget carbone restant pour un réchauffement global de 1.5°C avec une probabilité de 50% (IPCC et al. 2018). Il y a une approximation de faite à ce niveau, la publication donne une valeur pour le CO<sub>2</sub> alors que les facteurs d'ACV utilisés ici sont en CO<sub>2</sub>-eq. La limite changement d'affectation des sols suit la méthode de (EEA et FOEN 2020) qui considère les sols

anthropisés exprimés en surface. Le tableau 4.1 donne les valeurs du SOS assigné pour l'Europe.

$$SOS_b^{europe} = \frac{POP_{2016}^{europe}}{POP_{2016}^{monde}} SOS_b \quad (4)$$

TABLE 4.1 – Valeurs de SoSOS pour l'Europe

Contrainte	Type	PB	Unité	Capacité de charge	Unité	Source
GHG	budget	$5.80 \times 10^2$	Gt CO <sub>2</sub>	41	Mt CO <sub>2</sub>	(IPCC et al. 2018)
LAND	annuelle	$1.90 \times 10^7$	km <sup>2</sup>	$1.40 \times 10^6$	km <sup>2</sup>	(EEA et FOEN 2020)
NITROGEN	annuelle	62	Tg N/yr	4.4	Mt N/yr	(STEFFEN et al. 2015)
PHOSPHORUS	annuelle	11	Tg P/yr	$7.70 \times 10^{-1}$	Mt P/yr	(STEFFEN et al. 2015)
WATER	annuelle	$4.00 \times 10^3$	km <sup>3</sup>	$2.80 \times 10^2$	km <sup>3</sup>	(STEFFEN et al. 2015)

La seconde étape pour attribuer le SOS au système électrique européen repose sur les principes de droit acquis et d'utilitarisme. Dans le cas basé sur les droits acquis, la part attribuée est proportionnelle aux émissions de l'année de référence. Ici, par manque de données pour les autres catégories, la valeur est calculée pour les GES en 2016 avec les données de (EEA 2024) et étendue aux autres catégories. La méthode basée sur l'utilitarisme consiste à multiplier la part du SOS allouée à l'Europe par la part de la valeur ajoutée du système électrique dans le PIB (eq : 5).

$$SOS_{power}^{europe} = \frac{GVA_{2016}^{europe}}{GVA_{2016}^{monde}} SOS^{europe} \quad (5)$$

#### *Adaptation du modèle pour quantifier les impacts environnementaux*

eTIMES-EU est modifié pour pouvoir quantifier les impacts environnementaux. La méthode utilisée dans cette section est simplifiée par rapport à la méthode de la section 4.3 et a l'avantage d'être rapide à mettre en œuvre. Cette première étape nécessaire a permis de préparer la mise en œuvre plus systématique présentée dans la section 4.3. Elle consiste à intégrer les facteurs d'émissions issus de la littérature dans le modèle. Les facteurs d'émissions donnés en impact environnemental par unité d'énergie produite sont liés aux variables d'activité de TIMES. Ainsi, pour chaque technologie, les émissions de commodités environnementales sont ajoutées aux modèles comme illustré dans la figure 4.4.

Les valeurs des facteurs d'émissions sont majoritairement issues de (UNECE 2022). Les facteurs pour les technologies non représentées dans (UNECE 2022) sont issus de (FRAPIN et al. 2022) qui travaille à partir de valeurs calculées à partir d'ecoinvent 3.4.

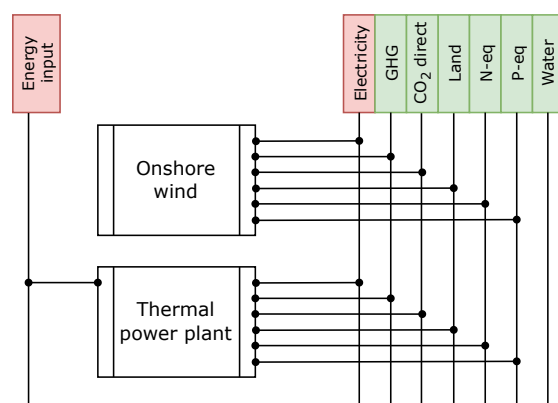


FIGURE 4.4 – Système énergétique de référence du modèle pour deux exemples de technologies

#### *Approche empreinte/territoriale et flow-tracing*

Les objectifs de réduction des émissions de GES sont fixés à l'échelle de l'UE ainsi qu'au niveau de chaque État membre avec une approche territoriale, c'est-à-dire prenant en compte les émissions produites dans les frontières du pays. Dans cette approche, il est possible pour un pays de réduire l'ampleur des efforts en important de l'électricité des voisins. Cependant, la méthode d'AESA suit une approche empreinte prenant en compte les émissions sur l'ensemble du cycle de vie et des lieux de production. À l'échelle de l'UE le mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (CBAM) vise à prendre en compte les émissions importées et éviter les fuites de carbone. Pour l'électricité, la traçabilité est plus difficile car l'échelle de temps est beaucoup plus courte que dans le cadre des importations de marchandises. Cependant, il est important de prendre en compte ces aspects pour mieux attribuer les objectifs à l'échelle nationale et vérifier qu'ils soient tenus.

La figure 4.5 donne une représentation graphique des deux approches pour attribuer des impacts environnementaux. Pour un pays donné, l'approche territoriale comptabilise l'ensemble des émissions produites sur le territoire national, y compris pour des produits destinés à l'exportation. Dans l'approche empreinte, seules les émissions nationales destinées à la consommation nationale sont prises en compte, les émissions liées aux produits importés sont également prises en compte.

Dans le cadre de ce travail, l'approche standard qui inclut les impacts environnementaux à partir des facteurs d'émissions correspond à une approche territoriale. La comptabilité des émissions selon l'approche territoriale est faite en suivant la méthode de (TRANBERG et al. 2019) qui l'applique pour les émissions de GES du système électrique européen. Cette méthode est notamment utilisée par (ELECTRICITYMAPS 2024). La méthode est étendue aux autres facteurs environnementaux.

La méthode consiste à calculer, pour chaque région, intervalle de temps et technologie, un mix électrique virtuel en prenant en compte la production nationale, les

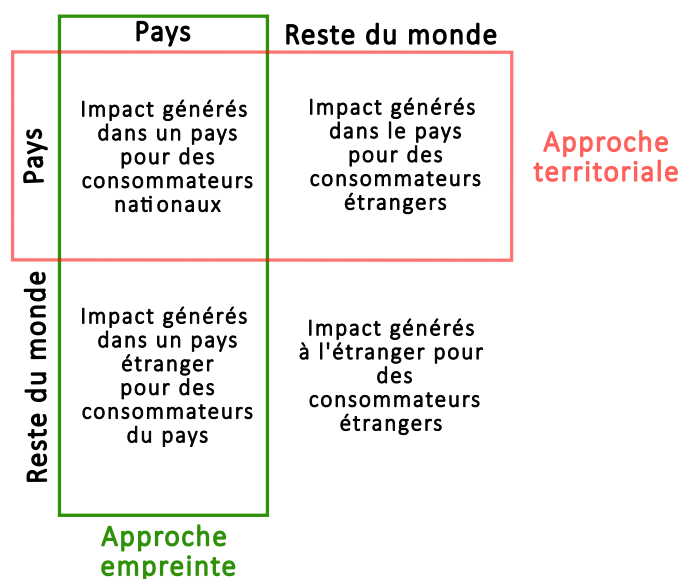


FIGURE 4.5 – Illustration des définitions approches territoriale/empreinte. Adapté de (EEA et FOEN 2020)

imports et les exports. Les contributions de chaque technologie sont obtenues par la résolution d'un système linéaire issu d'un bilan d'électricité pour chaque pays. Des explications et équations plus détaillées peuvent être trouvées dans les informations complémentaires de (TRANBERG et al. 2019). Une fois ces parts calculées pour chaque pays, année, intervalle de temps et technologie, sur la base des résultats d'eTIMES-EU, il suffit d'appliquer les facteurs d'ACV pour obtenir les impacts environnementaux totaux.

### Scénarios

L'analyse se déroule en deux étapes avec d'abord l'évaluation des impacts environnementaux du scénario *netzero* atteignant la neutralité carbone en 2050 puis la simulation de scénarios réduisant les impacts environnementaux selon différents schémas de coopération. Les variantes se différencient selon l'ampleur des efforts de réduction ainsi que sur l'échelle géographique à partir desquelles les réductions s'appliquent. Les niveaux de réductions sont de 25% ou de 50% par rapport au scénario de référence atteignant la neutralité carbone. Les contraintes de réduction peuvent soit être communes à l'ensemble des pays de l'Europe, c-à-d que les efforts sont mutualisés, soit à chaque pays individuellement. Cela fait un jeu de quatre variantes et un scénario de référence. Le tableau 4.2 rassemble les caractéristiques principales des cinq scénarios.

Chaque impact environnemental fait l'objet d'une contrainte spécifique, il n'y a pas de substitution possible entre les réductions d'impact. Pour les impacts autres que les

TABLE 4.2 – Résumé des principales caractéristiques de chaque scénario

Scénario	Zéro CO <sub>2</sub> direct en 2050	Niveau géographique contraintes environnementales	Quantité d'impact environnementale comparée à <i>netzero</i>
<i>netzero</i>	✓	N/A	N/A
<i>EU_75%</i>	✓	Europe	75%
<i>EU_50%</i>	✓	Europe	50%
<i>COUNTRY_75%</i>	✓	Country	75%
<i>COUNTRY_50%</i>	✓	Country	50%

GES, les contraintes sont construites à partir d'une interpolation linéaire entre 2020 et 2050. Le niveau de 2020 est celui provenant du scénario de référence *netzero*, le niveau en 2050 dépend de la variante considérée. Il peut être de 50% ou de 75% des impacts en 2050 du scénario *netzero*. Pour les émissions de GES une approche par budget est retenue avec une réduction de 50% ou de 75% des émissions de GES cumulées.

#### 4.2.2 Résultats et discussion

Les résultats de cette section sont divisés en deux parties. La première évalue les impacts environnementaux du scénario *netzero* puis compare ses performances environnementales aux quatre scénarios alternatifs décrits dans le tableau 4.2. La seconde partie expose les défis de la mise en œuvre de la réduction des impacts environnementaux, en se concentrant sur ses implications géographiques et ses objectifs nationaux. Le cadre des limites planétaires est, dans cette partie, à la fois un concept général qui fournit des lignes directrices et un outil pour comparer la durabilité du système étudié.

##### *Réduction des impacts environnementaux : actions à entreprendre*

Dans cette sous-section, les valeurs du SOS sont utilisées pour évaluer dans quelle mesure les scénarios s'écartent d'un état absolument soutenable.

*L'élimination progressive des combustibles fossiles est une priorité, avec une attention particulière à certains impacts*

##### *Scénario netzero*

La figure 4.6 présente le mix de production du scénario *netzero*. Deux tendances majeures caractérisent l'évolution du système électrique. La part des combustibles fossiles diminue au fil du temps en raison de la contrainte de neutralité carbone. Le charbon

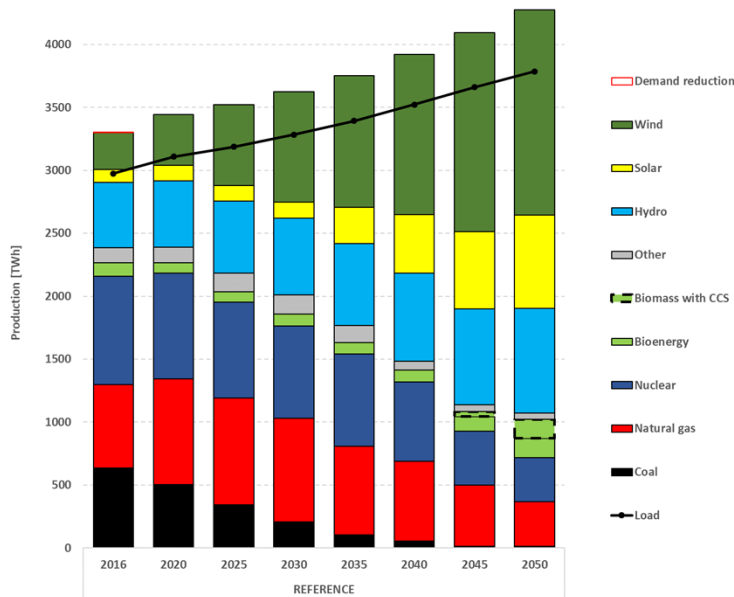


FIGURE 4.6 – Mix de production du scénario *netzero*

n'est plus utilisé à partir de 2045. L'électricité produite à partir de gaz naturel est réduite de moitié entre 2016 et 2050. Parallèlement, les **EnR**, en particulier l'éolien et le solaire, se développent progressivement pour remplacer les combustibles fossiles. En 2050, le **BECCS** est utilisé pour des émissions négatives de CO<sub>2</sub> afin de respecter la contrainte de neutralité carbone.

La figure 4.7 présente l'évolution des indicateurs environnementaux dans le cas *netzero*. Globalement, on constate que la réduction des émissions directes de CO<sub>2</sub> en lien avec l'objectif de neutralité en 2050 entraîne la diminution de la plupart des indicateurs environnementaux. Il y a une exception pour l'impact lié à l'utilisation des terres, qui reste constant au fil des années. Cela est principalement dû à la production d'électricité par des technologies à base de biomasse, de biogaz et le **BECCS**. Ces technologies sont importantes pour atteindre la neutralité carbone, car elles peuvent décarboner la production de chaleur par cogénération et produire des émissions négatives avec le **BECCS**. On observe également une légère augmentation à partir de 2045 pour l'eutrophisation N & P de l'utilisation accrue de la bioénergie. Néanmoins, ces augmentations pour N et P en fin d'horizon, sont secondaires par rapport à la diminution générale observée entre 2016 et 2050. Cela implique que les technologies à base de biomasse devraient être utilisées avec parcimonie, en portant une attention particulière à l'utilisation des terres pour éviter un déplacement de charge du CO<sub>2</sub> vers d'autres catégories.

La réduction globale des impacts environnementaux est due à l'élimination progressive du charbon et à la réduction de la part du gaz naturel dans la production.

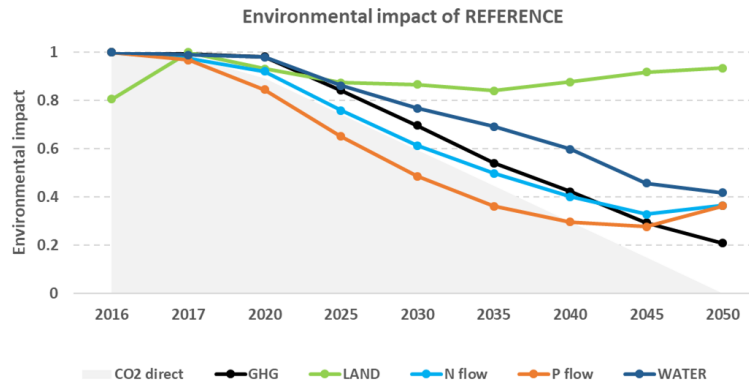


FIGURE 4.7 – Impacts environnementaux du scénario *netzero*. Chaque catégorie est normalisée par son maximum pour permettre la comparaison

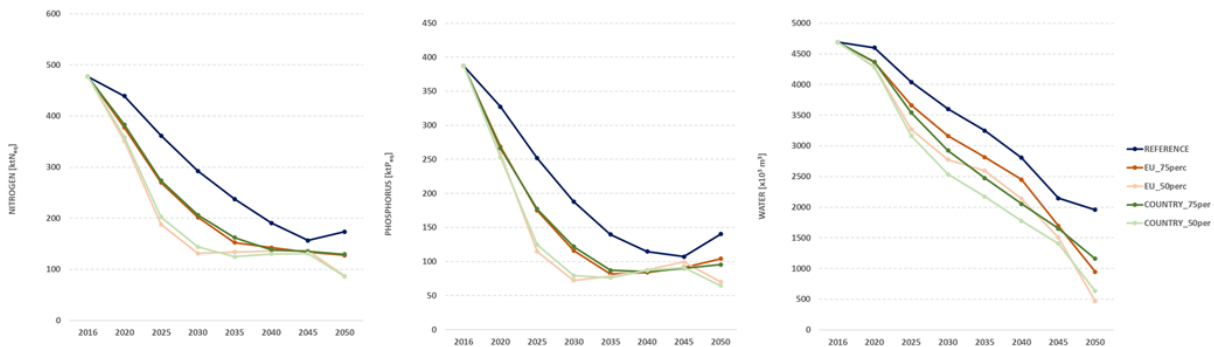


FIGURE 4.8 – Évolution des flux de N et P et de la consommation d'eau

Ces technologies ont tendance à avoir un impact plus important par unité d'électricité produite que les technologies à faible émission de carbone, qui jouent un rôle plus important dans le mix en 2050.

#### Scénarios variantes

Les scénarios alternatifs montrent qu'il est possible d'évoluer vers un système électrique bas-carbone avec une réduction importante des impacts environnementaux en utilisant une perspective en lien avec les limites planétaires. La figure 4.8 présente l'évolution des flux de N & P et de la consommation d'eau pour tous les scénarios. On observe une différence entre les flux de N & P et le schéma de réduction de la consommation d'eau. Pour les flux de N & P, l'horizon temporel est divisé en deux parties. De 2016 à 2030, la contrainte sur les émissions cumulées de GES force la réduction du

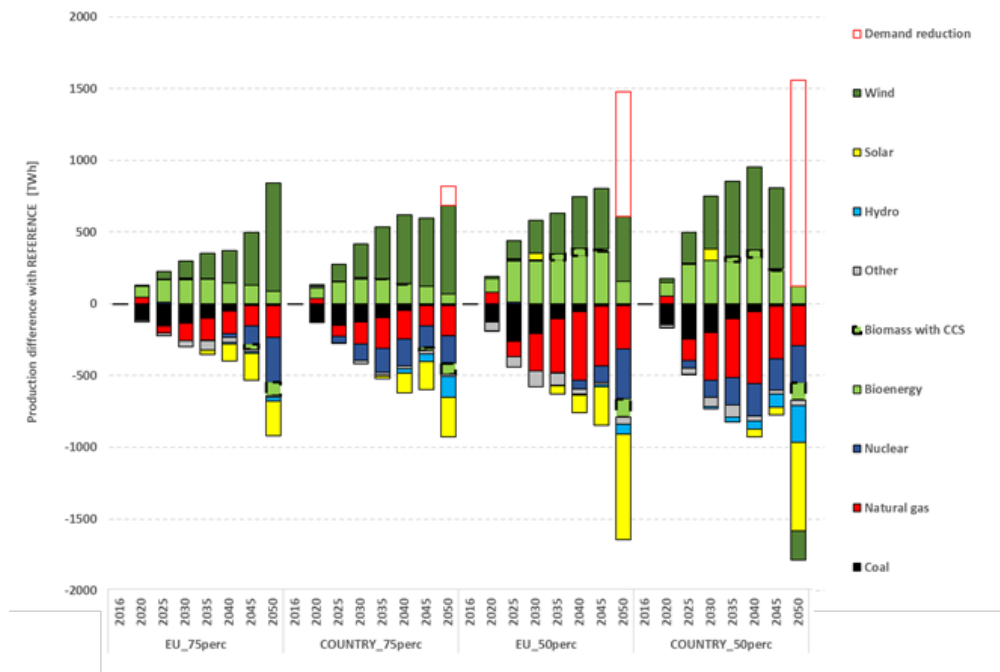


FIGURE 4.9 – Différence de production avec le scénario *netzero*

charbon et du gaz naturel, qui sont les principaux contributeurs aux flux de N & P. Un plateau suit de 2030 à 2045, lorsque les flux sont en dessous de leurs contraintes. Vers la fin de l'horizon, la contrainte *\_50%* impose une réduction des flux, tandis que la contrainte *\_75%* n'impose pas de réduction supplémentaire.

Concernant la consommation d'eau, la diminution est plus régulière. La consommation d'eau et les flux de N & P sont réduits de moitié environ entre 2016 et 2050 dans le scénario *netzero*. Ensuite, les contraintes appliquées à ces catégories dans les scénarios de variante augmentent davantage cette réduction. Par exemple, les scénarios *\_50%* imposent une division par quatre entre 2016 et 2050.

La figure 4.9 décrit plus en détail les différences de mix électrique entre le scénario de *netzero* et les scénarios de variante. Globalement, plus la contrainte est stricte, plus l'élimination des combustibles fossiles est rapide. L'élimination complète du charbon se produit avant 2030 pour respecter une réduction de 50% et avant 2035 pour l'objectif de 75%. Parallèlement, la production d'électricité par l'éolien et la biomasse augmente. Les scénarios *\_50%* montrent la limite des réductions d'impact environnementaux avec la présence d'une réduction massive de la demande en électricité, ce qui indique que le modèle ne trouve aucune solution respectant les contraintes. En réalité, cette offre virtuelle, représentée en rouge sur le graphique, correspond à une réduction forcée de la demande en électricité. De plus, dans les scénarios *\_50%*, la part du PV diminue par rapport au scénario *netzero* en 2050.

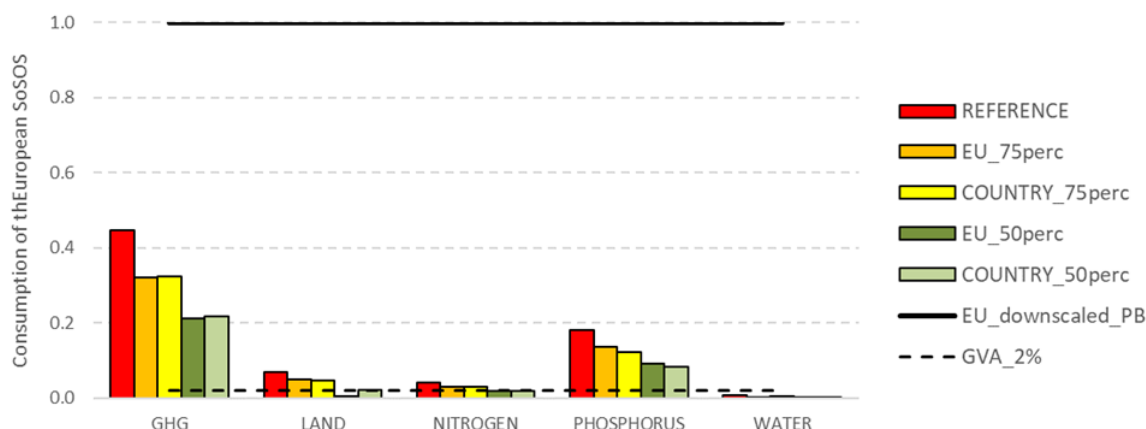


FIGURE 4.10 – Comparaison de l’impact environnemental du système électrique européen avec les capacités de charge du système électrique pour différentes règles d’allocation

Tous ces résultats combinés indiquent qu’il sera difficile de réduire de moitié tous les impacts par rapport au scénario *netzero* avec le portefeuille de technologie actuel. De plus, une hausse de la demande en électricité plus importante rajouterait une difficulté supplémentaire. En réalité, il existe certaines possibilités de réduire les impacts environnementaux, comme l’amélioration de l’efficacité des processus de fabrication. Ces observations doivent être mises en perspective avec les tendances vers une électrification généralisée des usages finaux et des perspectives ambitieuses pour l’hydrogène. Elles ouvrent des questions de comptabilité des capacités de charge sectorielles, car le secteur de l’électricité représente environ 2% seulement de la valeur ajoutée totale de l’UE.

#### Comparaison avec les capacités de charge

La figure 4.10 compare les impacts environnementaux des scénarios pour le système électrique avec les capacités de charge pour deux règles d’allocation. La ligne horizontale pleine en haut délimite le **SOS** européen, tandis que la ligne horizontale en pointillés représente les capacités de charge du système électrique européen dans le cas d’une réduction proportionnelle à la valeur ajoutée (*GVA\_2%*). Globalement, on observe des différences entre les catégories. Les émissions de **GES**, et dans une moindre mesure les impacts des flux de P, sont plus importantes que les trois autres catégories. Les émissions de **GES** du scénario *netzero* utilisent un peu moins de la moitié du budget carbone européen. Cela peut être réduit à environ 20% dans les scénarios *\_50%*. La consommation d’eau est faible par rapport à la capacité de charge de l’Europe pour les deux règles d’allocation.

Ces différences dans le niveau d’impact entre les catégories soulèvent la question du choix de la règle d’allocation par secteur. Une règle d’allocation basée sur la création

de valeur ajoutée, qui est d'environ 2% pour le système électrique européen, fonctionnerait pour la consommation d'eau, mais serait difficilement tenable pour les GES. De même, une règle d'allocation basée sur les droits acquis en matière d'émissions de GES et étendue à d'autres catégories permettrait de satisfaire la contrainte de GES dans les scénarios \_50%. Cependant, les impacts autorisés pour les autres catégories seraient bien supérieurs aux impacts historiques et laisseraient des marges de manœuvre trop grandes. Une meilleure façon de prendre en compte ces différences de performance serait d'intégrer davantage de secteurs dans la modélisation et de discuter de la collaboration entre secteurs. Par exemple, les bonnes performances en matière de consommation d'eau dans le secteur de l'électricité pourraient être utilisées par le secteur agricole, qui a d'autres exigences en matière d'eau.

Ici, l'approche consiste à réduire les impacts environnementaux du scénario *netzero*. Nous avons considéré les catégories environnementales de manière égale en obligeant le modèle à réduire toutes les catégories d'une certaine quantité. La comparaison de certaines catégories, comme l'eau, avec la capacité de charge suggère que certaines contraintes pourraient être assouplies si cela permettait au système d'améliorer de manière significative ses performances dans d'autres catégories. C'est cette approche qui est étudiée dans la section 4.3 en considérant un indicateur de soutenabilité agrégé.

#### *Les défis liés à la répartition des efforts*

En plus de l'ampleur de la réduction des impacts environnementaux, les résultats de la simulation montrent que la manière dont les objectifs sont fixés influence les trajectoires et l'allocation des efforts entre les pays. Fixer les objectifs au niveau européen laisse plus de place à la collaboration entre les pays, tandis que des objectifs fixés au niveau national imposent un développement du système électrique avec des capacités de charge pour chaque pays. Cela signifie des possibilités de collaboration réduites. Cette section explore ces dimensions en examinant d'abord l'impact des deux niveaux géographiques (Europe et pays) en matière d'application des contraintes. La méthode de *flow-tracing* est utilisée pour explorer les possibles transferts de charge et externalisations des impacts environnementaux.

#### *Déplacement de la charge et externalisation des émissions avec les échanges*

La figure 4.11 montre la distribution des échanges d'électricité et les bilans annuels nationaux entre exportations et importations en 2050. On constate que la manière d'allouer la contrainte affecte la distribution des échanges. La contrainte \_75% augmente les échanges d'électricité par rapport au scénario *netzero*, car le modèle doit tirer parti des opportunités de production d'électricité à faible impact environnemental au moindre coût. Le schéma d'exportation/importation varie en fonction du niveau d'application géographique de la contrainte. Sauf pour l'Allemagne, qui est peu affectée, le solde entre exportations et importations tend à être réduit. Cela signifie que

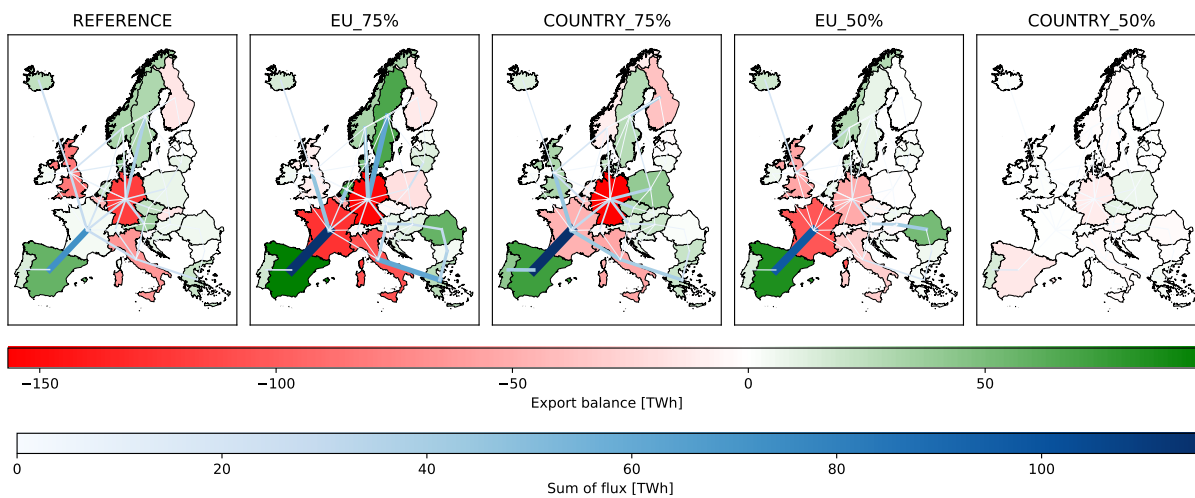


FIGURE 4.11 – Balance commerciale et exportations/importations d’électricité des pays européens en 2050. Les pays rouges sont des importateurs annuels, les verts exportateurs

les exportateurs ont moins d’opportunités de vendre leur électricité en raison de leurs contraintes nationales. Cela est encore plus frappant dans les scénarios \_50%, où les contraintes nationales sont tellement strictes que presque aucun pays ne peut exporter de l’électricité en raison des difficultés qu’ils rencontrent pour produire leur propre électricité dans leur espace alloué.

L’influence de la manière dont les contraintes sont allouées sur les échanges suggère qu’il n’existe pas de voie unique pour réduire les impacts environnementaux du système électrique européen, et cela a des conséquences sur qui fera l’effort. Par exemple, dans les scénarios *EU\_*, les grands importateurs comme l’Espagne acceptent de supporter des impacts environnementaux plus importants par rapport à une réduction nationale des contraintes, afin d’aider l’Europe à atteindre ses objectifs environnementaux au moindre coût.

#### *Suivi des flux environnementaux avec une méthode de flow-tracing*

La figure 4.12 présente, pour chaque pays et pour chaque impact environnemental en 2050, le ratio de l’intensité des émissions environnementales en approche territoriale sur l’intensité en approche empreinte. Le scénario *EU\_75%* est pris comme exemple, car le scénario 50% est trop extrême, et la contrainte de type *EU* facilite la collaboration entre les pays. L’intensité a les mêmes unités que les facteurs d’*ACV*, il s’agit de la quantité d’émissions environnementales par unité d’électricité produite. L’intensité de production (approche territoriale) est définie comme les impacts environnementaux totaux liés à la production nationale divisés par la production nationale totale. Les émissions sont attribuées à la production nationale, même si le pays exporte

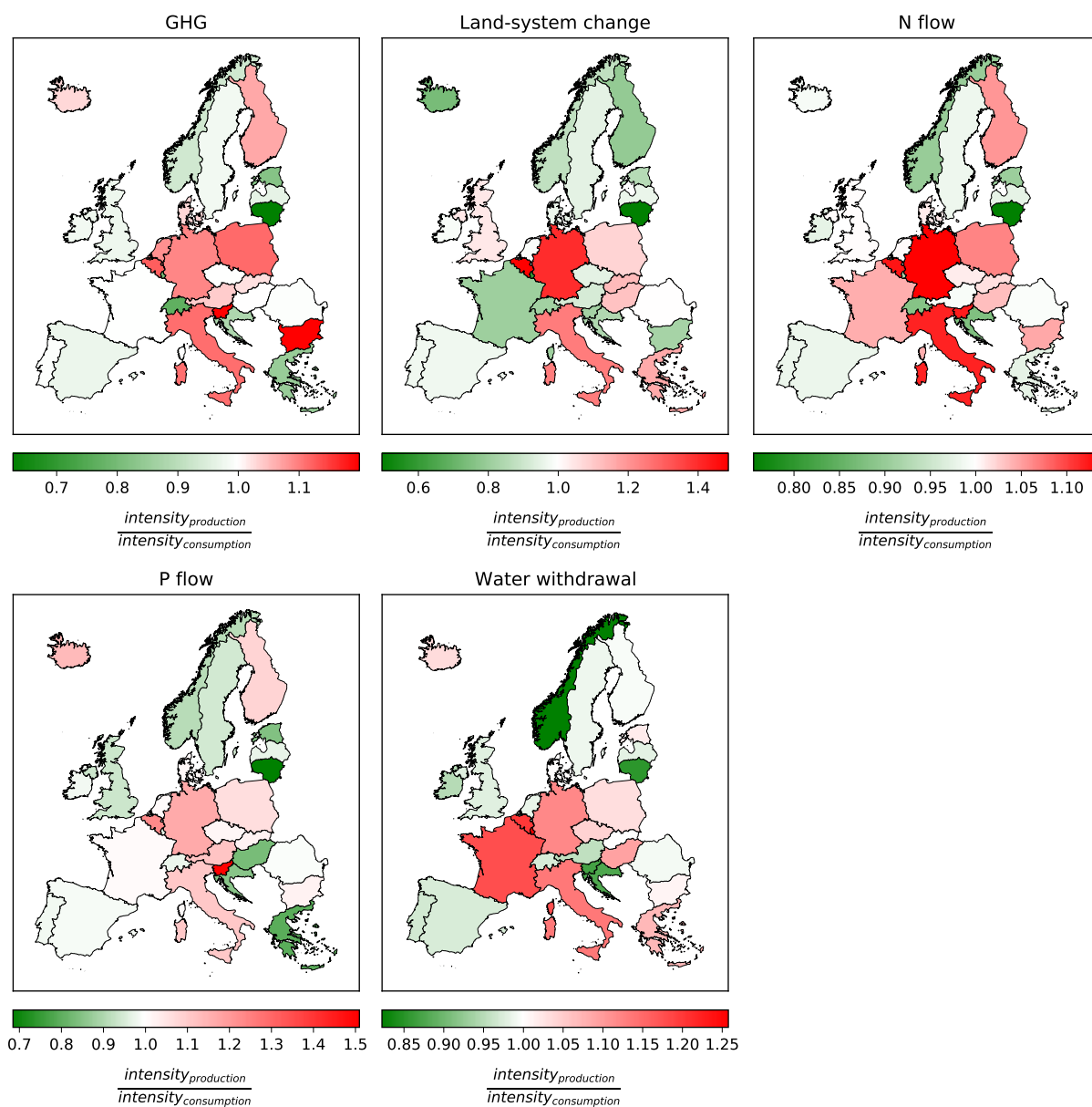


FIGURE 4.12 – Ratio de l'intensité des émissions liées à la production divisée par l'intensité des émissions liées à la consommation pour le scénario UE\_75% en 2050. Les couleurs rouges signifient que l'intensité de la consommation est inférieure à l'intensité de la production. En d'autres termes, le pays a sous-traité ses émissions environnementales à ses voisins

de grandes quantités à ses voisins. L'intensité de consommation (approche empreinte) est définie comme les impacts environnementaux totaux liés à la production nationale pour la consommation interne et les importations, divisés par la consommation nationale totale. Elle correspond à un cas où les émissions environnementales sont attribuées au pays en fonction de sa consommation, en tenant compte des émissions liées à l'électricité importée produite à l'étranger.

Les tons rouges correspondent aux cas où l'intensité de production est supérieure à l'intensité de consommation. Cela signifie que le pays a moins d'opportunités que ses voisins de produire de l'électricité avec un faible impact environnemental. Les tons verts correspondent à la situation inverse, où un pays a des opportunités de production à faibles impacts, mais sa proximité avec d'autres pays moins performants sur le plan environnemental augmente son indicateur basé sur la consommation. En d'autres termes, les pays en vert aident les pays en rouge à améliorer leurs indicateurs nationaux. Plus la teinte est foncée, plus l'écart entre les deux intensités est significatif.

Cette méthode de *flow-tracing* permet de suivre les transferts d'impacts environnementaux entre les pays et montre où se situent les émissions à faible impact et à faible coût. Par exemple, un pays comme la Norvège participe à la réduction de l'empreinte de ses voisins pour tous les impacts. Parce que notre modèle optimise le coût total actualisé, la Norvège dispose de meilleures opportunités de production d'électricité à faible impact que ses voisins. En revanche, il est plus avantageux pour l'Europe, lorsque les impacts environnementaux sont contraints à l'échelle continentale, qu'un pays comme l'Allemagne s'appuie davantage sur ses voisins pour la production d'électricité pour toutes les catégories environnementales. Une troisième catégorie de pays se trouve dans une situation qui dépend de l'impact considéré. Par exemple, la France peut améliorer la situation européenne en ce qui concerne l'utilisation des terres en exportant davantage à ses voisins, mais ce n'est pas le cas pour d'autres catégories comme la consommation d'eau ou le flux de N. Cela illustre les compromis entre les différentes catégories environnementales.

Ce qui précède remet en question la répartition de l'effort de réduction et la manière de mesurer les performances des pays. Jusqu'où les pays peuvent-ils tirer parti des opportunités de production d'électricité à faible impact tout en acceptant de dégrader leurs performances environnementales nationales pour aider l'ensemble de la zone? L'UE peut jouer le rôle d'arbitre. Cette analyse suggère que les implications des méthodes de comptabilité pour la conception de la transition future sont réelles et que des règles de comptabilité spécifiques et partagées devraient être définies afin d'éviter qu'une transition vers zéro émission directe de CO<sub>2</sub> ne déplace les impacts environnementaux vers d'autres catégories.

### *Conclusion intermédiaire*

Cette partie propose une méthode simplifiée et rapide à mettre en œuvre en intégrant des facteurs d'ACV issus de la littérature et ne nécessite pas de recourir à des

outils d'ACV plus difficiles à prendre en main. L'inconvénient est que cette procédure ne suit pas les recommandations de la méthode d'ACV (ISO 2006) et que le nombre de catégories couvertes est directement lié aux données disponibles. La section 4.3 repose sur les outils *premise* et *brightway* pour réaliser une ACV selon les règles ISO 14040/44, cela permet de couvrir 17 catégories contre seulement 5 dans la partie 4.2 ainsi que d'avoir des facteurs mis à jour pour chaque période jusqu'à 2050.

Cependant, cette méthode permet de saisir les premières intuitions avec notamment l'effet bénéfique de la réduction des fossiles sur les autres catégories. Elle soulève également les enjeux liés à la mise en œuvre de réglementations aux échelons européen et national pour réduire les impacts environnementaux. Il y a un intérêt à l'échelle du continent pour une coopération permettant de réduire les impacts de manière efficace, mais ceci implique que certains pays devront supporter une partie des efforts pour leurs voisins. Les méthodes d'allocation empreinte/territoriale comme celle de *flow-tracing* proposée ici permettent de comptabiliser les contributions de chacun.

D'un point de vue méthodologique, la réduction uniforme des impacts environnementaux suggère qu'il est difficile de diminuer les impacts environnementaux de plus de 50% par rapport au scénario *netzero*. Or certaines catégories, comme l'usage de l'eau, suggèrent que les impacts peuvent être compatibles avec les capacités de charge et qu'il peut être utile de ne pas réduire systématiquement les impacts si cela permet d'améliorer des catégories comme les GES. La partie 4.3 ouvre la réflexion vers ce type de réduction optimale en passant par la minimisation d'un indicateur de soutenabilité agrégé en autorisant une substitution entre les catégories. Les impacts sont toujours comparés de manière individuelle aux capacités de charge dans la phase d'interprétation dans une optique de soutenabilité absolue.

## 4.3 EXPLORATION DES COUPLAGES ENTRE MODÈLES ÉNERGÉTIQUES ET ACV

### 4.3.1 Prospective LCA : *couplage modèle énergétique vers ACV*

L'ACV prospective est définie par (ARVIDSSON et al. 2024) comme : « une ACV qui modélise le système produit pour un instant dans le futur relativement à l'époque à laquelle l'étude est opérée »<sup>1</sup>.

La définition insiste sur la dimension temporelle de l'ACV prospective. Elle permet de considérer un système technique dans le futur en prenant en compte le développement de technologies, comme les gains d'efficacité ou l'arrivée sur le marché de technologies encore sous forme de prototype, lors de l'ACV.

La prise en compte du temps permet de s'affranchir du caractère statique de l'ACV et d'évaluer les impacts environnementaux de systèmes dans le futur. Cet aspect, en plus du développement d'outils open-access avec un travail sur la facilité d'usage, a

---

1. « LCA that models the product system at a future point in time relative to the time at which the study is conducted »

probablement contribué à une augmentation de l'usage de l'ACV prospective dans le monde universitaire.

Le besoin de pouvoir évaluer les impacts environnementaux de produits dans le futur était déjà présent dans les années 2000 avec le projet NEEDS (NEEDS 2009b). On y trouve à la fois des projections d'impacts environnementaux liés au système énergétique (NEEDS 2009a) mais également l'intégration de coefficients d'ACV dans les modèles comme TIMES (S. KYPREOS et al. 2008). On trouve par la suite le développement du modèle THEMIS (GIBON et al. 2015) qui permet d'évaluer les impacts environnementaux de systèmes énergétiques jusqu'en 2050 en modifiant les inventaires. Le modèle a été utilisé également dans le cadre des IAM avec l'intégration d'indicateurs directement dans les modèles (ARVESEN et al. 2018; LUDERER et al. 2019). Plus récemment, la publication de l'outil *premise* (R. SACCHI et al. 2022) sous forme de package python facilite grandement la mise à jour de la base de données d'inventaires.

*premise* est un outil d'ACV prospective permettant de modifier les bases de donnéesecoinvent sur la base des scénarios SSP d'IAM ou des scénarios fournis par l'utilisateur (*user-defined scenario*). La figure 4.13 illustre les modifications des bases de données. Les principales modifications sont :

- ajouts de nouvelles technologies absentes de la base d'origine (e. g. le CCS dans la base ecoinvent v3.9.1)
- évolution des efficacités en fonction du temps
- modification des marchés de commodités pour prendre en compte les évolutions des sources d'approvisionnement. Par exemple, dans le cadre de ce travail les marchés de l'électricité de chaque pays sont modifiés grâce aux données d'eTIMES-EU.

Ces modifications sont effectuées pour de nombreux secteurs comme l'acier, les transports, l'électricité et le béton. Les valeurs proviennent soit d'un IAM ayant contribué à l'élaboration du scénario SSP retenu soit d'un scénario provenant d'un utilisateur lui-même.

La facilité d'usage va permettre de traiter des sujets émergents liés à l'analyse de la soutenabilité environnementale de la transition énergétique comme les matériaux ou le développement de nouveaux carburants permettant de remplacer les fossiles (STEUBING, MENDOZA BELTRAN et Romain SACCHI 2023).

#### 4.3.2 ACV prospective appliquée au système électrique européen

Cette section décrit l'ACV de trajectoire du système électrique européen. Elle suit les quatre étapes de la méthode ISO 14040/44.

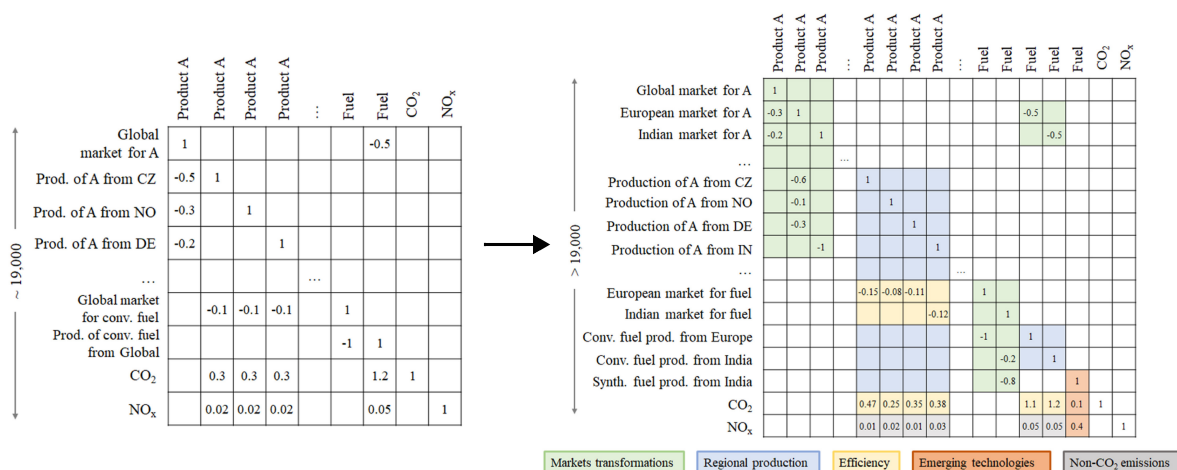


FIGURE 4.13 – Représentation simplifiée des modifications opérées par *premise* sur les inventaires. L’inventaire d’origine à gauche est enrichi avec l’addition de technologies émergentes ou la modification des marchés. Source : (R. SACCHI et al. 2022), licence : CC-BY 4.0

### Cadrage de l’étude

L’étude propose d’évaluer les impacts environnementaux des trajectoires de décarbonation du système électrique européen issues du modèle eTIMES-EU. L’enjeu est d’évaluer les impacts environnementaux de la production d’électricité en Europe en regardant s’il existe des reports des émissions de GES vers d’autres impacts environnementaux. En d’autres termes, si les efforts liés à la décarbonation ne soulèvent pas de nouveaux défis environnementaux. Ce phénomène est appelé report de charge (ou *burden shifting* en anglais)

L’ACV est effectuée sur le scénario *netzero* dans lequel le système électrique européen atteint la neutralité carbone en 2050. La neutralité carbone ici désigne les émissions de CO<sub>2</sub> directes et non les GES en cycle de vie. Ces dernières sont quantifiées par l’ACV.

L’unité fonctionnelle est : *Production d’électricité répondant à la demande en Europe entre 2020 et 2050*. L’étude suit une approche du berceau à la porte (*cradle-to-gate*) et couvre les pays représentés dans le modèle eTIMES-EU.

### Inventaire

L’inventaire est construit à partir de la base de données ecoinvent v3.9.1 (WERNET et al. 2016) modifiée grâce à la fonction *user-defined scenarios* de l’outil *premise* (R. SACCHI et al. 2022). Pour chaque année jalon du modèle eTIMES-EU, une nouvelle base de données est créée par *premise* en mettant à jour les valeurs des mix électriques nationaux comprenant les moyens de production et les parts respectives en fonction des

résultats d'eTIMES-EU. Cette démarche permet de prendre en compte les évolutions du système électrique et de ne pas reposer sur la base ecoinvent v3.9.1, figée sur les valeurs du mix électrique. Pour les secteurs du ciment et de l'acier qui se situent en amont de la production d'électricité, ils sont mis à jour à partir des données du modèle REMIND pour le scénario *SSP2-PkBudg1150* aligné avec l'Accord de Paris.

La plupart des technologies de production d'électricité dans eTIMES-EU, formant l'arrière-plan, sont présentes dans la base ecoinvent v3.9.1. Les données liées aux technologies plus récentes ainsi que celles amenées à connaître des améliorations importantes dans le futur sont issues des inventaires fournis par *premise* v2.1.1. Cela concerne principalement les technologies équipées de CCS ainsi que le PV. Les technologies sont régionalisées par *premise* pour les mix électriques nationaux (*market for electricity* dans ecoinvent v3.9.1) afin de pouvoir tracer les contributions nationales et les échanges d'électricité et ainsi pouvoir coller au plus proche d'eTIMES-EU.

Le premier plan est le mix électrique européen composé des mix électriques nationaux. Les contributions respectives à la production totale sont issues d'eTIMES-EU.

### *Évaluation des impacts*

L'évaluation des impacts se fait en convertissant les flux élémentaires à l'aide de la méthode de l'empreinte environnementale. Cette méthode est recommandée par la commission européenne pour les ACV (O. J. o. t. EUROPEAN UNION 2021). L'évaluation des impacts couvre les 16 catégories de la méthode EF 3.0 pour (*Environmental footprint*) avec des exceptions pour les impacts changement climatique, érosion des sols et consommation d'eau.

Voici une brève description de chaque catégorie basée sur celle donnée par (R. ISTRATE et al. 2024).

- Changement climatique : effet des émissions de GES anthropiques sur la température moyenne mondiale. La méthode se base sur le potentiel de réchauffement global (GWP en anglais pour *Global Warming Potential* qui permet de rapporter le pouvoir réchauffant d'un GES à son équivalent en CO<sub>2</sub> pour une période donnée
- Acidification : effet des composés acides (NO<sub>x</sub>, NH<sub>3</sub>, SO<sub>x</sub>) sur les écosystèmes terrestres. Peut-être exprimée sous la forme de dépassement cumulé (*Accumulated exceedance*) lié à une valeur au-delà de laquelle « les dépôts de composés acides causent des modifications chimiques ayant des effets néfastes sur la structure de l'écosystème et sa fonction » (BJØRN et Michael Zwicky HAUSCHILD 2015)
- Eutrophisation, eau douce : excès de nutriments dans les cours d'eau générant un développement de micro-organismes pouvant amener à la réduction de la concentration en oxygène. Cette catégorie est exprimée en masse de composés phosphorés rejetés dans l'eau et les sols avant de rejoindre les cours d'eau.
- Eutrophisation, milieu marin : excès de nutriments dans les milieux marins générant un développement de micro-organismes pouvant amener à la réduction de

- la concentration en oxygène. Cette catégorie est exprimée en masse de composés azotés rejetés dans l'eau (e. g. N and  $\text{NO}_3^-$ ) et dans l'air (e. g.  $\text{NO}_x$ ,  $\text{NH}_3$ )
- Eutrophisation, terrestre : excès de nutriments dans les écosystèmes terrestres. Défini de manière similaire à la catégorie acidification par un niveau maximal d'émission d'azote à partir duquel les effets néfastes sur les structures et fonctions de l'écosystème apparaissent.
  - Formation d'ozone photochimique : prends en compte les risques sur la santé de l'ozone ( $\text{O}_3$ ) troposphérique. L'ozone est issu de la réaction d'oxydes d'azotes ( $\text{NO}_x$ ) avec des composés organiques volatils (COV) sous l'effet des rayons UV solaires.
  - Formation de particules fines : impact des particules fines sur la santé humaine, exprimée en incidence de la maladie (*incidence disease*)
  - Destruction de la couche d'ozone : destruction de la couche d'ozone dans la stratosphère. Exprimée en kgCFC-11-eq.
  - Écotoxicité, eau douce : définie selon (BJØRN et Michael Zwicky HAUSCHILD 2015) Impact des produits chimiques sur les écosystèmes définie par le seuil HC<sub>5</sub>(NOEC) désignant : « la concentration où 5% maximum des espèces d'un écosystème sont affectés ». Exprimée en [Comparative Toxic Unit for ecosystems \(CTUe\)](#).
  - Toxicité humaine (cancérogène et non cancérogène) : effet des substances toxiques sur la santé humaine. Exprimée en [Comparative Toxic Unit for humans \(CTUh\)](#).
  - Radiations ionisantes : rejet de matières radioactives, exprimées en kBq U<sup>235</sup>-eq
  - Ressources fossiles et minérales : utilisation des ressources exprimée en MJ pour les ressources fossiles et en kt Sb-eq pour les ressources minérales.
  - Usage des sols, érosion : érosion liée à la transformation et à l'occupation des sols. Exprimée en kg de sol érodé. La méthode repose sur la méthode LANCA v2.5 (Bos et al. 2016) au lieu de EF 3.0.
  - utilisation eau : volume d'eau prélevé dans l'environnement

### Interprétation

La figure 4.14 donne l'évolution des impacts environnementaux dans le scénario *netzero* entre 2020 et 2050 pour l'ensemble des technologies mentionnées plus haut avec la contribution par technologie.

On distingue trois types d'évolutions de ces impacts environnementaux : réduction, stabilisation, augmentation.

La contrainte de neutralité carbone a des effets positifs sur les catégories pour lesquelles la majorité des impacts sont liés aux énergies fossiles. Les impacts liés aux émissions de GES, l'eutrophisation, l'acidification et la destruction de la couche d'ozone diminuent avec la sortie des fossiles. Les niveaux de baisse varient selon les catégories, allant jusqu'à une division par trois entre 2020 et 2050 des impacts pour l'eutrophisation de l'eau douce avec la sortie du charbon. Les gains sont plus modestes pour

l'eutrophisation marine et terrestre avec des baisses respectives d'un quart et de 15%. La catégorie matière radioactive est spécifique du fait que seule la production nucléaire contribue à cette catégorie. L'impact baisse du fait de la réduction de la part du nucléaire dans le mix électrique.

Pour d'autres catégories, la baisse des impacts liés aux fossiles est compensée par l'augmentation de l'impact des renouvelables. L'impact total des catégories particules fines, érosion des sols, écotoxicité eau douce est stable dans le temps mais l'origine de ces impacts évolue. La part liée aux fossiles se réduit du fait de la contrainte en CO<sub>2</sub> tandis que le développement massif du PV et de l'éolien contribue à maintenir l'impact total à un niveau constant.

Le troisième groupe contient les catégories pour lesquelles l'impact augmente avec le temps, tiré par le développement massif du PV et de l'éolien. La diminution de l'usage des ressources fossiles entraînée par la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> impose une augmentation de la consommation des métaux et minéraux avec une multiplication par six entre 2020 et 2050 de l'indicateur agrégé. La quasi-totalité de la hausse est liée au PV et à l'éolien. D'autres catégories comme la toxicité humaine voient leur impact doubler en trente ans.

Si les impacts liés au développement des EnR peuvent se substituer ou dépasser ceux des fossiles, ils sont de différentes natures et peuvent évoluer à la baisse avec l'amélioration des procédés de fabrication. Les impacts environnementaux pour les technologies fonctionnant avec des combustibles fossiles tendent à se concentrer au moment de la combustion. A contrario, les impacts liés aux EnR se situent plutôt lors de la fabrication, en particulier pour les étapes liées à la préparation des métaux. Or, ces étapes sont amenées à changer dans le futur avec, par exemple, la décarbonation du mix électrique mondial et l'électrification de certaines étapes. La combinaison de ces changements permettra de réduire l'intensité des impacts environnementaux de ces technologies. De même, le déplacement des impacts vers les étapes de fabrication modifie la répartition géographique des impacts. Par exemple, dans le cas des particules fines, la fermeture de centrales thermiques permet d'améliorer la situation locale. La fabrication de panneaux photovoltaïques et d'éoliennes génère indirectement des pollutions aux particules fines, mais elles sont déplacées vers les régions produisant ces technologies.

A noter que le développement du BECCS, pouvant dégrader d'autres catégories que le changement climatique (LUDERER et al. 2019), voit sa part relative augmenter en 2050 dans certaines catégories comme l'eutrophisation terrestre et marine ainsi que les particules fines. C'est pour l'érosion des sols que sa part est la plus significative en 2050 tout en étant moins importante que la part de l'éolien, du gaz et du PV.

L'ACV du système électrique permet également d'évaluer la neutralité carbone du système et la différence entre les émissions directes et les émissions en cycle de vie. Dans le cadre de cette étude, on observe que les émissions positives sont environ trois fois supérieures aux émissions négatives issues du BECCS. Cette différence avec la

neutralité carbone en émissions directes, atteinte en 2050 dans le modèle, s'explique par plusieurs facteurs. La comptabilité des émissions directes ne prend pas en compte les émissions en aval et en amont, ainsi les émissions liées à la fabrication des panneaux photovoltaïques et des éoliennes augmentent les émissions. De même, les émissions liées à la production et au transport des fossiles, et notamment du gaz naturel en 2050, alourdissent le bilan des émissions de GES. Dans le cas de la cogénération en France en 2050, ces émissions peuvent compter jusqu'à 15% des émissions en cycle de vie. Dans le cas des émissions négatives, la prise en compte des émissions en cycle de vie réduit la part globale du BECCS du fait de la prise en compte de la construction des centrales ainsi que la préparation du combustible.

Le choix de prendre en compte les émissions directes ou en cycle de vie est un choix méthodologique qui peut susciter le débat (YANG 2020; ALGUNAIBET, POZO, GALÁN-MARTÍN, HUIJBREGTS, DOWELL et al. 2020) à la fois au niveau des risques de double-comptage mais également de répartition des efforts entre secteurs et la mise en évidence de déplacements de l'effort. (ALGUNAIBET, POZO, GALÁN-MARTÍN, HUIJBREGTS, DOWELL et al. 2020) recommande l'utilisation des émissions en cycle de vie dans le cadre des études mono-sectorielles, comme c'est le cas ici, dans la mesure où cela permet de voir les déplacements de l'effort sur d'autres activités présentes sur la chaîne d'approvisionnement.

La figure 4.15 donne la répartition par pays des intensités des impacts environnementaux pour les différents pays. Pour quelques catégories, comme l'usage des ressources métalliques et minérales ou l'eutrophisation de l'eau douce, les intensités varient peu à l'exception de quelques pays. Pour d'autres, comme la consommation de l'eau, l'érosion des sols ou l'eutrophisation terrestre, on observe une variation de l'intensité des impacts en fonction du pays. Cela est lié à la différence du portefeuille de technologies produisant de l'électricité. Ces différences relèvent des choix en matière de politique énergétique mais également en potentiels et ressources. La possibilité d'échanger de l'électricité entre les pays peut être utilisée pour tirer parti de ces différences et réduire la pression sur chaque indicateur en augmentant la production dans les zones ayant les intensités les plus faibles. Ce type d'approche devient possible avec l'amélioration de la régionalisation des outils d'ACV avec, par exemple, la désagrégation spatiale plus poussée des bases de données ecoinvent.

#### 4.3.3 *Intégration des facteurs d'émissions ACV dans un modèle énergétique*

La mise à jour du *background* dans l'optique de conduire une ACV du système électrique ouvre de nouvelles opportunités avec notamment l'extraction de facteurs d'émissions pouvant être intégrés dans un modèle énergétique. L'utilisation de l'ACV prospective permet de prendre en compte les effets des secteurs autres que celui étudié. Par exemple, dans le cas du système électrique européen, les effets liés aux changements de la production de l'acier ou la décarbonation des mix électriques dans le

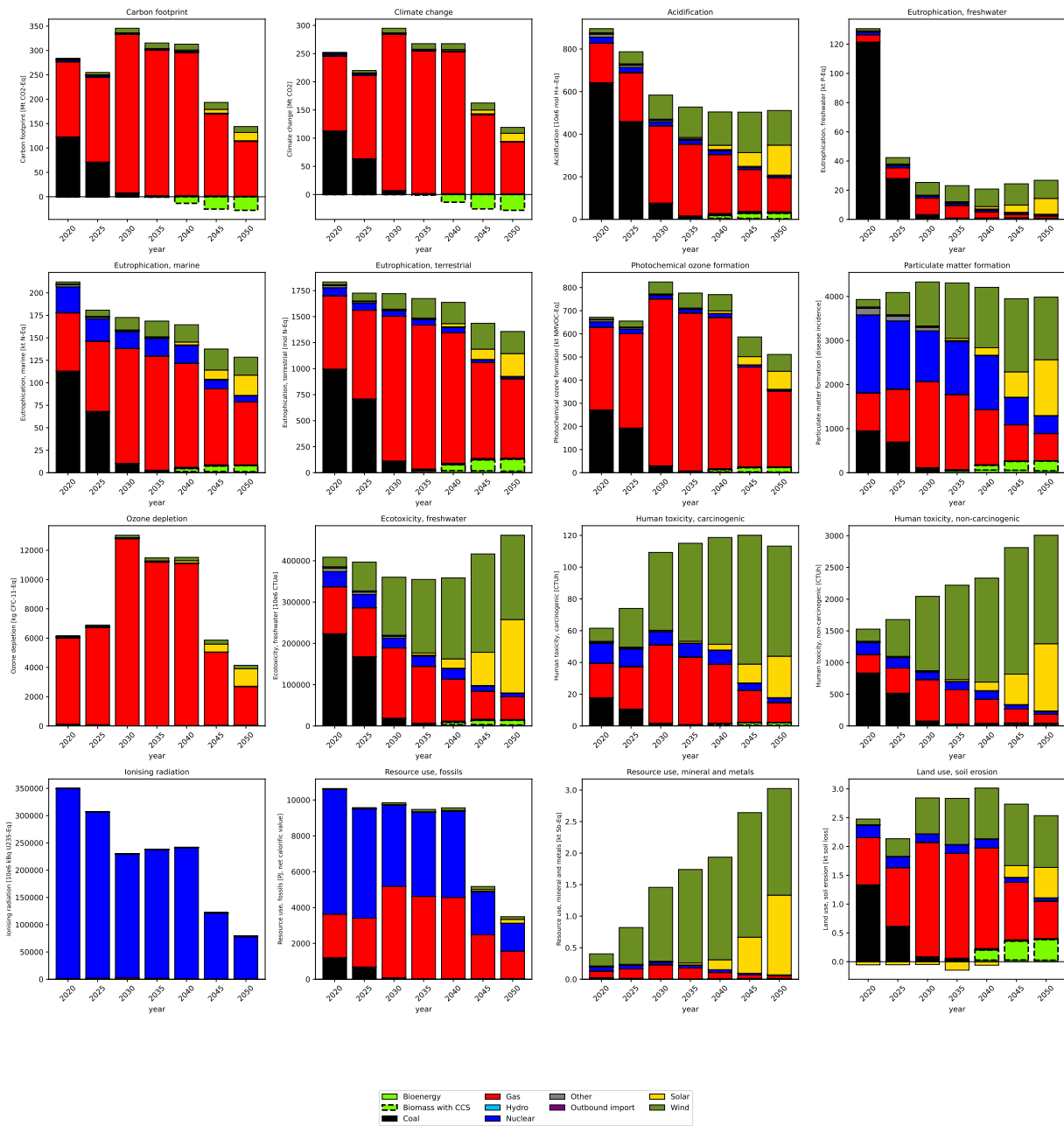


FIGURE 4.14 – Impacts environnementaux avec contribution par technologie pour le scénario netzero

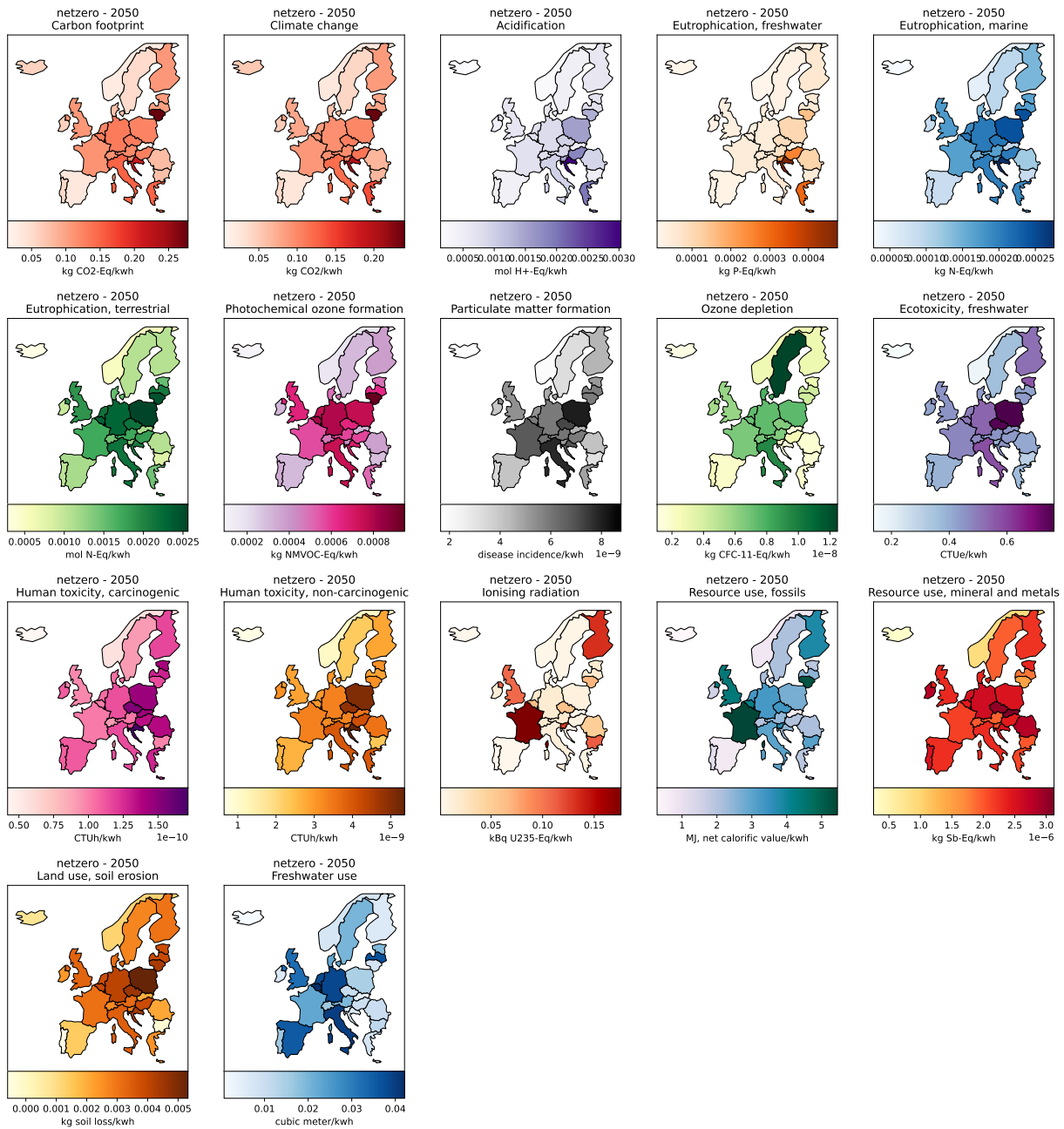


FIGURE 4.15 – Intensité par pays des impacts environnementaux

reste du monde ne sont pas couverts par le modèle. Les scénarios [SSP](#) fournis par *premise* permettent de prendre en compte ces effets.

On trouve dans la littérature plusieurs propositions d'intégration de facteurs d'émissions remontant jusqu'au projet NEEDS (S. KYPREOS et al. 2008). On distingue les études se limitant à évaluer les impacts environnementaux en intégrant les facteurs d'émissions sans modifier la nature du problème d'optimisation (GARCÍA-GUSANO, GARRAÍN et DUFOUR 2017), des études qui modifient le problème d'optimisation (GARCÍA-GUSANO, I. R. ISTRATE et IRIBARREN 2018). Les études se limitant à évaluer les impacts environnementaux sont similaires du point de vue de leurs objectifs à l'[ACV](#) prospective dans la mesure où elles permettent d'évaluer les impacts de scénarios de transition. Les deux méthodes diffèrent au niveau des échanges de données. Dans l'[ACV](#) prospective, les impacts environnementaux sont quantifiés à partir d'une base de données modifiée en prenant en compte des scénarios issus d'[IAM](#) ou de modèles énergétiques. Dans le cadre des modèles énergétiques, les impacts environnementaux sont évalués à partir des résultats du modèle qui émet des commodités environnementales à des taux définis par les facteurs environnementaux issus d'une [ACV](#) pour chaque technologie contenue dans le modèle. La mise à disposition de paquets python comme *premise* facilite grandement l'évaluation de l'impact environnemental des scénarios. Toutefois, la difficulté de hiérarchiser les scénarios reste présente. L'utilisation des modèles énergétiques offre plusieurs possibilités permettant de résoudre cette difficulté.

La comparaison des scénarios en fonction de leurs impacts environnementaux peut se faire en suivant les méthodes apparentées à l'[ACV](#), comme le [MCDA](#), qui consiste à attribuer une note globale au scénario après une étape de pondération. C'est la méthode utilisée par (VOLKART, WEIDMANN et al. 2017). La seconde méthode qui permet de tirer parti des potentialités des modèles énergétiques consiste à modifier la nature du problème d'optimisation. L'optimisation permet d'explorer des scénarios de transition qui réduisent les impacts environnementaux tout en prenant en compte les contraintes techniques du système énergétique. Cela peut se faire de trois manières différentes avec d'abord l'intégration des impacts environnementaux sous forme de coûts proportionnels à l'activité ou à la capacité installée de chaque technologie comme proposée par (GARCÍA-GUSANO, I. R. ISTRATE et IRIBARREN 2018; S. KYPREOS et al. 2008). Cette méthode est parfois appelée internalisation des externalités ou endogénéisation des coûts environnementaux. Ainsi la solution optimale prend en compte les coûts environnementaux au même titre que les coûts d'investissement et d'opération. Une autre possibilité est d'ajouter des contraintes sur les catégories environnementales comme une contrainte de neutralité carbone en cycle de vie (Hannah E. DALY et al. 2015). Cette approche est similaire à celle suivie dans le chapitre 3 sur l'empreinte au sol. La troisième possibilité consiste à modifier la fonction objectif en minimisant un indicateur de soutenabilité calculé à partir des impacts environnementaux à la place des coûts. Par exemple (VANDEPAER et al. 2020) minimise la somme des impacts environnementaux, alors que (IOANNOU et al. 2023) suit les propositions de (WEIDNER,

GALÁN-MARTÍN et al. 2022) en minimisant un indicateur de soutenabilité prenant en compte le dépassement des limites planétaires. L'enjeu est d'explorer des moyens permettant d'atteindre des systèmes énergétiques dont le fonctionnement est compatible avec les limites planétaires. C'est cette méthode qui est retenue dans la suite de ce chapitre.

#### *Application au système électrique européen 2 \**

Cette partie explore les possibilités de réduire les impacts environnementaux tout en prenant compte des aspects techno-économiques fournis par le modèle. Les concepts de limites planétaires ou de capacité de charge permettent de définir des seuils et de mesurer la soutenabilité en fonction de ces derniers.

#### *Cadrage de l'étude*

L'objectif de cette partie est d'examiner les liens entre les coûts et choix technologiques avec la réduction des impacts environnementaux dans une optique de soutenabilité absolue. La démarche proposée est de partir du scénario de référence *netzero*, qui atteint la neutralité carbone en 2050, puis de contraindre progressivement les impacts environnementaux liés à la production d'électricité. Le contrôle des impacts environnementaux se fait à partir d'un indicateur de soutenabilité agrégé défini comme la somme des impacts environnementaux, chacun étant normalisé par les capacités de charge assignées à l'Europe. Les réductions de l'empreinte environnementale sont également à mettre en perspective avec le coût total des scénarios.

#### *Capacité de charges*

Il existe deux principales méthodes pour lier les limites planétaires aux indicateurs d'ACV, la première est une méthode avec des facteurs de caractérisation permettant d'effectuer une évaluation des impacts directement exprimée en limites planétaires en utilisant la méthode PB-LCIA (BJØRN et Michael Zwicky HAUSCHILD 2015) comme dans (ALI et RYBERG 2023). La seconde, utilisée dans cette partie, repose sur la traduction des capacités de charge dans des métriques communément utilisées dans l'ACV. Cette section s'appuie principalement sur les valeurs de capacité de charge fournies par (SALA et al. 2020) qui propose des valeurs seuils pour les catégories de la méthode EF 3.0. Ces catégories incluent celles dans les publications sur les limites planétaires mais également l'impact sur la santé ou l'usage des ressources.

Voici la liste avec une description des valeurs de capacité de charge utilisées dans le cadre du système électrique européen.

---

\*. Cette partie est issue d'une mobilité internationale avec Gonzalo Guillén Gosálbez à l'ETH Zürich

- Changement climatique : L'approche choisie est de considérer un budget carbone dans le modèle avec une quantité maximale d'émissions cumulées de GES entre 2020 et 2050. La valeur du budget correspond à un réchauffement global « nettement en dessous de 2°C par rapport aux niveaux préindustriels » et de préférence 1.5°C, en lien avec l'accord de Paris. Le rapport AR6 du GIEC donne un budget carbone de 400 Gt (ARIAS et al. 2021) de CO<sub>2</sub> à partir de 2020 pour un réchauffement global de 1.5°C avec une probabilité de 67%.
- Acidification : valeur seuil annuelle :  $1 \times 10^{12}$  mol H<sup>+</sup> eq (SALA et al. 2020)
- Eutrophisation, eau douce : valeur seuil annuelle : 5.81 Mt P eq (SALA et al. 2020), valeurs estimées à l'échelle globale à partir du seuil de 0.3 mg/L proposé par (BJØRN et Michael Zwicky HAUSCHILD 2015)
- Eutrophisation, milieu marin : valeur seuil annuelle : 2 Mt N eq (SALA et al. 2020), valeurs estimées à l'échelle globale à partir du seuil de 0.3 mg/L proposé par (BJØRN et Michael Zwicky HAUSCHILD 2015) 1.75 Ntot/L
- Eutrophisation, terrestre : valeur seuil annuelle :  $6.13 \times 10^{12}$  mol N-eq/an (SALA et al. 2020)
- Formation d'ozone photochimique : valeur seuil annuelle : 407 Mt NMVOC-eq/an (SALA et al. 2020), basée sur les calculs de (BJØRN et Michael Zwicky HAUSCHILD 2015; VARGAS-GONZALEZ et al. 2019), repose sur la généralisation d'une concentration en ozone maximale fixée par l'Organisation mondiale de la santé (OMS).
- Formation de particules fines : valeur seuil annuelle :  $4.47 \times 10^{-5}$  incidence de la maladie par personne et par an (SALA et al. 2020). Cette valeur repose sur les recommandation de l'OMS. La conversion d'unité de Disability-adjusted life years (DALY) vers incidence de la maladie par personne et par an issue de (VARGAS-GONZALEZ et al. 2019).
- Destruction de la couche d'ozone : valeur seuil annuelle : 360 kt CFC-11eq issue de (STEFFEN et al. 2015). Valeurs correspond à une réduction de 5% de la concentration en ozone stratosphérique par rapport à l'ère pré-industrielle.
- Ecotoxicité, eau douce : valeur seuil annuelle :  $1.3 \times 10^{14}$  CTUe/an (SALA et al. 2020)
- Toxicité humaine (cancérogène et non cancérogène) : valeurs seuils annuelles :  $9.62 \times 10^5$  CTUh (cancérogène) et  $4.1 \times 10^6$  CTUh (non cancérogène), basé sur les travaux de (VARGAS-GONZALEZ et al. 2019), repris par (SALA et al. 2020) avec conversion pour passer des DALY à CTUh
- Radiations ionisantes : valeur seuil annuelle : 5.27 kBq U<sup>235</sup>-eq, basé sur les travaux de (VARGAS-GONZALEZ et al. 2019), repris par (SALA et al. 2020) avec conversion pour passer des DALY à kBq U<sup>235</sup>-eq
- Ressources fossiles et minérales : valeurs seuils annuelles : 224 EJ/an et 219 kt Sb-eq. L'utilisation des ressources n'est pas incluse dans la littérature sur les limites

planétaires. (SALA et al. 2020) choisie une approche normative avec une division par deux de la consommation de ressources pour une utilisation soutenable.

— Usage des sols, érosion : 12.7 Gt sol érodé/an issue de (BJØRN et Michael Zwicky HAUSCHILD 2015) et reprise par (SALA et al. 2020)

— Utilisation eau : 4000 km<sup>3</sup>/an, seuil proposé par (ROCKSTRÖM et al. 2009)

Les capacités de charge sont définies au niveau de la Terre ce qui implique une mise à l'échelle (*downscaling* en anglais) pour pouvoir les appliquer à l'échelle européenne.

Le choix de ces méthodes est controversé et suscite le débat, toutefois la méthode basée sur l'égalité est la plus souvent utilisée dans la littérature (RYBERG, M. M. ANDERSEN et al. 2020). C'est la méthode choisie ici pour attribuer la part des capacités de charge de la Terre à l'Europe. Contrairement à la partie précédente, la part de capacité de charge est considérée telle quelle sans être allouée au système électrique. L'objectif est de fixer un espace à ne pas dépasser et d'optimiser la production d'électricité entre ses frontières.

On distingue les limites planétaires annuelles des limites définies sur des périodes pluriannuelles avec des budgets. Pour les limites annuelles, l'assignation à l'Europe pour une année donnée se fait en multipliant la valeur de la limite planétaire mondiale par le ratio de population de l'Europe et le monde. On a pour chaque limite planétaire  $b$  et année  $y$  (eq : 6) :

$$SOS_b^{europe} = \frac{POP_y^{europe}}{POP_y^{monde}} SOS_b \quad (6)$$

Pour les limites planétaires définies par un budget, la part attribuée à l'Europe est calculée selon la méthode de (DAO, PEDUZZI et FRIOT 2018) : Pour une période donnée, le budget est multiplié par le ratio de la population cumulée de l'Europe sur la période divisée par la population mondiale cumulée sur la période. Ce qui donne avec pour l'exemple la période 2020-2050 (eq : 7) :

$$\text{budget}_{2020,2050}^{europe} = \frac{\sum_{y=2020}^{2050} POP_y^{europe}}{\sum_{y=2020}^{2050} POP_y^{monde}} \cdot \text{budget}_{2020,2050} \quad (7)$$

Le budget des émissions de CO<sub>2</sub> est alloué pour la période allant de 2020 à 2050. D'autres études (R. ISTRATE et al. 2024; DAO, PEDUZZI et FRIOT 2018) suivent une approche plus conservatrice en considérant une période allant jusqu'à 2100. Ici, le choix de s'arrêter à 2050 se justifie par le fait que l'Europe s'est engagée à atteindre la neutralité carbone en 2050 et que considérer une période allant jusqu'à 2100 nécessite des hypothèses supplémentaires d'allocation du budget pour réconcilier l'horizon temporel du modèle allant jusqu'à 2050.

Les projections de population sont issues de (NATIONS 2024). Les valeurs reposent sur des hypothèses prises au niveau de chaque pays qui considèrent la répartition actuelle de la population en matière d'âge et de sexe, des projections pour le taux de fécondité et de mortalité ainsi que les migrations internationales. Les valeurs retenues pour ce travail reposent sur le scénario *Medium fertility variant*.

### Méthode

Il est nécessaire d'intégrer les facteurs d'émissions dans le modèle afin de pouvoir ajouter des contraintes. Cette étape s'appuie sur le travail effectué dans la partie 4.3.2 en utilisant les bases de données mises à jour par *premise* avec les valeurs du scénario *netzero*. L'intégration se fait en affectant pour chaque process un coefficient d'émission de commodité environnementale représentant une catégorie de la méthode EF 3.0. Les impacts environnementaux sont émis de manière proportionnelle à l'activité du process. Cette approche est simplifiée par rapport à (VANDEPAER et al. 2020) qui distingue les variables d'activités des variables d'investissement ce qui autorise d'évaluer plus finement les émissions dans le temps en séparant la construction de l'opération. Ces facteurs d'émissions sont construits en effectuant pour chaque pays, période et technologie une ACV ayant pour unité fonctionnelle : *1 kWh d'électricité produite pour l'année 20XX dans le pays considéré*. L'arrière-plan est constitué des bases de données de la partie 4.3.2. Si des études comme (VANDEPAER et al. 2020 ; STRANDDORF et al. 2023) proposent également des facteurs d'émissions dépendant du temps, la nouveauté de ce travail de thèse est que l'étude couvre l'ensemble des pays européens et que les facteurs d'émissions sont régionalisés pour chaque pays. (VANDEPAER et al. 2020) couvre la Suisse et les pays limitrophes, alors que (STRANDDORF et al. 2023) généralise à l'ensemble de l'Europe des facteurs d'émissions moyens. Dans le cas d'eTIMES-EU couvrant 29 pays, les années multiples de cinq entre 2020 et 2050 et une soixantaine de technologies, on obtient environ 200 000 facteurs couvrant les 17 catégories de la méthode EF 3.0.

Les études portant sur la soutenabilité environnementale des systèmes énergétiques (STRANDDORF et al. 2023 ; ALGUNAIBET, POZO, GALÁN-MARTÍN, HUIJBREGTS, MAC DOWELL et al. 2019 ; ALI et RYBERG 2023) indiquent que ces systèmes consomment dans la plupart des cas la majeure partie de leur SoSOS et ce, même dans les cas les plus optimistes. La démarche suivie dans cette étude est de partir du modèle existant puis de contraindre progressivement l'empreinte environnementale jusqu'à atteindre l'infaisabilité mathématique traduisant l'impossibilité de satisfaire la demande ainsi que les exigences environnementales avec l'environnement technologique exposé dans la partie 2.2.

L'empreinte environnementale est mesurée ici par un indicateur de soutenabilité agrégé (eq : 8) :

TABLE 4.3 – Capacités de charge mondiales et appliquées à l'Europe

Catégorie	Capacité de charge		Capacité de charge	
	monde	Europe	monde	Europe
	Capacité de charge	Unité	Capacité de charge	Unité
Changement climatique <sup>1</sup>	400	Gt CO <sub>2</sub> période 2020-2100	2.04 × 10 <sup>1</sup>	Gt CO <sub>2</sub> période 2020-2050
Acidification <sup>2</sup>	1.00 × 10 <sup>12</sup>	mol H <sup>+</sup> -eq year <sup>-1</sup>	5.30 × 10 <sup>10</sup>	mol H <sup>+</sup> -eq year <sup>-1</sup>
Eutrophisation, eau douce <sup>2</sup>	5.81	Mt P-eq year <sup>-1</sup>	3.08 × 10 <sup>-1</sup>	Mt P-eq year <sup>-1</sup>
Eutrophisation, milieu marin <sup>2</sup>	23	Mt N-eq year <sup>-1</sup>	1.22	Mt N-eq year <sup>-1</sup>
Eutrophisation, terrestre <sup>2</sup>	6.13 × 10 <sup>12</sup>	mol N-eq year <sup>-1</sup>	3.25 × 10 <sup>11</sup>	mol N-eq year <sup>-1</sup>
Formation d'ozone photochimique <sup>2</sup>	407	Mt NMVOC-eq year <sup>-1</sup>	2.16 × 10 <sup>1</sup>	Mt NMVOC-eq year <sup>-1</sup>
Formation de particules fines <sup>2</sup>	7.48 × 10 <sup>-5</sup>	disease incidence person <sup>-1</sup> year <sup>-1</sup>	3.82 × 10 <sup>4</sup>	disease incidence year <sup>-1</sup>
Destruction de la couche d'ozone <sup>2</sup>	0.36	Mt CFC-11-eq year <sup>-1</sup>	1.91 × 10 <sup>-2</sup>	Mt CFC-11-eq year <sup>-1</sup>
Ecotoxicité, eau douce <sup>2</sup>	1.30 × 10 <sup>14</sup>	CTUe year <sup>-1</sup>	6.89 × 10 <sup>12</sup>	CTUe year <sup>-1</sup>
Toxicité humaine, cancérigène <sup>2</sup>	1.39 × 10 <sup>-4</sup>	CTUh person <sup>-1</sup> year <sup>-1</sup>	7.10 × 10 <sup>4</sup>	CTUh year <sup>-1</sup>
Toxicité humaine, non-cancérigène <sup>2</sup>	5.93 × 10 <sup>-4</sup>	CTUh person <sup>-1</sup> year <sup>-1</sup>	3.03 × 10 <sup>5</sup>	CTUh per year
Radiations ionisantes <sup>2</sup>	7.62 × 10 <sup>-4</sup>	kBq U <sup>235</sup> -eqperson <sup>-1</sup> year <sup>-1</sup>	3.89 × 10 <sup>5</sup>	kBq U <sup>235</sup> -eqyear <sup>-1</sup>
Ressources fossiles <sup>2</sup>	224	EJ year <sup>-1</sup>	1.19 × 10 <sup>1</sup>	EJ year <sup>-1</sup>
Ressources minérales <sup>2</sup>	219	kt Sb-eq year <sup>-1</sup>	1.16 × 10 <sup>1</sup>	kt Sb-eq year <sup>-1</sup>
Usage des sols, érosion <sup>3</sup>	12.7	Gt soil loss year <sup>-1</sup>	6.73 × 10 <sup>-1</sup>	Gt soil loss year <sup>-1</sup>
Utilisation eau <sup>4</sup>	4000	km <sup>3</sup> year <sup>-1</sup>	2.12 × 10 <sup>2</sup>	km <sup>3</sup> year <sup>-1</sup>

<sup>1</sup> IPCC 2021

<sup>2</sup> EF 3.1

<sup>3</sup> LANCA v2.5

<sup>4</sup> Entrée dans ecoinvent pour *water withdrawal*

$$\text{SUST}(x) = \frac{1}{\text{card}(D)} \sum_{d \in D} \text{TR}_d(x) \quad \text{où } x \text{ désigne les variables de décision} \quad (8)$$

L'indicateur est composé de la somme des transgressions pour chaque catégorie définie par (eq : 9) qui mesure le dépassement des capacités de charge. La somme est normalisée par le cardinal de l'ensemble des catégories considérées appelé D. Pour chaque catégorie, le niveau de transgression est défini pour chaque catégorie comme le rapport de l'impact du système par la capacité de charge (eq : 9) :

$$\text{TR}_d(x) = \frac{\text{TIMP}_d(x)}{\text{SoSOS}_d} \quad \text{où } x \text{ désigne les variables de décision} \quad (9)$$

Ainsi un niveau de transgression inférieur à un correspond à un impact inférieur à la capacité de charge, le système est considéré comme soutenable pour cette catégorie. Dans le cas où l'on considère plusieurs catégories, il faut que l'ensemble des niveaux de transgression soit inférieur à 1. L'indicateur de soutenabilité est moins restrictif dans la mesure où il agrège l'ensemble des niveaux de transgression, ce qui autorise les substitutions entre les catégories. En d'autres termes, de mauvaises performances sur une catégorie peuvent être compensées, au sens de l'indicateur, par de meilleurs résultats sur d'autres catégories. En revanche, l'interprétation des résultats se fait pour l'ensemble des catégories en considérant les niveaux de transgression individuellement et non de manière agrégée.

Trois scénarios sont évalués pour observer les effets en matière de choix technologique d'une réduction des impacts environnementaux. Leurs caractéristiques principales sont résumées dans le tableau 4.4. Le scénario *Business As Usual (BAU)*, scénario tendanciel, représente le cas où le système électrique évolue peu à partir de 2016. Le scénario *netzero* comporte une contrainte de neutralité carbone en 2050. Le scénario *sustainable* correspond au cas le plus ambitieux en matière de réduction des impacts environnementaux. Il est obtenu en réduisant progressivement l'indicateur de soutenabilité jusqu'à atteindre l'infaisabilité mathématique du modèle. Cette méthode est similaire à celle consistant à modifier la fonction objectif en minimisant les impacts environnementaux à la place du coût total (VANDEPAER et al. 2020). L'analyse des scénarios intermédiaires entre les scénarios *netzero* et *sustainable* permet d'évaluer les choix technologiques, les coûts ainsi que les catégories environnementales pouvant être améliorées. L'infaisabilité mathématique dans le cas du scénario soutenable signifie que c'est la configuration la plus ambitieuse permettant de réduire les impacts environnementaux à demande énergétique constante et dans l'état actuel des connaissances en matière de technologie de production.

$$\text{SUST}(x) \leq \alpha, \quad \text{où } \alpha \in [0; \text{SUST}(\text{BAU})] \quad (10)$$

TABLE 4.4 – Synthèse des scénarios

Scénario	Netzero CO <sub>2</sub> direct 2050	Contrainte niveau de transgression
BAU	✗	✗
netzero	✓	✗
sustainable	✓	✓ (minimisée)

La figure 4.16 expose les étapes principales de la méthode :

1. Mise à jour de la base ecoinvent v3.9.1 avec l’outil *premise* à partir du scénario *netzero* issue de eTIMES-EU
2. extraction des facteurs d’émissions pour intégration dans eTIMES-EU et optionnel : ACV du scénario *netzero* avec l’outil *brightway*
3. Calcul des capacités de charge pour l’Europe et ajout de la contrainte sur le niveau de transgression dans eTIMES-EU
4. Analyse des résultats et comparaison des impacts environnementaux des scénarios BAU, *netzero* et *sustainable*

### Résultats

La figure 4.17 donne le profil environnemental des scénarios. Les sommets de chaque toile correspondent au dépassement de la capacité de charge pour la catégorie concernée (eq : 9). Une valeur supérieure à 1 indique un dépassement de la capacité de charge allouée à l’Europe. Une valeur inférieure à 1 correspond à un impact inférieur à l’impact maximal autorisé.

La lecture de ce graphe permet d’évaluer les reports de charge (*burden shifting*). Le scénario BAU correspond au développement du système électrique sans effort pour décarboner la production. Cela se traduit par un dépassement des émissions de GES autorisées sur la période avec un impact 1,5 fois plus élevé que le budget autorisé. Cela va de pair avec un recours important aux ressources fossiles et des émissions de particules fines élevées.

Le scénario *netzero* permet d’améliorer les impacts environnementaux de ces trois catégories avec notamment des émissions de GES de 80% du budget alloué. On note également de nombreuses améliorations comme la consommation d’eau ou l’eutrophication, la baisse étant portée par la réduction de l’utilisation des combustibles fossiles. Toutefois, on observe un report de charge vers certaines catégories et en particulier

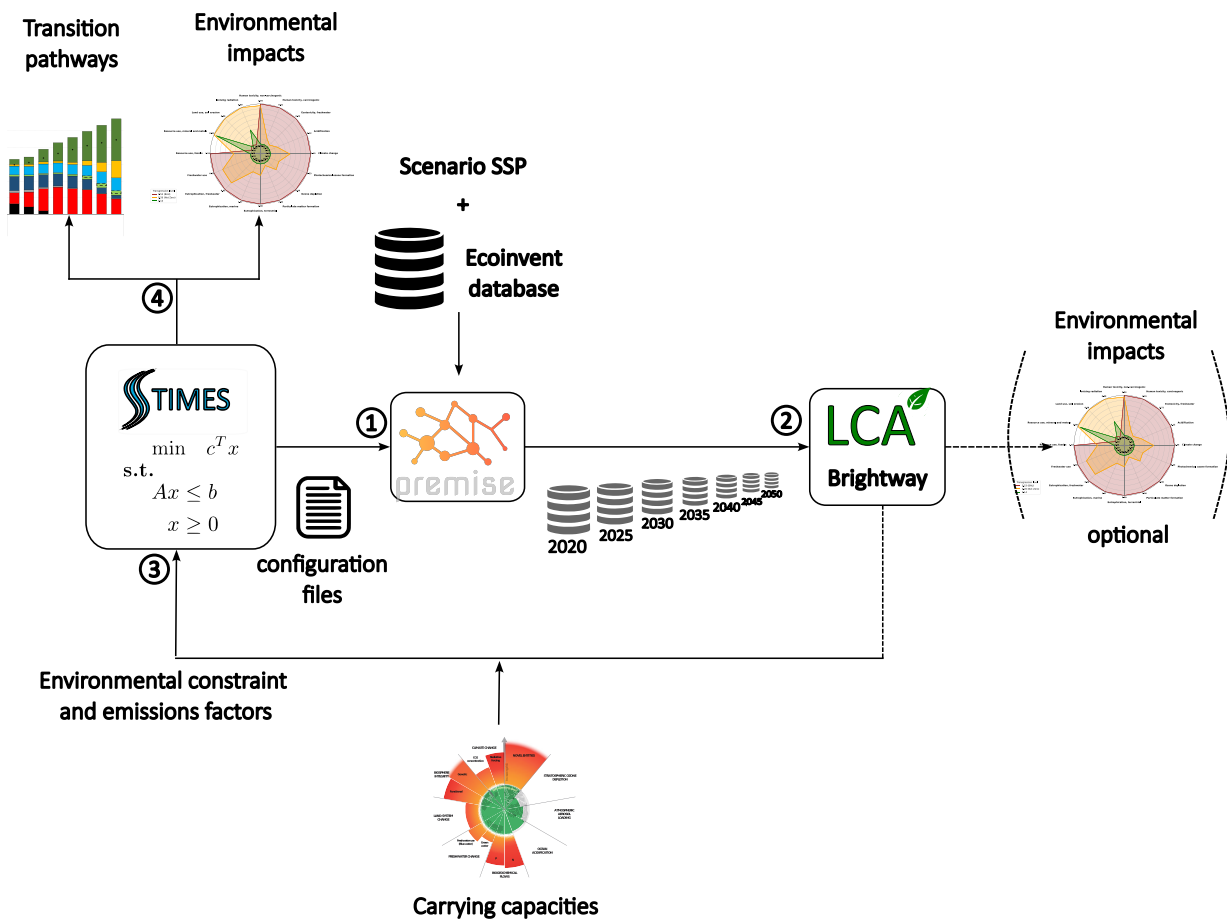


FIGURE 4.16 – Schéma explicatif de la méthode générale



FIGURE 4.17 – Comparaison des impacts environnementaux avec les capacités de charge pour l'Europe

l'usage des ressources métalliques et minérales qui passe de 55% de la capacité de charge pour le scénario BAU à 88% dans le cas *netzero*. Les impacts pour les catégories radiation ionisante et érosion des sols augmentent également dans le cas *netzero* par rapport au scénario BAU, cependant ils restent de l'ordre de quelques pourcents par rapport à la capacité de charge autorisée.

Le scénario *sustainable* permet de réduire de manière encore plus importante par rapport au scénario BAU les impacts environnementaux. Les catégories changement climatique, eutrophisation eau douce et marine, l'écotoxicité et la consommation d'eau se situent entre 20 et 30% de la capacité de charge. Cela permet de garder de l'espace pour des activités industrielles autres que la production d'électricité. Il reste la consommation de métaux et de minéraux et, dans une moindre mesure, les radiations ionisantes qui ne bénéficient pas autant des réductions des impacts. La consommation de matériaux et de minéraux passe de 88 à 83% du budget alloué.

La figure 4.18 donne l'évolution du coût total actualisé relativement au scénario *netzero* ainsi que l'évolution du mix de production en fonction du niveau de transgression. L'évolution du coût total actualisé en fonction du niveau de transgression permet d'appréhender les coûts/bénéfices d'une réduction de l'empreinte environnementale de la production d'électricité en Europe. Le scénario *netzero* est déjà nettement meilleur d'un point de vue environnemental que le scénario BAU en passant d'un indicateur

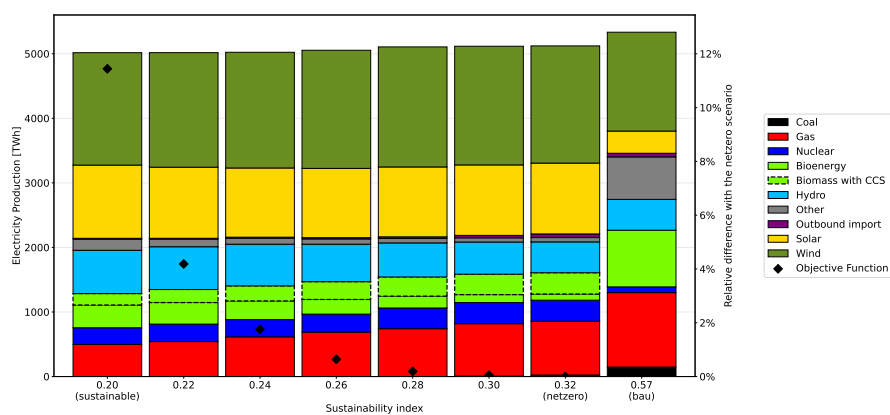


FIGURE 4.18 – Évolution du mix de production en 2050 et du coût total actualisé par rapport au scénario *netzero* en fonction de l'indicateur de soutenabilité

de soutenabilité de 0.57 à 0.32. On observe ensuite une augmentation modérée du coût total pour une réduction significative de l'impact environnemental agrégé avec une augmentation de 2% du coût pour une réduction d'environ 20% du niveau de transgression par rapport au scénario *netzero*. Les gains supplémentaires sur le niveau de transgression deviennent significativement plus coûteux au-delà. Le scénario *sustainable* avec un niveau de transgression de 20% soit les deux-tiers de l'impact du scénario *netzero* est environ 12% plus cher que ce dernier.

Au niveau des choix technologiques, on observe une réduction graduelle de la part des technologies basées sur le gaz naturel ce qui permet de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> et le besoin de les compenser par du BECCS. La part de la bioénergie augmente avec l'utilisation de biogaz pour la cogénération qui permet de se substituer à la réduction de la cogénération au gaz naturel. On observe également le développement des piles à hydrogène pour la production d'électricité et de chaleur qui passe de 0.5% du mix à 2.7% du mix en 2050 entre les scénarios *netzero* et *sustainable*. L'hydrogène provient essentiellement du vaporeformage du gaz naturel équipé en CCS. La production en 2050 d'hydrogène par ce procédé en 2050 atteint la contrainte fixée à la production totale actuelle d'hydrogène en Europe.

Les scénarios *BAU*, *netzero* et *sustainable* ont la même demande du fait de la nature de la contrainte et de l'environnement technologique. On obtient des niveaux de transgression inférieurs à 1, suggérant qu'il est possible d'atteindre une production d'électricité s'approchant de la soutenabilité absolue pour la règle d'allocation basée sur le principe égalitariste. Cependant, l'allocation est faite pour l'ensemble des activités économiques de l'Europe.

Il est important de s'assurer que les autres secteurs aient suffisamment d'espace pour fonctionner. Afin d'explorer cette possibilité, on ajoute le scénario *LowDem10* comme variante du scénario *sustainable* qui autorise une réduction de la demande de 10% maximum à un coût de 10 000€/MWh. La figure 4.17 est adaptée en ajoutant le

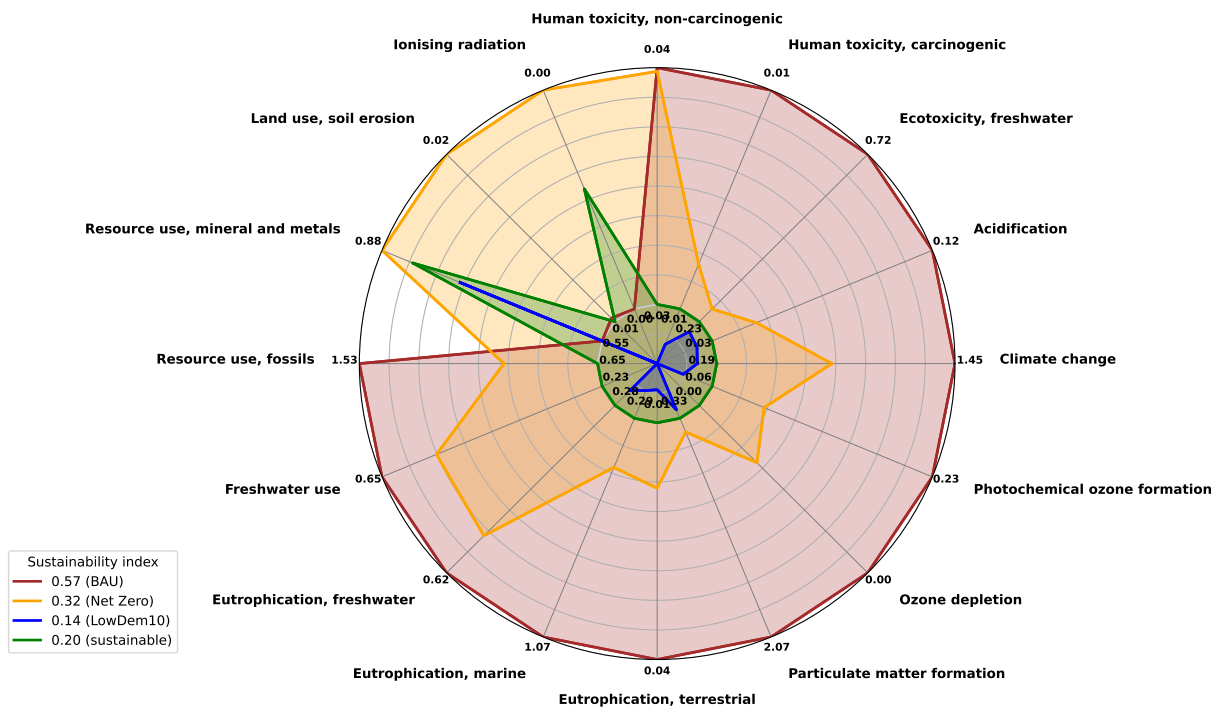


FIGURE 4.19 – Comparaison des impacts environnementaux avec les capacités de charge pour l’Europe, ajout *LowDem10* scenario

scénario *LowDem10* dans la figure 4.19. Le niveau de transgression baisse à 0.14 pour un surcoût de 50% par rapport au scénario *netzero*. Les impacts environnementaux diminuent par rapport au scénario *sustainable* notamment les radiations ionisantes liées à la baisse de la part du nucléaire. La consommation des métaux et minéraux diminue mais de manière moins importante et représente encore 76% du budget autorisé.

*Comparaison avec (STRANDDORF et al. 2023)*

(STRANDDORF et al. 2023) est la seule étude effectuant une AESA du système électrique européen. La méthode est une ACV prospective utilisant *premise* avec ecoinvent v3.6. L’étude considère trois scénarios : *Base*, *Green* et le scénario *Net Zero Emissions (NZE)* de l’AIE. *Base* correspond à un scénario tendanciel aboutissant à un réchauffement global de 5 à 6°C, le mix de production en 2050 varie peu par rapport à 2020. Le scénario *Base* explicité dans les annexes ressemble au BAU de ce chapitre sans toutefois être rigoureusement égal. Le scénario *Green* réfère au cas d’un développement des EnR plus important avec un réchauffement global de 2°C. Le scénario NZE est un scénario mondial dans la publication de l’AIE, il est adapté au système électrique européen, la neutralité carbone est atteinte en 2050.

La méthode utilise également la fonction de *premise user-defined scenario*. Toutefois, l'éventail de technologies est moins riche que celui fourni par eTIMES-EU, avec par exemple une seule technologie pour le PV, mais l'essentiel des technologies est présent, notamment le CCS. Les valeurs de production sont des moyennes européennes et les technologies ne sont pas régionalisées.

Les auteurs considèrent deux méthodes d'allocation différentes. Les deux assignent d'abord à l'Europe une part du SOS basée sur la population puis soit selon la valeur ajoutée (utilitarisme) ou les émissions de GES (droits acquis). La première règle est plus restrictive que la seconde. Le lien entre les limites planétaires et l'ACV est fait grâce à la méthode PB-LCIA de (RYBERG, OWSIANIAK, RICHARDSON et al. 2018) et (GALÁN-MARTÍN et al. 2021) pour les impacts en lien avec la biodiversité.

Aucun des trois scénarios n'est absolument soutenable pour les règles d'allocation considérées. Le scénario *Green* est celui qui obtient les meilleures performances environnementales pour la fonction d'allocation sur les droits acquis avec seulement deux limites dépassées, flux biogéochimique N et eau mais seulement pour la sous-catégorie *Basin dry*. Les auteurs recommandent un développement fort des EnR, comme dans le scénario *Green*, pour réduire l'empreinte environnementale.

Il est difficile de faire une comparaison des niveaux de dépassements du fait que les règles d'allocation ne sont pas les mêmes ainsi que les catégories qui ne se recouvrent pas tout à fait. En revanche, il est possible de regarder la répartition dans les deux des dépassements pour les catégories en commun. La figure 4.3.3 donne la répartition des dépassements dans les deux cas pour les catégories communes : changement climatique, flux N & P et eau. La forme des dépassements est similaire pour changement climatique, flux N et eau. Le dépassement pour le flux P est relativement plus faible par rapport aux autres catégories dans (STRANDDORF et al. 2023). Il est difficile d'expliquer cette différence en l'absence des données précises de (STRANDDORF et al. 2023), dans le cadre de ce travail, le flux P provient majoritairement en quantité à peu près égale de l'éolien et du PV.

### *Limites et améliorations*

La méthode suivie considère les impacts environnementaux comme proportionnels à l'activité de chaque process. Distinguer les facteurs d'émissions entre les émissions lors de l'installation et de l'opération permettrait de mieux correspondre à la structure de TIMES qui sépare les variables de capacité et d'opération. Cette approche est suivie par (VANDEPAER et al. 2020) et nécessite de séparer pour chaque process de TIMES les flux de la technosphère liés à la fabrication/construction de l'infrastructure des flux liés à son opération.

Les risques de doubles comptages, c-à-d compter deux fois les impacts d'une activité qui se produit en réalité qu'une fois, nécessitent une attention particulière et sont régulièrement commentés (VOLKART, C. L. MUTEL et PANOS 2018; ALGUNAIBET, POZO, GALÁN-MARTÍN, HUIJBREGTS, DOWELL et al. 2020). Dans le cas du système électrique,

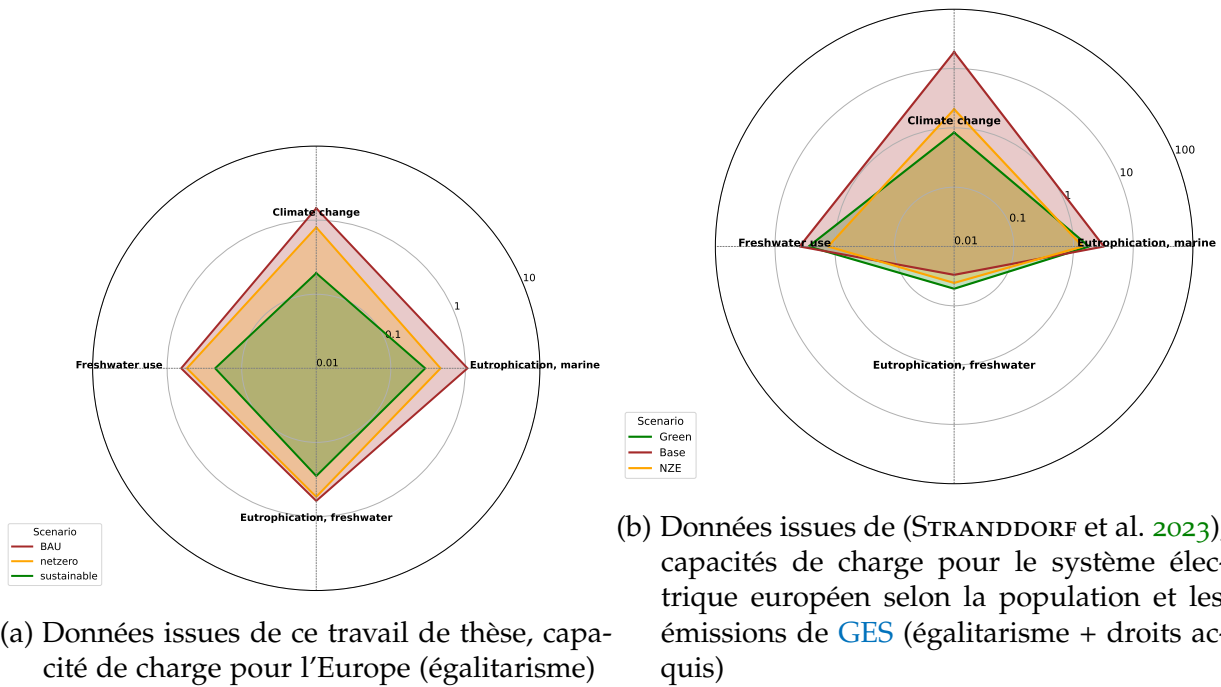


FIGURE 4.20

l'existence de processus dans la chaîne d'approvisionnement consommant de l'électricité, (e.g. fours à arc électrique pour la production d'acier) est à l'origine de doubles comptages. La demande totale d'électricité comprend une partie des besoins en électricité utilisée pour la fabrication des technologies de production. Un enjeu serait de quantifier plus précisément l'importance de ces doubles comptages dans la configuration actuelle du modèle.

Une autre piste d'amélioration se trouve dans le raccordement entre les technologies du modèle eTIMES-EU et celles de la base ecoinvent v3.9.1. *premise* est régulièrement mis à jour avec l'ajout de technologies encore peu développées à l'heure actuelle, en particulier le CCS.

Sur le plan de l'analyse environnementale et de l'ACV, la structure d'ecoinvent v3.9.1 permet de quantifier l'utilisation des matériaux avec plus de précision que l'indicateur agrégé en kg Sb-eq qui gomme les spécificités et ne permet pas de s'intéresser aux notions de criticité ou d'approvisionnement.

Au niveau des systèmes énergétiques, il est possible d'étendre l'analyse environnementale du secteur électrique à d'autres secteurs énergétiques, en particulier ceux ayant prévu une électrification importante. Ce type de configuration permet de regarder les reports de charges intersectoriels en plus des reports de charges intra-sectoriels comme c'est le cas ici. De plus, couvrir plusieurs secteurs permet de discuter des règles d'allocation des capacités de charge par secteur. Les modèles énergétiques permettent

de quantifier les réductions des impacts environnementaux en fonction des efforts d'investissements.

#### 4.4 CONCLUSION

Ce chapitre explore les enjeux en lien avec la soutenabilité environnementale du système électrique européen. La notion englobe d'autres catégories environnementales que les émissions de GES. Elle utilise la notion de capacité de charge en lien avec les travaux sur les limites planétaires pour définir des seuils permettant d'évaluer la soutenabilité environnementale de manière absolue. La quantification repose sur les outils d'ACV pour établir les facteurs d'émissions de différentes technologies. Les résultats montrent qu'il est intéressant de réduire la part des énergies fossiles pour améliorer de nombreuses catégories d'impacts, bien que certaines catégories voient leurs impacts augmenter en raison du développement des EnR et du BECCS. Cela permet d'identifier les efforts nécessaires à faire dans ce sens dans les décennies à venir. De plus, la comparaison avec les capacités de charge appliquées à l'Europe indique que l'augmentation des impacts dans ces catégories ne remet pas en cause la décarbonation, car les impacts associés restent inférieurs aux seuils autorisés.

Toutefois, l'approche de la transition par l'atteinte de la neutralité carbone n'est pas suffisante pour prendre en compte l'effet des GES sur le changement climatique. L'approche par budget est plus rigoureuse mais nécessite des actions rapides et ambitieuses pour entraîner des changements significatifs sur les émissions cumulées, en raison de la dépendance actuelle aux énergies fossiles. Dès lors, la question de l'avenir du système électrique et de son évolution aux côtés d'autres secteurs de l'économie se pose. La répartition des capacités de charge soulève des questions délicates d'allocation sectorielle en raison de sa rareté et de la difficulté d'atteindre une économie absolument soutenable. La question de la répartition des efforts entre les secteurs se pose, et pour le système électrique européen, les enjeux de répartition par pays et une discussion sur le niveau de production à prévoir sont soulevés. À cela s'ajoute un niveau de complexité supplémentaire en lien avec le choix de la règle de comptabilité des impacts à l'échelon national. Prendre en compte les impacts en termes de consommation ou de production a une influence pour les pays sur le niveau d'effort de réduction mais également sur une répartition optimale des efforts permettant une transition optimale à l'échelle de l'Europe.



## ÉCHANGE D'HYDROGÈNE VERT ENTRE L'AFRIQUE DU NORD ET L'EUROPE : DÉFIS TECHNIQUES ET ENVIRONNEMENTAUX FACE AUX SPÉCIFICITÉS DE CHAQUE RÉGION

---

Ce chapitre a fait l'objet d'une publication :

Victor GUILLOT et Edi ASSOUMOU (15 mars 2025). « Power and Green Hydrogen Trade Potential between North African and European Countries: Conditions, Challenges, and Sustainability Prospects ». In : *Applied Energy* 382, p. 125209. ISSN : 0306-2619. DOI : [10.1016/j.apenergy.2024.125209](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.125209)

### 5.1 INTRODUCTION

#### 5.1.1 Hydrogène

L'hydrogène, ou plus précisément la molécule de dihydrogène, est constitué de deux atomes d'hydrogène. On distingue deux grandes filières de production de l'hydrogène, l'une basée sur les fossiles, la plus répandue aujourd'hui, et l'autre reposant sur l'électricité dont le développement est actuellement fortement stimulé par les politiques de décarbonation. Le vaporeformage du gaz naturel est le principal procédé basé sur les fossiles. Il consiste à chauffer un mélange de méthane et d'eau pour produire de l'hydrogène et du CO<sub>2</sub>. Ce procédé a l'inconvénient d'être polluant. Ces émissions peuvent être réduites en équipant les installations de CCS. Le procédé s'appelle en anglais le *Steam Methane Reforming (SMR)*. L'hydrogène produit à partir de SMR est parfois appelé hydrogène gris, ou bleu si équipé en CCS. L'autre moyen de produire de l'hydrogène est la gazéification du charbon qu'on trouve majoritairement en Chine.

L'hydrogène peut être également produit de manière renouvelable. L'électrolyse de l'eau consiste à scinder grâce à de l'électricité les molécules d'eau en dioxygène et en hydrogène. Cette méthode est moins répandue que le SMR aujourd'hui mais c'est sur elle que l'UE parie le plus pour remplacer les énergies fossiles dans les secteurs réputés difficiles à électrifier. L'électricité doit être renouvelable pour que la production d'hydrogène soit elle-même qualifiée de renouvelable. On parle d'hydrogène vert si l'électricité utilisée provient majoritairement des EnR. La gazéification de la biomasse est une autre technologie de production renouvelable. Si les installations sont équipées de CCS, alors on obtient des émissions négatives (BECCS). L'hydrogène peut également être un coproduit de procédé industriel mais dans ce cas la production d'hydrogène n'est pas le but premier.

En 2023, sur une production mondiale d'environ 100 Mt, environ deux-tiers provenait du SMR, 20% de la gazéification du charbon et 10% sous forme de co-produit (IEA 2024b).

On distingue deux grandes familles d'usage de l'hydrogène : en tant que vecteur énergétique ou en tant que matière première. Actuellement, les usages principaux de l'hydrogène sont sous forme d'intrant. La moitié de la production mondiale est utilisée pour le raffinage pour retirer le soufre contenu dans le pétrole brut. Un autre usage important est la production d'ammoniaque servant à la fabrication d'engrais. L'autre type d'usage de l'hydrogène est comme vecteur énergétique, notamment pour permettre l'intégration des EnR variables grâce à la possibilité de stocker de l'électricité convertie sous forme d'hydrogène pendant plusieurs mois. Ce procédé s'appelle le *power-to-X-to-power*. Il peut également être utilisé mélangé ou non à du gaz naturel dans des chaudières, des centrales électriques ou des piles à combustible dans des véhicules ou pour de la cogénération dans le résidentiel. L'hydrogène peut être vu comme un moyen de décarboner l'économie du gaz en le substituant au gaz naturel. En pratique, cette opération nécessite une production d'hydrogène bas carbone issue principalement d'électricité décarbonée, et pose la question de l'atteinte de volumes de production d'électricité suffisants.

Si l'usage d'hydrogène dans certains procédés comme le raffinage est amené à baisser du fait de la réduction de l'utilisation des carburants fossiles, les projections de demande d'hydrogène sont à la hausse, tirées par la décarbonation de l'économie mondiale (IEA 2024b).

### 5.1.2 Les perspectives de l'hydrogène en Europe

En Europe, la production et la consommation actuelles d'hydrogène sont majoritairement liées aux énergies fossiles. L'hydrogène est produit à 90% par SMR et un peu moins de 60% est utilisé sous forme d'intrant dans les raffineries (E. H. OBSERVATORY 2024a). Cependant, on observe une évolution au niveau de l'UE visant à développer l'hydrogène dans le cadre de la décarbonation de l'économie. En 2019, le Pacte Vert ou en anglais *Green Deal*, introduit une série de directives et d'outils dans le but d'atteindre les objectifs de réduction des émissions de GES. L'hydrogène est identifié, aux côtés d'autres technologies comme le *Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS)*, comme une priorité pour le développement d'applications commerciales reposant sur ce gaz. Les actions entreprises par l'UE ne se limitent pas uniquement au cadre législatif. L'UE met en place des outils plus opérationnels comme la *European Hydrogen Bank*, structure dédiée aux financements de projets hydrogène (COMMISSION 2023). Le secteur privé se mobilise également avec l'apparition de projets comme la *European Hydrogen Backbone (EHB) initiative* qui fédèrent des gestionnaires de réseau de gaz. L'EHB promeut un marché de l'hydrogène à l'échelle de l'Europe.

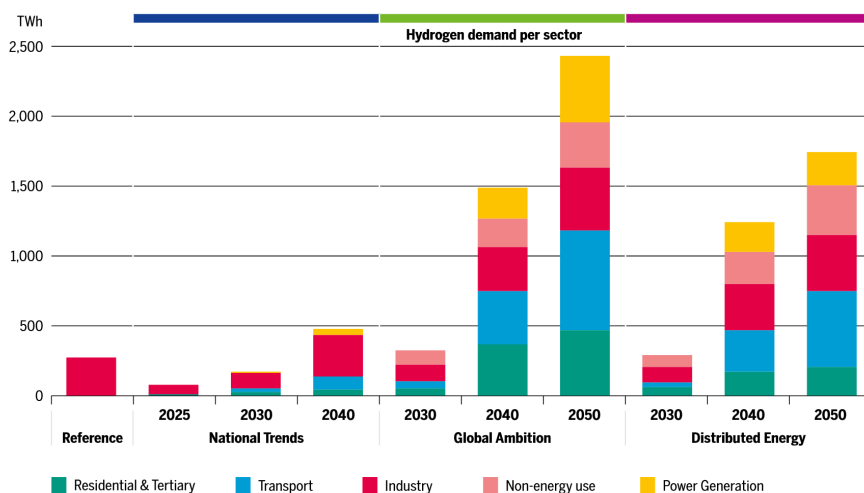


FIGURE 5.1 – Projections demande hydrogène par usage. Source : (ENTSOG 2023c)

L'ENTSOG, pendant de l'ENTSO-E pour le gaz, envisage dans le TYNDP2022 (ENTSOG 2023c) un développement en deux étapes avec d'abord une utilisation importante sous forme d'intrants comme pour les raffineries (cf figure 5.1). En 2023, la production mondiale d'hydrogène a contribué à hauteur de 2,5% des émissions totales de GES (IEA 2024b). Décarboner la production d'hydrogène en gardant les mêmes usages finaux pourrait être une première étape dans le développement d'une filière d'hydrogène vert. À mesure que la consommation de carburants fossiles va baisser et que le déploiement des EnR permettra de décarboner le mix électrique, l'hydrogène pourra être de plus en plus utilisé comme vecteur énergétique.

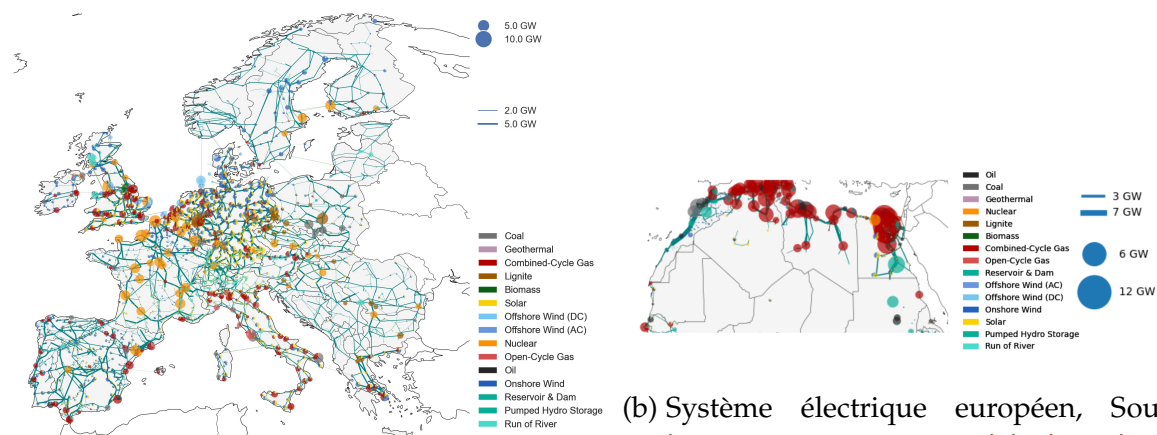
L'UE s'est fixé un objectif de production interne de 10 Mt et d'importations venues de l'extérieur dans des quantités égales, le tout d'ici 2030. L'enjeu est de taille au vu de la production mondiale actuelle par électrolyse inférieure à 100 kt H<sub>2</sub> (IEA 2024b). L'Europe compte s'appuyer sur la production intérieure et sur les importations d'hydrogène. À cette fin, l'UE a défini un cadre législatif pour établir les objectifs en matière d'émissions de GES avec l'introduction du principe d'additionalité (O. J. o. t. EUROPEAN UNION 2023). Ce dernier fixe les règles pour que la production d'hydrogène soit associée à l'installation de nouvelles capacités renouvelables. Au-delà des questions soulevées quant à la capacité de l'Europe à pouvoir fournir ces niveaux de production, la répartition des régions exportatrices d'hydrogène n'est pas claire tant en matière de volume que d'origine géographique.

### 5.1.3 Les enjeux du système électrique nord-africain

L'Afrique du Nord possède un certain nombre d'atouts pour fournir une partie de la demande européenne en hydrogène. D'abord, elle bénéficie de conditions favorables

d'ensoleillement et de vent (DAVIS et al. 2023 ; JRC 2022) pour une production d'hydrogène à bas coût produit à partir d'électricité renouvelable. Ensuite, sa proximité géographique avec l'Europe ainsi que l'existence d'infrastructures énergétiques reliant les deux régions (gazoducs et lignes électriques) facilitent le transport. De plus, l'Afrique du Nord est moins concernée que l'Europe par la problématique de la raréfaction de l'espace disponible pour l'installation des capacités renouvelables (DALLA LONGA et van der ZWAAN 2024).

Les priorités du système électrique nord-africain diffèrent de celles en Europe. D'abord, le système électrique est dans une phase d'expansion avec une demande croissante liée à la croissance démographique et économique (IRENA 2023b). Sur la décennie 2010-2020 la demande a été multipliée par 1,4. Ensuite, le système électrique nord-africain est, en dépit du potentiel, moins avancé en matière de renouvelables que le système électrique européen et repose aujourd'hui majoritairement sur les fossiles. Le gaz naturel contribue aux deux tiers de la production en 2020 (IEA 2024a). La figure 5.2 illustre les structures actuelles des deux systèmes électriques. Les deux systèmes électriques diffèrent par leurs couvertures géographiques ainsi que la nature des technologies qui les composent. Le système électrique européen dispose d'un maillage dense qui s'étend sur la totalité du territoire alors que le système électrique nord-africain se concentre sur la partie Nord de la région où se concentre la population. Cela a son importance quand il s'agit de relier au réseau de nouvelles infrastructures renouvelables. Dans ce contexte, la production d'hydrogène vert est une contrainte supplémentaire par rapport aux défis de décarbonation et d'augmentation de la demande.



(a) Système électrique Afrique du Nord, Source : (FIORITI 2023), License : CC-BY-4.0

(b) Système électrique européen, Source : [https://pypsa-eur.readthedocs.io/en/latest/\\_images/elec.png](https://pypsa-eur.readthedocs.io/en/latest/_images/elec.png), License : CC-BY-4.0

FIGURE 5.2 – Comparaison systèmes électriques Afrique du Nord et Europe

#### 5.1.4 Les enjeux liés au couplage des deux régions

L'Europe et l'Afrique du Nord ont déjà des liens en matière d'énergie. Il existe des gazoducs permettant d'acheminer du gaz naturel provenant en grande majorité d'Algérie (ENTSOG 2023a). Ces infrastructures reliant l'Espagne avec l'Algérie et le Maroc ainsi que la Tunisie et l'Italie pourraient être converties pour transporter de l'hydrogène mélangé ou non à du gaz naturel. Les deux régions sont également reliées par des lignes électriques entre l'Espagne et le Maroc (ENTSO-E 2024). Les infrastructures existantes pourraient servir de base pour le développement d'infrastructures de transport.

Sur le plan des déclarations d'intentions, certains pays d'Afrique du Nord ont également exprimé leurs intérêts dans le développement de l'hydrogène vert avec la publication de feuilles de route par le Maroc (MAROCAIN 2021), l'Algérie (MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES MINES 2023) ou la Mauritanie (MINISTÈRE DU PÉTROLE DES MINES ET DE L'ÉNERGIE MAURITANIE 2022). De plus, des accords bilatéraux ont été conclus entre l'UE et certains pays d'Afrique du Nord avec notamment l'Égypte (UNION et EGYPT 2022) et la Tunisie (COMMISSION et R. o. TUNISIA 2024). Ces rapprochements traduisent les efforts de collaboration pour atteindre ces objectifs de production et d'importation d'hydrogène vert. Ce schéma commercial peut être perçu comme mutuellement bénéfique. L'UE a l'opportunité de réduire ses contraintes spatiales et de diversifier son portefeuille énergétique grâce aux importations en provenance d'Afrique du Nord. Les pays d'Afrique du Nord, dotés de vastes ressources solaires et éoliennes, peuvent en tirer des avantages économiques, ouvrant la voie à de nouvelles opportunités commerciales.

Toutefois, si la coopération sur l'hydrogène vert paraît intéressante sur le papier, elle reste sujette à de nombreux défis, à commencer par la capacité du système électrique à se développer pour à la fois satisfaire la demande croissante en électricité dans la région et des exportations d'hydrogène vert.

A cela s'ajoute la question de la soutenabilité environnementale avec les émissions de GES ainsi que la ressource en eau pour l'électrolyse en Afrique du Nord. La production d'électricité en Afrique du Nord reste aujourd'hui encore fortement dépendante des énergies fossiles émettrices de GES.

Cette situation pourrait néanmoins changer au vu des engagements pris en matière de réduction des émissions de GES. La Tunisie et le Maroc sont les pays les plus ambitieux de la zone avec leurs objectifs de neutralité carbone (TUNISIA 2022; MOROCCO 2021). Les autres pays ont fixé des objectifs de réduction des émissions de GES NDC (UNFCC 2015; UNFCC 2021a; UNFCC 2022) qui sont destinés à être relevés progressivement selon les termes fixés par l'accord de Paris. Le système électrique fait donc face à une nouvelle contrainte de décarbonation en plus d'une augmentation de la demande, ce qui est un objectif ambitieux comparativement aux rythmes d'installation actuels des EnR qui restent limités par rapport à l'Europe (IRENA 2023a). Or,

la production d'hydrogène vert nécessite des quantités importantes d'électricité renouvelable qui peuvent entrer en compétition avec les objectifs de décarbonation et d'augmentation de la production.

Les enjeux d'accès à l'eau sont également un point d'attention pour la production d'hydrogène en Afrique du Nord confrontée à des pénuries d'eau (IRENA et BLUERISK 2023). Si des solutions techniques, comme le dessalement, existent, elles génèrent des difficultés supplémentaires en matière de déploiement des projets.

Au-delà des aspects purement technico-économiques, la production d'hydrogène vert pour l'exportation en Afrique du Nord soulève des enjeux de stratégie pour les pays concernés. Par exemple, l'exportation d'hydrogène vert est une possibilité parmi d'autres permettant un développement économique local comme la production d'acier bas-carbone. Bien que les feuilles de route pour l'hydrogène en Afrique du Nord prévoient une croissance économique grâce aux exportations d'hydrogène, la répartition de l'hydrogène produit localement entre l'exportation et la consommation interne reste incertaine (BRAUNER et al. 2023). Actuellement fortement dépendants des combustibles fossiles, les systèmes énergétiques nord-africains pourraient utiliser l'hydrogène pour favoriser la décarbonation localement et développer une « industrie verte » (UNIDO, IRENA et IDOS 2024), produisant potentiellement de l'acier bas-carbone et d'autres produits à forte valeur ajoutée, offrant ainsi une alternative à l'exportation d'hydrogène brut.

La modélisation peut être un outil permettant d'étudier les possibilités d'échanges d'hydrogène vert entre les deux régions en prenant en compte la triple contrainte pour l'Afrique du Nord consistant à augmenter la production d'électricité pour faire face à la demande locale, tout en décarbonant la production et en exportant de l'hydrogène vers l'Europe.

#### 5.1.5 Quelques travaux en lien avec la production d'hydrogène en Afrique du Nord

L'enthousiasme pour la production d'hydrogène vert en Afrique du Nord se reflète dans le nombre croissant de publications sur ce sujet. La couverture géographique varie selon les études, allant d'analyses globales, comme (IKONNIKOVA, SCANLON et BERDYSHEVA 2023) qui examine la production d'hydrogène vert/bleu à l'échelle mondiale, à des études nationales, comme (TIAR et al. 2024), qui se concentre sur l'Algérie. Certaines études ciblent des régions de tailles intermédiaires, couvrant l'Europe (SECK et al. 2022 ; WETZEL, GILS et BERTSCH 2023) ou l'Afrique du Nord (BAYSSI et al. 2024). (ADUN, ISHAKU et OGUNGBEMI 2022) se distingue des autres avec l'inclusion du Moyen-Orient.

Les définitions géographiques de l'Europe et de l'Afrique du Nord varient également selon les études. Par exemple, certains travaux, comme (DALLA LONGA et van der ZWAAN 2024 ; FATTAHI, DALLA LONGA et van der ZWAAN 2024 ; van der ZWAAN, LAMBOO et DALLA LONGA 2021), considèrent l'Europe et l'Afrique du Nord comme

une seule région dans le modèle, ce qui néglige les dynamiques internes liées à la production et au transport de l'hydrogène. La modélisation de l'Afrique du Nord inclut généralement les trois pays du Maghreb (Maroc, Algérie et Tunisie), cependant, les pays supplémentaires varient selon les études. (BAYSSI et al. 2024) intègre la Mauritanie et l'Égypte, tandis que (ADUN, ISHAKU et OGUNGBEMI 2022) inclut la Libye et l'Égypte mais pas la Mauritanie. (IRENA 2023b) présente la couverture géographique la plus large de l'Afrique du Nord, en ajoutant la Mauritanie, la Libye et l'Égypte aux pays du Maghreb.

Parmi ces études, on peut distinguer celles basées sur une analyse statistique, couvrant principalement la production d'hydrogène, et celles utilisant des modèles énergétiques pour représenter des systèmes énergétiques plus étendus. Les études utilisant des analyses statistiques permettent une évaluation détaillée des questions spécifiques à chaque pays. Par exemple, (TIMMERBERG et KALTSCHMITT 2019) calcule le **Levelized Cost of Hydrogen (LCOH)** et discute des options de transport par pipelines. Leurs calculs de **LCOH** sont effectués à partir d'une résolution spatiale fine, permettant d'évaluer les localisations optimales pour la production et le transport. (HERMESMANN, TSIKLIOS et MÜLLER 2023) examine le potentiel de certains pays pour produire de l'hydrogène localement ou l'importer depuis l'Afrique du Nord, en tenant compte des conditions nationales pour le solaire et l'éolien ainsi que des opportunités de transport. Les auteurs intègrent également les émissions de **GES** à l'aide de l'**ACV** pour évaluer les stratégies en fonction des coûts et de l'impact environnemental. (GALIMOVA et al. 2023) évalue la répartition mondiale des **LCOH** et les coûts de transport dans certains pays européens. Cette méthodologie offre une résolution spatiale importante et la possibilité de tester de nombreux scénarios, bien qu'elle néglige souvent l'impact des productions d'hydrogène sur les systèmes énergétiques ainsi que les défis liés aux rythmes d'installation.

Les modèles d'optimisation des systèmes énergétiques, en particulier les modèles long-termes, permettent de prendre en compte l'influence de la production d'hydrogène sur le développement du système énergétique. L'inconvénient est qu'ils sont moins détaillés spatialement. (SECK et al. 2022) se concentrent sur le rôle de l'hydrogène dans la décarbonation à l'horizon 2050. Les auteurs utilisent un modèle TIMES avec un accent mis principalement sur l'Europe. L'Afrique du Nord n'est pas modélisée de manière explicite mais est considérée comme une région adjacente pouvant exporter de l'hydrogène vers l'Europe. (WETZEL, GILS et BERTSCH 2023) adoptent également une perspective européenne, examinant les compromis et les impacts sur le système énergétique entre une production domestique d'hydrogène et des variantes permettant des importations, notamment depuis le Maghreb. En utilisant le modèle REMIX, les auteurs explorent divers scénarios pour la production d'électricité et des vecteurs énergétiques comme la production d'ammoniaque ou de méthanol, estimant un coût additionnel de 3% pour que l'Europe atteigne la souveraineté énergétique. Bien que le Maghreb soit inclus au niveau national dans le modèle, l'étude est limitée

à une optimisation sur une seule année, empêchant une évaluation de l'évolution du système énergétique dans le temps.

Trois études consécutives (DALLA LONGA et van der ZWAAN 2024; FATTAHI, DALLA LONGA et van der ZWAAN 2024; van der ZWAAN, LAMBOO et DALLA LONGA 2021) explorent les possibilités d'échange entre les deux régions en utilisant le modèle mondial TIAM-ECN. Les auteurs considèrent une zone européenne et une zone nord-africaine et étudient les échanges entre ces régions. (DALLA LONGA et van der ZWAAN 2024) introduit le concept de « pénalité d'autarcie » (*autarky penalty*), qui fait référence aux coûts supplémentaires supportés par une région pour réduire sa dépendance énergétique vis-à-vis des régions voisines, en évaluant différents niveaux de coopération. Ce modèle permet d'évaluer les coûts et leur répartition géographique pour divers scénarios d'échange.

L'IRENA (IRENA 2023b) se concentre exclusivement sur les pays d'Afrique du Nord. En utilisant le modèle MESSAGE-SPLAT, les auteurs évaluent quatre scénarios pour le développement du système électrique nord-africain sous différents niveaux de demande et possibilités d'exportation d'hydrogène. Cette étude se distingue en modélisant les pays nord-africains au niveau national, en incluant les interconnexions électriques, contrairement à d'autres études qui représentent l'Europe et l'Afrique du Nord comme deux grandes régions.

Du côté des politiques publiques, l'UE a commencé à publier des rapports sur l'hydrogène il y a plusieurs années, et des pays membres comme la France (FRANÇAIS 2023) et l'Allemagne (BMWK 2023) ont ensuite développé des plans nationaux. Les pays d'Afrique du Nord ont également manifesté un intérêt pour le développement de la production d'hydrogène vert. Des nations comme le Maroc (MAROCAIN 2021), l'Algérie (MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES MINES 2023) et la Mauritanie (MINISTÈRE DU PÉTROLE DES MINES ET DE L'ÉNERGIE MAURITANIE 2022) ont chacun publié des feuilles de route pour l'hydrogène. En outre, des accords bilatéraux entre l'UE et les pays d'Afrique du Nord (COMMISSION et R. o. TUNISIA 2024; UNION et EGYPT 2022) mettent en lumière des efforts de collaboration pour atteindre les objectifs de production et d'importation d'hydrogène vert.

#### 5.1.6 Organisation du chapitre

En s'appuyant sur la littérature existante, ce chapitre est articulé autour de trois questions :

1. Quels sont les effets de la demande en hydrogène sur les systèmes électriques ?
2. Quels sont les impacts des échanges d'énergie sur les deux systèmes énergétiques ?
3. Quelles sont les conséquences pour la production d'hydrogène des problèmes d'acceptation sociale en Europe et des défis techniques en Afrique du Nord ?

Ces questions sont abordées à l'aide du modèle eTIMES-EUNA, couvrant l'Europe et l'Afrique du Nord ainsi que leurs possibilités d'échange. Les deux régions sont modélisées à l'échelle nationale afin de mettre en évidence les situations nationales et l'impact des différents schémas de production et de transport d'hydrogène sur celles-ci. Plus précisément, le modèle inclut 6 pays d'Afrique du Nord, de la Mauritanie à l'Égypte. Cette désagrégation spatiale est essentielle pour capter avec précision les variations spatiales des paramètres techniques et les effets de réseau pour les échanges de puissance et d'électricité. Étant donné le lien direct entre l'hydrogène vert et la production d'électricité, les résolutions spatiale et temporelle sont cruciales dans la modélisation des systèmes électriques (FRYSZTACKI et al. 2021).

Les deux premières questions visent à étudier les défis techniques et les conditions nécessaires pour l'échange d'hydrogène entre les deux régions, en particulier en ce qui concerne le développement rapide du système électrique nord-africain dans un contexte de demande en électricité croissante et de décarbonation. La troisième question explore les conséquences d'un développement limité des EnR dû à un manque d'acceptation sociale en Europe et à des difficultés techniques en Afrique du Nord.

L'analyse est complétée par un examen des émissions de GES, de la rareté de l'eau et une analyse des coûts mettant en avant la coopération et la répartition des efforts d'investissements entre les deux régions.

La structure de l'article est organisée comme suit : la section 5.2 présente la méthodologie employée, la section 5.3 expose les résultats et aborde les implications.

## 5.2 CONSTRUCTION D'UN MODÈLE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE/HYDROGÈNE COUPLANT L'EUROPE ET L'AFRIQUE DU NORD

Cette partie décrit le modèle utilisé pour étudier les effets des échanges d'hydrogène entre l'Afrique du Nord et l'Europe. Le modèle utilisé est une extension du modèle eTIMES-EU à six pays d'Afrique du Nord ainsi que l'ajout des possibilités d'échanges d'hydrogène et d'électricité entre les deux régions. L'analyse repose sur quatre scénarios faisant varier les niveaux d'échanges d'hydrogène, la demande d'hydrogène nord-africaine ainsi que les objectifs de réduction des GES en Afrique du Nord.

### 5.2.1 Description du modèle

Le modèle utilisé dans cette étude est désigné sous le nom de eTIMES-EUNA, une extension du modèle eTIMES-EU qui inclut l'Afrique du Nord. Le modèle eTIMES-EU a été initialement développé pour évaluer l'impact de la variabilité climatique sur la production d'électricité à travers l'Europe (S. G. SIMÕES et al. 2021) et utilisé dans (GUILLOT, G. SIGINI et ASSOUMOU 2023). Un aspect distinctif de eTIMES-EUNA par rapport à la littérature actuelle est sa méthode qui considère chaque pays à l'échelle nationale, tout en tenant compte des échanges d'électricité et d'hydrogène entre eux.

Cette approche permet une analyse approfondie des impacts différenciés que divers scénarios peuvent avoir sur chaque pays.

La figure 5.3 donne un aperçu des pays représentés dans le modèle ainsi que les liens en matière d'échanges d'électricité et d'hydrogène entre les deux régions.

#### *Système électrique européen étendu à l'Afrique du Nord*

La modélisation du système électrique s'appuie sur le modèle original eTIMES-EU, qui couvre le système électrique européen et qui a été introduit dans les chapitres précédents. L'extension pour inclure l'Afrique du Nord repose principalement sur des perspectives tirées de (IRENA 2023b). L'Afrique du Nord est représentée par six pays liés par des interconnexions électriques : la Mauritanie, le Maroc, l'Algérie, la Tunisie, la Libye et l'Égypte.

Le modèle comprend diverses technologies de production d'électricité, y compris les combustibles fossiles, le nucléaire et les EnR. Les technologies à base de combustibles fossiles et de biomasse peuvent être équipées de CCS, ce qui permet des émissions négatives lorsqu'elles sont utilisées avec la biomasse BECCS.

Les hypothèses technico-économiques pour les technologies à base de combustibles fossiles sont dérivées de (IEA 2016), tandis que les hypothèses de coûts pour les batteries et les EnR proviennent de (NREL 2023), reflétant des trajectoires modérées d'évolution des coûts. Les facteurs de capacité et les potentiels sont spécifiques à chaque pays, avec des données pour l'Europe basées sur (P. RUIZ et al. 2019) et détaillées dans (S. G. SIMOES et al. 2021). Pour l'Afrique du Nord, les données proviennent de (IRENA 2023b). Les valeurs des facteurs de capacité de l'éolien et du solaire prennent en compte la possible non-adéquation des meilleurs facteurs de disponibilité avec les infrastructures de transport d'électricité à proximité. Les technologies basées sur la biomasse ne sont pas incluses pour l'Afrique du Nord en raison de l'accès limité à cette ressource (IRENA 2023b).

L'année de référence du modèle est calibrée à l'aide de données historiques provenant de (G. E. OBSERVATORY et al. 2018; IRENA 2023b) pour l'Afrique du Nord. Les projections de la demande nationale d'électricité dans les pays européens sont dérivées du TYNDP2022 (ENTSO-E 2022d) alignées avec le scénario *Global Ambition*. Ce scénario prévoit une augmentation significative de la consommation d'électricité, qui devrait être multipliée par environ 1,4 entre 2020 et 2050. Les projections de la demande pour l'Afrique du Nord, issues de (IRENA 2023b), indiquent un doublement approximatif de la demande d'électricité entre 2020 et 2040.

#### *Hydrogène*

La figure 5.5 illustre la structure de la production d'hydrogène dans le modèle. Il existe cinq technologies produisant de l'hydrogène : le SMR avec ou sans CCS, la gazéification de la biomasse avec ou sans CCS et l'électrolyse. La technologie d'électrolyse

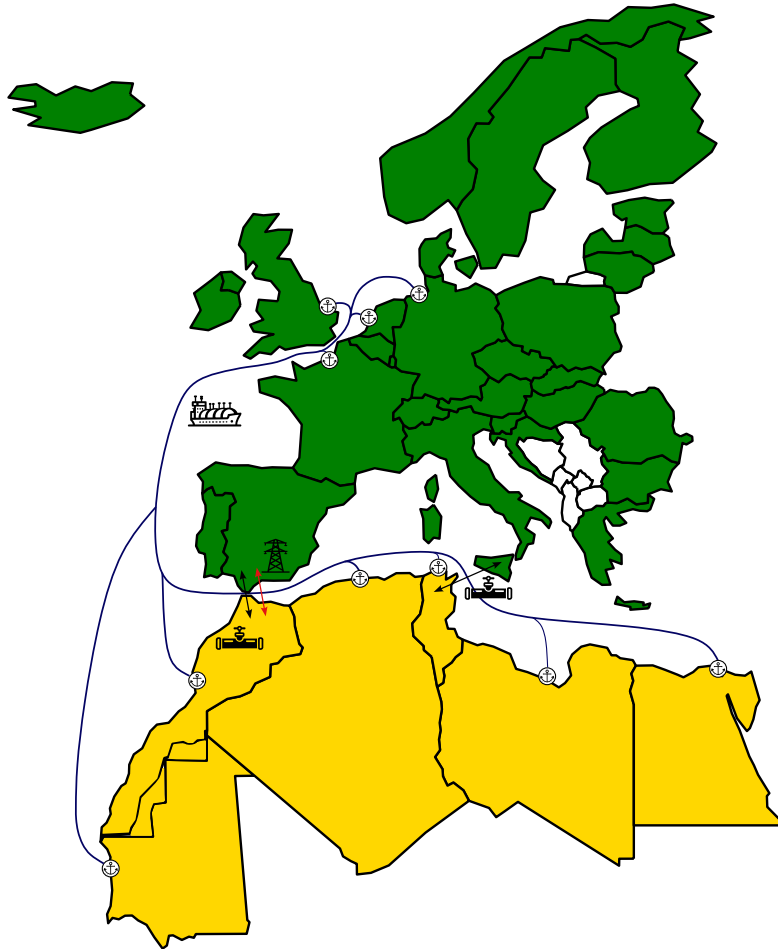


FIGURE 5.3 – Schéma des régions du modèle ainsi que les liens commerciaux entre l’Afrique du Nord et l’Europe. Les traits bleus représentent les échanges d’hydrogène par voies maritimes, noirs par pipelines et rouges les échanges d’électricité avec des lignes électriques

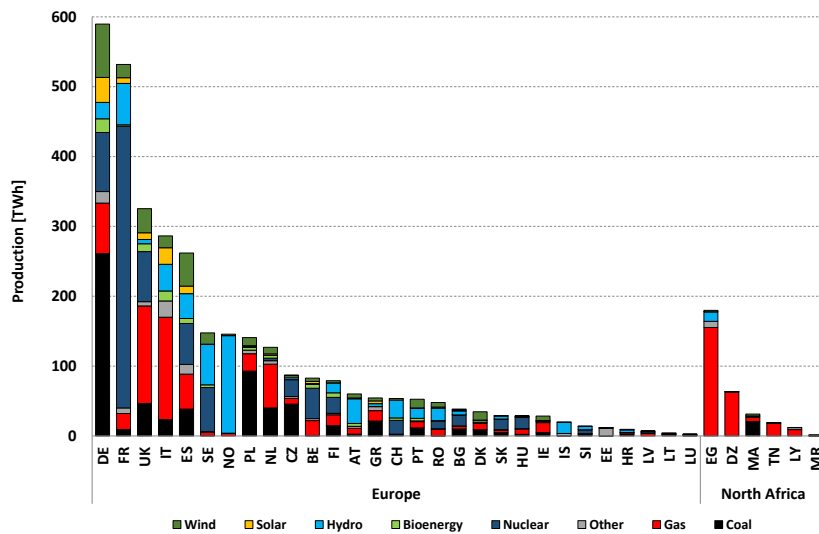


FIGURE 5.4 – Production d’électricité par technologies par pays pour 2016

se divise en deux types principaux : l’électrolyse à membrane échangeuse de protons (PEM) et l’électrolyse alcaline. La modélisation des électrolyseurs suit la méthode de (ENTSO-E 2022d), en adoptant une représentation d’une seule technologie, avec des caractéristiques reflétant les ratios de répartition projetés de ces technologies.

La disponibilité des technologies de production d’hydrogène varie selon la région considérée. Le tableau 5.1 donne la disponibilité de chacune en Europe et en Afrique du Nord. L’Europe a accès à l’ensemble des technologies. L’électrolyse est définie comme la principale source d’hydrogène en Afrique du Nord. La gazéification de la biomasse est exclue en Afrique du Nord pour cause d’accès limité à la biomasse. Le SMR avec CCS est autorisé uniquement dans un scénario qui s’intéresse à la production locale d’hydrogène.

Le SMR est exclu à des fins d’exportation de l’Afrique du Nord. Seule l’Algérie peut investir dans le SMR avec CCS pour produire de l’hydrogène bleu pour une consommation domestique.

En Afrique du Nord, en raison de la rareté de l’eau, l’eau douce utilisée dans les électrolyseurs sera probablement issue d’installations de dessalement. C’est déjà le cas pour la plupart des projets proposés (COMMISSION et R. o. TUNISIA 2024; MAURITANIA et CWP 2023; MAROCAIN 2021). Le modèle inclut dans sa topologie pour l’Afrique du Nord une technologie de dessalement pour fournir l’eau nécessaire à l’électrolyse. Les données technico-économiques pour le dessalement sont basées sur (CALDERA,

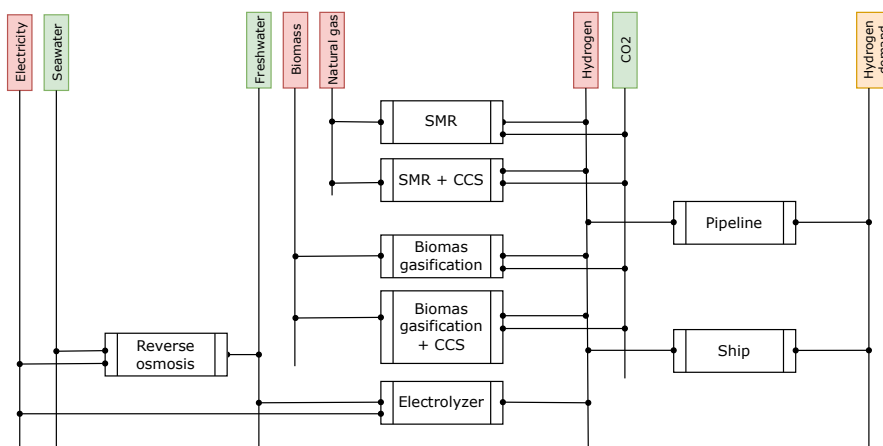


FIGURE 5.5 – RES de la production d’électricité dans le modèle

BOGDANOV et BREYER 2016) et correspondent à une usine d’osmose inverse. Cette technologie représente la majorité des capacités installées et est préférée à la distillation pour les nouveaux projets (EKE et al. 2020). L’usine de dessalement utilise de l’électricité et de l’eau de mer comme intrants pour produire de l’eau douce. Les électrolyseurs consomment de l’eau douce comme intrant, avec l’électrolyse alcaline nécessitant 32 L/kg H<sub>2</sub> et l’électrolyse (PEM) nécessitant 26 L/kg H<sub>2</sub>, selon (IRENA et BLUERISK 2023).

TABLE 5.1 – Disponibilité par région des technologies de production d’hydrogène

Technologie	Europe	Afrique du Nord
SMR	✓	✗
SMR + CCS	✓	(✓) (Algérie uniquement)
Gazéification biomasse	✓	✗
Gazéification biomasse + CCS	✓	✗
Électrolyseurs	✓	✓ (électricité <i>off-grid</i> )

Concernant la demande, l’Europe a produit environ 8 Mt d’hydrogène en 2022, dont 90% provenait du SMR et le reste principalement comme sous-produit de processus industriels (E. H. OBSERVATORY 2024a). Sur cette production, environ 60% a été utilisé dans les processus de raffinage et 25% dans la production d’ammoniaque (E. H. OBSERVATORY 2024a). En revanche, la demande d’hydrogène en Afrique s’élevait à environ 3 Mt en 2022, entièrement issue de combustibles fossiles (IEA 2022a ; IEA 2023c).

Les hypothèses de demande en hydrogène pour l’Europe sont basées sur le scénario des *National Tendencies* de (ENTSO-E 2022d), générées à partir d’une approche *bottom-up*. Les valeurs issues de (ENTSO-E 2022d) englobent à la fois les usages directs et indirects, classifiant l’hydrogène comme un vecteur énergétique pour une consommation

directe et comme un intrant principal pour la production d'autres sources d'énergie, telles que les carburants de synthèse. Les projections fournies par (ENTSO-E 2022d) pour 2030 et 2040 ont été étendues jusqu'en 2050, en partant d'une demande nulle jusqu'en 2025. Cette approche de projection est justifiée par la production actuelle d'hydrogène par électrolyse en Europe qui reste marginale (E. H. OBSERVATORY 2024a). L'hypothèse retenue pour la demande d'hydrogène en Europe considère une demande s'élevant à environ 32 Mt en 2050. À titre de comparaison, (E. H. OBSERVATORY 2024b) recense les demandes d'hydrogène pour l'Europe pour 35 scénarios donnant une demande médiane de 42 Mt en 2050 avec un minimum de 6 Mt et un maximum de 144 Mt.

La demande en hydrogène bas carbone progresse plus lentement et à une échelle bien plus réduite en Afrique du Nord qu'en Europe. Cependant, des pays comme le Maroc, l'Égypte et la Mauritanie souhaitent développer des secteurs industriels spécifiques utilisant l'hydrogène, tels que la production d'acier et d'engrais (MAROCAIN 2021; MINISTÈRE DU PÉTROLE DES MINES ET DE L'ÉNERGIE MAURITANIE 2022; UNIDO 2023). De plus, l'hydrogène pourrait jouer un rôle significatif au niveau national pour atteindre une décarbonation importante du système énergétique nord-africain. Selon les sources (RECONSTRUCTION & DEVELOPMENT (EBRD) 2024; MAROCAIN 2021; MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES MINES 2023), la projection de demande en hydrogène d'ici 2050 est estimée à 1 Mt. Cette prévision indique que le développement des activités domestiques liées à l'hydrogène reste modeste comparé au potentiel d'exportation d'hydrogène vert destiné à répondre partiellement à la demande européenne.

TABLE 5.2 – Valeurs demande hydrogène bas-carbone en Afrique du Nord

Pays	Demande [TWh]	Source
Algérie	10	(MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES MINES 2023)
Égypte	100	(RECONSTRUCTION & DEVELOPMENT (EBRD) 2024)
Libye	1	Propre estimation pour 2050 pour les pays où aucune donnée précise n'était disponible
Mauritanie	1	Propre estimation pour 2050 pour les pays où aucune donnée précise n'était disponible
Maroc	20.7	(MAROCAIN 2021)
Tunisie	1	Propre estimation pour 2050 pour les pays où aucune donnée précise n'était disponible

### *Échanges d'hydrogène et d'électricité*

Les échanges d'énergie entre les régions de notre étude peuvent se faire sous forme d'hydrogène ou d'électricité via des capacités d'interconnexion. Pour l'hydrogène, les modes de transport se différencient entre pipeline et transport maritime. Les pipelines sont utilisés pour les échanges d'hydrogène entre pays voisins, tandis que le transport maritime est privilégié pour les échanges longue distance entre l'Afrique du Nord et l'Europe. Aujourd'hui, les échanges d'hydrogène sont réduits, la production est souvent localisée, proche des centres de consommation.

Concernant les échanges par voie maritime, plusieurs solutions sont possibles, la liquéfaction de l'hydrogène ou le transport sous des formes dérivées comme l'ammoniac ou le méthanol. S'il n'est pas simple d'anticiper aujourd'hui la répartition de ces trois modes de transport, c'est le transport sous forme d'ammoniac qui recueille la plus grande part des projets annoncés (IEA 2024b). Un des arguments en sa faveur est que le transport de ce composé est déjà maîtrisé par les industriels, contrairement à l'hydrogène liquéfié.

Les tableaux 5.3 et 5.4 donnent les valeurs de capacité d'interconnexions hydrogène en 2050 terrestres et maritimes. Les valeurs sont dérivées des projections de (ENTSOG 2023b). La capacité d'interconnexion par pipeline repose sur des hypothèses englobant à la fois la conversion des gazoducs existants et la construction de nouvelles infrastructures. Les pipelines d'hydrogène relient l'Afrique du Nord et l'Europe à travers trois pays : l'Algérie, l'Espagne et l'Italie. De plus, l'hydrogène peut être transporté par voie maritime depuis n'importe quel pays d'Afrique du Nord vers cinq points d'entrée européens : la Belgique, la France, l'Allemagne, les Pays-Bas et le Royaume-Uni. L'hydrogène peut ensuite être distribué vers d'autres pays à son arrivée en Europe grâce aux interconnexions terrestres. Cette structure permet de prendre en compte la logistique et les infrastructures nécessaires pour faciliter le commerce d'hydrogène entre ces régions.

Les coûts associés aux interconnexions terrestres sont estimés sur la base de la construction d'une section de 100 km d'un pipeline à hydrogène, avec des valeurs tirées de (HYDROGEN4EU 2022). Le coût du transport maritime de l'hydrogène est basé sur les dépenses liées au transport de l'ammoniac sur une distance de 1000 km, en utilisant également les données de coûts issues de (HYDROGEN4EU 2022).

Les échanges d'électricité sont non seulement possibles au sein de chaque région mais également entre les deux. Le développement des interconnexions électriques en Europe suit les lignes directrices de (ENTSO-E 2022d), tandis qu'en Afrique du Nord, il se base sur les projections de (IRENA 2023b). Actuellement, il n'existe qu'une seule interconnexion électrique entre le Maroc et l'Espagne (ENTSO-E 2024). Selon (IRENA 2023b), il existe un potentiel pour établir une nouvelle interconnexion électrique entre l'Italie et la Tunisie, ce qui améliorerait les capacités d'échanges entre l'Europe et l'Afrique du Nord.

Le tableau 5.6 récapitule les principales sources des données d'entrée.

### 5.2.2 Description des scénarios

Cette étude vise à analyser les effets de la demande d'hydrogène, aux échanges d'énergie et aux défis potentiels d'installation des EnR dans une ou les deux régions. Pour ce faire, un ensemble de scénarios prenant en compte chacun de ces aspects est proposé. Les principales caractéristiques des scénarios sont résumées dans le tableau 5.6. La première paire de scénarios, *ISO\_1* et *ISO\_2*, est utilisée pour explorer l'impact

TABLE 5.3 – Capacités d’interconnexions hydrogène en 2050 en Mt/y. Source : (ENTSOG 2023b)

	AT	BE	BG	CH	CZ	DE	DK	EE	ES	FI	FR	GR	HR	HU	IE	IT	LT	LU	LV	NL	PL	PT	RO	SE	SI	SK	UK
AT						3.3										3.8									0.7	3.3	
BE						2.3					3.4							0.2		3.9							2.2
BG												4.6															
CH						2.6					1.1					3.0											
CZ						5.1															0.3					1.7	
DE	3.3	2.3		2.6	5.1		6.4			11.0	4.8									6.3	3.6						
DK						6.4																					
EE										3.3								4.4					1.8				
ES										4.7																	
FI						11.0		4.4																17.3			
FR		3.4		1.1		4.9			4.7																		
GR			1.8																								
HR														2.8												0.4	
HU													2.8										3.4		0.4	4.4	
IE																									0.4	0.3	
IT	3.7			1.9																							
LT																											
LU		0.2																	3.1		4.4						
LV								2.5									4.4										
NL		3.9				10.2																					
NO		2.2				9.1																					
PL					0.3	4.7																					
PT									1.8								3.0										
RO			2.7																								
SE										17.3																	
SI	0.4																										
SK	3.3				3.3								0.7	0.4	0.4												
UK		2.2																									

TABLE 5.4 – Capacité d’accueil par voie maritime des pays européens. Source : (ENTSOG 2023b)

Pays	Capacité d’accueil annuelle [Mt/y]
BE	1.4
DE	5.0
FR	1.1
NL	2.8
UK	1.0

TABLE 5.5 – Aperçu des principales sources de données d’entrée

Données	Source
Demande électricité et hydrogène	(ENTSO-E 2022d) pour Europe, (IRENA 2023b) pour Afrique du Nord
Interconnexions hydrogène et électricité	(ENTSO-E 2022d ; ENTSOG 2023b ; IRENA 2023b) pour capacité, (HYDROGEN4EU 2022) pour coûts
Production année de base(2016) et échanges d’électricité	(ENTSO-E 2019 ; EUROPEAN COMMISSION, DIRECTORATE-GENERAL FOR CLIMATE ACTION et al. 2016)
Coûts d’investissement fixes et variables	EnR et batteries (NREL 2023), fossiles (IEA 2016), osmose inverse (CALDERA, BOGDANOV et BREYER 2016), électrolyseurs (ENTSO-E 2022d)
Coûts importation énergie primaire	(IEA 2022b) et (W. BANK 2021) pour Algérie
Potentiel EnR	(HUNDLEBY et FREEMAN 2017 ; P. RUIZ et al. 2019) pour Europe, (IRENA 2023b) for Afrique du Nord

de la demande en hydrogène sur chacun des systèmes électriques pris indépendamment. Aucun échange d’énergie (électricité et hydrogène) n’est autorisé entre les deux régions. *ISO\_1* couvre le cas où seule la production d’électricité est présente, tandis qu’*ISO\_2* inclut à la fois des demandes en électricité et en hydrogène. La deuxième paire de scénarios, *TRADE* et *ISO\_2*, sert à examiner les effets des échanges d’énergie (électricité et hydrogène) sur la production d’électricité et d’hydrogène dans les deux régions. *TRADE* permet les échanges d’énergie, tandis qu’*ISO\_2* ne le permet pas. Les trois autres scénarios *CST\_1*, *CST\_2* et *CST\_3* sont proposés pour évaluer les effets des difficultés à développer les EnR. *CST\_1* correspond à un cas où l’Europe rencontre des problèmes d’acceptation sociale. Ces difficultés se traduisent par des contraintes sur l’empreinte au sol dans l’esprit du chapitre 3 et un rythme plus lent de déploiement du CCS comparé au cas *TRADE*, où un optimum purement économique est calculé. La contrainte sur l’empreinte au sol est exprimée par une multiplication par trois entre 2020 et 2050 (au lieu d’une multiplication par 5 dans le cas *TRADE*). Pour la capture du carbone, le défi de mise en œuvre est simulé en limitant l’utilisation du CCS à  $\frac{3}{4}$  de celle de l’*ISO\_2* (soit 25% d’acceptabilité en moins). Le scénario *CST\_2* représente le cas où le développement des EnR en Afrique du Nord est plus lent que prévu. Ce scénario inclut une contrainte supplémentaire sur l’installation de nouvelles capacités : jusqu’en 2035, les nouvelles capacités sont limitées aux projets solaires et éoliens annoncés (MONITOR 2024a ; MONITOR 2024b), suivis d’un triplement des projets annoncés jusqu’en 2050. Le scénario *CST\_3* est la combinaison des scénarios *CST\_1* et *CST\_2*.

### 5.3 RÉSULTATS ET DISCUSSION

Cette section est organisée pour répondre aux trois questions posées dans l’introduction : les effets de la demande en hydrogène, les effets des échanges d’énergie, et les implications des défis liés à l’installation de capacités EnR.

TABLE 5.6 – Résumé des principales caractéristiques de chaque scénario

Scénario	Demande hydrogène	Échange d'énergie entre Europe et Afrique du Nord	Contrainte espace Europe	Retard développement EnR en Afrique du Nord
ISO_1	✗	✗	✗	✗
ISO_2	✓	✗	✗	✗
TRADE	✓	✓	✗	✗
CST_1	✓	✓	✓	✗
CST_2	✓	✓	✗	✓
CST_3	✓	✓	✓	✓

### 5.3.1 Effet de la demande en hydrogène

Cette sous-section vise à examiner l'effet de la demande en hydrogène sur les deux systèmes énergétiques. Les scénarios *ISO\_1* et *ISO\_2* sont comparés : *ISO\_1* inclut uniquement la demande en électricité, tandis qu'*ISO\_2* inclut également la demande en hydrogène. Aucun échange d'énergie n'est autorisé dans l'un ou l'autre scénario.

La figure 5.6 montre les capacités installées et le mix de production dans le scénario *ISO\_1*, tandis que le tableau 5.7 présente les différences de production et de capacité entre les scénarios *ISO\_2* et *ISO\_1*. Le tableau 5.8 fournit la production d'hydrogène en 2050. Le principal résultat montre que lorsque la demande en hydrogène est ajoutée, le système électrique doit augmenter sa production, principalement par des EnR, de 27% pour l'Europe et de 22% pour l'Afrique du Nord, accompagnée d'une augmentation de 20% des émissions négatives.

TABLE 5.7 – Différence de capacité installée et de production d'électricité entre les scénarios *ISO\_1* et *ISO\_2* en 2050

Région	Unit	Batteries	Charbon	Gaz	Nucléaire	Autre	Bioénergie	BECCS	Hydro	Solaire	Éolien	Solaire offgrid	Éolien offgrid
Europe	GW	39	0.1	120.8	11.1	-0.9	-0.8	-24.5	25.2	397.1	279.1	0	0
Afrique du Nord	GW	-0.1	0	8.2	0	1.3	0	0	0	14	-13.1	0	48.2
Europe	TWh	85.74	-2.35	170.87	74.65	0.79	-35.98	-107.65	113.97	501.35	666.04	0	0
Afrique du Nord	TWh	-0.19	0	0	0	0	0	0	-2.92	25.26	-22.97	0	178.79

TABLE 5.8 – Production d'hydrogène dans le scénario *ISO\_2* en 2050 en [Mt H<sub>2</sub>]

Région	Scénario	Année	SMR + CCS	Biomasse gazéification + CCS	Électrolyse
Europe	<i>ISO_2</i>	2050	0	5.1	27
Afrique du Nord	<i>ISO_2</i>	2050	0.3	0	3.7

En Europe, la demande supplémentaire en hydrogène accroît l'effort déjà important concernant le déploiement des EnR nécessaire pour atteindre la neutralité carbone. La

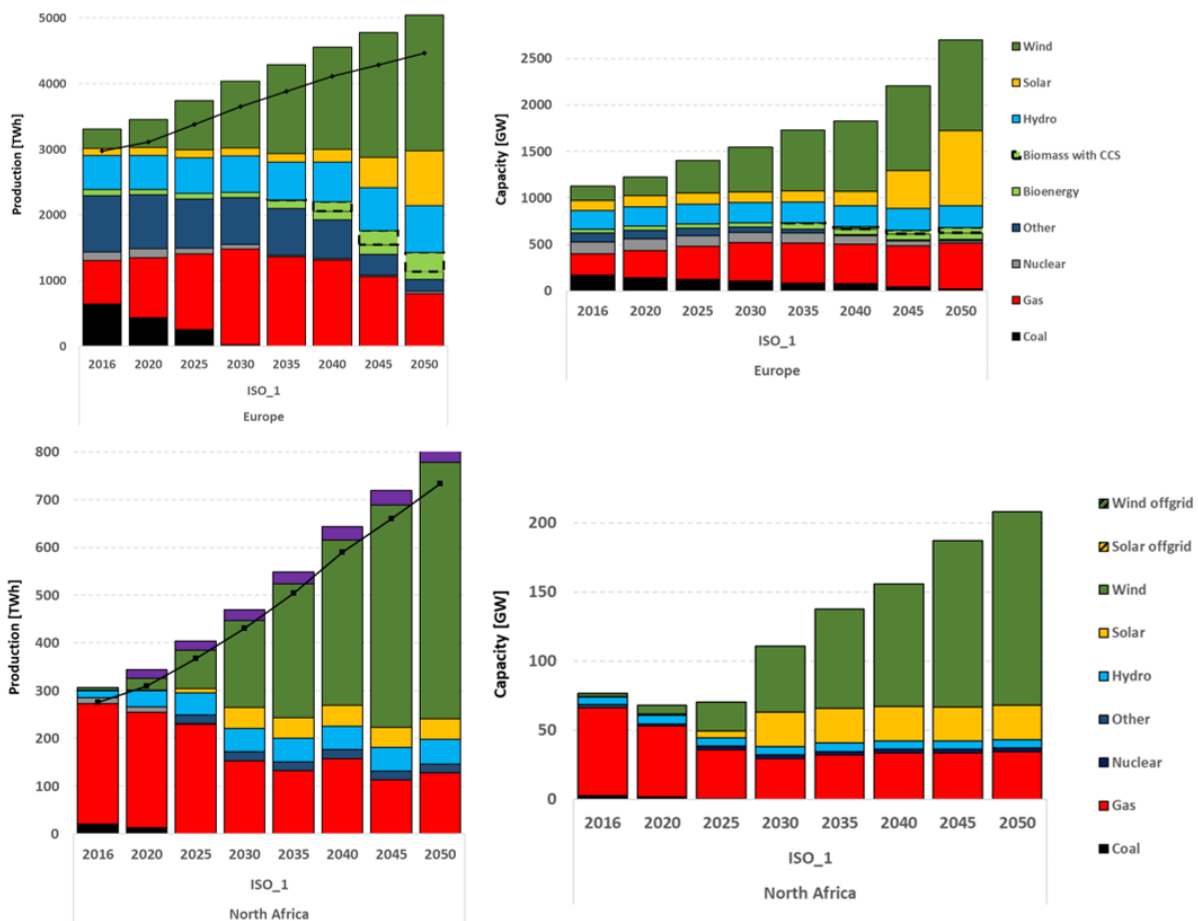


FIGURE 5.6 – Capacité installée et production d’électricité en Europe et en Afrique du Nord dans le scénario ISO\_1

production totale atteint 6400 TWh. La production renouvelable supplémentaire est répartie entre le solaire et l'éolien, avec une augmentation de 500 TWh pour le solaire et de 666 TWh pour l'éolien. Il y a également un besoin accru de production d'électricité à partir de gaz naturel, ce qui nécessite davantage de biogaz et de BECCS pour compenser les émissions de CO<sub>2</sub>. Cette production additionnelle d'émissions négatives provient de la gazéification de la biomasse, qui produit presque 20% de l'hydrogène en Europe. Globalement, le scénario ISO\_2 requiert 20% d'émissions négatives supplémentaires par rapport au scénario ISO\_1.

En Afrique du Nord, les différences sont plus modestes en termes absolus en raison de la demande domestique en hydrogène plus faible. Contrairement à l'Europe, l'électricité pour l'électrolyse provient entièrement de l'éolien *off-grid*, avec 50 GW supplémentaires dans le scénario ISO\_2, produisant 180 TWh d'électricité en plus. Ce changement entraîne une substitution de l'éolien par le solaire, avec environ 25 TWh de solaire en plus et une réduction de l'éolien de 23 TWh dans le scénario ISO\_2. Globalement, la production totale augmente d'environ 800 TWh à 1000 TWh. L'utilisation du SMR avec CCS est limitée à 8% de la production régionale d'hydrogène.

### 5.3.2 Effets des échanges d'énergie sur les systèmes énergétiques

Cette section explore l'effet de l'échange d'énergie entre les deux régions en comparant les scénarios TRADE et ISO\_2. Les deux scénarios incluent une demande en électricité et en hydrogène, mais le scénario TRADE permet les échanges d'électricité et d'hydrogène entre les deux régions. Le principal résultat montre qu'il y a un avantage économique à coupler les deux systèmes et à localiser une partie de la production d'hydrogène en Afrique du Nord pour l'exporter ensuite en Europe. La capacité totale installée est inférieure de 6% dans le scénario TRADE par rapport au scénario ISO\_2.

La figure 5.7 illustre les échanges d'électricité en 2050 entre les deux régions, en spécifiant la quantité allouée aux processus d'électrolyse. Les résultats sont doubles : premièrement, l'optimum technico-économique aboutit à une quantité de production d'hydrogène comparable. Deuxièmement, les implications pour les deux régions diffèrent en termes d'ampleur.

La production d'électricité dédiée à l'électrolyse est de 630 TWh en Europe et de 660 TWh en Afrique du Nord. Bien que cette répartition équilibrée souligne la logique économique de produire de l'hydrogène en Afrique du Nord pour l'exporter vers l'Europe, les implications pour les systèmes électriques diffèrent sensiblement entre les deux régions. La taille plus grande du système électrique européen lui permet d'absorber plus facilement la production d'électricité supplémentaire, tandis qu'en Afrique du Nord, répondre à la demande accrue nécessite des ajustements significatifs. En 2050, la demande en électricité en Europe est environ six fois plus élevée qu'en Afrique du Nord. La différence de production d'électricité entre les deux scénarios indique une

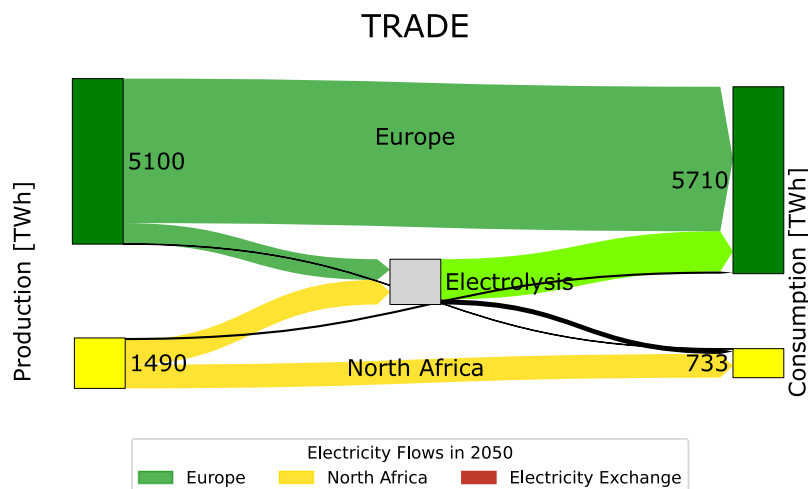


FIGURE 5.7 – Flux d’électricité en 2050 entre l’Europe et l’Afrique du Nord

augmentation de 12% en Europe dans le scénario *ISO\_2*, contre une augmentation de 72% en Afrique du Nord.

En effet, il y a un transfert d’installation de capacité de l’Europe vers l’Afrique du Nord, bien que cela ne se traduise pas par une substitution un pour un. Les meilleures conditions de production en Afrique du Nord entraînent une capacité totale installée moindre et un mix de production différent dans le scénario *TRADE* par rapport au scénario *ISO\_2*. Le tableau 5.9 présente les valeurs des différences de capacité installée entre les scénarios *TRADE* et *ISO\_2* en 2050. La plus grande réduction de capacité en Europe concerne le solaire, avec 240 GW de moins, suivi de l’éolien avec 86 GW de moins. En Afrique du Nord, l’électricité pour l’électrolyse est fournie par de l’éolien *off-grid*. Il y a également une augmentation de la capacité solaire de 20 GW et des technologies de gaz naturel de 20 GW.

TABLE 5.9 – Différence capacité installée entre les scénarios *TRADE* et *ISO\_2* en 2050 en [GW]

Région	Batterie	Charbon	Gaz	Nucléaire	Autre	Bioénergie	BECCS	Hydro	Solaire	Éolien	Solaire offgrid	Éolien offgrid
Europe	-33.2	1.1	-35.3	-8.8	0.9	-1.8	-1.4	-15.9	-240	-85.7	0	0
Afrique du Nord	-1.5	0	19.6	0	0	0	0	0	21.9	-20	0	152.6

À l’échelle nationale, l’échange d’hydrogène a des niveaux d’impact variés selon les pays. La figure 5.8 illustre les différences de production d’hydrogène entre les scénarios *TRADE* et *ISO\_2* en 2050. On peut distinguer deux catégories de pays : ceux sensibles aux politiques d’échange entre les deux régions et ceux qui sont seulement

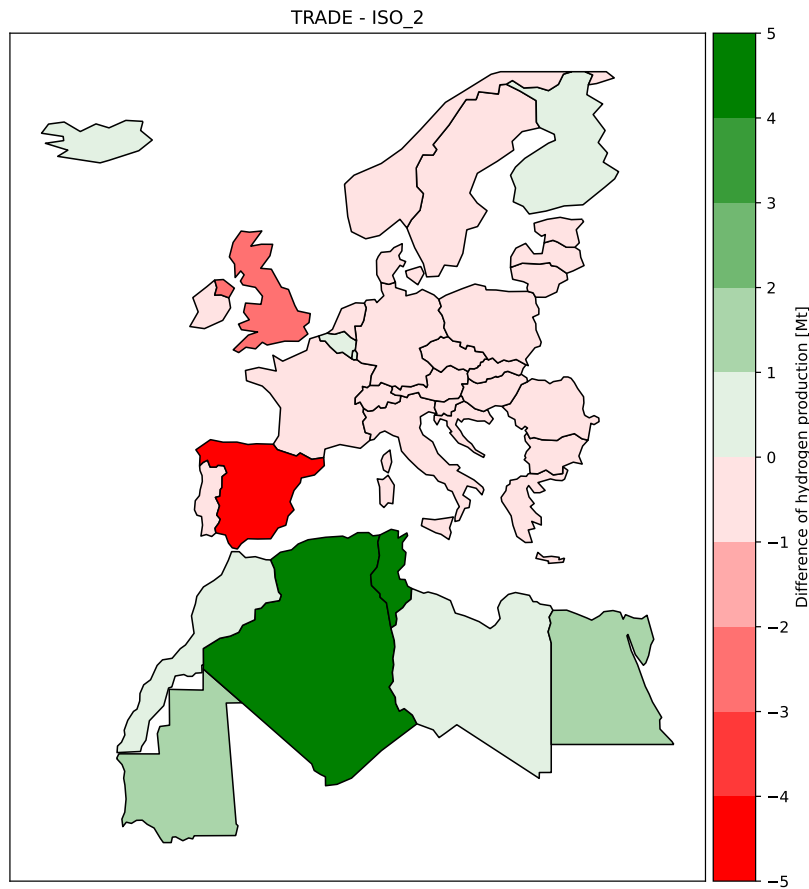


FIGURE 5.8 – Différence de production d'hydrogène en 2050 entre les scénarios *TRADE* et *ISO\_2*

marginale affectés. En Afrique du Nord, l'optimum économique favorise l'Algérie et la Tunisie pour la production d'hydrogène, en partie grâce à l'accès aux pipelines, qui est moins coûteux que le transport maritime. L'Égypte et la Mauritanie contribuent également à la production. En Europe, l'Espagne et le Royaume-Uni sont les deux principaux producteurs d'hydrogène lorsque les échanges entre les régions ne sont pas autorisés, l'Espagne pour son potentiel solaire et le Royaume-Uni pour son potentiel éolien en mer. Les autres pays européens sont généralement peu affectés par l'échange (à l'exception de la Belgique, de la Finlande et de l'Islande), car ils peuvent réduire leur production domestique si l'échange est permis.

Cela suggère que si l'Europe souhaite privilégier une production domestique d'hydrogène à moindre coût, elle devrait considérer l'Espagne et le Royaume-Uni comme des pays clés pour la production.

Cette répartition inégale de la production d'hydrogène entraîne plusieurs conséquences. Premièrement, en termes de bénéfices, cela implique que les pays produc-

teurs d'hydrogène bénéficient des investissements et de la création d'emplois liés à l'installation des infrastructures. Les pays d'Afrique du Nord devraient, dans cette optique, encourager le développement d'infrastructures de transport pour attirer des investissements étrangers.

Cependant, cette stratégie pourrait entrer en conflit avec d'autres pays producteurs européens potentiels, dont certains sont essentiels pour les infrastructures de transport, comme l'Espagne, qui est reliée à l'Algérie par des pipelines. D'un point de vue de gestion des risques, la production d'hydrogène est étroitement liée à l'expansion des capacités EnR dans le système électrique, ce qui pourrait créer des goulets d'étranglement dans les deux régions pour des raisons différentes. En Europe, l'empreinte au sol devrait être multipliée par cinq entre 2020 et 2050 dans le scénario *TRADE*, ce qui pourrait entraîner des problèmes d'acceptation sociale. Cela pourrait, dans certaines zones comme l'Espagne, limiter la capacité à atteindre l'optimum économique.

En Afrique du Nord, l'effort d'installation de capacités est substantiel comparé aux taux historiques, étant donné le rythme actuel lent des installations d'EnR, la demande croissante en électricité et les objectifs ambitieux de décarbonation. La figure 5.9 illustre les capacités installées d'EnR historiques, telles que rapportées par (IRENA 2023b), aux côtés des objectifs NDC pour les EnR et des capacités projetées dans le scénario *TRADE*. Ce contraste est particulièrement marqué en Mauritanie, en Tunisie et en Libye, où l'atteinte des objectifs de 2035 du scénario *TRADE* nécessiterait des augmentations par des facteurs de 93 et 88 pour les capacités installées EnR en Mauritanie et en Tunisie, respectivement, tandis que la capacité actuelle de la Libye en EnR reste négligeable.

### 5.3.3 *Effets d'un développement retardé des EnR en Afrique du Nord et d'un manque d'acceptation sociale en Europe*

Cette sous-section examine les effets des contraintes d'empreinte au sol et sur le CCS (*CST\_1*), du développement retardé des EnR en Afrique du Nord (*CST\_2*) et de la combinaison des deux (*CST\_3*). Le principal résultat est que ces défis peuvent être gérés par les systèmes interconnectés de production d'électricité et d'hydrogène de l'UE et de l'Afrique du Nord, même lorsque les deux contraintes sont combinées, bien qu'ils nécessitent des ajustements technologiques et une distribution géographique différente de la production. Cela souligne la diversité des scénarios possibles pour l'avenir.

Le tableau 5.10 présente les différences de production d'électricité entre les scénarios contraints et le scénario *TRADE*. L'effet de la contrainte d'empreinte au sol se traduit par une réduction de 526 TWh dans la production éolienne en Europe, car l'éolien terrestre a une empreinte au sol importante. Cette réduction est partiellement compensée par une augmentation de 320 TWh dans la production solaire, qui a une empreinte plus faible, notamment avec le photovoltaïque sur toiture. Il y a également une plus

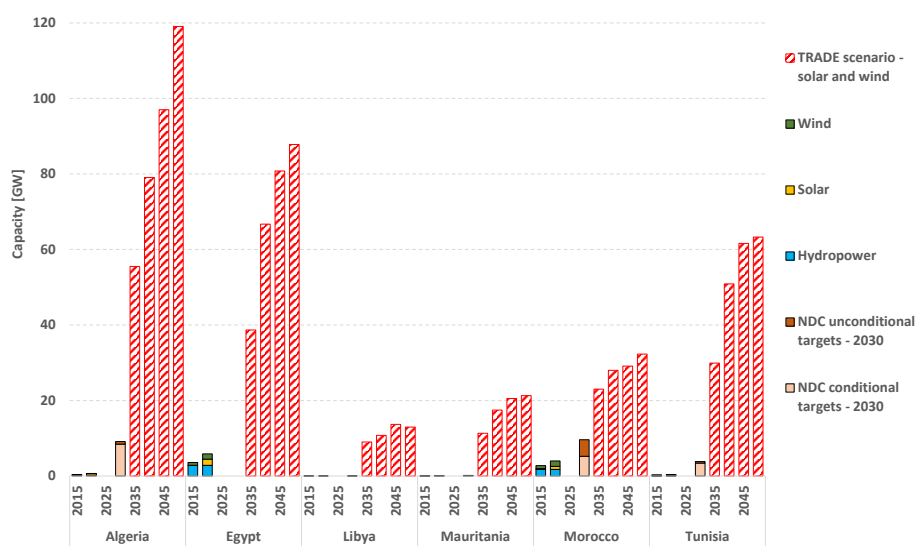


FIGURE 5.9 – Capacité EnR installée en Afrique du Nord de 2015 à 2021 (IRENA 2023a) et objectifs NDC pour la production d'électricité renouvelable (IRENA 2023b). Les barres hachurées rouges représentent la capacité solaire et éolienne installée dans le scénario TRADE

grande dépendance au nucléaire, avec une augmentation de 141 TWh dans le scénario *CST\_1*. La contrainte sur le **CCS** oblige le modèle à réduire la production basée sur le gaz naturel de 218 TWh en raison de possibilités réduites pour les émissions négatives. Le scénario *CST\_1* a également un impact sur l’Afrique du Nord, qui augmente sa production éolienne *off-grid* de 168 TWh par rapport au scénario *TRADE*, indiquant que la contrainte d’acceptation sociale déplace partiellement les efforts de production vers l’Afrique du Nord, une option viable uniquement si la région peut absorber cette production supplémentaire.

TABLE 5.10 – Différence de production d’électricité entre les scénarios *CST\_1*, *CST\_2*, *CST\_3* et *TRADE* en 2050 [TWh]

Région	Scénario	Gaz	Nucléaire	Bioénergie	BECCS	Hydro	Solaire	Éolien	Éolien offgrid
Europe	<i>CST_1</i>	-218	141	107	-68	86	320	-526	0
Afrique du Nord	<i>CST_1</i>	84	0	0	0	-2	19	-94	168
Europe	<i>CST_2</i>	19	12	-5	2	31	55	78	0
Afrique du Nord	<i>CST_2</i>	136	0	0	0	-2	29	-158	-188
Europe	<i>CST_3</i>	-218.9	199.3	105.84	-68.45	91	492.59	-461.41	0
Afrique du Nord	<i>CST_3</i>	146.69	0	0	0	-1.76	42.01	-178.82	-106.55

La contrainte d’installation d’**EnR** dans le scénario *CST\_2* a un impact moindre, réduisant principalement les installations éoliennes en Afrique du Nord, ce qui entraîne une augmentation de la production solaire et de la production basée sur le gaz naturel dans la région. La combinaison des deux contraintes affecte le mix technologique : l’Europe dépend davantage du solaire et du nucléaire, tandis que l’Afrique du Nord produit toujours moins d’électricité éolienne que dans le scénario *TRADE*. L’augmentation du solaire est relativement modeste, à 42 TWh, comparée à une augmentation d’environ 150 TWh dans la production basée sur le gaz naturel.

La figure 5.10 montre les différences de production d’hydrogène entre les scénarios *CST\_1*, *CST\_2*, *CST\_3* et *ISO\_2* en 2050, en mettant en évidence l’exposition de chaque pays aux différentes politiques de développement. La contrainte d’empreinte au sol et sur le **CCS** dans le scénario *CST\_1* maintient un schéma de production similaire à celui du scénario *TRADE* (comme illustré dans la figure 5.8). Cependant, la contrainte sur le développement des **EnR** en Afrique du Nord rééquilibre légèrement la production, avec une réduction de la production en Algérie et en Tunisie, partiellement compensée par une augmentation de la production en Espagne. La combinaison des deux contraintes dans le scénario *CST\_3* privilégie les emplacements en Europe ayant une faible empreinte au sol et une production d’électricité bas-carbone, entraînant une augmentation de la production d’hydrogène dans des pays comme la France, la Suisse, l’Autriche et la Slovaquie par rapport au scénario *ISO\_2*.

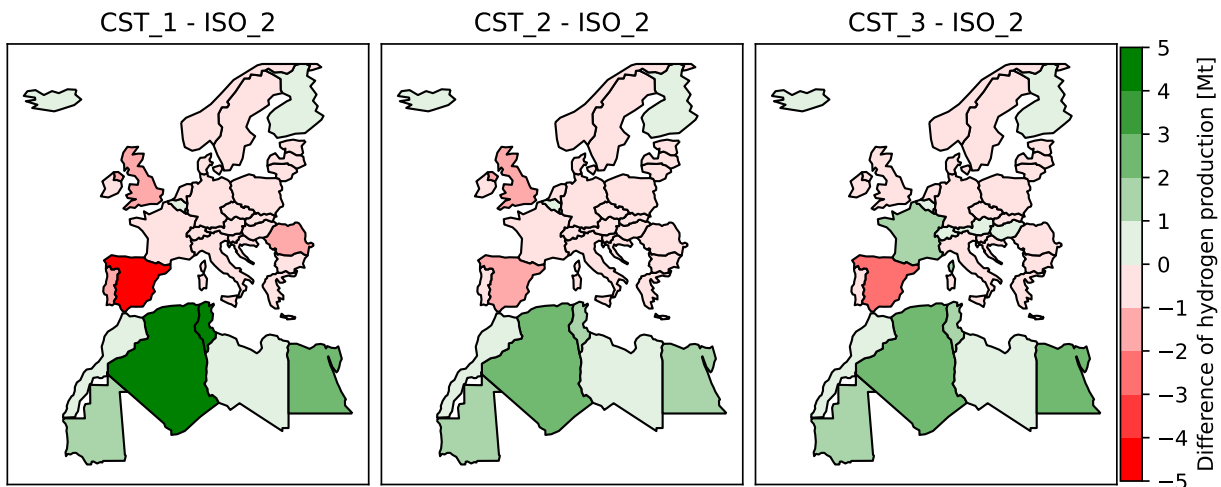


FIGURE 5.10 – Différence de production d’hydrogène entre les scénarios *CST\_1*, *CST\_2*, *CST\_3* et *ISO\_2* en 2050

#### 5.3.4 *Soutenabilité environnementale et défis financiers*

Alors que les sous-sections précédentes traitaient des aspects techniques, cette section propose d’explorer les questions de soutenabilité liées à la production d’hydrogène en se concentrant sur les défis en matière d’eau, d’émissions de GES et de coûts.

##### *Soutenabilité environnementale*

L’hydrogène vert pourrait être utilisé pour décarboner l’économie européenne, mais cette opération n’a de sens que si elle n’entraîne pas de nouvelles émissions de GES en Afrique du Nord. L’UE examine de près le contenu carbone de l’hydrogène qu’elle importe. En plus de définir l’électricité renouvelable, elle a introduit le concept d’additionnalité pour s’assurer que la production d’hydrogène est liée au développement de nouvelles capacités EnR (COMMISSION et ENERGY 2023). Bien que ce mécanisme vise à garantir que l’origine de l’hydrogène soit renouvelable, il pourrait indirectement freiner la décarbonation du système électrique nord-africain par rapport à un scénario sans échange d’hydrogène.

Le système électrique nord-africain fait face à deux défis : augmenter la production tout en réduisant la part des fossiles dans le mix énergétique (IRENA 2023b). Les pays d’Afrique du Nord ont défini des objectifs NDC pour réduire leurs émissions de GES (UNFCC 2015; UNFCC 2021a; UNFCC 2022; UNFCC 2021b; UNFCC 2021c). Une difficulté réside dans le fait que pour trois de ces pays, une partie significative des

objectifs dépend d'un soutien étranger en termes d'investissements et de technologies. Il est incertain de savoir comment la production d'hydrogène destinée à l'échange s'intégrera dans ces trajectoires de décarbonation. Si le potentiel d'installation annuelle de capacité est limité, alors les échanges d'hydrogène pourraient retarder la décarbonation de l'économie nord-africaine. Compte tenu de l'augmentation significative de la demande projetée dans les prochaines décennies (IRENA 2023b) et du rythme d'installation actuellement faible, il y aura un compromis entre la décarbonation de l'économie et l'exportation d'hydrogène vers l'Europe.

En observant les émissions cumulées en Afrique du Nord, on constate que des difficultés dans le développement des EnR dans la région ou la nécessité de produire davantage d'hydrogène pour compenser les défis liés à l'acceptation sociale en Europe entraîneraient des émissions cumulées plus élevées dans la région. Les scénarios *CST\_3*, *CST\_2* et *CST\_1* entraînent respectivement 52%, 37% et 20% d'émissions de CO<sub>2</sub> cumulées en plus par rapport au scénario *ISO\_2*. Il n'y a pas de différence significative dans les émissions cumulées de CO<sub>2</sub> dans le scénario *TRADE* par rapport au scénario *ISO\_2*, car les contraintes de développement sur les EnR ne sont pas suffisamment restrictives pour retarder la réduction des technologies basées sur les fossiles.

Par ailleurs, l'eau est un composant essentiel de la production d'hydrogène. Du fait des problèmes de rareté de l'eau en Afrique du Nord (A et al. 2024) et de leur potentielle aggravation dans le futur (IPCC 2023), il est important d'évaluer l'impact de la production d'hydrogène sur cette question dans la région. Dans ce travail, le dessalement de l'eau est proposé comme solution de mitigation à l'augmentation de la demande en eau.

D'un point de vue des coûts, et compte tenu du montant total des investissements nécessaires, le dessalement ne modifie pas de manière significative la rentabilité économique. Dans les scénarios qui permettent l'échange entre l'Europe et l'Afrique du Nord, l'investissement dans les installations de dessalement représente seulement 0,3% des investissements consacrés à la production d'hydrogène vert, incluant la production d'électricité et d'hydrogène. De plus, la demande en électricité pour le dessalement ne représente que 0,2% de la demande totale en électricité pour la production d'hydrogène. Par conséquent, le coût ne devrait pas freiner la capacité de la région à utiliser le dessalement comme solution pour produire de l'hydrogène.

D'un point de vue technique, l'installation complexifie légèrement les projets de production d'hydrogène en ajoutant des contraintes supplémentaires. Tout d'abord, elle réduit les choix en termes d'emplacement. Le dessalement nécessite de l'eau de mer pour fonctionner, et le transport de l'eau sur de longues distances n'est pas économiquement viable (WORLD BANK 2019). Cela signifie que l'hydrogène doit être produit sur la côte, et l'électricité doit y être acheminée, nécessitant le développement de lignes électriques si l'on souhaite exploiter le potentiel solaire et éolien à l'intérieur des terres.

En termes de capacité de dessalement, l'estimation des besoins pour la production d'hydrogène suggère que cela est faisable par rapport aux capacités installées actuelles

et à l'expérience acquise au cours des dernières décennies. Dans le scénario *TRADE*, le besoin en dessalement d'eau est estimé à 0,4 milliard de m<sup>3</sup> en 2050, soit environ la moitié de la capacité actuelle en Afrique du Nord (égale à 1 milliard de m<sup>3</sup> (FAO 2024)). À titre de comparaison, la capacité de dessalement actuelle de l'Arabie saoudite est de 2,1 milliards de m<sup>3</sup>/an. L'effort est conséquent, mais il peut être réparti progressivement sur trois décennies.

D'un point de vue plus organisationnel, le dessalement pourrait avoir une influence sur les communautés locales. Si les projets ont une capacité supérieure aux seuls besoins pour la production d'hydrogène, comme cela semble être le cas dans certains projets (MAURITANIA et CWP 2023), l'excédent d'eau douce pourrait être utilisé pour l'agriculture.

De plus, bien que le dessalement puisse contribuer à la réduction des émissions de GES en facilitant la production d'hydrogène vert, d'autres impacts environnementaux doivent être abordés (PANAGOPOULOS et HARALAMBOUS 2020). Tout d'abord, le dessalement peut entraîner une pollution atmosphérique et contribuer au changement climatique si son énergie provient de combustibles fossiles, bien que cet impact puisse être atténué en utilisant de l'électricité renouvelable. Il existe également des préoccupations concernant les produits chimiques utilisés dans le processus de dessalement et, plus particulièrement, l'impact du rejet de saumure, qui peut affecter les écosystèmes marins.

### *Défis financiers*

Le tableau 5.11 illustre la répartition géographique des coûts, mettant en évidence les disparités financières associées à l'échange d'hydrogène. La comparaison entre les scénarios *TRADE* et *ISO\_2* souligne les impacts financiers variés pour les deux régions. Tout d'abord, il existe un intérêt économique global pour l'échange d'hydrogène pour les deux régions prises dans leur ensemble. Le scénario *TRADE* est 1% moins coûteux que le scénario *ISO\_2*. Néanmoins, cette information générique masque des disparités régionales. Plus précisément, le coût supplémentaire des exportations d'hydrogène en provenance de l'Afrique du Nord dans le scénario *TRADE* entraîne une augmentation de coût de 23% par rapport au scénario *ISO\_2*. En revanche, le coût additionnel supporté par l'Europe dans le scénario *ISO\_2* est limité à 2,9% par rapport au scénario *TRADE*. Plusieurs études (DELOITTE 2023; UNION et EGYPT 2022; IEA 2023b; SWEERTS, LONGA et van der ZWAAN 2019) ont souligné les obstacles financiers associés aux investissements en Afrique. Les données du tableau 5.11 montrent un besoin reconnu d'aide externe via des mécanismes ciblés (UNION et EGYPT 2022), tels que les contrats d'achat d'électricité (COMMISSION et ENERGY 2023), pour faciliter ces développements.

L'impact sur l'Afrique du Nord varie selon les scénarios. Le scénario *CST\_1* augmente les coûts de 30% par rapport au scénario *ISO\_2* en raison de l'installation supplémentaire d'EnR par rapport au scénario *TRADE*. À l'inverse, le scénario *CST\_2*

TABLE 5.11 – Différence relative des coûts totaux actualisés entre les scénarios

Différence relative des coûts totaux actualisés entre les scénarios <i>ISO_2</i> et les autres scénarios. <i>ISO_2</i> prit comme référence	Europe	Afrique du Nord	Both regions
<i>TRADE</i>	-2.90%	21.39%	-1.04%
<i>CST_1</i>	-1.87%	30.00%	0.57%
<i>CST_2</i>	-1.92%	15.61%	-0.58%
<i>CST_3</i>	-0.19%	21.18%	1.44%

réduit l'effort financier à 21% par rapport à *ISO\_2*. Le scénario *CST\_3* est le plus coûteux, avec un coût total actualisé supérieur de 1,4% par rapport à *ISO\_2*.

La figure 5.11 montre les différences de coûts relatifs entre les scénarios *TRADE* et les scénarios contraints par rapport au scénario *ISO\_2*. La carte illustre l'ampleur de l'effort requis pour chaque pays. Notamment, l'effort d'investissement est particulièrement important pour certains pays d'Afrique du Nord, comme la Mauritanie, où les coûts totaux actualisés plus que doublent dans tous les scénarios.

### 5.3.5 Limites

Cette étude comporte certaines limites abordées dans cette section pour leur impact potentiel sur les résultats. Une limitation notable est la représentation simplifiée de l'infrastructure de transport d'hydrogène, où les réseaux d'hydrogène au sein des pays et les coûts d'investissement associés ne sont pas modélisés. Cette simplification néglige divers aspects et processus de prise de décision liés à l'infrastructure de transport. En reconnaissant la diversité des options de transport disponibles, il devient évident que le choix de développer un type d'infrastructure plutôt qu'un autre pourrait entraîner des variations considérables dans le schéma de transport.

Les projections mondiales de la demande future en hydrogène fluctuent (IEA 2022b ; IEA 2023c). Pour cette analyse, les projections de demande en hydrogène de (ENTSO-E 2022c) ont été choisies et peuvent être considérées comme conservatrices pour deux raisons. Premièrement, la demande projetée pour l'Europe est plus faible et se manifeste plus tardivement que l'objectif de l'UE pour 2030, qui est de 20 Mt de production domestique et d'importations. Dans ce chapitre, la demande totale d'hydrogène en Europe atteint environ 20 Mt d'ici 2040. Par conséquent, les projections de demande peuvent être jugées conservatrices. Compte tenu des défis décrits dans la section précédente, adopter des scénarios de demande en hydrogène plus ambitieux augmenterait considérablement l'ampleur des efforts requis.

Pour cette analyse, des proxys ont été utilisés afin d'exprimer l'impact des défis de mise en œuvre sur ce qui pourrait être un optimum technique idéal. Toutefois, il est probable que les implications sociales des scénarios de production massive d'hy-

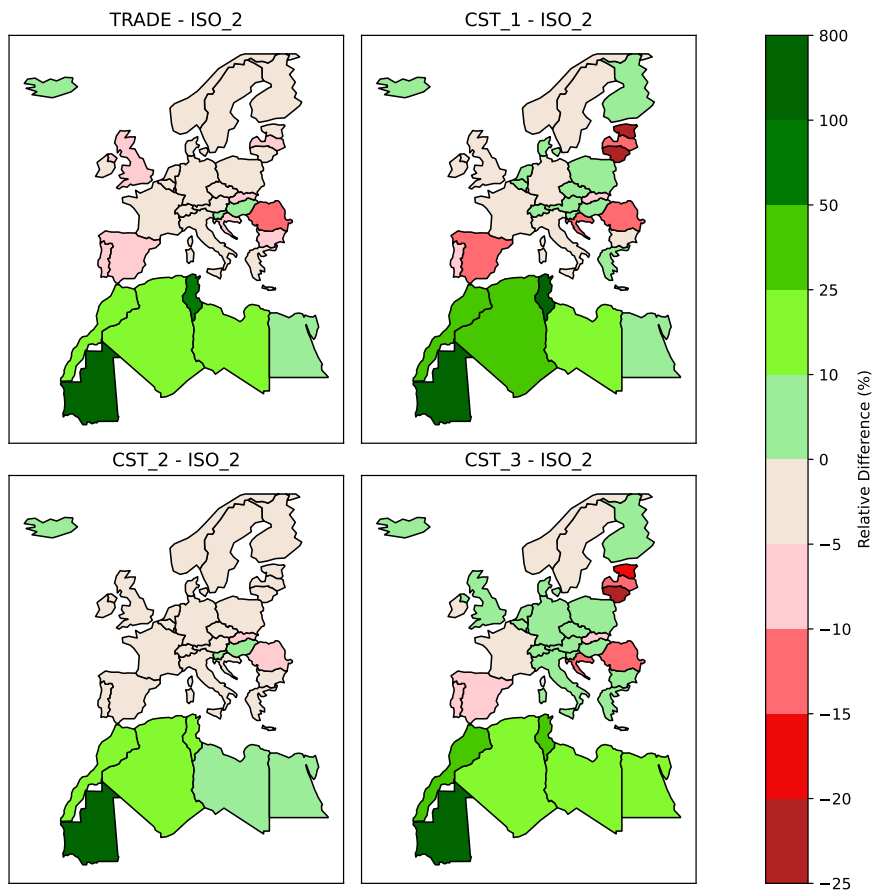


FIGURE 5.11 – Différence relative de coût entre les scénarios variants et le scénario *ISO\_2*

drogène et des infrastructures associées seront plus importantes que le proxy utilisé dans cette étude. L'analyse pourrait être améliorée avec un éventail plus large de mesures indépendantes permettant de favoriser l'acceptation sociale. Le défi pour une analyse systémique réside dans la capacité à couvrir l'ensemble des technologies de production d'électricité et d'hydrogène.

#### 5.4 CONCLUSION

Cette étude examine les implications de l'échange d'hydrogène entre l'Afrique du Nord et l'Europe, en se concentrant sur les conditions et les défis liés à la production et au transport. Elle utilise un modèle d'optimisation long terme qui représente les deux régions à l'échelle nationale. Le modèle calcule les solutions minimisant le coût en fonction des différentes possibilités d'échange et de la demande en hydrogène. De plus, l'étude prend en compte l'impact des défis liés à l'installation de capacités EnR, tels que l'acceptation sociale limitée en Europe et les rythmes d'installation plus lents en Afrique du Nord. Elle complète l'état de l'art en modélisant explicitement chaque pays et en analysant des conditions d'échange moins idéales.

Les résultats indiquent une logique économique pour l'échange d'hydrogène entre les deux régions, ce qui pourrait réduire l'effort requis pour l'Europe en matière de production d'électricité renouvelable supplémentaire. Cependant, les demandes projetées en hydrogène nécessitent l'installation de capacités EnR substantielles dans les deux régions, ce qui pourrait être entravé par deux principaux défis : l'acceptation sociale limitée des renouvelables en Europe et des difficultés techniques en Afrique du Nord pour augmenter les capacités nécessaires. Il est toujours possible de répondre à la demande en hydrogène dans des scénarios avec des contraintes sur l'empreinte au sol et des rythmes d'installation moins importants, mais cela exige des investissements plus élevés et une répartition géographique différente de la production d'hydrogène. Les considérations environnementales et économiques sont également cruciales, en particulier pour l'Afrique du Nord, qui doit gérer une demande domestique croissante tout en décarbonant ses systèmes électriques, un objectif pouvant entrer en concurrence avec la production d'hydrogène. La répartition des coûts suggère que les besoins d'investissement en Afrique du Nord sont substantiels par rapport aux capacités d'investissement actuelles et pourraient nécessiter un soutien externe pour garantir l'installation des capacités EnR.



## EXPLORATION DE LA JUSTICE ÉNERGÉTIQUE DANS LE CONTEXTE DE DÉCARBONATION DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

---

### 6.1 INTRODUCTION

L'UE s'est engagée à atteindre la neutralité carbone d'ici 2050 (COMMISSION EUROPÉENNE 2019). Cet objectif implique une décarbonation importante du système énergétique, avec un développement massif des EnR parallèlement au démantèlement des technologies à base de combustibles fossiles (PARLIAMENT 2018). Bien que la loi établisse un objectif temporel, les systèmes énergétiques disposent de diverses voies de transition, qui dépendent des préférences des parties prenantes (COMMISSION) et al. 2018). L'éventail des décisions possibles inclut l'utilisation de technologies controversées comme le nucléaire et le CCS ainsi que les EnR variables PV et éolien. Ainsi, de nombreux chemins peuvent être envisagés, permettant d'intégrer les choix et aspirations des citoyens, par exemple en tenant compte des dimensions de justice et d'équité.

#### 6.1.1 Justice énergétique

Le concept de justice énergétique permet d'établir les lieux où les injustices émergent, les catégories de la société affectées ainsi que les moyens permettant de les réduire selon la définition donnée par (JENKINS et al. 2016). Appréhender la transition énergétique grâce à cette notion permet d'enrichir les travaux de prospective. Les enjeux de justice ne sont pas tout à fait nouveaux pour la production d'électricité en France, par exemple la péréquation tarifaire fait que tous les consommateurs paient l'électricité au même prix sur l'ensemble du territoire, ce qui renvoie à la notion de prix juste. Toutefois, la mention ainsi que l'analyse de scénarios de transition à partir de ce concept sont récents.

(JENKINS et al. 2016) distingue trois composantes en lien avec la justice énergétique : distributive, procédurale et reconnaissance. Dans le contexte de l'énergie, la partie distributive s'intéresse à la répartition des bénéfices et des nuisances. La partie reconnaissance (*recognition*) porte sur l'identification des catégories de personnes ignorées, comme la participation à la définition de termes comme NIMBY (*Not In My Backyard*) dont l'usage est déconseillé par les chercheurs car devenu une caricature des opposants. L'aspect procédural porte sur l'étude du déroulement de la prise de décision, comme la mise en place de comités de consultation.

En France, le concept de justice énergétique émerge dans les travaux de prospective liés à l'énergie. Dans un contexte de tensions autour de nouveaux projets d'infrastructure énergétique traduisant un défaut d'acceptation sociale, la nécessité d'améliorer l'équité énergétique paraît cruciale pour atteindre les objectifs de développement des [EnR](#). Dans l'étude *Futurs énergétiques 2050* de RTE (RTE 2022a), la partie *Analyse sociétale* occupe 55 pages sur les 992 pages, soit environ 5% du rapport complet. Le document s'articule en trois parties avec d'abord les enjeux liés aux changements des modes de vie et de la sobriété avec la répartition des efforts. Ensuite, les enjeux liés à l'acceptation sociale des infrastructures et qui rejoignent les enjeux de distribution de la justice énergétique. La troisième partie est liée à la flexibilité des usages. L'approche de l'ADEME dans l'étude *Transition(s) 2050* est un peu différente du fait du cadrage plus large. Trois feuillets de plusieurs dizaines de pages chacun explorent des thèmes en lien avec la justice énergétique. Les feuillets *Modes de vie* et *Territoires* s'intéressent aux conditions de faisabilité des différents scénarios en mettant l'accent sur les aspects de gouvernance et de déclinaison des objectifs de l'échelon national à l'échelon local. Le feuillet *Effets distributifs entre différents types de ménages* s'intéresse aux enjeux d'inégalités en lien avec l'énergie avec une approche d'économiste. Les travaux du [SGPE](#) sont plus succincts sur la justice énergétique. On trouve dans (S. g. à l. p. [ÉCOLOGIQUE 2023](#)) la mention d'équité républicaine qui reste un peu floue. La nature plus opérationnelle et politique des travaux du [SGPE](#) est peut-être une des raisons de la moindre importance donnée à cet enjeu que dans les autres documents.

#### 6.1.2 Justice énergétique dans le cadre des modèles énergétiques

Comme le note en titre de la revue de littérature (VÅGERÖ et ZEYRINGER 2023) « *Can we optimize for justice?* », l'intégration de la justice dans les modèles d'optimisation n'est pas immédiate. Prendre en compte la justice énergétique dans les modèles est moins immédiat que dans le cas des questions en lien avec l'énergie ou l'environnement. La notion de justice énergétique est peut-être un peu moins intuitive. Elle nécessite de s'approprier ainsi que de traduire sous forme mathématique la justice énergétique afin de la prendre en compte dans les modèles. En effet, ces concepts autour de la justice énergétique sont relativement récents et proviennent des sciences sociales avec des revues spécialisées comme *Energy Research & Social Science*.

Quantifier ce qui est juste est délicat et le formalisme de l'optimisation sous contrainte restreint le champ de possibles. Il est soit possible d'intégrer des coûts établis grâce à une méthode de valorisation permettant de traduire des phénomènes en une valeur qui modifie la définition de la fonction objectif. L'autre possibilité est de modifier la formulation des contraintes et des variables. Une première contribution des systèmes énergétiques aux travaux portant sur la justice énergétique est de fournir une expertise complémentaire aux sciences sociales en évaluant la faisabilité technique ainsi que les coûts des systèmes tels que les communautés énergétiques ou les systèmes distribués

qui sont mis en avant pour améliorer la justice. L'étape suivante consiste à aller plus loin en essayant de proposer des nouvelles formulations des modèles énergétiques. Ce chapitre de thèse propose une première contribution dans ce sens en utilisant la décentralisation pour étudier la prise en compte de la justice énergétique avec TIMES. Ce travail renvoie à la dimension distributive de la justice. Un autre axe de développement sur la combinaison de la modélisation et de la justice énergétique est en lien avec la justice procédurale et s'intéresse à la production de la connaissance en élargissant les consultations à des experts hors du champ des modèles énergétiques, en conduisant des sondages.

Parmi les études portant sur la justice distributive, la notion d'équité dans le cadre de l'énergie est centrale. Elle renvoie selon le contexte à une production ou une consommation d'électricité juste. La définition de ce qui est équitable est une notion normative contenant un jugement de valeur. (SASSE et TRUTNEVYTE 2019) donne trois composantes pour l'équité représentées dans la figure 6.1. La composante temporelle renvoie à des notions telles que l'équité intergénérationnelle, c-à-d comment les efforts/bénéfices sont répartis dans le temps. Des exemples sont les efforts de décarbonation ou la gestion des déchets nucléaires. Les composantes spatiales ou sociétales renvoient à l'équité intragénérationnelle. L'équité dans l'espace s'intéresse à la répartition au sein et entre les pays des conséquences de la production d'énergie comme les infrastructures mais également les investissements, emplois et pollutions. L'équité dans la société renvoie à la répartition selon les catégories comme par exemple le revenu. La définition de l'équité varie selon le principe retenu. Les principaux sont l'égalitarisme, la capacité, la responsabilité et l'efficacité-coût (*cost-efficiency*) (HÖHNE, den ELZEN et ESCALANTE 2014). L'égalitarisme consiste à allouer de manière égale à chaque membre de la société les coûts et bénéfices liés à l'énergie dans le temps et dans l'espace. L'équité selon la capacité implique que ce qui est équitable est une répartition prenant en compte les moyens financiers à payer des surcoûts. Par exemple, les régions ayant les plus hauts revenus doivent payer plus pour installer des technologies bas carbone selon le principe de capacité. Le principe de responsabilité prend en compte le passé, par exemple dans le cas des émissions de GES, pour attribuer les efforts de manière équitable. L'efficacité des coûts, vision utilitariste, n'est pas un principe d'équité en tant que tel. Les modèles d'optimisation reposent sur la minimisation des coûts : la solution la moins chère est retenue. Dans cette configuration, les aspects d'équité ne sont pas pris en compte, un scénario basé sur l'efficacité-coût permet de construire une référence permettant de comparer les gains en équité dans d'autres scénarios. L'utilisation de l'équité pour analyser les scénarios de transition du système électrique n'est pas simple car la notion de ce qui est juste varie selon les acteurs et les éléments à répartir. Par exemple en France, pour une technologie centralisée comme le nucléaire, la désirabilité varie grandement selon les groupes d'acteurs et l'activité sur la chaîne énergétique. Par exemple, les élus de la région Normandie voient le nucléaire comme un vecteur de développement avec des emplois et investissements à la

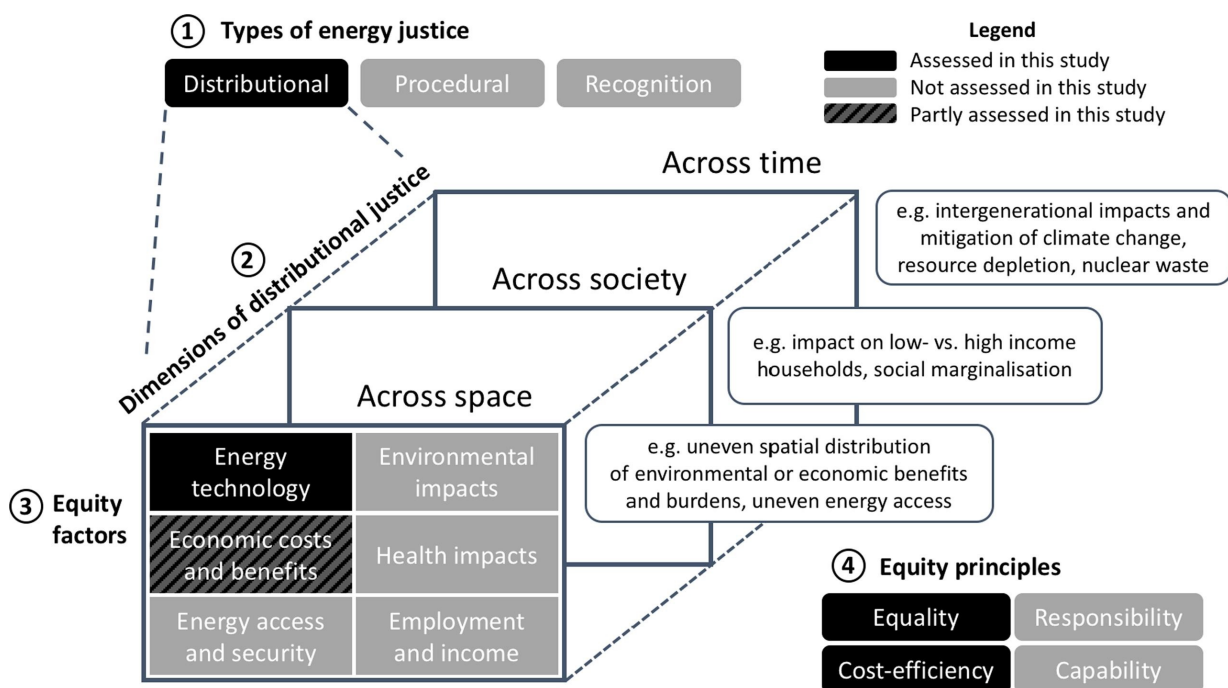


FIGURE 6.1 – Illustration des composantes de la justice énergétique proposée par (SASSE et TRUTNEVYTE 2019). Source : (SASSE et TRUTNEVYTE 2019), Licence : Reprinted from (SASSE et TRUTNEVYTE 2019) with permission from Elsevier (Licence number : 5971340704211)

clé (FRANCE3 2023; ECHOS 2023) alors que l’enfouissement des déchets à Bure suscite la désapprobation des riverains et des opposants au nucléaire (FRANCEINFO 2023).

La décentralisation peut participer à l’amélioration de l’équité liée à la production d’électricité. Un développement du système électrique tend à concentrer les moyens de production dans les régions permettant de produire le moins cher. Or cette répartition n’est pas forcément en adéquation avec celle de la population sur le territoire. Ainsi, certaines zones se retrouvent à supporter les nuisances liées à la production de manière plus importante que ce qu’elles consomment. De plus, le développement de projets locaux avec des moyens de production de petites tailles peut favoriser l’émergence de communautés énergétiques locales où les consommateurs s’approprient la production d’électricité. On trouve parfois le terme de *prosumer*, mot-valise composé de *producer* et *consumer*. Ces comportements peuvent avoir des effets bénéfiques sur les dimensions procédurales de la justice énergétique. Si les études en sciences sociales mettent l’accent sur les gains en matière de justice énergétique de ce type de développement du réseau, il convient de vérifier la faisabilité technique de la généralisation à grande échelle de ce type de système électrique à haut niveau de décentralisation. Les modèles énergétiques peuvent contribuer à l’évaluation de ces systèmes électriques décentralisés en apportant une manière de prendre en compte les contraintes techniques.

Parmi la variété d'évolution possible du système électrique, on peut distinguer deux cas extrêmes avec d'abord un scénario centralisé qui mise encore sur les projets de grandes capacités avec des centrales nucléaires, éoliennes en mer et parcs photovoltaïques de grandes tailles, le tout lié par des interconnexions entre les pays autorisant les échanges d'électricité. Ce type de développement favorise l'efficacité et les coûts faibles. À l'opposé, un développement décentralisé avec l'accent sur l'éolien terrestre de petite taille, le PV sur les toitures ou la production locale est favorisée par rapport aux importations d'autres pays. Ce type de développement favorise l'équité. Entre ces deux cas, il existe des scénarios intermédiaires avec des niveaux différents de décentralisation permettant de combiner les avantages des deux systèmes.

### 6.1.3 *Emploi et justice énergétique*

Parmi les effets distributifs en lien avec le système énergétique, le sujet des emplois, parfois sous le nom de *green jobs*, occupe une place importante (BALTA-OZKAN, WATSON et MOCCA 2015 ; GARVEY et al. 2022). Les emplois font partie des bénéfices liés à la production d'électricité. Ils sont source d'investissement et peuvent participer à l'activité économique. La décarbonation de la production d'électricité va modifier la nature des emplois ainsi que leur distribution spatiale ce qui peut créer à l'échelon régional des gagnants et des perdants. Par exemple, les régions en Europe ayant des emplois liés à la production de charbon vont connaître des désinvestissements et des pertes d'emplois ce qui peut les amener à freiner la sortie du charbon. À l'opposé, des régions ayant un potentiel important pour l'installation d'éoliennes en mer peuvent chercher à développer leur activité économique avec l'implantation d'usines de fabrication d'éoliennes et de structures navales. Prendre en compte les inégalités à partir des emplois peut permettre de mieux anticiper les réticences de certains et corriger les disparités en termes de pertes et de gains. La décarbonation va également modifier la nature des emplois avec leur répartition dans le temps mais également les qualifications. Ce qui soulève des enjeux de politiques publiques en matière d'enseignement et de formation. Dès lors, la question de la répartition géographique équitable se pose et rejoint les aspects distributifs.

La question des emplois en lien avec l'énergie a gagné en importance ces dernières années. Dès 2012, l'[International Renewable Energy Agency \(IRENA\)](#) publie un rapport sur l'emploi (IRENA 2012) qui est actualisé tous les ans jusqu'à aujourd'hui (IRENA et ILO 2024). L'[AIE](#) propose également des analyses avec des rapports annuels dédiés (IEA 2024c) depuis 2022. Côté français, l'ADEME dans le feuilleton *Les effets macroéconomiques* de (ADEME 2021) fait une estimation de l'évolution des emplois totaux par secteur pour les quatre scénarios par rapport à un scénario tendanciel. *Futurs énergétiques 2050* (RTE 2021) de RTE ne contient pas de quantification par scénario mais le terme « emploi » apparaît 40 fois dans l'étude (RTE 2021). Les auteurs

insistent sur l'importance tant au niveau des hypothèses de scénario qu'aux effets des politiques énergétiques sur l'emploi.

En Europe, les projections de (RAM, AGHAHOSSEINI et BREYER 2020) indiquent une augmentation totale du nombre d'emplois créés à l'horizon 2050. Les emplois liés à la production du combustible diminuent alors que les emplois liés aux opérations et à la maintenance vont significativement augmenter. Cela aura un impact sur la répartition géographique car les emplois de maintenance ne sont pas facilement délocalisables. Les emplois liés à la fabrication et à l'installation connaissent une augmentation pour accompagner le développement des EnR puis une légère diminution à l'approche de 2050.

#### 6.1.4 *Justice énergétique dans les chapitres précédents*

Même si l'intérêt pour la question de la justice énergétique dans les modèles énergétiques traitée de manière explicite est récent, il est intéressant de noter que cet enjeu est souvent présent, même de manière implicite. Par exemple, dans les trois chapitres précédents une partie peut se ramener à cette notion de justice énergétique. Dans le chapitre 3 sur l'empreinte au sol, l'analyse porte sur l'intégration de l'empreinte au sol comme mesure de l'acceptation sociale. L'argument est que l'étalement spatial du système électrique contribue à un sentiment d'injustice avec certaines régions supportant les nuisances associées à l'empreinte au sol. Dans le chapitre 4 portant sur le couplage TIMES et ACV, la justice intervient au moment de l'attribution des limites planétaires au système étudié. Il existe plusieurs règles d'allocation possibles reposant sur des critères éthiques, la notion de ce qui est juste dépend du choix de ces critères. Il est intéressant de noter que parfois les modélisateurs préfèrent utiliser plusieurs fonctions pour ne pas choisir précisément ou que parfois leur choix soit guidé pour des raisons plus pragmatiques d'accès aux données. La justice intervient également dans le chapitre 5 portant sur les échanges d'hydrogène entre l'Afrique du Nord et l'Europe. Les deux régions ont des contextes différents en matière de revenus mais également de développement de leurs systèmes énergétiques. La question de la répartition de l'effort tant en matière de production que financier se pose et la notion de ce qui est équitable peut varier selon que l'on soit en Europe ou en Afrique du Nord.

#### 6.1.5 *Quelques études portant sur la justice énergétique dans le cadre des modèles énergétiques*

Les études combinant systèmes énergétiques et justice énergétique sont récentes et se focalisent dans la grande majorité sur les aspects distributifs dans leur dimension spatiale (VÅGERÖ et ZEYRINGER 2023). Parmi elles, certaines portent sur la décentralisation du système électrique. (THAPAR 2022) comparent des projets solaires centralisés et décentralisés en Inde, mais n'évaluent pas les effets de la décentralisation d'un point

de vue global du système. (LI, PYE et STRACHAN 2016) examinent les implications régionales pour le Royaume-Uni à travers trois scénarios différents mettant en avant des groupes de technologies spécifiques, et identifient des gagnants et des perdants en termes d'investissements. Toujours à l'échelle nationale, (SASSE et TRUTNEVYTE 2019) analysent les impacts de répartition liés à la production d'électricité en Suisse pour deux scénarios : l'un minimisant les coûts et l'autre minimisant les inégalités. Ces deux études examinent de près les effets de la décentralisation à un niveau infranational, avec des hypothèses fortes sur le commerce transfrontalier, et ne reflètent pas correctement la situation actuelle du système électrique interconnecté. L'UE prévoit de développer davantage d'interconnexions pour mieux intégrer la production des systèmes d'EnR variables et développer le marché européen de l'électricité (INTERCONNECTION 2017). Le TYNDP2022 (ENTSO-E 2022d) explore trois scénarios pour le système énergétique européen. Deux d'entre eux imitent le développement d'un système énergétique de manière centralisée ou décentralisée. Cependant, les résultats se concentrent principalement sur les coûts et les parts des EnR. De plus, le développement n'est pas entièrement optimisé, car la capacité de certaines technologies, comme le nucléaire, est fixée de manière exogène, ce qui ne reflète pas complètement le transfert de production entre technologies. (SASSE et TRUTNEVYTE 2020) examinent de près les aspects spatiaux de la production d'électricité en Europe centrale en 2035. Cette limitation de l'optimisation à une seule année est insuffisante pour intégrer les aspects techniques liés au développement des résultats. Un facteur qui freine la décentralisation est l'inertie du système énergétique. Les investissements futurs sont influencés par la structure actuelle du système, historiquement construite de manière centralisée (WOLSINK 2020). (TRÖNDLE et al. 2020) explorent des scénarios 100% renouvelable pour l'Europe avec différents niveaux de production locale. Comme (SASSE et TRUTNEVYTE 2020), la haute résolution spatiale permet d'évaluer les effets de multiples schémas de production à l'échelle continentale et régionale. Cependant, l'analyse repose sur une optimisation d'une seule année pour des raisons de faisabilité, ce qui, comme dans l'étude précédente, ne reflète pas correctement la dépendance aux investissements passés et les contraintes d'installation de capacité. De plus, l'étude ne prend pas en compte les technologies centralisées comme le nucléaire ou le CCS, qui sont essentielles pour comparer un scénario centralisé-décentralisé.

#### 6.1.6 Organisation du chapitre

Ce chapitre de thèse propose d'explorer les enjeux liés à la justice énergétique avec le modèle eTIMES-EU en prenant la décentralisation comme cas d'étude. Aujourd'hui, le système électrique tend à se décentraliser du fait du développement des EnR. Cependant, la centralisation reste forte pour plusieurs raisons. Certains pays comme la France, le Royaume-Uni ou la Pologne ont fait le choix de relancer le nucléaire. De plus, les pays ayant des façades maritimes misent sur l'éolien en mer pour produire

de l'électricité renouvelable et l'UE pousse pour le développement d'interconnexions entre les pays pour faciliter les échanges d'électricité. Au vu des montants investis et des durées de vie allant au-delà de cinquante ans, il est difficile d'imaginer à moyen terme un basculement vers un système décentralisé. Cependant, les bénéfices liés à la décentralisation pourraient être une incitation au développement de projets de petite taille pour rééquilibrer la répartition des moyens de production à l'échelle des territoires. Cela permettrait de renforcer l'acceptation sociale ainsi que la participation des citoyens dans la décarbonation du système électrique.

La nature de ce chapitre est plus exploratoire que les chapitres précédents. La modélisation permet d'évaluer les implications et les effets de la décentralisation à l'échelle du système électrique européen. Le premier objectif, classique pour les modèles énergétiques, est l'analyse technico-économique de plusieurs niveaux de décentralisation pour comprendre les aspects techniques et financiers. Le deuxième objectif est d'enrichir l'analyse avec le concept de justice énergétique en regardant les effets distributifs en matière de capacités installées mais également d'investissements et d'emplois. L'approche utilisée pour représenter et évaluer la décentralisation est la définition de scénarios avec différents portefeuilles de technologies ainsi que l'évaluation des résultats.

L'article est structuré de la manière suivante : la section 6.2 décrit la méthodologie, la section 6.3 présente les résultats et la discussion.

## 6.2 PROPOSITION DE PRISE EN COMPTE DE LA JUSTICE ÉNERGÉTIQUE À PARTIR DE LA DÉCENTRALISATION DANS TIMES

### 6.2.1 (Dé)centralisation

Le couple centralisé/décentralisé peut être utilisé pour conceptualiser la transition, où ils représentent deux visions différentes de l'avenir du système énergétique. La décentralisation est liée à la nature des EnR variables, différentes des centrales thermiques historiques. D'abord, les éoliennes et les panneaux photovoltaïques sont plus petits en taille, de l'ordre du mégawatt pour les éoliennes terrestres et de l'ordre du kilowatt pour les panneaux photovoltaïques sur les toitures, ces valeurs sont à comparer aux plusieurs centaines de mégawatts pour une tranche de centrale thermique. De plus, les EnR diffèrent par leurs implantations disséminées sur le territoire en des installations de petites tailles (e. g. quelques éoliennes) contrairement au réseau historique centralisé composé de centrales de grandes capacités ( $\simeq$  quelques gigawatts pour un site nucléaire) reliées entre elles grâce au réseau de transport composé de lignes à très haute tension.

La décentralisation ne se limite pas aux technologies mais s'applique également au déroulement de la transition, à la manière dont elle est menée (VOGEL, WINGENBACH et BAUKNECHT 2022). Historiquement, le développement du système électrique était centralisé, ce qui se caractérise par un processus décisionnel descendant, dominé par

des technocrates et des grandes entreprises énergétiques. À l'inverse, le développement décentralisé tend à privilégier des initiatives locales, où les consommateurs sont également des producteurs (WOLSINK 2020). Par exemple, en France, des structures citoyennes comme la coopérative Enercoop ou Énergie Partagée, s'organisent pour l'installation de projets EnR avec des capitaux détenus par des citoyens.

Aborder la transition grâce à des concepts tels que la transition apporte d'autres perspectives que l'optimisation des coûts. L'optimisation sous contraintes, largement utilisée dans les modélisations sur le système électrique, établit une relation d'ordre entre les chemins possibles en matière de décarbonation. En effet, la solution optimale est celle qui minimise le coût total actualisé, en d'autres termes celle qui est la moins chère. Si l'écriture de contraintes supplémentaires offre des marges de manœuvre au modélisateur, les bénéfices liés à la décentralisation sont aujourd'hui peu intégrés dans les modèles. La nouveauté des concepts associés à la décentralisation ainsi que la difficulté de les traduire sous forme mathématique expliquent probablement en partie leur faible diffusion dans les modèles.

L'évaluation de la décentralisation repose sur le modèle eTIMES-EU. Son rôle est de calculer les trajectoires de transition qui respectent les contraintes techniques liées à la production d'énergie avec différents niveaux de décentralisation. La décentralisation est traduite sous forme mathématique pour être intégrée dans le modèle. Les données produites permettent de caractériser les différentes solutions et d'explorer d'autres dimensions influencées par la décentralisation, comme la déclinaison des objectifs nationaux aux régions.

### 6.2.2 Description du modèle

La modélisation se base sur une version adaptée de eTIMES-EU afin de prendre en compte la décentralisation. Le tableau 6.1 résume les sources principales du modèle.

TABLE 6.1 – Résumé des principales données d'entrée

Données d'entrée	Source
Demandes électricité et hydrogène	(ENTSO-E 2022d)
Production et échanges électricité année de base 2016	(ENTSO-E 2019; EUROPEAN COMMISSION, DIRECTORATE-GENERAL FOR CLIMATE ACTION et al. 2016)
Coûts d'investissements, fixes et variables	EnR et batterie (NREL 2023), fossiles (IEA 2016), électrolyseurs (ENTSO-E 2022d), éolien terrestre décentralisé (McCABE et al. 2022)
Coût énergie primaire	(IEA 2022b)
Potentiels EnR	(HUNDLEBY et FREEMAN 2017; P. RUIZ et al. 2019)

### Caractérisation des process selon les catégories centralisé/décentralisé

Sur la base de la version originale du modèle, nous avons détaillé la représentation des process jouant un rôle dans la décentralisation. Le PV est catégorisée en deux

types : les installations de grandes tailles (*utility-scale*) au sol et les installations résidentielles sur les toits, qui se distinguent par leur taille typique : les installations résidentielles ont une puissance d'environ 10 kW, tandis que les installations de grande taille atteignent 100 MW. Ces deux types sont différenciés dans le modèle en fonction des coûts, des facteurs de capacité et de la tension de sortie. Les hypothèses de coûts reposent sur (NREL 2023). La différence de coûts se situe principalement au niveau de l'installation, le prix des cellules photovoltaïques varie peu entre les deux technologies. Le *Balance of system* (BOS), c-à-d coûts d'installation autres que les panneaux, est deux fois plus élevé pour le PV sur les toits que le PV au sol.

L'énergie éolienne est divisée en trois catégories : éolien terrestre, éolien terrestre décentralisé et éolien en mer. La figure 6.2 représente les deux types d'éolien. Les éoliennes terrestres et en mer sont considérées comme des technologies centralisées. L'éolien terrestre décentralisé fait référence aux petites éoliennes d'une puissance de 20 kW. Son intégration dans le modèle diffère de celle de l'éolien terrestre par ses coûts. Le coût d'investissement pour l'éolien terrestre décentralisé est plus élevé en raison de coûts des turbines et de coûts d'installation plus élevés. Les principales caractéristiques de l'éolien décentralisé sont basées sur (McCabe et al. 2022). La taille typique d'une éolienne comprend une hauteur de moyeu de 35 m et un diamètre de rotor de 13 m. Les estimations de coûts donnent des turbines décentralisées deux fois plus chères par unité de puissance que les turbines centralisées. L'écart est encore plus élevé pour le *Balance of system* (BOS), c-à-d les coûts d'installation hors turbine comme le terrassement. Le BOS est plus de trois fois supérieur pour le décentralisé par rapport au centralisé.

Les technologies basées sur la biomasse sont essentielles en matière de décentralisation. Elles fournissent plusieurs services au réseau : des émissions négatives lorsqu'elles sont équipées avec du CCS (BECCS), des émissions de GES faibles pour le système lorsque les centrales thermiques fonctionnent au bois, ainsi que la production de biogaz et de chaleur à faible émission de carbone avec la cogénération (CHP).

(ENTSO-E 2022d) souligne l'importance de l'hydrogène dans le futur système énergétique, car il peut connecter différents secteurs et offrir de la flexibilité pour l'exploitation avec stockage. En plus de décarboner des processus industriels comme la production d'acier, l'hydrogène peut être utilisé pour mieux intégrer les EnR variables dans le système électrique. L'hydrogène est produit par électrolyse lorsque l'électricité est en excès. À l'inverse, l'hydrogène peut équilibrer le système lorsque les centrales thermiques fonctionnent avec du méthane produit à partir de l'hydrogène, ou utiliser directement l'hydrogène (IEA 2019). L'hydrogène peut également stocker de grandes quantités d'énergie pendant de longues périodes. En plus de la production d'électricité, l'hydrogène peut être utilisé avec des systèmes de cogénération à hydrogène ou du gaz naturel de synthèse dans le secteur du chauffage. Le modèle peut produire de l'hydrogène par électrolyse, gazéification de la biomasse et le SMR avec ou sans CCS. Il peut également importer de l'hydrogène en provenance de l'extérieur de l'Eu-



(a) Photographie éolienne modèle Siemens Gamesa SG6.6-155 représentative de l'éolien terrestre, Source : Windkraftfan SH [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Siemens\\_Gamesa\\_SG6.6-155\\_wind\\_turbine\\_in\\_Nortorf\\_\(Wilstermarsch\)1.jpg](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Siemens_Gamesa_SG6.6-155_wind_turbine_in_Nortorf_(Wilstermarsch)1.jpg), Licence : CC-BY-SA-4.0

(b) Photographie modèle Excel 15 de la marque Bergey prise comme source pour les caractéristiques techniques de l'éolien terrestre décentralisé, Source : <https://www.bergey.com/wp-content/uploads/The-Excel-15-Story.pdf>, Licence : autorisation Michael Bergey

FIGURE 6.2 – Photographie de modèles d'éolienne considérée comme centralisée à gauche et décentralisée à droite

rope. L'hydrogène peut ensuite être stocké, consommé directement dans des piles à hydrogène, ou injecté dans le réseau de gaz.

Les batteries peuvent être utilisées pour équilibrer le système et permettre une intégration plus importante des **EnR** variables. Le stockage dans les stations de pompage est également inclus, mais le potentiel pour l'installation de nouvelles capacités reste limité en Europe.

### *Réseau électrique*

L'augmentation de la part des **EnR** variables dans la production totale aura un impact sur le fonctionnement du réseau (ENTSO-E 2023 ; IEA et RTE 2021). Historiquement, le réseau centralisé comprenait un nombre limité d'unités de production à haute capacité, reliées à des centres de production par des lignes de transmission à haute tension. Une grande partie de la production était générée par des centrales thermiques, qui étaient des technologies bien établies avec des comportements connus. L'augmentation de l'installation des **EnR** variables, qui, en plus de leurs différentes propriétés techniques, tendent à être plus petites et dispersées, rend leur intégration dans le réseau difficile pour les gestionnaires de réseau.

Un plus grand nombre de petites unités de production connectées au réseau de distribution ou au réseau de transmission complique la tâche des gestionnaires de réseau pour évaluer l'état actuel de la production, rendant ainsi l'équilibre entre la production et la consommation plus complexe. Cette complexité peut être atténuée par de meilleures prévisions de production des **EnR** variables, basées sur des prévisions météorologiques. Une flexibilité accrue est également nécessaire pour compenser les variations de production. Cette flexibilité était auparavant fournie par des centrales de pointe hydroélectriques ou basées sur des combustibles fossiles. La mise hors service des centrales basées sur les fossiles, afin d'atteindre les objectifs de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, signifie qu'il sera difficile de s'appuyer sur elles à l'avenir. La flexibilité peut être apportée par des centrales thermiques alimentées par de la biomasse, du biogaz ou du méthane produit par méthanation. Les batteries et la réponse à la demande (DSR), qui consiste à réduire temporairement la demande d'électricité, peuvent également apporter de la flexibilité à la demande.

Une part croissante d'**EnR** variables dans le mix modifie les propriétés physiques du système électrique. Le principe fondamental du fonctionnement du réseau est de maintenir la fréquence à 50 Hz. Les unités de production d'électricité sont synchronisées et produisent de l'électricité à la même fréquence. L'inertie est une grandeur physique qui caractérise la capacité du système à encaisser une variation de fréquence. Plus l'inertie est grande, plus le temps de réaction autorisé pour revenir à la fréquence de référence après un écart est long. Cependant, la réduction du nombre de technologies synchrones basées sur des masses tournantes, comme dans les centrales thermiques, diminue l'inertie. Cela nécessite une surveillance plus étroite du réseau et un temps de réaction plus court.

Plusieurs solutions sont disponibles pour gérer ces problèmes. La flexibilité peut être assurée par un volume plus élevé de réponse à la demande. Les centrales thermiques de pointe peuvent fournir au réseau à la fois de l'inertie et de la flexibilité. Les **EnR** variables peuvent apporter de l'inertie au réseau lorsqu'elles sont équipées d'onduleurs (*grid-forming*). Les batteries peuvent offrir plusieurs services au système en plus du stockage. Elles fournissent de la flexibilité, un équilibrage de la fréquence et un contrôle de la tension. L'inertie peut également être fournie par des dispositifs dédiés comme les condensateurs synchrones. L'objectif principal de ces technologies n'est pas la production d'électricité, mais d'assurer la stabilité du système. Elles peuvent faire l'objet d'un plan de financement analogue à celui des réserves de capacité.

Dans le cadre du système électrique, le temps caractéristique de ces phénomènes se compte en secondes. Par conséquent, les modèles long terme comme TIMES sont mal conçus pour reproduire ces phénomènes avec précision. Cependant, nous proposons de prendre en compte les défis de l'intégration des **EnR** variables en utilisant comme données d'entrée pour la rédaction de contraintes les résultats d'un modèle plus détaillé, mieux conçu pour traiter ce phénomène qui se joue à une échelle de temps courte.

L'ENTSO-E fixe des valeurs minimales de capacité pour le stockage, la flexibilité et les interconnexions, elles sont considérées comme des contraintes dans notre modèle. Les valeurs minimales de capacité pour le stockage et les unités de production thermiques de pointe en 2040 sont fixées en se basant sur les données (ENTSO-E 2022b). Ces exigences minimales contribuent à la stabilité du réseau. Nous avons utilisé les données relatives aux besoins d'interconnexion pour intégrer dans le modèle les capacités susceptibles de se développer en 2030 et 2040. De plus, une contrainte pour l'installation de nouvelles capacités d'**EnR** variables permet de prendre en compte les modifications du réseau (e. g. onduleurs *grid-forming*) nécessaires à l'intégration de ces technologies. Le modèle peut payer un coût supplémentaire ou installer des batteries qui fournissent des services au système en plus du stockage d'électricité.

### *Demande électrique endogène*

L'électricité bas carbone peut servir à décarboner d'autres secteurs/usages tels que l'industrie, le transport ou le chauffage. Ces opportunités de réduction des émissions de **GES** impliquent une augmentation de la demande d'électricité (ENTSO-E 2022d) et un renforcement du couplage entre le système électrique et le reste du système énergétique. Des applications telles que le *Power-to-Gas-to-Power*, le *vehicle-to-grid*, la production d'hydrogène et l'installation de pompes à chaleur relient les secteurs de l'électricité et du gaz, créant de nouvelles opportunités de stockage et de flexibilité, ce qui a un impact sur le dimensionnement du système électrique.

La demande en hydrogène repose sur (ENTSO-E 2022d) afin de garantir que la production d'hydrogène puisse décarboner des activités qui ne peuvent pas être facilement décarbonées. L'hydrogène peut être produit avec les technologies décrites dans la



FIGURE 6.3 – Illustration de la méthode utilisée par (RAM, AGHAHOSSEINI et BREYER 2020). Source : (RAM, AGHAHOSSEINI et BREYER 2020), Licence : Reprinted from (RAM, AGHAHOSSEINI et BREYER 2020) with permission from Elsevier (Licence number : 5973520907351)

section 6.2.2. Le modèle comprend une possibilité d'importer de l'hydrogène à un prix défini par (ENTSO-E 2022d), pour garantir la faisabilité mathématique du problème.

### Modélisation de la création d'emplois

Une version simplifiée de la méthodologie proposée par (RAM, AGHAHOSSEINI et BREYER 2020) a été mise en œuvre. La création totale d'emplois est définie comme la somme des emplois liés à la fabrication, à la construction et à l'installation, à l'exploitation et à la maintenance, ainsi qu'aux activités liées aux combustibles. Des facteurs d'emploi, proportionnels à la capacité installée et au combustible consommé, sont appliqués pour suivre la création d'emplois au fil du temps aux différentes étapes des technologies de production. La figure 6.3 donne une illustration de la méthode de calcul de la création d'emplois.

### 6.2.3 Répartition régionale des objectifs de capacité nationaux

Les effets distributifs s'appliquent à différentes échelles géographiques. Le modèle couvre les pays européens, ce qui gomme les effets à l'échelle infranationale. Cette sous-section propose une approche simplifiée pour répartir les capacités françaises aux différentes régions afin d'illustrer la multiplicité des enjeux de la justice énergétique en fonction des échelles géographiques. C'est une première étape avant un modèle ayant une représentation spatiale plus élevée.

La méthode consiste à extrapoler les capacités installées en 2016 à l'horizon 2050. En se basant sur les capacités installées en 2016 (ODRE 2022), la part de la capacité totale du pays a été calculée pour chaque région. Ensuite, pour l'année 2050, les capacités françaises fournies par le modèle ont été réparties en fonction des parts régionales. Nous avons fait une exception pour l'éolien en mer, réparti entre les régions en fonction de leur potentiel par rapport au potentiel national. La délimitation des régions suit la nomenclature NUTS 1. Cette méthode d'allocation simplifiée permet de prendre en compte les différences dans les facteurs de disponibilité.

### 6.2.4 Scénarios

L'effet de la décentralisation est pris en compte à travers des scénarios présentant différents niveaux de contraintes sur la production centralisée. En partant d'un scénario sans contrainte, nous calculons 21 scénarios où la production centralisée maximale est progressivement limitée par incréments de 5%. Le dernier scénario est entièrement décentralisé. Cette méthode généralise des études comme (ENTSO-E 2022d), qui couvrent un scénario centralisé et un scénario décentralisé. Elle permet d'examiner tous les états intermédiaires où une combinaison de production (dé)centralisée pourrait être préférée. Le tableau 6.2 indique la nature (dé)centralisée de chaque technologie. Les technologies centralisées incluent les grandes centrales thermiques comme le nucléaire et le charbon, ainsi que les EnR de grandes tailles comme l'éolien en mer et les centrales photovoltaïques à grande échelle. Les technologies décentralisées incluent les petites installations comme la cogénération (CHP), les turbines à gaz (OCGT), les piles à combustible, l'éolien terrestre décentralisé à petite échelle, et les panneaux photovoltaïques sur les toits. La contrainte est exprimée pour 2050 comme la part maximale de la production d'électricité provenant des technologies centralisées par rapport à la demande totale. Cette contrainte est définie pour chaque pays et s'étend à toutes les périodes par interpolation linéaire entre la contrainte de 2050 et la production de 2020. En plus de contraindre la production centralisée, il existe une contrainte sur les échanges d'électricité au niveau des interconnexions. Pour chaque pays, une part maximale de la demande totale d'électricité pouvant être importée est fixée. Ce pourcentage est égal à la production d'électricité centralisée maximale autorisée. Il n'y a pas de contrainte sur les échanges lorsque la production centralisée n'est pas limitée, et les

échanges ne sont pas autorisés dans le cas entièrement décentralisé. Cette contrainte oblige le modèle à fournir une certaine part de production nationale. Elle est établie afin d’explorer l’effet de la localisation de la production, qui est un facteur important dans l’équité énergétique (GARVEY et al. 2022).

TABLE 6.2 – Aperçu des technologies (dé)centralisées

Centralisée	Décentralisée
Nucléaire	CHP gaz, fioul, biomasse
CCGT	OCGT
Charbon	pile à combustible
Éolien en mer	TAC et IGCC biomasse
Éolien terrestre	Éolien terrestre décentralisé
PV utility-scale	PV toiture
CCS (CCGT et biomasse)	Energie marine
	Batterie

### 6.3 RÉSULTATS ET DISCUSSION

Cette section explore les conséquences et les implications d’une part croissante de la production d’électricité décentralisée dans le mix global. Elle est divisée en deux parties principales : la section 6.3.1 propose une analyse technico-économique, tandis que la section 6.3.2 se concentre sur les aspects en lien avec la justice énergétique.

#### 6.3.1 Analyse technico-économique

*La décentralisation de la production implique davantage d’investissements et un recours croissant à l’hydrogène*

La figure 6.4 montre l’évolution du mix de production en 2050 lorsque la part de la production d’électricité décentralisée augmente. L’axe des ordonnées rouge à droite du graphique indique la différence relative du coût total actualisé par rapport au scénario non contraint. Ce graphique doit être lu de gauche à droite pour comprendre l’effet du renforcement de la contrainte de décentralisation. Le premier scénario à gauche est sans contrainte, tandis que celui à droite est le scénario entièrement décentralisé. Dans le reste de l’article, nous nous y référons respectivement comme scénarios *Centralized* et *Decentralized*. Pour les scénarios intermédiaires, appelés *Centralized \_XX%*, le suffixe *\_XX%* désigne la part maximale de production centralisée.

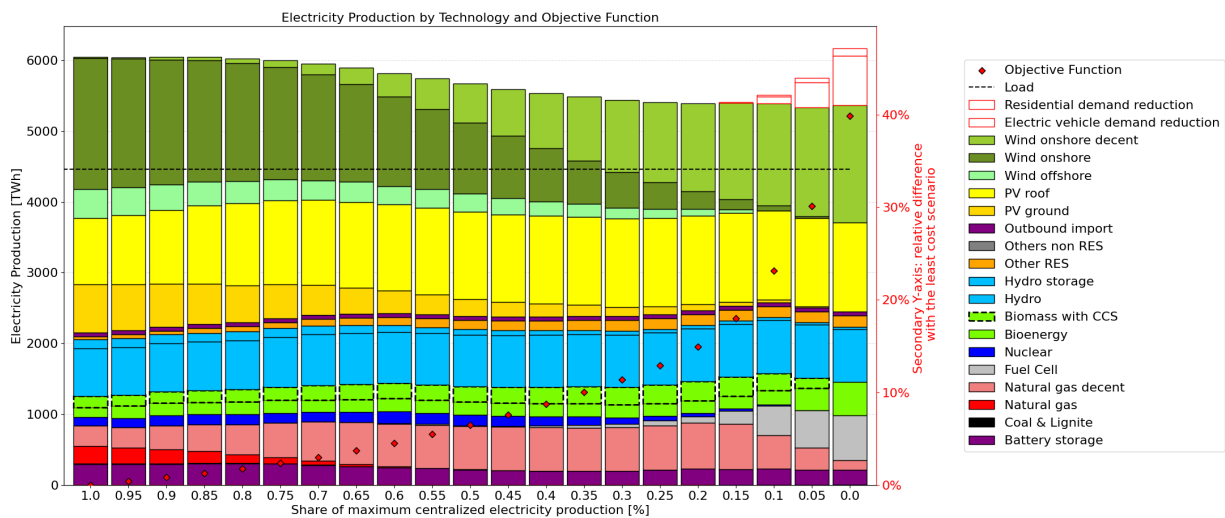


FIGURE 6.4 – Mix de production pour tous les scénarios. Les ordonnées à gauche donnent la production d'électricité, Les ordonnées à droite donnent la différence relative de la fonction objectif avec le scénario centralisé

On peut observer que même lorsque la production centralisée n'est pas limitée, il y a une part significative d'EnR variables dans le mix total. Le PV et l'éolien représentent plus de la moitié de la production totale. Selon notre système de classification, seuls le PV sur les toits et la cogénération (CHP) sont qualifiés de décentralisés, ce qui est en quelque sorte arbitraire. Cela signifie que le modèle considère le système électrique comme fortement centralisé, alors qu'en réalité, une technologie comme l'éolien terrestre représente un tiers de la production. Les hypothèses technico-économiques liées à l'éolien terrestre correspondent à de grands parcs éoliens.

À droite, nous pouvons observer la première tendance majeure. La première action du modèle pour décentraliser la production consiste à privilégier le PV toiture plutôt que le PV au sol en 2050. Globalement, la part du PV dans la production reste relativement constante. La deuxième tendance commence lorsque la production centralisée maximale atteint 85%. L'éolien terrestre décentralisé est alors favorisé par rapport à l'éolien terrestre centralisé. De manière moins marquée, la part du PV au sol et de l'éolien en mer diminue progressivement à mesure que la contrainte de décentralisation se renforce. La production nucléaire reste stable jusqu'au scénario *Centralized* \_50%. Simultanément, le modèle réduit la part des technologies centralisées alimentées au gaz naturel, remplacées par des turbines à gaz décentralisées et la cogénération (CHP). La troisième et dernière étape se situe à droite du graphique et correspond au moment où la contrainte de décentralisation atteint la limite des contraintes techniques liées à la décentralisation. Les piles à combustible sont rapidement déployées pour la production de chaleur et d'électricité en parallèle avec une réduction de la demande.

La figure 6.5 montre la production d'hydrogène par technologie en 2050. La consommation d'hydrogène reste stable jusqu'au scénario *Centralized* \_20%, puis elle augmente rapidement pour produire du méthane décarboné destiné à la cogénération (CHP), aux piles à combustible et aux turbines à gaz. Cette augmentation est significative, avec une consommation qui double approximativement entre les scénarios *Centralized* et *Decentralized*. L'hydrogène provient principalement des importations, de l'électrolyse et de la gazéification de la biomasse, entraînant des émissions négatives de CO<sub>2</sub>. Les importations d'hydrogène augmentent progressivement à mesure que la contrainte se resserre, reflétant une hausse du prix de l'électricité en raison de la décentralisation. Il devient alors plus rentable d'importer de l'hydrogène plutôt que de produire de l'électricité pour l'électrolyse.

L'augmentation massive de la production d'hydrogène souligne les difficultés à construire un système électrique entièrement décentralisé. La réduction de l'utilisation de technologies centralisées bas carbone accroît la dépendance à l'hydrogène, ce qui pose problème à plusieurs niveaux. D'abord, l'augmentation de l'utilisation des électrolyseurs accroît la demande en électricité, déjà difficile à satisfaire. Ensuite, la dépendance aux importations pour environ la moitié de la demande en hydrogène crée de nouvelles dépendances et va à l'encontre de l'ambition d'une plus grande équité lorsque cet hydrogène est produit en dehors de l'Europe. Dans l'ensemble, la décentralisation du système électrique nécessite davantage d'hydrogène pour son fonctionnement. Cela doit être mis en perspective avec d'autres usages de l'hydrogène, pour lesquels il n'existe pas de substitut qui pourrait être prioritaire. Dès lors se pose la question de ce qui est juste selon la partie prenante considérée. Le chapitre 5 étudie les implications des exportations d'hydrogène pour l'Afrique du Nord. Les importations ont un impact sur les pays exportateurs et peuvent remettre en question la notion d'équité avec un report des contraintes sur d'autres pays.

#### *Comparaison des coûts*

La figure 6.4 présente la différence relative du coût total actualisé pour chaque scénario par rapport au scénario sans contrainte. La courbe des coûts est représentée par des losanges rouges, avec une échelle sur l'axe des ordonnées à droite. La différence de coût relative atteint un maximum d'environ 40% dans le scénario entièrement décentralisé. La différence relative augmente à mesure que la contrainte de décentralisation se renforce. La courbe des coûts peut être divisée en trois parties avec une pente croissante de gauche à droite.

Dans un premier temps, la différence de coût augmente progressivement. Ensuite, une augmentation de la pente se produit lorsque le modèle commence à installer de l'éolien terrestre décentralisé, qui est nettement plus coûteux que l'éolien terrestre centralisé. Enfin, un second changement de pente survient avec l'apparition des imports virtuels dans le scénario *Centralized* \_15%. Ces imports virtuels sont également plus coûteux que toutes les autres technologies produisant de l'électricité.

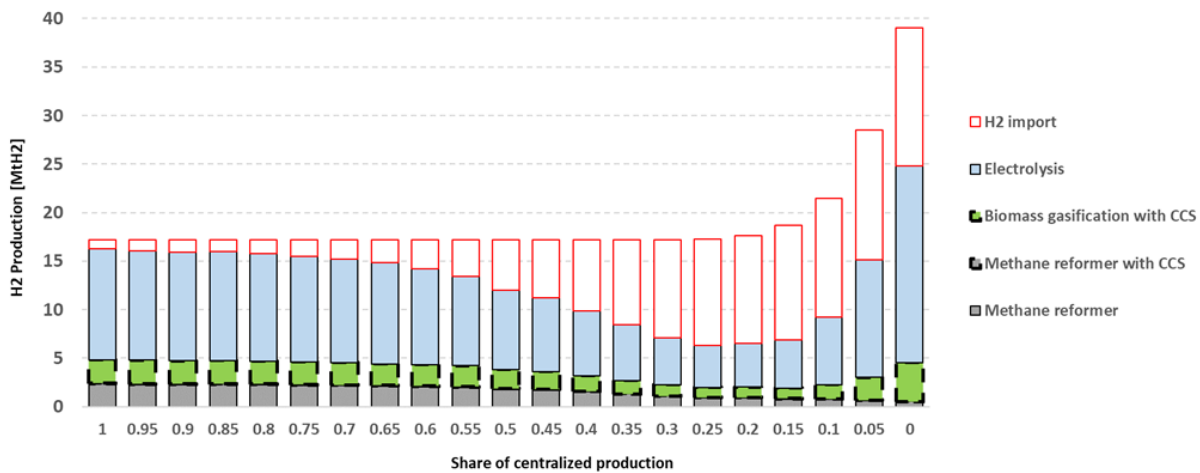


FIGURE 6.5 – Production d’hydrogène par technologie en 2050

De manière plus générale, la contrainte de décentralisation réduit la possibilité pour le modèle de choisir des technologies centralisées moins coûteuses. Le PV sur les toits est plus cher que le PV au sol, et l’éolien terrestre décentralisé est plus coûteux que l’éolien terrestre et en mer. Réduire la part du nucléaire et des centrales à gaz naturel centralisées, pour les remplacer par des unités de production décentralisées de plus petite échelle, augmente également les coûts.

Une différence de coût relative de 40% implique une augmentation significative des investissements globaux dans le système électrique. Dans ce contexte, la méthode exposée ici permet d’évaluer les coûts des scénarios intermédiaires avec différents niveaux de décentralisation. Par exemple, le scénario avec 25% de production centralisée présente un coût relatif de 15%. Ces augmentations de coûts doivent être mises en perspective avec d’autres aspects, tels que la création d’emplois et l’équité, qui sont pris en compte au niveau politique pour les décisions concernant l’avenir du système électrique.

### 6.3.2 Aspects distributifs de la décentralisation

L’analyse technico-économique ne permet pas de saisir pleinement la différence entre les systèmes électriques centralisés et décentralisés. Des aspects tels que la création d’emplois et une production d’électricité répartie géographiquement de manière homogène peuvent constituer des arguments en faveur de la décentralisation.

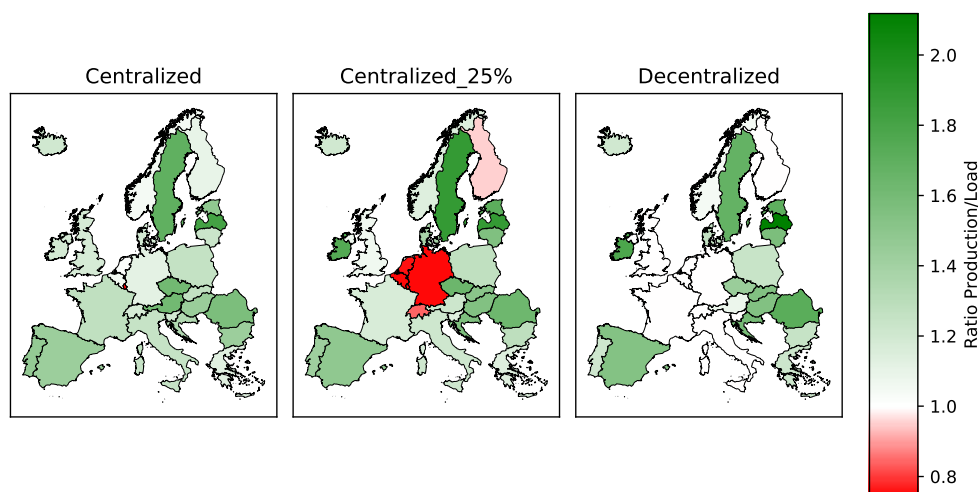


FIGURE 6.6 – Rapport entre production et charge pour les scénarios *Centralized*, *Centralized\_25%* et *Centralized* en 2050

#### Répartition géographique de la production et des capacités installées

La décentralisation affecte la répartition géographique de la production. Les petites unités de production d'électricité sont réparties de manière plus homogène dans un système électrique décentralisé. Cela implique que les pays produisent une plus grande part de ce qu'ils consomment. Bien que cela favorise l'équité en permettant aux pays de supporter les nuisances liées aux infrastructures, telles que les impacts visuels, une plus grande contribution à la production nationale d'électricité peut avoir des effets économiques positifs, tels que la création d'emplois. On peut imaginer des régions accepter une production d'électricité supérieure à leur consommation dans l'optique de bénéficier des avantages économiques.

La figure 6.6 présente, pour chaque pays, le ratio entre la production nationale et la demande en 2050 pour les scénarios *Centralized*, *Centralized\_25%*, et *Centralized*. À l'exception du Luxembourg, tous les pays produisent légèrement plus que leur demande en électricité. Ce surplus est utilisé pour l'électrolyse. Le ratio varie entre les pays. Des pays comme l'Espagne, le Portugal et la Suède produisent proportionnellement plus que d'autres, soit pour exporter, soit pour produire de l'hydrogène. Cette situation illustre que le système dispose d'une marge de manœuvre pour son fonctionnement. Les pays produisant une électricité bon marché et bas carbone peuvent exporter vers des pays moins bien dotés, sans nécessairement tenir compte de qui supporte la charge de la production électrique.

Dans le scénario *Decentralized*, la contrainte oblige chaque pays à produire tout ce qu'il consomme, tout en permettant des échanges d'électricité pour assurer l'équilibre. Les trois plus grands consommateurs, la France, l'Allemagne et le Royaume-Uni,

parviennent à produire l'équivalent de leur demande, mais sans marge. Les pays situés aux extrémités géographiques de l'Europe produisent alors plus que leur consommation pour contribuer partiellement à l'électrolyse en vue de la production d'hydrogène.

Le scénario *Centralized \_25%* illustre la répartition inégale des potentiels de production décentralisée entre les pays. Les pays moins bien dotés que leurs voisins importent entre 10 et 20% de leur demande. L'utilisation des interconnexions est cruciale dans le cadre de la décentralisation, car elles permettent de relocaliser la production vers d'autres pays. En d'autres termes, les pays européens dépendent de leurs voisins, et les décisions nationales d'un pays sont influencées par les choix de leurs voisins, et réciproquement. Une décentralisation totale dans chaque pays nécessite des investissements supplémentaires et une conception spécifique du système électrique.

L'examen des scénarios intermédiaires suggère que cette contrainte de production nationale éloigne la solution du cas le moins cher. Dans le scénario *Centralized \_25%*, la contrainte permet à chaque pays d'importer jusqu'à 25% de sa demande. Cette configuration commence à atteindre les limites de la modélisation. Le déséquilibre entre la demande et la production nationale est plus important dans le scénario *Centralized \_25%* que dans le scénario *Centralized*.

La figure 6.7 montre les différences de capacité entre les scénarios *Decentralized* et *Centralized*. La décentralisation affecte les pays et les technologies de manière différente. Selon le point de vue des acteurs, ces changements peuvent être perçus comme des opportunités ou des modifications à éviter. Par exemple, la contrainte de décentralisation élimine la contribution de l'éolien en mer à la production totale, ce qui signifie que des pays comme le Royaume-Uni, les Pays-Bas, l'Allemagne et la France, qui comptaient sur cette technologie dans le scénario *Centralized*, se retrouvent avec un déficit de capacité installée. De même, la contrainte sur le nucléaire dans le scénario *Decentralized* crée une différence de 33 GW dans les capacités installées de technologies nucléaires et fossiles pour la France.

Cela suggère que les pays ne sont pas toujours enclins à la décentralisation s'ils comptent sur des technologies bas carbone comme l'éolien en mer et le nucléaire. Ces pays peuvent préférer développer un système électrique axé sur l'exportation de grands volumes d'électricité et freiner une tendance globale vers la décentralisation. Cela se reflète dans la figure 6.7, où les pays peuvent opter pour des stratégies différentes en fonction de leurs priorités. Un pays peut privilégier de réduire les coûts et les revenus issus des échanges avec un système plus centralisé, tandis que son voisin peut choisir de renforcer l'équité avec un système plus décentralisé et importer 5 à 10% de sa demande.

#### *Impact de la décentralisation sur la création d'emplois*

La figure 6.8a montre la création d'emplois cumulés sur la période 2020-2050 par technologie dans les scénarios *Centralized*, *Decentralized* et *Centralized \_25%*. On observe une augmentation de la création d'emplois avec la décentralisation, tirée majoritaire-

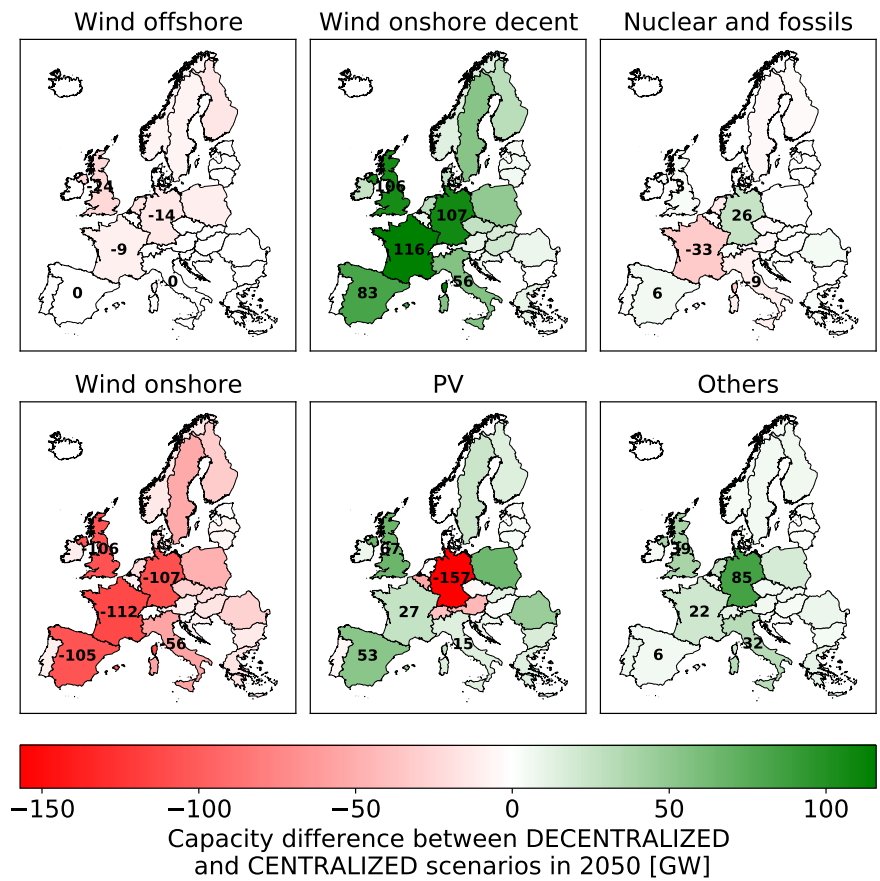


FIGURE 6.7 – Différence de capacité installée par technologie en 2050 entre les scénarios *Centralized* et *Decentralized*. La couleur rouge/vert indique que le scénario *Decentralized* a moins/plus de capacités installées que le scénario *Centralized*

ment par la part plus importante d'EnR dans le mix de production. La baisse des emplois liés aux fossiles et au nucléaire dans les scénarios décentralisés par rapport au scénario *Centralized* est faible comparée à la création des emplois liés aux EnR.

La figure 6.8b donne la répartition par type d'emplois. La comparaison des trois scénarios indique que les emplois générés par la décentralisation sont majoritairement des emplois liés à l'installation et aux opérations des moyens de production.

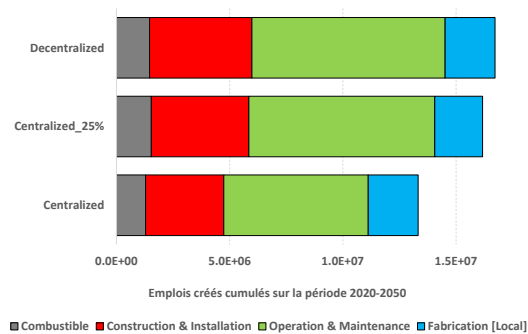
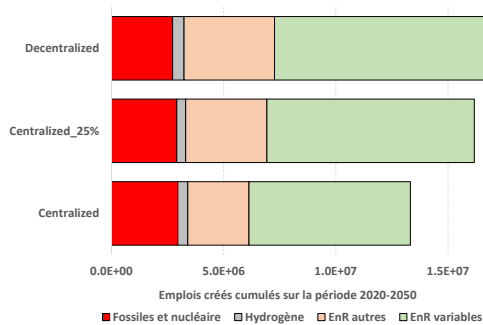
Les implications de la décentralisation sur l'emploi sont multiples. La décentralisation est génératrice d'emplois en grande majorité dans les EnR, la légère baisse dans les moyens de production conventionnels par rapport à un développement centralisé est largement compensée par la création d'emplois liés aux EnR. Cela signifie également qu'un développement centralisé aura une faible influence sur la baisse des emplois dans le secteur des fossiles en 2050 en comparaison de 2020. Les projections de (RAM, AGHAHOSSEINI et BREYER 2020) pour l'Europe indiquent une baisse importante des emplois imposée par la décarbonation. Cela a des répercussions sur les compétences qui nécessitent à la fois des reconversions pour accompagner les pertes d'emplois dans les fossiles mais également la formation initiale pour accompagner la croissance des renouvelables. Sur le plan de l'équité, les emplois liés aux EnR décentralisées sont locaux ce qui tend à réduire les inégalités avec quelques régions qui accaparent de grandes quantités d'emplois. Les emplois liés à la construction et à la maintenance sont non-délocalisables contrairement aux emplois liés à la fabrication pouvant être concentrés dans quelques usines. Dès lors, on peut imaginer l'émergence de tensions entre différents acteurs ayant des visions différentes en matière de développement de filière. Certains pays ou entreprises peuvent miser sur des EnR centralisées avec la création de filières d'exports en particulier sur l'éolien en mer qui impliqueraient des répartitions spatiales inégales en matière d'emploi.

L'augmentation des emplois qui, du point de vue des retombées économiques, peut être vue comme un bénéfice, doit être comparée aux surcoûts (section 6.3.1 liés à la décentralisation).

#### *Enjeux à l'échelle subnationale : le cas de la France*

La figure 6.9 montre la capacité totale installée en 2016 et 2050 pour trois scénarios. La tendance générale indique que la décarbonation de la production d'électricité impliquera une augmentation considérable des capacités installées. Cela signifie que les objectifs nationaux devront être mis en œuvre à l'échelle régionale pour garantir que toutes les infrastructures seront construites. Cela nécessite la coordination de divers acteurs allant des bureaux d'ingénierie aux équipes de maintenance. Globalement, les scénarios décentralisés tendent à afficher des capacités installées plus importantes par région que les scénarios centralisés. Cette différence est particulièrement marquée dans le sud de la France, avec une capacité supplémentaire d'environ 10%.

La différence entre un développement centralisé et décentralisé réside davantage dans le type d'acteur et la taille typique des projets que dans le niveau de capacité



(a) Création d'emplois annuelle pour trois scénarios sélectionnés

(b) Répartition des emplois par catégorie

installée. Les grandes entreprises énergétiques jouent un rôle majeur dans un système électrique centralisé. Les centrales nucléaires et les parcs éoliens en mer nécessitent des compétences spécifiques que les petites entreprises ne possèdent pas.

À l'inverse, le grand nombre de petits sites de production, tels que les installations photovoltaïques sur les toits ou les éoliennes décentralisées, implique que les petites entreprises sont formées pour s'occuper de ces installations. Les aspects d'équité liés à la production d'énergie restent pertinents à l'échelle régionale et doivent être pris en compte. Dans cette règle d'allocation simplifiée, qui reproduit la répartition actuelle des capacités, les régions du sud avec un fort potentiel photovoltaïque ont des capacités installées beaucoup plus importantes que les régions du nord-ouest. Cela tend à privilégier l'efficacité au détriment d'une répartition homogène des infrastructures.

### 6.3.3 Analyse de sensibilité des coûts et de la durée de vie des EnR variables

Cette section compare les résultats avec des simulations ayant un coût des EnR variables plus faible et une durée de vie des EnR variables plus longue que dans les simulations principales. Les valeurs des scénarios variantes proviennent de (ENTSO-E 2022d). Ces scénarios variantes sont plus optimistes quant à la réduction des coûts et à l'allongement de la durée de vie des EnR variables. Le tableau 6.3 montre la différence relative de la fonction objectif entre les scénarios principaux et les variantes. La différence de coût relative de la fonction objectif est inférieure d'environ 5% dans tous les scénarios.

L'écart de coût entre les scénarios principaux et les variantes avec coûts EnR bas est invariant par rapport à la contrainte de décentralisation. Cela signifie que les résultats restent stables avec le changement de coût et de durée de vie des EnR variables. La différence de coût relative entre les scénarios *Centralized* et *Decentralized* reste égale-

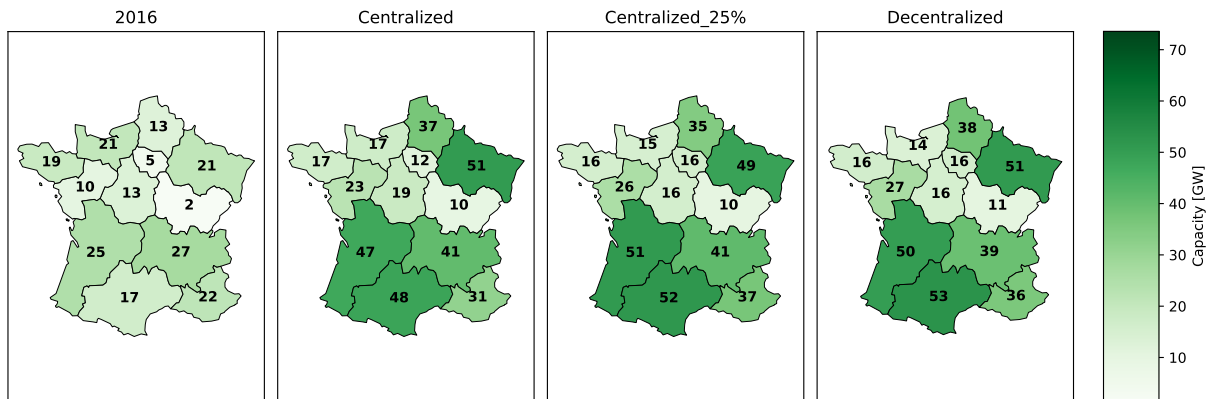


FIGURE 6.9 – Allocation simplifiée des capacités totales selon la répartition 2016 et le potentiel éolien en mer pour la France. Les chiffres sur les régions sont les valeurs de capacité

TABLE 6.3 – Différence relative de fonction objective entre les scénarios principaux et les variantes avec des coûts pour les EnR variables inférieurs et des durées de vie plus longues

Scénario	Différence relative fonction objective (%)
<i>Centralized</i>	5.00
<i>Centralized _25%</i>	5.60
<i>Centralized _50%</i>	5.40
<i>Centralized _75%</i>	5.00
<i>Centralized _100%</i>	4.40

ment à 40% dans les scénarios variantes. L'évolution des parts des technologies dans la production d'électricité européenne en 2050 sous la contrainte de décentralisation ne change pas significativement dans les scénarios variantes par rapport aux scénarios principaux. L'exception est le nucléaire, qui a une part plus réduite en 2050 dans les scénarios variantes.

#### 6.3.4 *Limites*

Cette étude présente quelques limites. Premièrement, les réseaux de transmission nationaux, qui jouent un rôle important dans l'intégration de l'éolien et du PV (FRYSZTACKI et al. 2021), ne sont pas modélisés. La part des technologies décentralisées peut influencer le nombre de connexions et créer des congestions, augmentant ainsi les coûts. La modélisation actuelle met davantage l'accent sur la dimension temporelle, car elle couvre la période 2016-2050. Ce choix se fait au détriment de l'agrégation spatiale afin de garantir des temps de calcul raisonnables.

Deuxièmement, l'étude ne va pas jusqu'à envisager un système de production d'électricité entièrement distribué. Le scénario entièrement décentralisé, qui atteint les limites du modèle, inclut encore un réseau de transmission et la possibilité pour les pays d'échanger de l'électricité. En pratique, la transition vers un système d'énergie distribué impliquerait un changement radical dans la planification et l'exploitation du système électrique, avec de nombreux actifs échoués dans le réseau de transmission et les technologies de production.

## 6.4 CONCLUSION

Ce chapitre explore les enjeux liés à la justice énergétique à partir d'un modèle TIMES à travers l'exemple de la décentralisation de la production d'électricité en Europe. Les concepts récents de justice et d'équité énergétique permettent d'enrichir l'analyse technico-économique en prenant en compte de nouveaux aspects, tels que la répartition géographique des emplois et des capacités. Parmi les scénarios envisageables pour l'avenir du système électrique, on distingue deux paradigmes principaux : le développement centralisé, qui privilégie l'efficacité en termes de coûts, et le développement décentralisé, qui favorise une répartition plus équitable de la production et des emplois, mais à un coût plus élevé. Ainsi, un arbitrage entre coût et équité se dessine. Ce travail permet de quantifier, dans le cas du système électrique européen, les surcoûts liés à la décentralisation ainsi que les bénéfices en matière de répartition géographique des capacités.

L'utilisation des aspects de justice énergétique se concentre sur les dimensions distributives, qui ne représentent qu'une partie de cette notion. Il s'agit d'une première étape, facilitée par la possibilité de les intégrer aisément dans le modèle. Cependant, il serait intéressant d'élargir l'analyse à d'autres dimensions, notamment en impliquant

davantage les parties prenantes dans le processus d'élaboration des scénarios ou en utilisant des données issues de sondages.



## CONCLUSION GÉNÉRALE

---

Ce travail de thèse vise à contribuer à l'éclairage des enjeux liés à la production d'électricité en Europe dans le contexte de l'atteinte de la décarbonation. En complément des études prospectives s'appuyant sur des modèles de plus en plus détaillés des aspects techniques, l'objectif est de prendre du recul et d'approfondir des thèmes encore peu explorés ou limités à des analyses qualitatives. Chacun de ces sujets repose sur un effort de modélisation, avec une intégration dans le modèle eTIMES-EU.

La justification pour aller au-delà de l'analyse technico-économique des scénarios de décarbonation repose dans l'accumulation croissante de travaux sur ces sujets. La question centrale de cette thèse est : « Comment garantir un approvisionnement en électricité à la fois soutenable sur le plan environnemental et socialement acceptable dans le cadre de l'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050 en Europe? ». Cette question est explorée à travers quatre thèmes liés à la production d'électricité, en commençant par la prise en compte de l'empreinte au sol du système électrique et la justice énergétique.

Les enjeux relatifs à la soutenabilité environnementale sont abordés grâce au couplage des outils d'ACV et des modèles énergétiques, ainsi qu'à l'utilisation de la notion de capacité de charge, en lien avec le concept des limites planétaires, pour établir une mesure de la soutenabilité absolue. Le chapitre consacré à la production d'hydrogène vert en Afrique du Nord se situe à l'intersection de ces deux thèmes, en examinant ses implications à l'échelle de deux régions. Pour chacun de ces chapitres, l'analyse repose sur l'utilisation d'un modèle permettant d'évaluer les enjeux de manière quantitative.

### 7.1 CONTRIBUTIONS

Le chapitre 3 s'intéresse à l'acceptation sociale en lien avec la production d'électricité à travers la prise en compte de l'empreinte au sol. Les projections montrent qu'un développement non contraint pourrait entraîner une multiplication par quatre de l'empreinte du système électrique notamment du fait du développement massif de l'éolien terrestre et du PV au sol. L'analyse montre qu'il existe des solutions pour contenir l'étalement mais nécessite de s'appuyer sur des technologies bas-carbone à faible empreinte au sol comme le nucléaire, l'éolien en mer ou les centrales thermiques équipées de CCS. Le développement de ces technologies parfois également controversées, est à mettre en regard avec les gains en matière de réduction de l'étalement. Au-delà de ces choix technologiques, ce chapitre montre l'impact de la nature connectée du système électrique sur ce type de considération. Le potentiel pour les technologies bas

carbone à faible empreinte n'est pas uniformément réparti à l'échelle de l'Europe ce qui soulève des difficultés en matière de répartition de l'effort en lien avec la production d'électricité mais également le comportement de certains pays en matière de stratégie industrielle. Certains peuvent décider de continuer dans le développement d'infrastructures à forte empreinte au sol si leurs territoires le permettent alors que d'autres pousseront au développement de technologies à faible empreinte dans une logique de développement de filières industrielles.

Le chapitre 4 portant sur la soutenabilité environnementale confirme la pertinence du couplage entre les méthodes d'ACV et les modèles énergétiques pour analyser de manière plus globale les enjeux de soutenabilité environnementale. L'utilisation des limites planétaires permet dans le cadre des systèmes énergétiques de chercher des solutions qui tendent vers des systèmes absolument soutenables. Un premier résultat encourageant est que la réduction des émissions de GES associées à la production d'électricité améliore de nombreuses catégories environnementales majoritairement du fait de la réduction de la part des fossiles. Toutefois, il ressort que le seul objectif de neutralité carbone est insuffisant pour atteindre un système électrique européen absolument soutenable au sens des limites planétaires allouées avec les règles usuelles. Avec au premier plan, le changement climatique, qui doit être pris en compte en matière de budget avec des actions importantes devant être prises rapidement pour réduire les émissions en début d'horizon. De plus, se pose la question de la répartition entre les secteurs économiques. Le cas le plus ambitieux en matière de soutenabilité environnementale contribue à environ 20% au maximum pour les catégories ayant les moins bonnes performances. L'espace restant peut être attribué à d'autres secteurs. L'analyse montre également que la sobriété est un moyen de réduire la pression environnementale et doit être mise en balance avec les gains potentiels liés à l'électrification. Le choix de règles de comptabilité des impacts en production ou en empreinte peut apporter une complexité supplémentaire concernant la répartition des efforts au niveau des pays.

Le chapitre 5 portant sur les possibilités d'échanges d'hydrogène vert entre l'Afrique du Nord et l'Europe, du fait de son caractère plus récent dans les sujets en lien avec la planification du système énergétique, combine à la fois des éléments plus classiques liés aux analyses technico-économiques mais aborde également les questions environnementales avec la ressource en eau et les émissions de GES ainsi que les aspects sociaux avec les enjeux liés au développement des EnR en Europe. L'analyse repose sur l'utilisation d'un modèle combinant à la fois l'Europe et l'Afrique du Nord, à l'échelle des pays, et prenant en compte les trajectoires de décarbonation, ce qui est une première à notre connaissance et permet de rééquilibrer l'analyse qui se concentre souvent sur l'Europe. Les résultats confirment l'existence d'un optimum économique reposant sur des échanges importants d'hydrogène vert de l'Afrique du Nord vers l'Europe dû à la proximité géographique et aux ressources renouvelables abondantes. Toutefois, l'atteinte de cet optimum est sous conditions. D'abord, pour atteindre des

volumes d'échanges importants, le système électrique nord-africain doit développer les [EnR](#) à un rythme nettement plus soutenu que le rythme actuel tout en assurant également que l'augmentation de la demande domestique soit satisfaite ainsi que les objectifs de décarbonation. Cela suggère des actions pour l'[UE](#) qui peuvent contribuer à réduire le risque de défaut des exportations en parallèle du développement de ses propres capacités de production d'hydrogène. L'[UE](#) peut contribuer à la production d'hydrogène vert en Afrique du Nord en apportant un soutien financier et technique pour créer un environnement plus favorable et réduire le poids des investissements en Afrique du Nord et rattraper le retard d'expérience en installation des renouvelables.

Le chapitre 6 couvre les enjeux de justice énergétique dans le cadre du système électrique européen en donnant des pistes de recherche pour évaluer les actions permettant une production d'électricité plus équitable. L'analyse repose sur un cas d'étude avec la décentralisation de la production d'électricité pour améliorer l'équité. La contribution se situe à deux niveaux avec d'abord la proposition de pistes permettant d'intégrer les préférences en matière de technologie mais également les enjeux de distribution en lien avec le système électrique dans le modèle avec notamment la localisation des moyens de production ainsi que les retombées économiques sous forme d'emplois. La seconde contribution en lien avec les résultats repose sur le fait qu'il existe des marges de manœuvre pour améliorer l'équité avec des surcoûts de l'ordre de quelques pourcents. Les décisions portent sur les choix technologiques qui favorisent l'équité ainsi qu'une répartition géographique plus uniforme des moyens de production même si ce n'est pas toujours optimal en matière de facteurs de capacité. La recherche de la solution optimale tend à réduire le champ des possibles en matière de trajectoires de développement du système électrique mais il existe des possibilités pour améliorer l'équité avec la décentralisation, toutefois les scénarios de décentralisation importante restent nettement plus chers que les scénarios centralisés.

## 7.2 PERSPECTIVES

### 7.2.1 *Sujets transversaux*

Au-delà des approfondissements thématiques, des sujets de recherche transversaux permettraient d'améliorer la prise en compte des thématiques abordées dans ce travail. L'augmentation du niveau de détail spatial permettrait d'approfondir les sujets où la dimension spatiale est importante comme la considération de l'empreinte au sol avec une meilleure prise en compte des spécificités locales. La combinaison avec des outils [Système d'Information Géographique \(SIG\)](#) permettrait de gérer les contraintes liées à l'installation d'éoliennes ou de panneaux photovoltaïques ainsi que les impacts visuels. De même, un niveau de détail plus fin de la représentation spatiale permet d'observer de manière plus fine les effets distributifs. Pour les sujets portant sur le couplage modèle énergétique et [ACV](#), la représentation spatiale se joue à deux niveaux : du

modèle énergétique mais également de l'inventaire et des bases de données d'ACV. Au niveau des modèles énergétiques, un niveau de détail plus important permettrait de prendre en compte les contraintes environnementales définies de manière locale en particulier pour l'eau et les sols définies à l'échelle de bassins versants ou de biomes. Concernant l'ACV, un meilleur niveau de détail permettrait de suivre l'origine des impacts du cycle de vie.

### 7.2.2 Améliorations thématiques

Les travaux en lien avec l'empreinte au sol (ch : 3) peuvent être améliorés de plusieurs manières. La première manière se situe dans la continuité de l'analyse technico-économique avec l'approfondissement des différentes définitions d'empreinte au sol pour mieux appréhender l'impact du système électrique. Cela permettrait d'explorer les enjeux liés aux co-usages et les liens agriculture-énergie à travers la biomasse mais également l'agrivoltaïsme. Un autre axe de développement concerne les questions d'acceptation sociale et vise à intégrer des données réelles, comme la propension à payer (*willingness to pay*) issues de sondages, avec des modèles énergétiques pour évaluer l'impact potentiel d'un manque d'acceptation de certaines technologies sur le développement du système électrique. Les données issues de sondages permettraient d'explorer les effets de l'évolution de l'acceptation des infrastructures énergétiques dans le temps ainsi que les effets possibles sur les choix technologiques et la réallocation géographique de certaines infrastructures. Cette approche nécessite toutefois un accès à des données détaillées, souvent difficile à obtenir et limitées à des zones géographiques spécifiques.

Au niveau des sujets autour des limites planétaires et de l'ACV abordés dans le chapitre 4, la nouveauté du sujet ainsi que le besoin de maîtriser à la fois les modèles énergétiques et les outils d'ACV font que les sujets liant les deux n'ont pas encore beaucoup été explorés. Un axe de développement sur le sujet couplage modèle énergétique et ACV dans le cadre des limites planétaires est d'améliorer la représentation temporelle en favorisant les modèles long terme par rapport à l'optimisation sur une année, qui permet d'une part de mieux prendre en compte les aspects de budgets carbone, mais également tirer parti des développements des outils *Time-explicit LCA* (ACV à composante de temps explicite). Ces derniers permettent de prendre en compte la dimension temporelle dans le cycle de vie et se rapprochent de la structure temporelle des modèles comme TIMES avec la distinction fabrication/construction et opération. Une autre piste d'amélioration à la fois technique et conceptuelle concerne la prise en compte de plusieurs secteurs dans l'AESA. Le couplage sectoriel permettrait d'évaluer les potentielles synergies et les enjeux autour des règles d'allocation. Des secteurs, comme le transport routier, bénéficient déjà d'une représentation suffisante dans les modèles énergétiques et les inventaires d'ACV et pourraient être étudiés en premier lieu. A contrario, le secteur de l'agriculture qui a un poids important dans

le dépassement des limites planétaires (CAMPBELL et al. 2017) reste plus difficile à intégrer dans les modèles énergétiques et nécessite des modules spécifiques tels que *GLOBIOM* (KREY et al. 2020) ou *MAgPIE* (DIETRICH et al. 2020) utilisés dans le cadre des IAM. Regarder les liens énergie/agriculture permettrait de pousser l'analyse à la fois en améliorant les aspects biodiversité avec notamment les cultures énergétiques et le BECCS mais également les réflexions sur les besoins minimums par habitant et la théorie du *doughnut* (RAWORTH 2017).

Concernant les travaux en lien avec le chapitre 5, le développement du système électrique nord-africain est conditionné à sa capacité à trouver les financements ainsi que monter en compétences sur les aspects techniques. L'UE peut contribuer sur ces deux niveaux avec du support financier et des transferts de compétences. Une première contribution serait d'explorer les effets des différences de conditions d'investissement entre les deux régions et les politiques à mettre en place pour atténuer les effets. Il pourrait être intéressant de regarder les effets de taux d'actualisation différenciés par régions ou technologies. De plus, se pose la question des stratégies industrielles pour les deux régions qui peuvent diverger avec, d'un côté, l'UE préférant garder les financements pour des projets locaux et l'Afrique du Nord exporte. La possibilité de compromis entre les deux régions en matière de coopération pourrait être évaluée à partir d'une analyse détaillée de la distribution géographique de la chaîne de valeur des technologies en lien avec l'hydrogène. Ce type d'étude a déjà été mené dans le cadre de la sortie des fossiles dans la production d'électricité en Europe (PATRIZIO, PRATAMA et DOWELL 2020) et pourrait être adapté à l'hydrogène vert. On pourrait imaginer des schémas tels que l'Europe construit en partie les technologies de production d'électricité et d'hydrogène que l'Afrique du Nord installe et commercialise ensuite des produits semi-transformés à plus forte valeur ajoutée que de l'hydrogène vert, comme de l'acier ou de l'engrais décarbonés.

Les prolongements en lien avec l'intégration de la justice énergétique dans la modélisation du chapitre 6 sont variés du fait de la nature exploratoire du sujet. Comme le souligne (VÅGERÖ et ZEYRINGER 2023) dans le titre « *Can we optimise for justice?* », l'intégration dans les modèles d'optimisation n'est peut-être qu'une première étape avant la proposition de nouveaux cadres de modélisation avec potentiellement des nouvelles formulations mathématiques ou le couplage permettant de mieux prendre en compte les comportements individuels comme par exemples les modèles *Agent Base Modelling (ABM)*. Cependant, la création de nouvelles méthodes et les couplages sont identifiés comme complexes avec un niveau de développement encore aujourd'hui limité, qualifiés de *tough-nuts* ou de *top-stars* par la communauté (SCHELLER et al. 2021). Un autre axe de développement qui s'intéresse plutôt au processus de production de la recherche avec la modification des pratiques pour inclure les parties prenantes avec des consultations et la participation à la rédaction de scénarios permettant au bout du compte d'améliorer la justice procédurale.



## DÉCLARATION SUR L'UTILISATION DE L'IA GÉNÉRATIVE DANS LA RÉDACTION SCIENTIFIQUE

---

Lors de la préparation de ce travail, *ChatGPT* et *Antidote* ont été utilisés pour des besoins de reformulation, de vérification de l'orthographe et de la grammaire. Le contenu a ensuite été revu et modifié si nécessaire, l'entière responsabilité du contenu publié est assumée par l'auteur.



## BIBLIOGRAPHIE

---

- A, Toreti et al. (2024). « Drought in the Mediterranean Region - January 2024 ». In : (KJ-NA-31-858-EN-N (online)). ISSN : 1831-9424 (online). DOI : [10.2760/384093](https://doi.org/10.2760/384093).
- A. CHARALAMBOUS, Margarita et al. (2023). « Absolute Environmental Sustainability Assessment of Renewable Dimethyl Ether Fuelled Heavy-Duty Trucks ». In : *Sustainable Energy & Fuels* 7.8, p. 1930-1941. DOI : [10.1039/D2SE01409B](https://doi.org/10.1039/D2SE01409B).
- ADEME (2021). *Prospective - Transitions 2050 - Rapport*. ISBN : 979-10-297-1887-8. URL : <https://librairie.ademe.fr/recherche-et-innovation/5072-prospective-transitions-2050-rapport.html> (visité le 30/11/2021).
- ADUN, Humphrey, Hamagham Peter ISHAKU et Ayomide Titus OGUNGBEMI (10 nov. 2022). « Towards Renewable Energy Targets for the Middle East and North African Region: A Decarbonization Assessment of Energy-Water Nexus ». In : *Journal of Cleaner Production* 374, p. 133944. ISSN : 0959-6526. DOI : [10.1016/j.jclepro.2022.133944](https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.133944).
- ALGUNAIBET, Ibrahim M., Carlos POZO, Ángel GALÁN-MARTÍN, Mark A. J. HUIJBREGTS, Niall Mac DOWELL et al. (21 jan. 2020). « Reply to the ‘Comment on “Powering Sustainable Development within Planetary Boundaries”’ by Y. Yang, Energy Environ. Sci., 2020, 13, DOI: 10.1039/C9EE01176E ». In : *Energy & Environmental Science* 13.1, p. 313-316. ISSN : 1754-5706. DOI : [10.1039/C9EE03146D](https://doi.org/10.1039/C9EE03146D).
- ALGUNAIBET, Ibrahim M., Carlos POZO, Ángel GALÁN-MARTÍN, Mark A. J. HUIJBREGTS, Niall MAC DOWELL et al. (2019). « Powering Sustainable Development within Planetary Boundaries ». In : *Energy & Environmental Science* 12.6, p. 1890-1900. ISSN : 1754-5692, 1754-5706. DOI : [10.1039/C8EE03423K](https://doi.org/10.1039/C8EE03423K).
- ALL, Abdur-Rahman et Morten W. RYBERG (1<sup>er</sup> fév. 2023). « Evaluating the Effectiveness of Sector-Specific Policies Relative to the Planetary Boundaries ». In : *Environmental Science & Policy* 140, p. 24-34. ISSN : 1462-9011. DOI : [10.1016/j.envsci.2022.11.009](https://doi.org/10.1016/j.envsci.2022.11.009).
- ALIMOU, Yacine et al. (1<sup>er</sup> déc. 2020). « Assessing the Security of Electricity Supply through Multi-Scale Modeling: The TIMES-ANTARES Linking Approach ». In : *Applied Energy* 279, p. 115717. ISSN : 0306-2619. DOI : [10.1016/j.apenergy.2020.115717](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115717).
- AMORIM, Filipa et al. (1<sup>er</sup> sept. 2020). « Introducing Climate Variability in Energy Systems Modelling ». In : *Energy* 206, p. 118089. ISSN : 0360-5442. DOI : [10.1016/j.energy.2020.118089](https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118089).
- ANDERSEN, Lauren Seaby et al. (2020). *A Safe Operating Space for New Zealand/Aotearoa*. Ministry for the Environment. URL : [https://publications.pik-potsdam.de/pubman/item/item\\_25126](https://publications.pik-potsdam.de/pubman/item/item_25126).
- ARENT, Doug et al. (15 juin 2014). « Implications of High Renewable Electricity Penetration in the U.S. for Water Use, Greenhouse Gas Emissions, Land-Use, and

- Materials Supply ». In : *Applied Energy* 123, p. 368-377. ISSN : 0306-2619. DOI : [10.1016/j.apenergy.2013.12.022](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.12.022).
- ARIAS, P. A. et al. (2021). « Technical Summary ». In : *Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Sous la dir. de V. MASSON-DELMOTTE et al. Cambridge, UK et New York, NY, USA : Cambridge University Press, p. 33-144. DOI : [10.1017/9781009157896.002](https://doi.org/10.1017/9781009157896.002).
- ARVESEN, Anders et al. (1<sup>er</sup> jan. 2018). « Deriving Life Cycle Assessment Coefficients for Application in Integrated Assessment Modelling ». In : *Environmental Modelling & Software* 99, p. 111-125. ISSN : 1364-8152. DOI : [10.1016/j.envsoft.2017.09.010](https://doi.org/10.1016/j.envsoft.2017.09.010).
- ARVIDSSON, Rickard et al. (1<sup>er</sup> avr. 2024). « Terminology for Future-Oriented Life Cycle Assessment: Review and Recommendations ». In : *The International Journal of Life Cycle Assessment* 29.4, p. 607-613. ISSN : 1614-7502. DOI : [10.1007/s11367-023-02265-8](https://doi.org/10.1007/s11367-023-02265-8).
- BALTA-OZKAN, Nazmiye, Tom WATSON et Elisabetta MOCCA (1<sup>er</sup> oct. 2015). « Spatially Uneven Development and Low Carbon Transitions: Insights from Urban and Regional Planning ». In : *Energy Policy* 85, p. 500-510. ISSN : 0301-4215. DOI : [10.1016/j.enpol.2015.05.013](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.05.013).
- BANK, The World (s. d.). *Population, Total | Data*. URL : <https://data.worldbank.org/indicator/SP.POP.TOTL?end=2021&start=1960&view=chart> (visité le 25/02/2023).
- BANK, World (2021). « The Value of Trade and Regional Investments in The Pan-Arab Electricity Market | ESMAP Papers ». In : *Energy Sector Management Assistance Program Papers*. DOI : [10.1596/36614](https://doi.org/10.1596/36614).
- BAYSSI, Oussama et al. (26 sept. 2024). « Green Hydrogen Landscape in North African Countries: Strengths, Challenges, and Future Prospects ». In : *International Journal of Hydrogen Energy* 84, p. 822-839. ISSN : 0360-3199. DOI : [10.1016/j.ijhydene.2024.08.277](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.08.277).
- BERRILL, P. et al. (2016). « Environmental Impacts of High Penetration Renewable Energy Scenarios for Europe ». In : *Environmental Research Letters* 11.1. DOI : [10.1088/1748-9326/11/1/014012](https://doi.org/10.1088/1748-9326/11/1/014012).
- BJØRN, Anders, Miriam DIAMOND et al. (2 juin 2015). « Strengthening the Link between Life Cycle Assessment and Indicators for Absolute Sustainability To Support Development within Planetary Boundaries ». In : *Environmental Science & Technology* 49.11, p. 6370-6371. ISSN : 0013-936X, 1520-5851. DOI : [10.1021/acs.est.5b02106](https://doi.org/10.1021/acs.est.5b02106).
- BJØRN, Anders et Michael Zwicky HAUSCHILD (1<sup>er</sup> juill. 2015). « Introducing Carrying Capacity-Based Normalisation in LCA: Framework and Development of References at Midpoint Level ». In : *The International Journal of Life Cycle Assessment* 20.7, p. 1005-1018. ISSN : 1614-7502. DOI : [10.1007/s11367-015-0899-2](https://doi.org/10.1007/s11367-015-0899-2).
- BJØRN, Anders, Katherine RICHARDSON et Michael Zwicky HAUSCHILD (2019). « A Framework for Development and Communication of Absolute Environmental Sustainability Assessment Methods ». In : *Journal of Industrial Ecology* 23.4, p. 838-854. ISSN : 1530-9290. DOI : [10.1111/jiec.12820](https://doi.org/10.1111/jiec.12820).

- BLANCO, Herib et al. (1<sup>er</sup> fév. 2020). « Life Cycle Assessment Integration into Energy System Models: An Application for Power-to-Methane in the EU ». In : *Applied Energy* 259, p. 114160. ISSN : 0306-2619. DOI : [10.1016/j.apenergy.2019.114160](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114160).
- BMWK (2023). « National Hydrogen Strategy Update ». In : URL : [https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/national-hydrogen-strategy-update.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/national-hydrogen-strategy-update.pdf?__blob=publicationFile&v=2).
- BOLWIG, Simon et al. (1<sup>er</sup> sept. 2020). « Climate-Friendly but Socially Rejected Energy-Transition Pathways: The Integration of Techno-Economic and Socio-Technical Approaches in the Nordic-Baltic Region ». In : *Energy Research & Social Science* 67, p. 101559. ISSN : 2214-6296. DOI : [10.1016/j.erss.2020.101559](https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101559).
- Bos, Ulrike et al. (2016). *LANCA - Characterization Factors for Life Cycle Impact Assessment: Version 2.0*. Stuttgart : Fraunhofer Verlag. 164 p. ISBN : 978-3-8396-0953-8. URL : <https://www.bookshop.fraunhofer.de/buch/LANCA/244600>.
- BRAND, Bernhard et Rafik MISSAOUI (1<sup>er</sup> nov. 2014). « Multi-Criteria Analysis of Electricity Generation Mix Scenarios in Tunisia ». In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 39, p. 251-261. ISSN : 1364-0321. DOI : [10.1016/j.rser.2014.07.069](https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.069).
- BRANDER, Matthew (2 jan. 2022). « The Most Important GHG Accounting Concept You May Not Have Heard of: The Attributional-Consequential Distinction ». In : *Carbon Management* 13.1, p. 337-339. ISSN : 1758-3004. DOI : [10.1080/17583004.2022.2088402](https://doi.org/10.1080/17583004.2022.2088402).
- BRAUNER, S. et al. (1<sup>er</sup> nov. 2023). « Towards Green Hydrogen? – A Comparison of German and African Visions and Expectations in the Context of the H2Atlas-Africa Project ». In : *Energy Strategy Reviews* 50, p. 101204. ISSN : 2211-467X. DOI : [10.1016/j.esr.2023.101204](https://doi.org/10.1016/j.esr.2023.101204).
- BROWN, Thomas, Jonas HÖRSCH et David SCHLACHTBERGER (16 jan. 2018). « PyPSA: Python for Power System Analysis ». In : *Journal of Open Research Software* 6.1. ISSN : 2049-9647. DOI : [10.5334/jors.188](https://doi.org/10.5334/jors.188).
- BRUNDTLAND, G.H. et al. (1987). *Our Common Future*. UN. URL : <https://books.google.fr/books?id=QQUmAQAAAJ>.
- BUSSE, Maria et Rosemarie SIEBERT (1<sup>er</sup> juill. 2018). « Acceptance Studies in the Field of Land Use—A Critical and Systematic Review to Advance the Conceptualization of Acceptance and Acceptability ». In : *Land Use Policy* 76, p. 235-245. ISSN : 0264-8377. DOI : [10.1016/j.landusepol.2018.05.016](https://doi.org/10.1016/j.landusepol.2018.05.016).
- CALDERA, Upeksha, Dmitrii BOGDANOV et Christian BREYER (2 mai 2016). « Local Cost of Seawater RO Desalination Based on Solar PV and Wind Energy: A Global Estimate ». In : *Desalination* 385, p. 207-216. ISSN : 0011-9164. DOI : [10.1016/j.desal.2016.02.004](https://doi.org/10.1016/j.desal.2016.02.004).
- CAMPBELL, Bruce M. et al. (2017). « Agriculture Production as a Major Driver of the Earth System Exceeding Planetary Boundaries ». In : *Ecology and Society* 22.4. ISSN : 1708-3087. DOI : [10.5751/ES-09595-220408](https://doi.org/10.5751/ES-09595-220408). JSTOR : 26798991.
- CAO, Karl-Kiên et al. (jan. 2019). « Classification and Evaluation of Concepts for Improving the Performance of Applied Energy System Optimization Models ». In : *Energies* 12.24 (24), p. 4656. ISSN : 1996-1073. DOI : [10.3390/en12244656](https://doi.org/10.3390/en12244656).

- CHARALAMBOUS, Margarita A. et al. (1<sup>er</sup> oct. 2024). « Integrating Emerging Technologies Deployed at Scale within Prospective Life Cycle Assessments ». In : *Sustainable Production and Consumption* 50, p. 499-510. ISSN : 2352-5509. DOI : [10.1016/j.spc.2024.08.016](https://doi.org/10.1016/j.spc.2024.08.016).
- CHEN, Yi-kuang, Jon Gustav KIRKERUD et Torjus Folsland BOLKESJØ (15 mars 2022). « Balancing GHG Mitigation and Land-Use Conflicts: Alternative Northern European Energy System Scenarios ». In : *Applied Energy* 310, p. 118557. ISSN : 0306-2619. DOI : [10.1016/j.apenergy.2022.118557](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118557).
- CHILD, Michael et al. (1<sup>er</sup> août 2019). « Flexible Electricity Generation, Grid Exchange and Storage for the Transition to a 100% Renewable Energy System in Europe ». In : *Renewable Energy* 139, p. 80-101. ISSN : 0960-1481. DOI : [10.1016/j.renene.2019.02.077](https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.02.077).
- COMMISSION, European (2023). *COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS on the European Hydrogen Bank*. URL : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52023DC0156&qid=1682349760946> (visité le 14/10/2024).
- COMMISSION, European et Directorate-General for ENERGY (10 fév. 2023). *Commission Delegated Regulation (EU) 2023/1184 of 10 February 2023 Supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by Establishing a Union Methodology Setting out Detailed Rules for the Production of Renewable Liquid and Gaseous Transport Fuels of Non-Biological Origin*. URL : [https://eur-lex.europa.eu/eli/reg\\_del/2023/1184/oj/eng](https://eur-lex.europa.eu/eli/reg_del/2023/1184/oj/eng).
- COMMISSION, European et Republic of TUNISIA (31 jan. 2024). *Memorandum of Understanding between the EU and Tunisia*. URL : [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP\\_23\\_3887](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_23_3887) (visité le 13/02/2024).
- COMMISSION EUROPÉENNE (2020). *COMMUNICATION DE LA COMMISSION AU PARLEMENT EUROPÉEN, AU CONSEIL, AU COMITÉ ÉCONOMIQUE ET SOCIAL EUROPÉEN ET AU COMITÉ DES RÉGIONS Un nouveau plan d'action pour une économie circulaire Pour une Europe plus propre et plus compétitive*. URL : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX:52020DC0098> (visité le 23/05/2024).
- COMMISSION EUROPÉENNE (2019). *COMMUNICATION DE LA COMMISSION AU PARLEMENT EUROPÉEN, AU CONSEIL EUROPÉEN, AU CONSEIL, AU COMITÉ ÉCONOMIQUE ET SOCIAL EUROPÉEN ET AU COMITÉ DES RÉGIONS Le pacte vert pour l'Europe*. URL : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX:52019DC0640> (visité le 23/05/2024).
- COMMISSION), Joint Research Centre (European et al. (2018). *Deployment Scenarios for Low Carbon Energy Technologies*. LU : Publications Office of the European Union. ISBN : 978-92-79-98184-5. URL : <https://data.europa.eu/doi/10.2760/249336> (visité le 10/01/2022).
- COOK, Julie et al. (juin 2022). « A Decision-Making Framework for the Optimal Design of Renewable Energy Systems under Energy-Water-Land Nexus Considerations ».

- In : *Science of The Total Environment* 827, p. 154185. ISSN : 00489697. DOI : [10.1016/j.scitotenv.2022.154185](https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2022.154185).
- COUNCIL, World Energy (20 août 2019). *Energy Transition Toolkit User Guide*. URL : <https://www.worldenergy.org/assets/downloads/World-Energy-Council-Energy-Transition-Toolkit-User-Guide.pdf> (visité le 30/01/2024).
- DALLA LONGA, Francesco et Bob van der ZWAAN (1<sup>er</sup> jan. 2024). « Autarky Penalty versus System Cost Effects for Europe of Large-Scale Renewable Energy Imports from North Africa ». In : *Energy Strategy Reviews* 51, p. 101289. ISSN : 2211-467X. DOI : [10.1016/j.esr.2023.101289](https://doi.org/10.1016/j.esr.2023.101289).
- DALY, Hannah E et Birgit FAIS (2014). *UK TIMES MODEL OVERVIEW*. URL : <https://iea-etsap.org/Applications/UK%20TIMES%20Model%20overview.pdf>.
- DALY, Hannah E. et al. (1<sup>er</sup> sept. 2015). « Indirect CO<sub>2</sub> Emission Implications of Energy System Pathways: Linking IO and TIMES Models for the UK ». In : *Environmental Science & Technology* 49.17, p. 10701-10709. ISSN : 0013-936X. DOI : [10.1021/acs.est.5b01020](https://doi.org/10.1021/acs.est.5b01020).
- DAO, Hy, Pascal PEDUZZI et Damien FRIOT (1<sup>er</sup> sept. 2018). « National Environmental Limits and Footprints Based on the Planetary Boundaries Framework: The Case of Switzerland ». In : *Global Environmental Change* 52, p. 49-57. ISSN : 0959-3780. DOI : [10.1016/j.gloenvcha.2018.06.005](https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2018.06.005).
- DASSIBAT, Quentin et Natacha GONDRAN (juin 2024). « Limites planétaires et évaluation environnementale des organisations ». In : *Environnement*. DOI : [10.51257/a-v1-ag504](https://doi.org/10.51257/a-v1-ag504).
- DAVIS, Neil N. et al. (21 août 2023). « The Global Wind Atlas: A High-Resolution Dataset of Climatologies and Associated Web-Based Application ». In : *Bulletin of the American Meteorological Society* 104.8, E1507-E1525. ISSN : 0003-0007, 1520-0477. DOI : [10.1175/BAMS-D-21-0075.1](https://doi.org/10.1175/BAMS-D-21-0075.1).
- DELOITTE (2023). *Actualizing the Green Hydrogen Economy*. URL : <https://www.deloitte.com/global/en/issues/climate/actualizing-green-hydrogen-economy.html>.
- DENHOLM, P. et al. (1<sup>er</sup> août 2009). *Land Use Requirements of Modern Wind Power Plants in the United States*. NREL/TP-6A2-45834, 964608, NREL/TP-6A2-45834, 964608. DOI : [10.2172/964608](https://doi.org/10.2172/964608).
- DIETRICH, Jan Philipp et al. (2020). *MAGPIE - an Open Source Land-Use Modeling Framework - Version 4.3.0*. DOI : [10.5281/zenodo.1418752](https://doi.org/10.5281/zenodo.1418752).
- DRECHSLER, Martin, Jonas EGERER et al. (24 juill. 2017). « Efficient and Equitable Spatial Allocation of Renewable Power Plants at the Country Scale ». In : *Nature Energy* 2.9 (9), p. 1-9. ISSN : 2058-7546. DOI : [10.1038/nenergy.2017.124](https://doi.org/10.1038/nenergy.2017.124).
- DRECHSLER, Martin, Cornelia OHL et al. (1<sup>er</sup> juin 2011). « Combining Spatial Modeling and Choice Experiments for the Optimal Spatial Allocation of Wind Turbines ». In : *Energy Policy* 39.6, p. 3845-3854. ISSN : 0301-4215. DOI : [10.1016/j.enpol.2011.04.015](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.04.015).
- ECHOS, Les (28 oct. 2023). « Relance de la filière nucléaire : les territoires sonnent la mobilisation générale ». In : *Les Echos. PME-Régions*. URL : <https://www.lesechos.com>.

- fr/pme-regions/actualite-pme/relande-de-la-filiere-nucleaire-les-territoires-sonnent-la-mobilisation-generale-2025580 (visité le 07/10/2024).
- ÉCOLOGIQUE, Ministère de la transition (17 fév. 2022). *TiTAN RENFORCER L'ANALYSE ÉCONOMIQUE POUR RÉUSSIR LA TRANSITION CLIMATIQUE*. URL : [https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/TiTAN\\_03\\_02\\_2022.pdf](https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/TiTAN_03_02_2022.pdf) (visité le 27/05/2024).
- ÉCOLOGIQUE, Secrétariat général à la planification (2023). *Mieux Agir : La Planification Écologique (Synthèse Du Plan)*. URL : <https://www.info.gouv.fr/grand-dossier/france-nation-verte/publications> (visité le 17/09/2024).
- (2024). *Mobiliser pour accélérer : la planification écologique (synthèse année 2)*. URL : <https://www.info.gouv.fr/grand-dossier/france-nation-verte/publications>.
- EDF (21 mars 2023). *Document d'enregistrement Universel 2022*. URL : <https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-03/edf-urd-rapport-financier-annuel-2022-fr.pdf> (visité le 27/05/2024).
- EEA (2024). *National Emissions Reported to the UNFCCC and to the EU under the Governance Regulation, April 2024*. DOI : [10.2909/6331f651-8863-4656-a911-669f2a332a1e](https://doi.org/10.2909/6331f651-8863-4656-a911-669f2a332a1e).
- EEA et FOEN (2020). *Is Europe Living within the Limits of Our Planet?: An Assessment of Europe's Environmental Footprints in Relation to Planetary Boundaries*. LU : Publications Office. URL : <https://data.europa.eu/doi/10.2800/890673> (visité le 22/03/2022).
- EHRENSTEIN, Michael et al. (oct. 2020). « Optimising Fuel Supply Chains within Planetary Boundaries: A Case Study of Hydrogen for Road Transport in the UK ». In : *Applied Energy* 276, p. 115486. ISSN : 03062619. DOI : [10.1016/j.apenergy.2020.115486](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115486).
- EKE, Joyner et al. (1<sup>er</sup> déc. 2020). « The Global Status of Desalination: An Assessment of Current Desalination Technologies, Plants and Capacity ». In : *Desalination* 495, p. 114633. ISSN : 0011-9164. DOI : [10.1016/j.desal.2020.114633](https://doi.org/10.1016/j.desal.2020.114633).
- ELECTRICITYMAPS (2024). *Live 24/7 CO2 Emissions of Electricity Consumption*. URL : <http://electricitymap.tmrow.co> (visité le 30/09/2024).
- ENTSO-E (2019). *ENTSO-E Transparency Platform*. URL : <https://transparency.entsoe.eu/> (visité le 06/07/2021).
- (2022a). *A Power System for a Carbon Neutral Europe*. URL : [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/tyndp-documents/entso-e\\_Vision\\_2050\\_report\\_221006.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/tyndp-documents/entso-e_Vision_2050_report_221006.pdf).
- (1<sup>er</sup> août 2022b). *Needs Platform*. URL : <https://needs.entsoe.eu/> (visité le 02/05/2023).
- (2022c). *TYNDP 2022 Scenario Building Guidelines | Version. April 2022*. URL : <https://2022.entsoe-tyndp-scenarios.eu/download/>.
- (2022d). *TYNDP 2022 Scenario Report | Version. April 2022*. URL : <https://2022.entsoe-tyndp-scenarios.eu/download/>.
- (2023). *TYNDP2022, System Dynamic and Operational Challenges*. URL : <https://tyndp.entsoe.eu/resources/system-dynamic-and-operational-challenges>.
- (2024). *Grid Map*. URL : <https://www.entsoe.eu/data/map/> (visité le 26/02/2024).

- ENTSO-E et ENTSOG (2024). *ENTSO-E and ENTSOG TYNDP 2024 Draft Scenarios Report*. URL : <https://2024.entsos-tyndp-scenarios.eu/> (visité le 17/09/2024).
- ENTSOG (nov. 2023a). *SYSTEM CAPACITY MAP 2024*. URL : [https://www.entsog.eu/sites/default/files/2024-01/ENTSOG\\_GIE\\_SYSCAP\\_2024\\_1600x1200\\_168L.pdf](https://www.entsog.eu/sites/default/files/2024-01/ENTSOG_GIE_SYSCAP_2024_1600x1200_168L.pdf) (visité le 31/01/2024).
- (2023b). *TYNDP 2022*. URL : <https://tyndp2022.entsog.eu/> (visité le 02/04/2024).
- (26 mai 2023c). *TYNDP2022 Executive Summary*. URL : [https://www.entsog.eu/sites/default/files/2023-05/ENTSOG\\_TYNDP\\_2022\\_Executive\\_Summary.pdf](https://www.entsog.eu/sites/default/files/2023-05/ENTSOG_TYNDP_2022_Executive_Summary.pdf) (visité le 02/10/2024).
- EPURES (25 nov. 2021). *Quelle Participation Du Sud Loire à l'atteinte Des Limites Planétaires ?* URL : [https://www.epures.com/images/pdf/environnement-dev-durable/08-025-limites-planetaires\\_final.pdf](https://www.epures.com/images/pdf/environnement-dev-durable/08-025-limites-planetaires_final.pdf) (visité le 26/09/2024).
- EU (2005). *ExternE – Externalities of Energy Methodology 2005 Update*. URL : <https://op.europa.eu/fr/publication-detail/-/publication/b2b86b52-4f18-4b4e-a134-b1c81ad8a1b2>.
- EUROPEAN COMMISSION, DIRECTORATE-GENERAL FOR CLIMATE ACTION et al. (2016). *EU Reference Scenario 2016 : Energy, Transport and GHG Emissions : Trends to 2050*. Publications Office. DOI : [10.2833/001137](https://doi.org/10.2833/001137).
- EUROPEAN COMMISSION, DIRECTORATE-GENERAL FOR ENERGY et al. (2016). *Energy, Transport and GHG Emissions, Trends to 2050: EU Reference Scenario 2016*. Luxembourg : EUR-OP. ISBN : 978-92-79-52373-1.
- EUROPEAN COMMISSION, JOINT RESEARCH CENTRE et al. (2020). *Global Energy and Climate Outlook 2019 : Electrification for the Low-Carbon Transition : The Role of Electrification in Low-Carbon Pathways, with a Global and Regional Focus on EU and China*. Publications Office. ISBN : 978-92-76-15065-7. DOI : [10.2760/58255](https://doi.org/10.2760/58255).
- EUROPEAN UNION, Official Journal of the (26 oct. 2012). *EUR-Lex - C:2016:202:TOC - EN - EUR-Lex*. URL : [http://data.europa.eu/eli/treaty/tfeu\\_2012/art\\_194/oj](http://data.europa.eu/eli/treaty/tfeu_2012/art_194/oj).
- (15 déc. 2021). *Commission Recommendation (EU) 2021/2279 of 15 December 2021 on the Use of the Environmental Footprint Methods to Measure and Communicate the Life Cycle Environmental Performance of Products and Organisations*. URL : <http://data.europa.eu/eli/reco/2021/2279/oj/eng> (visité le 12/08/2024).
- (10 fév. 2023). *Commission Delegated Regulation (EU) 2023/1184 of 10 February 2023 Supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by Establishing a Union Methodology Setting out Detailed Rules for the Production of Renewable Liquid and Gaseous Transport Fuels of Non-Biological Origin*. URL : [http://data.europa.eu/eli/reg\\_del/2023/1184/oj/eng](http://data.europa.eu/eli/reg_del/2023/1184/oj/eng) (visité le 02/10/2024).
- EUROSTAT (2018). *Database - Energy - Eurostat*. URL : <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/database> (visité le 15/09/2023).
- (2022). *GVA EU28 2016 by Sector*. URL : [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NAMA\\_10\\_A64\\_\\_custom\\_2732842/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NAMA_10_A64__custom_2732842/default/table?lang=en) (visité le 04/04/2022).
- (s. d.). *Population Europe*. URL : <https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/tps00001/default/table?lang=en> (visité le 01/04/2022).

- FÄLTH, H. Ek et al. (1<sup>er</sup> jan. 2021). « MENA Compared to Europe: The Influence of Land Use, Nuclear Power, and Transmission Expansion on Renewable Electricity System Costs ». In : *Energy Strategy Reviews* 33, p. 100590. ISSN : 2211-467X. DOI : [10.1016/j.esr.2020.100590](https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100590).
- FAO (12 fév. 2024). *FAO AQUASTAT Dissemination System*. URL : <https://data.apps.fao.org/aquastat/?lang=en> (visité le 21/02/2024).
- FATTAHI, Amir, Francesco DALLA LONGA et Bob van der ZWAAN (19 sept. 2024). « Opportunities of Hydrogen and Ammonia Trade between Europe and MENA ». In : *International Journal of Hydrogen Energy* 83, p. 967-974. ISSN : 0360-3199. DOI : [10.1016/j.ijhydene.2024.08.021](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.08.021).
- FERNÁNDEZ ASTUDILLO, Miguel et al. (3 déc. 2019). « Human Health and Ecosystem Impacts of Deep Decarbonization of the Energy System ». In : *Environmental Science & Technology* 53.23, p. 14054-14062. ISSN : 0013-936X. DOI : [10.1021/acs.est.9b04923](https://doi.org/10.1021/acs.est.9b04923).
- FIORITI, Davide (2023). « Repository of Fully Reproducible 193+ Power Systems Images Created with PyPSA-Earth for All UN Countries ». In : DOI : [10.5281/zenodo.10080766](https://doi.org/10.5281/zenodo.10080766).
- FONTAINE, B et al. (2023). *MATMAT : Extension et Développement Du Modèle de Prospective Intégrée Énergie-Matière-Économie*. URL : <https://librairie.ademe.fr/ged/8108/MatMat-rapport-methodologique-2023.pdf> (visité le 12/08/2024).
- FRANÇAIS, Gouvernement (15 déc. 2023). *Stratégie Nationale Pour Le Développement de l'hydrogène Décarboné En France*. URL : [https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/SNH2\\_VF.pdf](https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/SNH2_VF.pdf) (visité le 15/05/2024).
- FRANCE3 (12 déc. 2023). « "En Normandie, le nucléaire ne pose aucun problème" : la région candidate à l'accueil du premier réacteur de petite taille ». In : *France 3 Normandie*. URL : <https://france3-regions.francetvinfo.fr/normandie/seine-maritime/en-normandie-le-nucleaire-ne-pose-aucun-probleme-la-region-candidate-a-l-accueil-du-premier-reacteur-de-petite-taille-2888531.html> (visité le 07/10/2024).
- FRANCEINFO (2 sept. 2023). « Déchets nucléaires à Bure : des manifestants défilent contre le projet d'enfouissement ». In : *Franceinfo*. URL : [https://www.francetvinfo.fr/monde/environnement/dechets-nucleaires-a-bure/dechets-nucleaires-bure-des-manifestants-defilent-contre-le-projet-d-enfouissement\\_6039665.html](https://www.francetvinfo.fr/monde/environnement/dechets-nucleaires-a-bure/dechets-nucleaires-bure-des-manifestants-defilent-contre-le-projet-d-enfouissement_6039665.html) (visité le 08/10/2024).
- FRAPIN, Marie et al. (1<sup>er</sup> fév. 2022). « Modelling Long-Term and Short-Term Temporal Variation and Uncertainty of Electricity Production in the Life Cycle Assessment of Buildings ». In : *Applied Energy* 307, p. 118141. ISSN : 0306-2619. DOI : [10.1016/j.apenergy.2021.118141](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118141).
- FRYSZTACKI, Martha Maria et al. (1<sup>er</sup> juin 2021). « The Strong Effect of Network Resolution on Electricity System Models with High Shares of Wind and Solar ». In : *Applied Energy* 291, p. 116726. ISSN : 0306-2619. DOI : [10.1016/j.apenergy.2021.116726](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116726).

- GALÁN-MARTÍN, Ángel et al. (23 avr. 2021). « Sustainability Footprints of a Renewable Carbon Transition for the Petrochemical Sector within Planetary Boundaries ». In : *One Earth* 4.4, p. 565-583. ISSN : 2590-3322. DOI : [10.1016/j.oneear.2021.04.001](https://doi.org/10.1016/j.oneear.2021.04.001).
- GALIMOVA, Tansu et al. (15 nov. 2023). « Feasibility of Green Ammonia Trading via Pipelines and Shipping: Cases of Europe, North Africa, and South America ». In : *Journal of Cleaner Production* 427, p. 139212. ISSN : 0959-6526. DOI : [10.1016/j.jclepro.2023.139212](https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.139212).
- GARCÍA-GUSANO, Diego, Daniel GARRAÍN et Javier DUFOUR (août 2017). « Prospective Life Cycle Assessment of the Spanish Electricity Production ». In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 75, p. 21-34. ISSN : 13640321. DOI : [10.1016/j.rser.2016.10.045](https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.045).
- GARCÍA-GUSANO, Diego, I. Robert ISTRATE et Diego IRIBARREN (15 jan. 2018). « Life-Cycle Consequences of Internalising Socio-Environmental Externalities of Power Generation ». In : *Science of The Total Environment* 612, p. 386-391. ISSN : 0048-9697. DOI : [10.1016/j.scitotenv.2017.08.231](https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2017.08.231).
- GARCÍA-GUSANO, Diego, Mario MARTÍN-GAMBOA et al. (déc. 2016). « Prospective Analysis of Life-Cycle Indicators through Endogenous Integration into a National Power Generation Model ». In : *Resources* 5.4 (4), p. 39. DOI : [10.3390/resources5040039](https://doi.org/10.3390/resources5040039).
- GARVEY, Alice et al. (1<sup>er</sup> juin 2022). « A “Spatially Just” Transition? A Critical Review of Regional Equity in Decarbonisation Pathways ». In : *Energy Research & Social Science* 88, p. 102630. ISSN : 2214-6296. DOI : [10.1016/j.erss.2022.102630](https://doi.org/10.1016/j.erss.2022.102630).
- GIBON, Thomas et al. (15 sept. 2015). « A Methodology for Integrated, Multiregional Life Cycle Assessment Scenarios under Large-Scale Technological Change ». In : *Environmental Science & Technology* 49.18, p. 11218-11226. ISSN : 0013-936X. DOI : [10.1021/acs.est.5b01558](https://doi.org/10.1021/acs.est.5b01558).
- GILAD, Dafna et al. (2024). « Between the Lines: Life Cycle Impact Assessment Models of Collision and Electrocution Impacts of Power Lines on Bird Diversity in Norway ». In : *Journal of Industrial Ecology* n/a.n/a. ISSN : 1530-9290. DOI : [10.1111/jiec.13488](https://doi.org/10.1111/jiec.13488).
- GODIN, Antoine et al. (2022). *Appréhender Les Trajectoires de Développement à l'aune de La Soutenabilité Forte*. URL : [https://issuu.com/objectif-developpement/docs/trajectoires\\_de\\_developpement\\_et\\_soutenabilit\\_for](https://issuu.com/objectif-developpement/docs/trajectoires_de_developpement_et_soutenabilit_for). Prépubl.
- GRIMSRUD, Kristine et al. (1<sup>er</sup> oct. 2021). « Efficient Spatial Distribution of Wind Power Plants given Environmental Externalities Due to Turbines and Grids ». In : *Energy Economics* 102, p. 105487. ISSN : 0140-9883. DOI : [10.1016/j.eneco.2021.105487](https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105487).
- GROSSMANN, Ignacio E. (2021). *Advanced Optimization for Process Systems Engineering*. Cambridge Series in Chemical Engineering. Cambridge New York, NY Port Melbourne, VIC New Delhi : Cambridge University Press. 190 p. ISBN : 978-1-108-83165-9. DOI : [10.1017/9781108917834](https://doi.org/10.1017/9781108917834).
- GUILLÉN-GOSÁLBEZ, Gonzalo et al. (1<sup>er</sup> déc. 2019). « Process Systems Engineering Thinking and Tools Applied to Sustainability Problems: Current Landscape and Future Opportunities ». In : *Current Opinion in Chemical Engineering*. Energy, Environment & Sustainability: Sustainability Modeling , Reaction Engineering and Catalysis:

- Green Reaction Engineering 26, p. 170-179. ISSN : 2211-3398. DOI : [10.1016/j.coche.2019.11.002](https://doi.org/10.1016/j.coche.2019.11.002).
- GUILLOT, Victor et Edi ASSOUMOU (déc. 2023). « Combined Decarbonization of the European and North African Power Systems: An Emphasis on Hydrogen Trade ». In : 15th International Conference on Applied Energy. Qatar, Doha.
- (juin 2024a). « Feasibility of Hydrogen Trade between Europe and North Africa ». In : *International Energy Workshop (IEW) 2024*. International Energy Workshop (IEW) 2024. Bonn, Germany.
- (juin 2024b). « Integration of Land Use in a TIMES Model of the European Power System ». Poster. 12th European Open Energy Modelling Workshop (Grenoble, France).
- (15 mars 2025). « Power and Green Hydrogen Trade Potential between North African and European Countries: Conditions, Challenges, and Sustainability Prospects ». In : *Applied Energy* 382, p. 125209. ISSN : 0306-2619. DOI : [10.1016/j.apenergy.2024.125209](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.125209).
- GUILLOT, Victor, Gildas SIGGINI et Edi ASSOUMOU (déc. 2021). « Land-Use and European Power System Transition to Carbon Neutrality: Implications, Challenges and Optimal Mix ». In : *EnerarXiv*. 13th International Conference on Applied Energy (ICAE2021). Bangkok, Thailand. URL : <http://www.enerarxiv.org/page/thesis.html?id=3600>.
- (août 2022). « Local and Decentralized or Global and Centralized: Assessment of Two Paradigms for the European Power System Decarbonization ». In : *EnerarXiv*. 14th International Conference on Applied Energy (ICAE2022). Bochum, Germany. URL : <http://www.enerarxiv.org/page/thesis.html?id=3955>.
- (1<sup>er</sup> avr. 2023). « Interactions between Land and Grid Development in the Transition to a Decarbonized European Power System ». In : *Energy Policy* 175, p. 113470. ISSN : 0301-4215. DOI : [10.1016/j.enpol.2023.113470](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113470).
- GUNNINGHAM, Neil (1<sup>er</sup> mars 2013). « Managing the Energy Trilemma: The Case of Indonesia ». In : *Energy Policy*. Decades of Diesel 54, p. 184-193. ISSN : 0301-4215. DOI : [10.1016/j.enpol.2012.11.018](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.11.018).
- HAUSCHILD, Michael Z., Ralph K. ROSENBAUM et Stig Irving OLSEN, éd. (2018). *Life Cycle Assessment: Theory and Practice*. Cham : Springer International Publishing. ISBN : 978-3-319-56475-3. DOI : [10.1007/978-3-319-56475-3](https://doi.org/10.1007/978-3-319-56475-3).
- HÄYHÄ, Tiina et Sarah E. CORNELL (2018). *Operationalizing the Concept of a Safe Operating Space at the EU Level – First Steps and Explorations*. URL : <https://www.stockholmresilience.org/publications/publications/2018-07-03-operationalizing-the-concept-of-a-safe-operating-space-at-the-eu-level---first-steps-and-explorations.html> (visité le 09/03/2022).
- HEIJUNGS, Reinout et Sangwon SUH (2002). *The Computational Structure of Life Cycle Assessment*. Réd. par Arnold TUKKER. T. 11. Eco-Efficiency in Industry and Science. Dordrecht : Springer Netherlands. ISBN : 978-94-015-9900-9. DOI : [10.1007/978-94-015-9900-9](https://doi.org/10.1007/978-94-015-9900-9).

- HEINRICHS, H. U. et al. (1<sup>er</sup> oct. 2021). « Analysing the Water and Land System Impacts of Germany's Future Energy System ». In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 150, p. 111469. ISSN : 1364-0321. DOI : [10.1016/j.rser.2021.111469](https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111469).
- HERMESMANN, M., C. TSIKLIOU et T. E. MÜLLER (1<sup>er</sup> déc. 2023). « The Environmental Impact of Renewable Hydrogen Supply Chains: Local vs. Remote Production and Long-Distance Hydrogen Transport ». In : *Applied Energy* 351, p. 121920. ISSN : 0306-2619. DOI : [10.1016/j.apenergy.2023.121920](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121920).
- HERTWICH, Edgar G. et al. (19 mai 2015). « Integrated Life-Cycle Assessment of Electricity-Supply Scenarios Confirms Global Environmental Benefit of Low-Carbon Technologies ». In : *Proceedings of the National Academy of Sciences* 112.20, p. 6277-6282. ISSN : 0027-8424, 1091-6490. DOI : [10.1073/pnas.1312753111](https://doi.org/10.1073/pnas.1312753111).
- HJALSTED, Anjila Wegge et al. (2021). « Sharing the Safe Operating Space: Exploring Ethical Allocation Principles to Operationalize the Planetary Boundaries and Assess Absolute Sustainability at Individual and Industrial Sector Levels ». In : *Journal of Industrial Ecology* 25.1, p. 6-19. ISSN : 1530-9290. DOI : [10.1111/jiec.13050](https://doi.org/10.1111/jiec.13050).
- HÖHNE, Niklas, Michel den ELZEN et Donovan ESCALANTE (2 jan. 2014). « Regional GHG Reduction Targets Based on Effort Sharing: A Comparison of Studies ». In : *Climate Policy* 14.1, p. 122-147. ISSN : 1469-3062. DOI : [10.1080/14693062.2014.849452](https://doi.org/10.1080/14693062.2014.849452).
- HOWELLS, Mark et al. (1<sup>er</sup> oct. 2011). « OSeMOSYS: The Open Source Energy Modeling System: An Introduction to Its Ethos, Structure and Development ». In : *Energy Policy. Sustainability of Biofuels* 39.10, p. 5850-5870. ISSN : 0301-4215. DOI : [10.1016/j.enpol.2011.06.033](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.06.033).
- HUNDLEBY, Giles et Kate FREEMAN (6 juin 2017). *Unleashing Europe's Offshore Wind Potential*. URL : <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/reports/Unleashing-Europes-offshore-wind-potential.pdf> (visité le 31/10/2023).
- HYDROGEN4EU (29 nov. 2022). *HYDROGEN 4 EU - Charting Pathways to Enable Net Zero*. URL : [https://www.hydrogen4eu.com/\\_files/ugd/2c85cf\\_e934420068d44268aac2ef0d65a01a66.pdf](https://www.hydrogen4eu.com/_files/ugd/2c85cf_e934420068d44268aac2ef0d65a01a66.pdf) (visité le 01/08/2023).
- IEA (2013). *World Energy Outlook 2013*. 2013. Paris. 687 p. ISBN : 978-92-64-20130-9. URL : <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2013>.
- (2016). *World Energy Outlook 2016*. URL : <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2016>.
- (2019). « The Future of Hydrogen ». In.
- (2021). *Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector*. URL : <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>.
- (2022a). *Africa Energy Outlook 2022*. URL : <https://www.iea.org/reports/africa-energy-outlook-2022>.
- (2022b). *World Energy Outlook 2022*. URL : <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>.

- IEA (2023a). *Energy Technology Perspectives 2023*. URL : [Energy%20Technology%20Perspectives%202023,%20IEA,%20Paris%20https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2023](https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2023).
- (5 sept. 2023b). *Financing Clean Energy in Africa*. URL : <https://www.iea.org/reports/financing-clean-energy-in-africa>.
- (2023c). *World Energy Outlook 2023*. URL : <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>.
- (2024a). *Energy Statistics Data Browser – Data Tools*. IEA. URL : <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser> (visité le 03/10/2024).
- (2024b). *Global Hydrogen Review 2024*. URL : <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>.
- (2024c). *World Energy Employment 2024*. URL : <https://www.iea.org/reports/world-energy-employment-2024>.
- IEA et RTE (16 mars 2021). *Conditions and Requirements for the Technical Feasibility of a Power System with a High Share of Renewables in France Towards 2050*. OECD. ISBN : 978-92-64-74764-7. DOI : [10.1787/6be9f3ac-en](https://doi.org/10.1787/6be9f3ac-en).
- IKONNIKOVA, Svetlana A., Bridget R. SCANLON et Sofia A. BERDYSHEVA (15 jan. 2023). « A Global Energy System Perspective on Hydrogen Trade: A Framework for the Market Color and the Size Analysis ». In : *Applied Energy* 330, p. 120267. ISSN : 0306-2619. DOI : [10.1016/j.apenergy.2022.120267](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120267).
- INSTITUTE, Global CCS (2022). *Facilities - Global CCS Institute*. URL : <https://co2re.co/FacilityData> (visité le 04/02/2022).
- INTERCONNECTION, Expert group on electricity (2017). *Towards a Sustainable and Integrated Europe*. URL : [https://energy.ec.europa.eu/system/files/2017-11/report\\_of\\_the\\_commission\\_expert\\_group\\_on\\_electricity\\_interconnection\\_targets\\_0.pdf](https://energy.ec.europa.eu/system/files/2017-11/report_of_the_commission_expert_group_on_electricity_interconnection_targets_0.pdf) (visité le 14/11/2023).
- IOANNIDIS, Romanos et Demetris KOUTSOYIANNIS (15 oct. 2020). « A Review of Land Use, Visibility and Public Perception of Renewable Energy in the Context of Landscape Impact ». In : *Applied Energy* 276, p. 115367. ISSN : 0306-2619. DOI : [10.1016/j.apenergy.2020.115367](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115367).
- IOANNOU, Iasonas et al. (2023). « Trade-Offs between Sustainable Development Goals in Carbon Capture and Utilisation ». In : *Energy & Environmental Science* 16.1, p. 113-124. DOI : [10.1039/D2EE01153K](https://doi.org/10.1039/D2EE01153K).
- IPCC (1990). *Policymaker Summary of Working Group III*. URL : [https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/05/ipcc\\_90\\_92\\_assessments\\_far\\_wg\\_III\\_spm.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/05/ipcc_90_92_assessments_far_wg_III_spm.pdf) (visité le 04/10/2024).
- (22 juin 2023). *Climate Change 2022 – Impacts, Adaptation and Vulnerability: Working Group II Contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. 1<sup>re</sup> éd. Cambridge University Press. ISBN : 978-1-009-32584-4. DOI : [10.1017/9781009325844](https://doi.org/10.1017/9781009325844).
- IPCC et al. (2018). « Mitigation Pathways Compatible with 1.5°C in the Context of Sustainable Development ». In : p. 82.

- IRENA (2012). *Renewable Energy Jobs and Access*. URL : <https://www.irena.org/publications/2012/Jun/Renewable-Energy-Jobs--Access-2012>.
- (2023a). *IRENASTAT Online Data Query Tool*. URL : <https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Capacity-and-Generation/Country-Rankings> (visité le 05/07/2023).
- (2023b). *Planning and Prospects for Renewable Power: North Africa*. ISBN : 978-92-9260-485-1. URL : [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Jan/IRENA\\_Planning\\_Prospects\\_NAfrica\\_2023.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Jan/IRENA_Planning_Prospects_NAfrica_2023.pdf).
- IRENA et BLUERISK (2023). *Water for Hydrogen Production*. ISBN : 978-92-9260-526-1. URL : [https://mc-cd8320d4-36a1-40ac-83cc-3389-cdn-endpoint.azureedge.net/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Dec/IRENA\\_Bluerisk\\_Water\\_for\\_hydrogen\\_production\\_2023.pdf?rev=4b4a35632b6d48899eb02bc54fd1117f](https://mc-cd8320d4-36a1-40ac-83cc-3389-cdn-endpoint.azureedge.net/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Dec/IRENA_Bluerisk_Water_for_hydrogen_production_2023.pdf?rev=4b4a35632b6d48899eb02bc54fd1117f).
- IRENA et ILO (2024). *Renewable Energy and Jobs: Annual Review 2024*. ISBN : 978-92-9260-627-5. URL : [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Oct/IRENA\\_Renewable\\_energy\\_and\\_jobs\\_2024.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Oct/IRENA_Renewable_energy_and_jobs_2024.pdf).
- IRIBARREN, Diego et al. (1<sup>er</sup> avr. 2020). « Influence of Climate Change Externalities on the Sustainability-Oriented Prioritisation of Prospective Energy Scenarios ». In : *Energy* 196, p. 117179. ISSN : 0360-5442. DOI : [10.1016/j.energy.2020.117179](https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117179).
- ISO (2006). « ISO 14040: 2006. Environmental Management—Life Cycle Assessment—Principles and Framework. International Organization for Standardization ». In : *Geneva*.
- ISTRATE, Robert et al. (2 mai 2024). « The Environmental Sustainability of Digital Content Consumption ». In : *Nature Communications* 15.1, p. 3724. ISSN : 2041-1723. DOI : [10.1038/s41467-024-47621-w](https://doi.org/10.1038/s41467-024-47621-w).
- JACOBSON, Mark Z. et al. (sept. 2017). « 100% Clean and Renewable Wind, Water, and Sunlight All-Sector Energy Roadmaps for 139 Countries of the World ». In : *Joule* 1.1, p. 108-121. ISSN : 25424351. DOI : [10.1016/j.joule.2017.07.005](https://doi.org/10.1016/j.joule.2017.07.005).
- JENKINS, Kirsten et al. (1<sup>er</sup> jan. 2016). « Energy Justice: A Conceptual Review ». In : *Energy Research & Social Science* 11, p. 174-182. ISSN : 2214-6296. DOI : [10.1016/j.erss.2015.10.004](https://doi.org/10.1016/j.erss.2015.10.004).
- JONES, Matthew W. et al. (29 mars 2023). « National Contributions to Climate Change Due to Historical Emissions of Carbon Dioxide, Methane, and Nitrous Oxide since 1850 ». In : *Scientific Data* 10.1, p. 155. ISSN : 2052-4463. DOI : [10.1038/s41597-023-02041-1](https://doi.org/10.1038/s41597-023-02041-1).
- JRC (2022). *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)—European Commission*. URL : [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/).
- JUNNE, Tobias et al. (jan. 2021). « Considering Life Cycle Greenhouse Gas Emissions in Power System Expansion Planning for Europe and North Africa Using Multi-Objective Optimization ». In : *Energies* 14.5 (5), p. 1301. ISSN : 1996-1073. DOI : [10.3390/en14051301](https://doi.org/10.3390/en14051301).
- KHARE, Vikas, Savita NEMA et Prashant BARENDAR (1<sup>er</sup> mai 2016). « Solar–Wind Hybrid Renewable Energy System: A Review ». In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 58, p. 23-33. ISSN : 1364-0321. DOI : [10.1016/j.rser.2015.12.223](https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.223).

- KLAASSEN, Ger et Keywan RIAHI (fév. 2007). « Internalizing Externalities of Electricity Generation: An Analysis with MESSAGE-MACRO ». In : *Energy Policy* 35.2, p. 815-827. ISSN : 03014215. DOI : [10.1016/j.enpol.2006.03.007](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.03.007).
- KOECKLIN, Manuel Tong et al. (avr. 2021). « Public Acceptance of Renewable Electricity Generation and Transmission Network Developments: Insights from Ireland ». In : *Energy Policy* 151, p. 112185. ISSN : 03014215. DOI : [10.1016/j.enpol.2021.112185](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112185).
- KONADU, D. Dennis et al. (1<sup>er</sup> nov. 2015). « Land Use Implications of Future Energy System Trajectories—The Case of the UK 2050 Carbon Plan ». In : *Energy Policy* 86, p. 328-337. ISSN : 0301-4215. DOI : [10.1016/j.enpol.2015.07.008](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.07.008).
- KORKMAZ, Pinar et al. (jan. 2020). « On the Way to a Sustainable European Energy System: Setting Up an Integrated Assessment Toolbox with TIMES PanEU as the Key Component ». In : *Energies* 13.3 (3), p. 707. ISSN : 1996-1073. DOI : [10.3390/en13030707](https://doi.org/10.3390/en13030707).
- KREY, Volker et al. (2020). « Messageix-Globiom Documentation-2020 Release ». In.
- KRUMM, Alexandra, Diana SÜSSER et Philipp BLECHINGER (15 jan. 2022). « Modelling Social Aspects of the Energy Transition: What Is the Current Representation of Social Factors in Energy Models? ». In : *Energy* 239, p. 121706. ISSN : 0360-5442. DOI : [10.1016/j.energy.2021.121706](https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121706).
- KYPREOS, S. et al. (2008). « Times-EU: A Pan-European Model Integrating LCA and External Costs ». In : *International Journal of Sustainable Development and Planning* 3.2, p. 180-194. DOI : [10.2495/SDP-V3-N2-180-194](https://doi.org/10.2495/SDP-V3-N2-180-194).
- KYPREOS, Socrates (2014). « TIMES-Macro: Decomposition into Hard-Linked LP and NLP Problems ». In.
- L'ORANGE SEIGO, Selma, Simone DOHLE et Michael SIEGRIST (1<sup>er</sup> oct. 2014). « Public Perception of Carbon Capture and Storage (CCS): A Review ». In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 38, p. 848-863. ISSN : 1364-0321. DOI : [10.1016/j.rser.2014.07.017](https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.017).
- LAB., MIT Energy Initiative and Princeton University ZERO (s. d.). *GenX: A Configurable Power System Capacity Expansion Model for Studying Low-Carbon Energy Futures*. Version 0.4.1. DOI : [10.5281/zenodo.10846070](https://doi.org/10.5281/zenodo.10846070).
- LEHTILA, Antti et George GIANNAKIDIS (2013). « TIMES Grid Modeling Features ». In : URL : <https://forum.kanors-emr.org/showthread.php?tid=221&highlight=interconnections>.
- LI, Francis G. N., Steve PYE et Neil STRACHAN (1<sup>er</sup> nov. 2016). « Regional Winners and Losers in Future UK Energy System Transitions ». In : *Energy Strategy Reviews* 13-14, p. 11-31. ISSN : 2211-467X. DOI : [10.1016/j.esr.2016.08.002](https://doi.org/10.1016/j.esr.2016.08.002).
- LINARES, Pedro et al. (2006). « Internalisation of Externalities into Energy Decision-Making: A Model for the Social Optimisation of the Operation of Electrical Power Systems ». In : *2nd Atlantic Workshop on Energy and Environmental Economics*, p. 27. URL : [https://www.iit.comillas.edu/publicacion/conferencia/en/10500/Internalisation\\_of\\_externalities\\_into\\_energy\\_decision-making:\\_A\\_model\\_for\\_the\\_social\\_optimisation\\_of\\_the\\_operation\\_of\\_electrical\\_power\\_systems](https://www.iit.comillas.edu/publicacion/conferencia/en/10500/Internalisation_of_externalities_into_energy_decision-making:_A_model_for_the_social_optimisation_of_the_operation_of_electrical_power_systems).

- LOPES, João Abel Peças et al. (mai 2020). « The Future of Power Systems: Challenges, Trends, and Upcoming Paradigms ». In : *WIREs Energy and Environment* 9.3, e368. ISSN : 2041-8396, 2041-840X. DOI : [10.1002/wene.368](https://doi.org/10.1002/wene.368).
- LOULOU, Richard et al. (juill. 2016). « Part I: TIMES Concepts and Theory ». In : URL : [https://github.com/etsap-TIMES/TIMES\\_Documentation](https://github.com/etsap-TIMES/TIMES_Documentation) (visité le 15/02/2022).
- LUDERER, Gunnar et al. (déc. 2019). « Environmental Co-Benefits and Adverse Side-Effects of Alternative Power Sector Decarbonization Strategies ». In : *Nature Communications* 10.1, p. 5229. ISSN : 2041-1723. DOI : [10.1038/s41467-019-13067-8](https://doi.org/10.1038/s41467-019-13067-8).
- MAROCAIN, Ministère de l'énergie des mines et de l'environnement (2021). *Feuille de Route de l'hydrogène Vert*. URL : [https://www.mem.gov.ma/Lists/Lst\\_rapports/Attachments/36/Feuille%20de%20route%20de%20hydrog%C3%A8ne%20vert.pdf](https://www.mem.gov.ma/Lists/Lst_rapports/Attachments/36/Feuille%20de%20route%20de%20hydrog%C3%A8ne%20vert.pdf) (visité le 02/11/2023).
- MARTÍN-GAMBOA, Mario et al. (1<sup>er</sup> mai 2017). « A Review of Life-Cycle Approaches Coupled with Data Envelopment Analysis within Multi-Criteria Decision Analysis for Sustainability Assessment of Energy Systems ». In : *Journal of Cleaner Production* 150, p. 164-174. ISSN : 0959-6526. DOI : [10.1016/j.jclepro.2017.03.017](https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.03.017).
- MAURITANIA et CWP (18 fév. 2023). *Mauritania And CWP Sign A Framework Agreement For The \$40 Billion "AMAN" Green Hydrogen Project - Mauritania Energy*. URL : <https://mauritaniaenergy.com/?p=4318> (visité le 13/10/2023).
- MAY, Roel et al. (1<sup>er</sup> déc. 2020). « Global Life-Cycle Impacts of Onshore Wind-Power Plants on Bird Richness ». In : *Environmental and Sustainability Indicators* 8, p. 100080. ISSN : 2665-9727. DOI : [10.1016/j.indic.2020.100080](https://doi.org/10.1016/j.indic.2020.100080).
- MCCABE, Kevin et al. (11 mai 2022). *Distributed Wind Energy Futures Study*. NREL/TP-7A40-82519, 1868329, MainId:83292, NREL/TP-7A40-82519, 1868329, MainId:83292. DOI : [10.2172/1868329](https://doi.org/10.2172/1868329).
- MCDOWALL, Will et al. (1<sup>er</sup> jan. 2018). « Is the Optimal Decarbonization Pathway Influenced by Indirect Emissions? Incorporating Indirect Life-Cycle Carbon Dioxide Emissions into a European TIMES Model ». In : *Journal of Cleaner Production* 170, p. 260-268. ISSN : 0959-6526. DOI : [10.1016/j.jclepro.2017.09.132](https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.09.132).
- McKENNA, Russell et al. (1<sup>er</sup> jan. 2022). « High-Resolution Large-Scale Onshore Wind Energy Assessments: A Review of Potential Definitions, Methodologies and Future Research Needs ». In : *Renewable Energy* 182, p. 659-684. ISSN : 0960-1481. DOI : [10.1016/j.renene.2021.10.027](https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.10.027).
- MEADOWS, Donella H. et al., éd. (1972). *The Limits to Growth: A Report for the Club of Rome's Project on the Predicament of Mankind*. New York : Universe Books. 205 p. ISBN : 978-0-87663-165-2.
- MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES MINES, Algérie (sept. 2023). *Stratégie Nationale de Développement de l'Hydrogène En Algérie*. URL : <https://www.energy.gov.dz/?article=strategie-nationale-de-dveloppement-de-l-hydrogene-en-algrie-4> (visité le 13/02/2024).
- MINISTÈRE DE LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE ET SOLIDAIRE (2020). *Stratégie Nationale Bas-Carbone*. URL : [https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/2020-03-25\\_MTES\\_SNBC2.pdf](https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/2020-03-25_MTES_SNBC2.pdf) (visité le 18/05/2024).

- MINISTÈRE DU PÉTROLE DES MINES ET DE L'ÉNERGIE MAURITANIE, Mauritanie (sept. 2022). *Feuille de Route Pour l'industrie d'hydrogène à Faible Empreinte de Carbone En Mauritanie*. URL : <https://www.petrole.gov.mr/?feuille-de-route-hydrogene-mauritanie> (visité le 13/02/2024).
- MONITOR, Global Energy (2024a). *Global Energy Monitor, Global Solar Power Tracker - June 2024*.
- (2024b). *Global Wind Power Tracker - June 2024*.
- MOROCCO (21 déc. 2021). *Stratégie Bas Carbone à Long Terme Maroc 2050*. URL : [https://unfccc.int/sites/default/files/resource/MAR\\_LTS\\_Dec2021.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/resource/MAR_LTS_Dec2021.pdf) (visité le 16/04/2024).
- MUTEL, Chris (19 avr. 2017). « Brightway: An Open Source Framework for Life Cycle Assessment ». In : *Journal of Open Source Software* 2.12, p. 236. ISSN : 2475-9066. DOI : [10.21105/joss.00236](https://doi.org/10.21105/joss.00236).
- NATIONS, United (2024). *World Population Prospects - Population Division - United Nations*. URL : <https://population.un.org/wpp/Download/Standard/Population/> (visité le 05/08/2024).
- NEEDS (2009a). *Deliverable N° 6.1 – RS1a “External Costs from Emerging Electricity Generation Technologies ”*.
- (2009b). *Final Report Summary - NEEDS (New Energy Externalities Development for Sustainability) | FP6*. CORDIS | European Commission. URL : <https://cordis.europa.eu/project/id/502687/reporting> (visité le 02/09/2024).
- NEGAWATT (14 avr. 2022). *LE SCÉNARIO EN DÉTAIL*. URL : <https://www.negawatt.org/IMG/pdf/scenario-negawatt-2022-rapport-complet-partie4.pdf> (visité le 14/04/2022).
- NGUYEN, Khanh Q. (1<sup>er</sup> mai 2008). « Internalizing Externalities into Capacity Expansion Planning: The Case of Electricity in Vietnam ». In : *Energy* 33.5, p. 740-746. ISSN : 0360-5442. DOI : [10.1016/j.energy.2008.01.014](https://doi.org/10.1016/j.energy.2008.01.014).
- NREL (2023). *2023 Annual Technology Baseline*. URL : <https://atb.nrel.gov/>.
- OBSERVATORY, European Hydrogen (4 avr. 2024a). *Hydrogen Production*. URL : <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/production-trade-and-cost/hydrogen-production> (visité le 10/04/2024).
- (4 avr. 2024b). *Scenarios for Future Hydrogen Demand*. URL : <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/tools-reports/scenarios-future-hydrogen-demand> (visité le 15/04/2024).
- OBSERVATORY, Global Energy et al. (2018). *Global Power Plant Database*. URL : <https://datasets.wri.org/dataset/globalpowerplantdatabase> (visité le 07/07/2023).
- ODRE (2022). *Parc régional annuel de production par filière*. URL : <https://odre.opendatasoft.com/explore/dataset/parc-region-annuel-production-filiere/> (visité le 17/11/2022).
- PALMER-WILSON, Kevin et al. (1<sup>er</sup> juin 2019). « Impact of Land Requirements on Electricity System Decarbonisation Pathways ». In : *Energy Policy* 129, p. 193-205. ISSN : 0301-4215. DOI : [10.1016/j.enpol.2019.01.071](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.01.071).

- PANAGOPOULOS, Argyris et Katherine-Joanne HARALAMBOUS (1<sup>er</sup> déc. 2020). « Environmental Impacts of Desalination and Brine Treatment - Challenges and Mitigation Measures ». In : *Marine Pollution Bulletin* 161, p. 111773. ISSN : 0025-326X. DOI : [10.1016/j.marpolbul.2020.111773](https://doi.org/10.1016/j.marpolbul.2020.111773).
- PANOS, Evangelos et Antti LEHTILÄ (2016). « Dispatching and Unit Commitment Features in TIMES ». In : *International Energy Agency–Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP)*. URL : [https://www.iea-etsap.org/docs/TIMES\\_Dispatching\\_Documentation.pdf](https://www.iea-etsap.org/docs/TIMES_Dispatching_Documentation.pdf).
- PARLIAMENT, European (11 déc. 2018). *Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the Promotion of the Use of Energy from Renewable Sources (Recast) (Text with EEA Relevance.)* URL : <http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj/eng> (visité le 04/11/2023).
- PARLIAMENT, European et Council of the EUROPEAN UNION (2021). *Regulation (EU) 2021/1119 of the European Parliament and of the Council of 30 June 2021 Establishing the Framework for Achieving Climate Neutrality and Amending Regulations (EC) No 401/2009 and (EU) 2018/1999 ('European Climate Law')*. URL : <http://data.europa.eu/eli/reg/2021/1119/oj/eng> (visité le 14/02/2022).
- PARZEN, Maximilian et al. (1<sup>er</sup> juill. 2023). « PyPSA-Earth. A New Global Open Energy System Optimization Model Demonstrated in Africa ». In : *Applied Energy* 341, p. 121096. ISSN : 0306-2619. DOI : [10.1016/j.apenergy.2023.121096](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121096).
- PATRIZIO, Piera, Yoga Wienda PRATAMA et Niall Mac DOWELL (19 août 2020). « Socially Equitable Energy System Transitions ». In : *Joule* 4.8, p. 1700-1713. ISSN : 2542-4351. DOI : [10.1016/j.joule.2020.07.010](https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.07.010).
- PEDERSEN, Tim T. et al. (1<sup>er</sup> nov. 2021). « Modeling All Alternative Solutions for Highly Renewable Energy Systems ». In : *Energy* 234, p. 121294. ISSN : 0360-5442. DOI : [10.1016/j.energy.2021.121294](https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121294).
- PFENNINGER, Stefan, Adam HAWKES et James KEIRSTEAD (1<sup>er</sup> mai 2014). « Energy Systems Modeling for Twenty-First Century Energy Challenges ». In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 33, p. 74-86. ISSN : 1364-0321. DOI : [10.1016/j.rser.2014.02.003](https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.02.003).
- PIETRAPERIOSA, F. et al. (1<sup>er</sup> jan. 2010). « Assessment of Externalities Related to Global and Local Air Pollutants with the NEEDS-TIMES Italy Model ». In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14.1, p. 404-412. ISSN : 1364-0321. DOI : [10.1016/j.rser.2009.08.011](https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.08.011).
- PRICE, James, Kai MAINZER et al. (2020). « The Implications of Landscape Visual Impact on Future Highly Renewable Power Systems: A Case Study for Great Britain ». In : *IEEE Transactions on Power Systems*, p. 1-1. ISSN : 1558-0679. DOI : [10.1109/TPWRS.2020.2992061](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.2992061).
- PRICE, James, Marianne ZEYRINGER et al. (15 oct. 2018). « Low Carbon Electricity Systems for Great Britain in 2050: An Energy-Land-Water Perspective ». In : *Applied Energy* 228, p. 928-941. ISSN : 0306-2619. DOI : [10.1016/j.apenergy.2018.06.127](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.06.127).

- PRINA, Matteo Giacomo et al. (1<sup>er</sup> sept. 2020). « Classification and Challenges of Bottom-up Energy System Models - A Review ». In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 129, p. 109917. ISSN : 1364-0321. DOI : [10.1016/j.rser.2020.109917](https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109917).
- RAFAJ, Peter et Socrates KYPREOS (1<sup>er</sup> fév. 2007). « Internalisation of External Cost in the Power Generation Sector: Analysis with Global Multi-regional MARKAL Model ». In : *Energy Policy* 35.2, p. 828-843. ISSN : 0301-4215. DOI : [10.1016/j.enpol.2006.03.003](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.03.003).
- RAM, Manish, Arman AGHAHOSSEINI et Christian BREYER (1<sup>er</sup> fév. 2020). « Job Creation during the Global Energy Transition towards 100% Renewable Power System by 2050 ». In : *Technological Forecasting and Social Change* 151, p. 119682. ISSN : 0040-1625. DOI : [10.1016/j.techfore.2019.06.008](https://doi.org/10.1016/j.techfore.2019.06.008).
- RAWORTH, Kate (mai 2017). « A Doughnut for the Anthropocene: Humanity's Compass in the 21st Century ». In : *The Lancet Planetary Health* 1.2, e48-e49. ISSN : 25425196. DOI : [10.1016/S2542-5196\(17\)30028-1](https://doi.org/10.1016/S2542-5196(17)30028-1).
- RECONSTRUCTION & DEVELOPMENT (EBRD), European Bank for (14 août 2024). *Egypt's National Low Carbon Hydrogen Strategy – Short Version*. URL : <https://greenhydrogen.cabinet.gov.eg/static/media/pdf.6c00ad6b21bdc68bc522.pdf> (visité le 29/10/2024).
- RIBEIRO, Fernando, Paula FERREIRA et Madalena ARAÚJO (1<sup>er</sup> avr. 2013). « Evaluating Future Scenarios for the Power Generation Sector Using a Multi-Criteria Decision Analysis (MCDA) Tool: The Portuguese Case ». In : *Energy* 52, p. 126-136. ISSN : 0360-5442. DOI : [10.1016/j.energy.2012.12.036](https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.12.036).
- ROCKSTRÖM, Johan et al. (18 nov. 2009). « Planetary Boundaries: Exploring the Safe Operating Space for Humanity ». In : *Ecology and Society* 14.2. ISSN : 1708-3087. DOI : [10.5751/ES-03180-140232](https://doi.org/10.5751/ES-03180-140232).
- ROI DE FRANCE, Conseil d'Etat du (19 mars 1783). « Arrest Du Conseil d'Etat Du Roi Portant Établissement d'une Ecole de Mines ». In : (*No Title*). URL : <https://www.admi.net/jo/LOUIS16/1783.html>.
- ROUSSEAU, Patrick (mai 2022). « Analyse du cycle de vie (ACV) - Présentation, méthodologie, applications et limites ». In : *Chimie verte*. DOI : [10.51257/a-v2-g5500](https://doi.org/10.51257/a-v2-g5500).
- RTE (25 oct. 2021). *Futurs Énergétiques 2050 - La Consommation*. URL : <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilan-previsionnel-2050-futurs-energetiques>.
- (2022a). *Futurs Énergétiques 2050 - Rapport Complet*. URL : <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilan-previsionnel-2050-futurs-energetiques#Lesdocuments>.
- (23 juin 2022b). *Futurs Énergétiques 2050: L'analyse Économique*. URL : [https://assets.rte-france.com/prod/public/2022-06/FE2050%20\\_Rapport%20complet\\_11.pdf](https://assets.rte-france.com/prod/public/2022-06/FE2050%20_Rapport%20complet_11.pdf) (visité le 21/05/2024).
- (23 juin 2022c). *Futurs Énergétiques 2050: L'analyse Environnementale*. URL : [https://assets.rte-france.com/prod/public/2022-06/FE2050%20\\_Rapport%20complet\\_12.pdf](https://assets.rte-france.com/prod/public/2022-06/FE2050%20_Rapport%20complet_12.pdf) (visité le 21/05/2024).
- (19 fév. 2024). *Antares Simulator Documentation*. URL : <https://antares-simulator.readthedocs.io/en/stable/> (visité le 29/05/2024).

- RUIZ, CASTELLO Pablo et al. (20 juin 2019). *ENSPRESO - an Open Data, EU-28 Wide, Transparent and Coherent Database of Wind, Solar and Biomass Energy Potentials*. JRC Publications Repository. URL : <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC116900> (visité le 03/10/2022).
- RUIZ, P. et al. (1<sup>er</sup> nov. 2019). « ENSPRESO - an Open, EU-28 Wide, Transparent and Coherent Database of Wind, Solar and Biomass Energy Potentials ». In : *Energy Strategy Reviews* 26, p. 100379. ISSN : 2211-467X. DOI : [10.1016/j.esr.2019.100379](https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.100379).
- RYBERG, Morten W., Martin Marchman ANDERSEN et al. (déc. 2020). « Downscaling the Planetary Boundaries in Absolute Environmental Sustainability Assessments – A Review ». In : *Journal of Cleaner Production* 276, p. 123287. ISSN : 09596526. DOI : [10.1016/j.jclepro.2020.123287](https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.123287).
- RYBERG, Morten W., Troels K. BJERRE et al. (2021). « Absolute Environmental Sustainability Assessment of a Danish Utility Company Relative to the Planetary Boundaries ». In : *Journal of Industrial Ecology* 25.3, p. 765-777. ISSN : 1530-9290. DOI : [10.1111/jieec.13075](https://doi.org/10.1111/jieec.13075).
- RYBERG, Morten W., Mikołaj OWSIANIAK, Julie CLAVREUL et al. (1<sup>er</sup> sept. 2018). « How to Bring Absolute Sustainability into Decision-Making: An Industry Case Study Using a Planetary Boundary-based Methodology ». In : *Science of The Total Environment* 634, p. 1406-1416. ISSN : 0048-9697. DOI : [10.1016/j.scitotenv.2018.04.075](https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2018.04.075).
- RYBERG, Morten W., Mikołaj OWSIANIAK, Katherine RICHARDSON et al. (1<sup>er</sup> mai 2018). « Development of a Life-Cycle Impact Assessment Methodology Linked to the Planetary Boundaries Framework ». In : *Ecological Indicators* 88, p. 250-262. ISSN : 1470-160X. DOI : [10.1016/j.ecolind.2017.12.065](https://doi.org/10.1016/j.ecolind.2017.12.065).
- SACCHI, R. et al. (1<sup>er</sup> mai 2022). « PRospective EnvironMental Impact asSEment (Premise): A Streamlined Approach to Producing Databases for Prospective Life Cycle Assessment Using Integrated Assessment Models ». In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 160, p. 112311. ISSN : 1364-0321. DOI : [10.1016/j.rser.2022.112311](https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112311).
- SAHABMANESH, Aref et Yadollah SABOOHI (1<sup>er</sup> mai 2017). « Model of Sustainable Development of Energy System, Case of Hamedan ». In : *Energy Policy* 104, p. 66-79. ISSN : 0301-4215. DOI : [10.1016/j.enpol.2017.01.039](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.01.039).
- SALA, Serenella et al. (1<sup>er</sup> sept. 2020). « Environmental Sustainability of European Production and Consumption Assessed against Planetary Boundaries ». In : *Journal of Environmental Management* 269, p. 110686. ISSN : 0301-4797. DOI : [10.1016/j.jenvman.2020.110686](https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2020.110686).
- SASSE, Jan-Philipp et Evelina TRUTNEVYTE (15 nov. 2019). « Distributional Trade-Offs between Regionally Equitable and Cost-Efficient Allocation of Renewable Electricity Generation ». In : *Applied Energy* 254, p. 113724. ISSN : 0306-2619. DOI : [10.1016/j.apenergy.2019.113724](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113724).
- (2 oct. 2020). « Regional Impacts of Electricity System Transition in Central Europe until 2035 ». In : *Nature Communications* 11.1 (1), p. 4972. ISSN : 2041-1723. DOI : [10.1038/s41467-020-18812-y](https://doi.org/10.1038/s41467-020-18812-y).

- SCHELLER, Fabian et al. (1<sup>er</sup> nov. 2021). « An Expert Survey to Assess the Current Status and Future Challenges of Energy System Analysis ». In : *Smart Energy* 4, p. 100057. ISSN : 2666-9552. DOI : [10.1016/j.segy.2021.100057](https://doi.org/10.1016/j.segy.2021.100057).
- SCHLACHTBERGER, D. P. et al. (1<sup>er</sup> sept. 2017). « The Benefits of Cooperation in a Highly Renewable European Electricity Network ». In : *Energy* 134, p. 469-481. ISSN : 0360-5442. DOI : [10.1016/j.energy.2017.06.004](https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.06.004).
- SDES (3 oct. 2023). *La France Face Aux Neuf Limites Planétaires*. URL : <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/la-france-face-aux-neuf-limites-planetaires/pdf/la-france-face-aux-neuf-limites-planetaires.pdf> (visité le 26/09/2024).
- SECK, Gondia S. et al. (1<sup>er</sup> oct. 2022). « Hydrogen and the Decarbonization of the Energy System in Europe in 2050: A Detailed Model-Based Analysis ». In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 167, p. 112779. ISSN : 1364-0321. DOI : [10.1016/j.rser.2022.112779](https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112779).
- SÉNAT (29 avr. 2024). *Audition de Patrick Pouyanné, PDG de TotalEnergies*. videos.senat.fr. URL : [https://videos.senat.fr/video.4596871\\_662f6050bcaa8.audition-de-patrick-pouyanne-pdg-de-totalenergies](https://videos.senat.fr/video.4596871_662f6050bcaa8.audition-de-patrick-pouyanne-pdg-de-totalenergies) (visité le 13/07/2024).
- SIGGINI, Seyram (25 mars 2021). « Approche Intégrée Pour l'analyse Prospective de La Décarbonisation Profonde Du Système Électrique Européen à l'horizon 2050 Face à La Variabilité Climatique ». These de doctorat. Université Paris sciences et lettres. URL : <https://www.theses.fr/2021UPSLM010> (visité le 05/10/2021).
- SIMOES, Sofia et al. (2013). *The JRC-EU-TIMES Model: Assessing the Long-Term Role of the SET Plan Energy Technologies*. Luxembourg : Publications Office. ISBN : 978-92-79-34507-4.
- SIMOES, Sofia G. et al. (1<sup>er</sup> mai 2021). « Climate Proofing the Renewable Electricity Deployment in Europe - Introducing Climate Variability in Large Energy Systems Models ». In : *Energy Strategy Reviews* 35, p. 100657. ISSN : 2211-467X. DOI : [10.1016/j.esr.2021.100657](https://doi.org/10.1016/j.esr.2021.100657).
- STEFFEN, Will et al. (13 fév. 2015). « Planetary Boundaries: Guiding Human Development on a Changing Planet ». In : *Science* 347.6223, p. 1259855. DOI : [10.1126/science.1259855](https://doi.org/10.1126/science.1259855).
- STEUBING, Bernhard, Angelica MENDOZA BELTRAN et Romain SACCHI (1<sup>er</sup> sept. 2023). « Conditions for the Broad Application of Prospective Life Cycle Inventory Databases ». In : *The International Journal of Life Cycle Assessment* 28.9, p. 1092-1103. ISSN : 1614-7502. DOI : [10.1007/s11367-023-02192-8](https://doi.org/10.1007/s11367-023-02192-8).
- STRANDDORF, Liv K. et al. (26 mai 2023). « Evaluation of Life Cycle Impacts of European Electricity Generation in Relation to the Planetary Boundaries ». In : *Sustainable Production and Consumption*. ISSN : 2352-5509. DOI : [10.1016/j.spc.2023.05.026](https://doi.org/10.1016/j.spc.2023.05.026).
- SÜSSER, Diana et al. (1<sup>er</sup> oct. 2022). « Why Energy Models Should Integrate Social and Environmental Factors: Assessing User Needs, Omission Impacts, and Real-Word Accuracy in the European Union ». In : *Energy Research & Social Science* 92, p. 102775. ISSN : 2214-6296. DOI : [10.1016/j.erss.2022.102775](https://doi.org/10.1016/j.erss.2022.102775).

- SWEERTS, Bart, Francesco Dalla LONGA et Bob van der ZWAAN (1<sup>er</sup> mars 2019). « Financial De-Risking to Unlock Africa's Renewable Energy Potential ». In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 102, p. 75-82. ISSN : 1364-0321. DOI : [10.1016/j.rser.2018.11.039](https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.11.039).
- THAPAR, Sapan (1<sup>er</sup> juill. 2022). « Centralized vs Decentralized Solar: A Comparison Study (India) ». In : *Renewable Energy* 194, p. 687-704. ISSN : 0960-1481. DOI : [10.1016/j.renene.2022.05.117](https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.05.117).
- TIAR, Bachir et al. (3 avr. 2024). « Navigating Algeria towards a Sustainable Green Hydrogen Future to Empower North Africa and Europe's Clean Hydrogen Transition ». In : *International Journal of Hydrogen Energy* 61, p. 783-802. ISSN : 0360-3199. DOI : [10.1016/j.ijhydene.2024.02.328](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.02.328).
- TIMMERBERG, Sebastian et Martin KALTSCHMITT (1<sup>er</sup> mars 2019). « Hydrogen from Renewables: Supply from North Africa to Central Europe as Blend in Existing Pipelines – Potentials and Costs ». In : *Applied Energy* 237, p. 795-809. ISSN : 0306-2619. DOI : [10.1016/j.apenergy.2019.01.030](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.030).
- TRAINOR, Anne M., Robert I. McDONALD et Joseph FARGIONE (8 sept. 2016). « Energy Sprawl Is the Largest Driver of Land Use Change in United States ». In : *PLOS ONE* 11.9, e0162269. ISSN : 1932-6203. DOI : [10.1371/journal.pone.0162269](https://doi.org/10.1371/journal.pone.0162269).
- TRANBERG, Bo et al. (1<sup>er</sup> nov. 2019). « Real-Time Carbon Accounting Method for the European Electricity Markets ». In : *Energy Strategy Reviews* 26, p. 100367. ISSN : 2211-467X. DOI : [10.1016/j.esr.2019.100367](https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.100367).
- TRÖNDLE, Tim (6 août 2020). « Supply-Side Options to Reduce Land Requirements of Fully Renewable Electricity in Europe ». In : *PLOS ONE* 15.8, e0236958. ISSN : 1932-6203. DOI : [10.1371/journal.pone.0236958](https://doi.org/10.1371/journal.pone.0236958).
- TRÖNDLE, Tim et al. (16 sept. 2020). « Trade-Offs between Geographic Scale, Cost, and Infrastructure Requirements for Fully Renewable Electricity in Europe ». In : *Joule* 4.9, p. 1929-1948. ISSN : 2542-4351. DOI : [10.1016/j.joule.2020.07.018](https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.07.018).
- TRUTNEVYTE, Evelina et al. (20 déc. 2019). « Societal Transformations in Models for Energy and Climate Policy: The Ambitious Next Step ». In : *One Earth* 1.4, p. 423-433. ISSN : 2590-3322. DOI : [10.1016/j.oneear.2019.12.002](https://doi.org/10.1016/j.oneear.2019.12.002).
- TUNISIA (2 nov. 2022). *Stratégie de Développement Neutre En Carbone et Résilient Aux Changements Climatiques à l'horizon 2050*. URL : <https://unfccc.int/sites/default/files/resource/Strat%C3%A9gie%20de%20d%C3%A9veloppement%20neutre%20en%20carbone%20et%20r%C3%A9silient%20-%20Tunisie.pdf>.
- UNECE (2022). *Life Cycle Assessment of Electricity Generation Options*. URL : <https://unece.org/sed/documents/2021/10/reports/life-cycle-assessment-electricity-generation-options> (visité le 04/04/2022).
- UNFCCC (3 sept. 2015). *Algeria NDC*. URL : <https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/Algeria%20-%20INDC%20%28English%20unofficial%20translation%29%20September%2003%2C2015.pdf>.
- (2021a). *Contribution Déterminée Nationale Actualisée CDN 2021-2030*. URL : <https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/CDN-actualis%C3%A9%202021-%20Mauritania.pdf>.

- UNFCCC (juin 2021b). *Moroccan Updated NDC 2021*. URL : [https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/Moroccan%20updated%20NDC%202021%20\\_Fr.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/Moroccan%20updated%20NDC%202021%20_Fr.pdf).
- (2021c). *Updated NDC - TUNISIA*. URL : <https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-08/CDN%20-%20Updated%20-english%20version.pdf>.
- (7 juill. 2022). *Egypt's First Updated Nationally Determined Contributions*. URL : <https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-07/Egypt%20Updated%20NDC.pdf>.
- UNIDO (23 juin 2023). *Assessment of Low Carbon Hydrogen Production, Demand, Business Models and Value Chain in Egypt*. URL : [https://www.unido.org/sites/default/files/files/2023-06/Low-Carbon-Hydrogen-Assessments-in-Egypt-Highlights-UNIDO.pdf?\\_token=1999681366](https://www.unido.org/sites/default/files/files/2023-06/Low-Carbon-Hydrogen-Assessments-in-Egypt-Highlights-UNIDO.pdf?_token=1999681366) (visité le 20/04/2024).
- UNIDO, IRENA et IDOS (5 fév. 2024). *Green Hydrogen for Sustainable Industrial Development: A Policy Toolkit for Developing Countries*. ISBN : 978-92-9260-579-7. URL : <https://www.irena.org/Publications/2024/Feb/Green-hydrogen-for-sustainable-industrial-development-A-policy-toolkit-for-developing-countries> (visité le 10/02/2024).
- UNIES, NATIONS (1998). *Protocole de Kyoto à La Convention-Cadre Des Nations Unies Sur Les Changements Climatiques*. URL : <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpfrench.pdf>.
- (2015). *Accord de Paris*. URL : [https://unfccc.int/files/essential\\_background/convention/application/pdf/french\\_paris\\_agreement.pdf](https://unfccc.int/files/essential_background/convention/application/pdf/french_paris_agreement.pdf) (visité le 23/09/2023).
- UNION, European et Arab Republic of EGYPT (16 nov. 2022). *Memorandum of Understanding on a Strategic Partnership on Renewable Hydrogen between the European Union and the the Arab Republic of Egypt*. URL : [https://energy.ec.europa.eu/system/files/2022-11/MoU\\_EU-Egypt\\_on\\_renewable\\_hydrogen\\_FINAL\\_SIGNED\\_by\\_EU.pdf](https://energy.ec.europa.eu/system/files/2022-11/MoU_EU-Egypt_on_renewable_hydrogen_FINAL_SIGNED_by_EU.pdf) (visité le 02/11/2023).
- VÅGERÖ, Oskar et Marianne ZEYRINGER (1<sup>er</sup> jan. 2023). « Can We Optimise for Justice? Reviewing the Inclusion of Energy Justice in Energy System Optimisation Models ». In : *Energy Research & Social Science* 95, p. 102913. ISSN : 2214-6296. DOI : [10.1016/j.erss.2022.102913](https://doi.org/10.1016/j.erss.2022.102913).
- Van der ZWAAN, Bob, Sam LAMBOO et Francesco DALLA LONGA (1<sup>er</sup> déc. 2021). « Timmermans' Dream: An Electricity and Hydrogen Partnership between Europe and North Africa ». In : *Energy Policy* 159, p. 112613. ISSN : 0301-4215. DOI : [10.1016/j.enpol.2021.112613](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112613).
- VANDEPAER, Laurent et al. (21 avr. 2020). « Energy System Pathways with Low Environmental Impacts and Limited Costs: Minimizing Climate Change Impacts Produces Environmental Cobenefits and Challenges in Toxicity and Metal Depletion Categories ». In : *Environmental Science & Technology* 54.8, p. 5081-5092. ISSN : 0013-936X. DOI : [10.1021/acs.est.9b06484](https://doi.org/10.1021/acs.est.9b06484).
- Van ZALK, John et Paul BEHRENS (1<sup>er</sup> déc. 2018). « The Spatial Extent of Renewable and Non-Renewable Power Generation: A Review and Meta-Analysis of Power Densities and Their Application in the U.S. ». In : *Energy Policy* 123, p. 83-91. ISSN : 0301-4215. DOI : [10.1016/j.enpol.2018.08.023](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.08.023).

- VARGAS-GONZALEZ, Marcial et al. (1<sup>er</sup> déc. 2019). « Operational Life Cycle Impact Assessment Weighting Factors Based on Planetary Boundaries: Applied to Cosmetic Products ». In : *Ecological Indicators* 107, p. 105498. ISSN : 1470-160X. DOI : [10.1016/j.ecolind.2019.105498](https://doi.org/10.1016/j.ecolind.2019.105498).
- VÁZQUEZ, Daniel et Gonzalo GUILLÉN-GOSÁLBEZ (31 déc. 2021). « Process Design within Planetary Boundaries: Application to CO<sub>2</sub> Based Methanol Production ». In : *Chemical Engineering Science* 246, p. 116891. ISSN : 0009-2509. DOI : [10.1016/j.ces.2021.116891](https://doi.org/10.1016/j.ces.2021.116891).
- VOGEL, Moritz, Marion WINGENBACH et Dierk BAUKNECHT (2022). « Decentralizing the Electricity Infrastructure: What Is Economically Viable? » In : *The 4Ds of Energy Transition*. John Wiley & Sons, Ltd, p. 299-324. ISBN : 978-3-527-83142-5. DOI : [10.1002/9783527831425.ch14](https://doi.org/10.1002/9783527831425.ch14).
- VOLKART, Kathrin, Christopher L. MUTEL et Evangelos PANOS (1<sup>er</sup> oct. 2018). « Integrating Life Cycle Assessment and Energy System Modelling: Methodology and Application to the World Energy Scenarios ». In : *Sustainable Production and Consumption* 16, p. 121-133. ISSN : 2352-5509. DOI : [10.1016/j.spc.2018.07.001](https://doi.org/10.1016/j.spc.2018.07.001).
- VOLKART, Kathrin, Nicolas WEIDMANN et al. (juill. 2017). « Multi-Criteria Decision Analysis of Energy System Transformation Pathways: A Case Study for Switzerland ». In : *Energy Policy* 106, p. 155-168. ISSN : 03014215. DOI : [10.1016/j.enpol.2017.03.026](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.03.026).
- WANG-ERLANDSSON, Lan et al. (26 avr. 2022). « A Planetary Boundary for Green Water ». In : *Nature Reviews Earth & Environment*, p. 1-13. ISSN : 2662-138X. DOI : [10.1038/s43017-022-00287-8](https://doi.org/10.1038/s43017-022-00287-8).
- WEIDNER, Till, Ángel GALÁN-MARTÍN et al. (1<sup>er</sup> août 2022). « Energy Systems Modeling and Optimization for Absolute Environmental Sustainability: Current Landscape and Opportunities ». In : *Computers & Chemical Engineering* 164, p. 107883. ISSN : 0098-1354. DOI : [10.1016/j.compchemeng.2022.107883](https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2022.107883).
- WEIDNER, Till et Gonzalo GUILLÉN-GOSÁLBEZ (15 fév. 2023). « Planetary Boundaries Assessment of Deep Decarbonisation Options for Building Heating in the European Union ». In : *Energy Conversion and Management* 278, p. 116602. ISSN : 0196-8904. DOI : [10.1016/j.enconman.2022.116602](https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116602).
- WERNET, Gregor et al. (1<sup>er</sup> sept. 2016). « The Ecoinvent Database Version 3 (Part I): Overview and Methodology ». In : *The International Journal of Life Cycle Assessment* 21.9, p. 1218-1230. ISSN : 1614-7502. DOI : [10.1007/s11367-016-1087-8](https://doi.org/10.1007/s11367-016-1087-8).
- WESELEK, Axel et al. (19 juin 2019). « Agrophotovoltaic Systems: Applications, Challenges, and Opportunities. A Review ». In : *Agronomy for Sustainable Development* 39.4, p. 35. ISSN : 1773-0155. DOI : [10.1007/s13593-019-0581-3](https://doi.org/10.1007/s13593-019-0581-3).
- WETZEL, Manuel, Hans Christian GILS et Valentin BERTSCH (1<sup>er</sup> juill. 2023). « Green Energy Carriers and Energy Sovereignty in a Climate Neutral European Energy System ». In : *Renewable Energy* 210, p. 591-603. ISSN : 0960-1481. DOI : [10.1016/j.renene.2023.04.015](https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.04.015).
- WILLIAMS, James H. et al. (2021). « Carbon-Neutral Pathways for the United States ». In : *AGU Advances* 2.1, e2020AV000284. ISSN : 2576-604X. DOI : [10.1029/2020AV000284](https://doi.org/10.1029/2020AV000284).

- WOLFF, Anastasia, Natacha GONDRAN et Christian BRODHAG (nov. 2017). « Detecting Unsustainable Pressures Exerted on Biodiversity by a Company. Application to the Food Portfolio of a Retailer ». In : *Journal of Cleaner Production* 166, p. 784-797. ISSN : 09596526. DOI : [10.1016/j.jclepro.2017.08.057](https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.08.057).
- WOLSINK, Maarten (19 mai 2018). « Co-Production in Distributed Generation: Renewable Energy and Creating Space for Fitting Infrastructure within Landscapes ». In : *Landscape Research* 43.4, p. 542-561. ISSN : 0142-6397. DOI : [10.1080/01426397.2017.1358360](https://doi.org/10.1080/01426397.2017.1358360).
- (jan. 2020). « Framing in Renewable Energy Policies: A Glossary ». In : *Energies* 13.11 (11), p. 2871. DOI : [10.3390/en13112871](https://doi.org/10.3390/en13112871).
- WORLD BANK (mars 2019). *The Role of Desalination in an Increasingly Water-Scarce World*. World Bank, Washington, DC. DOI : [10.1596/31416](https://doi.org/10.1596/31416).
- WU, Grace C., Emily LESLIE et al. (juill. 2020). « Low-Impact Land Use Pathways to Deep Decarbonization of Electricity ». In : *Environmental Research Letters* 15.7, p. 074044. ISSN : 1748-9326. DOI : [10.1088/1748-9326/ab87d1](https://doi.org/10.1088/1748-9326/ab87d1).
- WU, Grace C., Margaret S. TORN et James H. WILLIAMS (17 fév. 2015). « Incorporating Land-Use Requirements and Environmental Constraints in Low-Carbon Electricity Planning for California ». In : *Environmental Science & Technology* 49.4, p. 2013-2021. ISSN : 0013-936X. DOI : [10.1021/es502979v](https://doi.org/10.1021/es502979v).
- YANG, Yi (21 jan. 2020). « Comment on “Powering Sustainable Development within Planetary Boundaries” by I. M. Algunaibet, C. Pozo, A. Galán-Martín, M. A. J. Huijbregts, N. Mac Dowell and G. Guillén-Gosálbez, Energy Environ. Sci., 2019, 12, 1890 ». In : *Energy & Environmental Science* 13.1, p. 310-312. ISSN : 1754-5706. DOI : [10.1039/C9EE01176E](https://doi.org/10.1039/C9EE01176E).

## COLOPHON

This document was typeset using the typographical look-and-feel `classicthesis` developed by André Miede. The style was inspired by Robert Bringhurst's seminal book on typography "*The Elements of Typographic Style*". `classicthesis` is available for both  $\text{\LaTeX}$  and  $\text{\LyX}$  :

<https://bitbucket.org/amiede/classicthesis/>

*Final Version* as of 28 avril 2025 (`classicthesis` version 4.2).





## RÉSUMÉ

---

Le système électrique est au cœur de la lutte contre le changement climatique à cause de sa dépendance actuelle aux énergies fossiles mais également de sa capacité à décarboner des usages grâce à l'électrification. L'Europe vise à atteindre la neutralité carbone en 2050, objectif qui s'applique également au système électrique. Cet objectif implique des changements importants avec la sortie des technologies basées sur les combustibles fossiles mais également l'intégration des énergies renouvelables variables. Les conséquences dépassent les seuls aspects technico-économiques car ces transformations ont un impact sur l'acceptation sociale ainsi que la soutenabilité environnementale du système électrique. Cette thèse vise à explorer les moyens d'action permettant d'atteindre une production d'électricité à la fois socialement acceptable et environnementalement soutenable. L'analyse repose sur l'adaptation de ces concepts au système électrique à partir du modèle eTIMES-EU. Ce dernier appartient à la famille des modèles TIMES, modèles de type bottom-up reposant sur l'optimisation linéaire, permettant de prendre en compte les contraintes techniques en lien avec la production d'électricité. Cette thèse propose de compléter l'analyse technico-économique en considérant les aspects sociaux et les impacts environnementaux, elle s'articule autour de quatre axes. Le premier axe porte sur la prise en compte de l'emprise au sol du système électrique comme métrique intermédiaire permettant de prendre en compte l'acceptation sociale. Le deuxième axe examine l'évaluation de la soutenabilité environnementale de la production d'électricité à l'aide des outils d'analyse de cycle de vie et du cadre des limites planétaires. Le troisième axe analyse la faisabilité et les défis liés aux échanges d'hydrogène vert entre l'Afrique du Nord et l'Europe. Le quatrième axe, de nature plus exploratoire que les précédents, s'intéresse à la prise en compte de la justice énergétique dans le modèle en prenant pour exemple la décentralisation de la production d'électricité.

## MOTS CLÉS

---

Prospective, Modélisation des systèmes énergétiques, Transition énergétique, ACV

## ABSTRACT

---

The electricity system is at the core of addressing against climate change due to its current reliance on fossil fuels but also its ability to decarbonize various sectors through electrification. Europe aims to achieve carbon neutrality by 2050, a goal that also applies to the electricity system. This target necessitates significant changes, including the phasing out of fossil fuel-based technologies and the integration of variable renewable energy sources. The implications extend beyond mere techno-economic aspects, as these transformations impact both social acceptance and the environmental sustainability of the electricity system. This thesis aims to explore pathways to achieve electricity production that is both socially acceptable and environmentally sustainable. The analysis relies on adapting these concepts to the electricity system using the eTIMES-EU model. This model belongs to the TIMES family, bottom-up models based on linear optimization, which consider the technical constraints related to electricity generation. This thesis seeks to complement the techno-economic analysis by considering social dimensions and environmental impacts, structured around four main axes. The first axis focuses on incorporating the land footprint of the electricity system as an intermediate metric to account for social acceptance. The second axis examines the assessment of the environmental sustainability of electricity generation using life cycle assessment tools and the planetary boundaries framework. The third axis analyzes the feasibility and challenges of green hydrogen trade between North Africa and Europe. The fourth axis, more exploratory in nature than the previous ones, addresses the integration of energy justice into the model, using the decentralization of electricity generation as a case study.

## KEYWORDS

---

Prospective, Energy system modelling, Energy transition, LCA