

UNIVERSITE CATHOLIQUE DE LOUVAIN
MASTER EN SCIENCES ET GESTION DE L'ENVIRONNEMENT

ANALYSE DE SCÉNARIOS DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Institution d'accueil : *Climact*

Accompagnateur local : *CONTINO Francesco*

Maître de stage : *MARTIN Benoît*

Lecteur : *LEFEBVRE Arthur*

Rapport de stage présenté par

GÉRÉMIE François

Diplôme antérieur : *Master en Ingénieur civil en Informatique et Gestion*

(Spécialisé en Intelligence Artificielle et Aide à la décision)

En vue de l'obtention du grade académique

de Master en Sciences et

Gestion de l'Environnement

Juin 2024

Résumé

Dans le cadre du Master en Sciences et Gestion de l'environnement (ENVI2MC), un stage est organisé en fin de parcours. J'ai eu l'occasion de l'effectuer chez Climact et de travailler sur 2 sujets : la simulation de systèmes énergétiques et la construction de business model pour du stockage par air comprimé.

Le premier sujet est lié à la crise climatique qui impose de modifier nos systèmes énergétiques. Afin d'orienter correctement les investissements, des simulations sont faites grâce à des modèles de systèmes énergétiques (Energy System Models, ESMs). PyPSA-Eur est un ESM open-source qui possède une grande résolution temporelle, spatiale, technique et de couplage sectoriel. La difficulté est de pouvoir extraire de l'information des grandes tables de données fournies en sortie de simulation.

La première étape a été de me familiariser avec ce modèle et son implémentation. Ensuite, après avoir exploré les fonctions de visualisation intégrées de base dans le modèle, j'ai construit 2 visuels interactifs avec la librairie python Streamlit. Le premier visuel affiche une carte interactive où les informations sont affichées par pays et par-dessus lesquelles peut s'afficher le réseau de transmission électrique. Le deuxième visuel affiche les puissances installées (production, consommation et interconnexions) par pays, utiles pour appréhender les capacités d'équilibrage du réseau électrique.

Le deuxième sujet concerne le stockage d'énergie sous forme d'air comprimé. Ce système est plus onéreux que les batteries pour stocker les excès de production d'énergie renouvelable. Néanmoins, un business model est peut-être possible pour le stockage d'énergie potentielle lors du levage de conteneurs dans les ports, car un grand nombre de cycles est réalisé. Les spécifications de la technologie étudiée étant confidentielles, j'ai restitué mon analyse qualitativement et sans donner de conclusion.

Finalement, dans la dernière partie de ce travail, les limites de mes travaux pour ces 2 sujets sont détaillées. En particulier, pour PyPSA-Eur, la crédibilité des capacités du réseau de transmission en 2030 et 2040 est questionnée.

Summary

As part of the Master in Environmental Sciences and Management (ENVI2MC), an internship is organized at the end of the course. I had the opportunity to do it at Climact and work on 2 subjects: the simulation of energy systems and the construction of a business model for compressed air storage.

The first subject is linked to the climate crisis which requires us to modify our energy systems. In order to correctly guide investments, simulations are carried out using Energy System Models (ESMs). PyPSA-Eur is an open-source ESM that has high temporal, spatial, technical and sector coupling resolution. The difficulty is being able to extract information from the large data tables provided at the simulation output.

The first step was to familiarize myself with this model and its implementation. Then, after exploring the basic built-in visualization functions in the model, I built 2 interactive visuals with the Streamlit python library. The first visual displays an interactive map where information is displayed by country and over which the electrical transmission network can be displayed. The second visual displays the installed powers (production, consumption and interconnections) by country, useful for understanding the balancing capacities of the electricity network.

The second subject concerns energy storage in the form of compressed air. This system is more expensive than batteries to store excess renewable energy production. However, a business model may be possible for the storage of potential energy when lifting containers in ports, because a large number of cycles are carried out. The specifications of the technology studied being confidential, I have presented my analysis qualitatively and without giving a conclusion.

Finally, in the last part of this work, the limits of my work for these 2 subjects are detailed. In particular, for PyPSA-Eur, the credibility of the transmission network capacities in 2030 and 2040 is questioned.

Table des matières

1. Introduction	5
1.1 Présentation de l'institution d'accueil	5
1.2 Description de la problématique environnementale étudiée	5
1.3 Objectif du stage.....	6
1.4 Liens avec les principales références théoriques des cours du Master	7
2. Contenu du stage	8
2.1 Méthodologie adoptée.....	8
Modèle.....	8
Données	12
2.2 Présentation de l'étude et de ses résultats	13
PyPSA-Eur : visuels de systèmes énergétiques.....	13
PyPSA-Eur : prise en main	18
PyPSA-Eur : Streamlit.....	21
PyPSA-Eur : Rapport pour VEKA.....	33
Analyse économique stockage air comprimé.....	34
Autres travaux mineurs réalisés durant le stage.....	43
2.3 Analyse critique de leur applicabilité	46
PyPSA-Eur : généralités	46
PyPSA-Eur : Critique des valeurs du réseau de transmission électrique	48
PyPSA-Eur : faiblesses de paramétrisation	51
PyPSA-Eur : autres faiblesses	52
Solution de stockage par air comprimé.....	53
3. Analyse des acquis du stage	54
4. Suggestions à l'institution d'accueil.....	56
5. Bibliographie	57

1. Introduction

1.1 Présentation de l'institution d'accueil

Créée en 2007, Climact est une entreprise de consultance spécialisée en transition énergétique et lutte contre le changement climatique. Elle est composée d'une cinquantaine de personnes. Elle était historiquement basée à Louvain-la-Neuve mais a récemment déménagé ses activités à Bruxelles.

L'entreprise est divisée en 3 grands pôles : « *Corporate* », « *Legal & Regulatory* » et « *Prospective* ». « *Corporate* » réalise principalement des bilans Carbone. « *Legal & Regulatory* » analyse les législations environnementales et prodigue du conseil pour la conformité avec celles-ci. Enfin, « *Prospective* » réalise des études sur la transition énergétique. Une réalisation majeure de « *Prospective* » est l'outil libre d'accès Pathways Explorer (1). À noter que l'unité « *Prospective* » s'est récemment divisée en 4 unités : « *Buildings* », « *Energy Supply* », « *Prospective* » et « *Tech* » (en support aux autres unités).

Pour stimuler la synergie entre équipes, un lundi sur deux, une réunion générale est organisée où chaque équipe (business unit, BU) expose l'avancement de ses projets. Et pour favoriser la formation continue, tous les jeudis est organisé un « Brownbag ». C'est un exposé réalisé soit par une équipe soit par des intervenants extérieurs sur la transition écologique. En plus de ces réunions, la BU « *Energy Supply* » organise tous les lundis une réunion d'équipe pour faire le point.

Afin de mieux cerner l'entreprise, voici sa vision et sa mission.

“Our vision – A sustainable zero-carbon society by 2050. *At Climact, we envision a sustainable zero-emission society by 2050. This requires a global change in our behaviors, our businesses, our energy system and the technologies we use. We know that tomorrow’s world must be more collaborative, can cost less, will create new jobs locally and open new perspectives. It will be more efficient, more electrified and renewable.”*(2)

“Our mission – Empower our clients to act on climate change. *The solutions exist today. We are putting all our energy and expertise into removing barriers and facilitating their implementation. We are helping public authorities and organizations to reduce their carbon impact to reach this target. We provide them with strategic and regulatory consulting and project development services.”* (2)

1.2 Description de la problématique environnementale étudiée

Depuis la révolution industrielle, l'exploitation de combustibles fossiles (charbon, pétrole, gaz) a permis à l'humanité d'augmenter prodigieusement sa consommation énergétique et son confort. Le problème est que l'oxydation de ces combustibles produit de grandes quantités de CO₂ et que ce gaz est le plus grand responsable du changement climatique. La quantité de gaz à effet de serre (GES) rejetée dans l'atmosphère est telle que l'humanité est en train d'enclencher une dérive climatique qui met en péril notre civilisation. Le problème est donc : comment préserver au maximum notre confort (soutenu par notre consommation énergétique) tout en limitant le changement climatique.

Ce problème est incroyablement difficile à résoudre et les pistes pour l'aborder sont innombrables. Néanmoins, remplacer ces combustibles fossiles par des sources d'énergie renouvelables et électrifier un maximum d'usages est une piste assez consensuelle et pour laquelle beaucoup de ressources sont investies.

Mais même avec ce focus plus restreint sur l'électricité, la problématique reste immensément vaste. Quelles sources d'énergies privilégier : renouvelables ou nucléaire ? Sur base de quels critères ? A quoi ressemblera le mix énergétique de demain ? Quelle structure de marché de l'électricité faut-il adopter ? Faut-il rester dans un marché de l'électricité ? Quels investissements réaliser dans le réseau de distribution pour absorber les panneaux solaires et les voitures électriques ? Y aura-t-il assez de métaux pour la transition énergétique ? ...

Au cours de mon stage, j'ai eu l'occasion de naviguer à travers certaines de ces questions et d'essayer d'apporter quelques éléments de réponse, mobilisant de nombreux concepts vus aux cours.

1.3 Objectif du stage

Mon stage n'était pas formulé autour d'un seul objectif. Il était convenu que j'apporte un support pour les différents projets de l'équipe « Energy Supply » de Climact dont les clients sont principalement des administrations publiques telles que les régions ou des gestionnaires de réseaux. Afin de correspondre au caractère interdisciplinaire de mon master, je devais travailler sur au moins 2 de ces projets.

Voici la liste des projets en cours durant mon stage.

1. Projet pour l'administration flamande du climat et de l'énergie (Vlaams Energie- en Klimaatagentschap, **VEKA**) : modélisation de scénarios de transition énergétique pour la Flandre à l'horizon 2050, en interaction avec le comité de pilotage (steering committee) de l'étude composé des stakeholders suivants : Cabinet Demir, VEKA, VLAIO, Essenscia, Febeliec, SERV.
2. Projets pour les gestionnaires de réseaux de distribution
 - a. **ORES** : Scénarios d'évolution de la consommation de gaz à l'horizon 2050
 - b. **RESA** :
 - Scénarios d'évolution de la consommation de gaz à l'horizon 2050
 - Scénarios d'évolution de la consommation d'électricité à l'horizon 2050
 - Evaluation du potentiel de flexibilité dans les nouveaux usages électriques
3. Projet pour **Elia** : détermination de l'évolution de la consommation d'électricité totale en Belgique à court-terme sur base de paramètres macro-économiques, des politiques existantes et de l'évolution des prix de l'énergie.
4. Projet pour une société développant du stockage par air comprimé : analyse économique de la rentabilité dans divers cas de figure pour trouver un business model viable. Données confidentielles associées à ce projet.

1.4 Liens avec les principales références théoriques des cours du Master

1. « **Projet intégré en informatique et mathématiques appliquées** » (LBIR1271)

Le savoir-faire le plus sollicité lors de mon stage a été l'informatique, avec la manipulation de l'optimiseur énergétique PyPSA-Eur (écrit en python) et le traitement des données générées également à l'aide de libraires python.

2. « **Introduction à l'analyse des systèmes** » (LBIR1351)

Les notions vues au cours d'analyse des systèmes se sont révélées utiles lors de mon stage. En plus de la modélisation informatique réalisée en TP, nous avons abordé le concept d'analyse de sensibilité des modèles : quels paramètres impactent le plus le modèle et quels autres ont une influence marginale ?

3. « **Sociologie des acteurs et des territoires ruraux** » (LBRAT2103)

Les résultats des simulations du modèle PyPSA-Eur se trouvaient sous la forme de grands tableaux de données. Arriver à extraire de l'information pertinente de ces résultats est un problème difficile. Quelles données croiser avec quelles données pour créer quels tableaux et quels graphiques ? C'est un exercice que j'ai eu l'occasion de pratiquer dans le cours LBRAT2103 où nous avons réalisé une enquête sur la pratique du vélo et nous avons ensuite dû exploiter les résultats stockés dans un fichier Excel.

4. « **Stratégies publiques de mise en œuvre de politiques de développement durable** » (LENVI2010), « **Séminaire en sciences et gestion de l'environnement** » (LENVI2002)

Ces 2 UE étaient composées de nombreuses conférences où différents experts ont dépeint la transition énergétique. Cela nous a permis d'étoffer notre culture générale sur le sujet, indispensable pour réaliser un stage dans le milieu de l'énergie. Avoir les ordres de grandeur en tête permet de rapidement détecter des problèmes lors de l'exploitation de données.

5. « **Renewable energy sources** » (LENVI2007)

Le cours d'énergies renouvelables a été l'occasion de voir dans le détail les technologies de la transition énergétique. Comprendre leur fonctionnement est essentiel pour exploiter des résultats et comprendre la littérature à ce sujet.

6. **Chimie générale et biomolécules** (LIEPR1001)

En plus de l'électricité, beaucoup de scénarios de décarbonation incluent dans le système énergétique de nombreuses molécules : H_2 , CH_4 , NH_3 , CH_3OH , CO_2 ... Il est donc important de comprendre leurs propriétés et les réactions chimiques (Haber-Bosch, Sabatier, hydrolyse, vaporeformage ...) permettant leur synthèse et transformation.

7. « **Economie : éducation, santé et travail** » (LPSP1009), « **Environnement et économie globale** » (LESPO2103)

Mon travail mobilisait principalement les disciplines de l'informatique et de la physique. Mais lorsque l'on parle de transition énergétique, la question financière n'est jamais loin. Savoir ce qu'est un coût marginal, un coût actualisé ou un marché de l'énergie est presque indispensable, comme illustré dans ce rapport. Les 2 cours d'économie suivis durant mon master ont été utiles à cette fin.

8. « **English: reading and listening comprehension of scientific texts** » (LANG1861)

Finalement, l'anglais a été la langue utilisée avec mes collègues néerlandophones, dans la littérature et dans les conférences auxquelles j'ai assisté.

2. Contenu du stage

2.1 Méthodologie adoptée

Modèle

L'outil que j'ai principalement utilisé durant mon stage est l'optimisateur PyPSA-Eur. PyPSA-Eur est un modèle de système énergétique (Energy System Models, ESMs). Les ESMs sont des outils informatiques utilisés pour analyser les systèmes énergétiques en explorant différents hypothèses et scénarios techniques, économiques et environnementaux.

Les ESMs fonctionnent à des résolutions spatiales, temporelles et techniques très variées comme illustré sur la Figure 1.

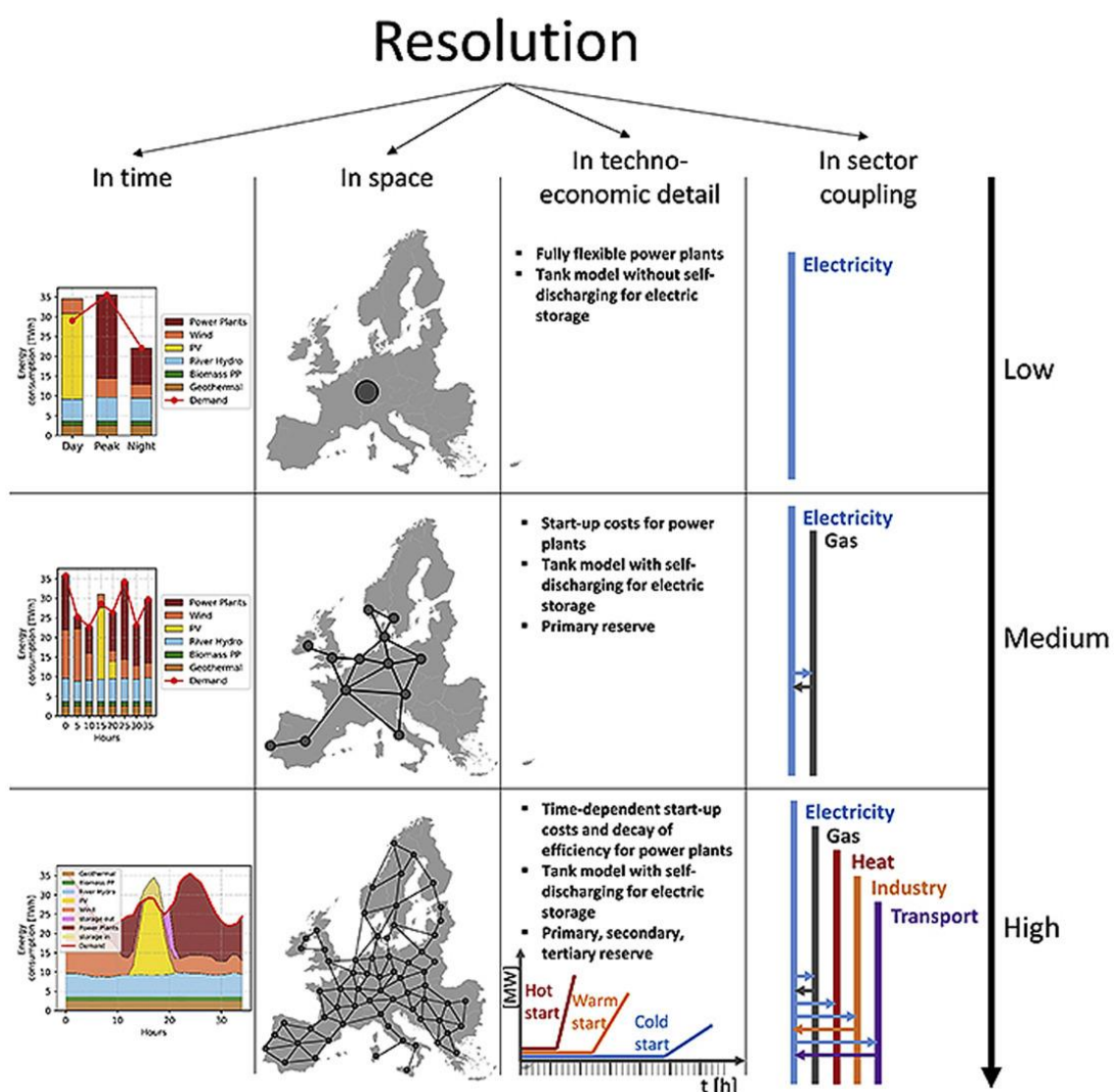


Figure 1 – Différentes résolutions possibles des ESMs dans différentes catégories. Figure issue de (3).

PyPSA-Eur est un modèle d'optimisation open source couvrant le système énergétique européen au niveau du réseau de transmission électrique (lignes hautes tensions en DC et AC, postes

électriques, centrales électriques conventionnelles, renouvelables et leurs possibilités d'extension géographique) (Figure 2). Le modèle comprend aussi les réseaux CH₄, H₂ et CO₂.

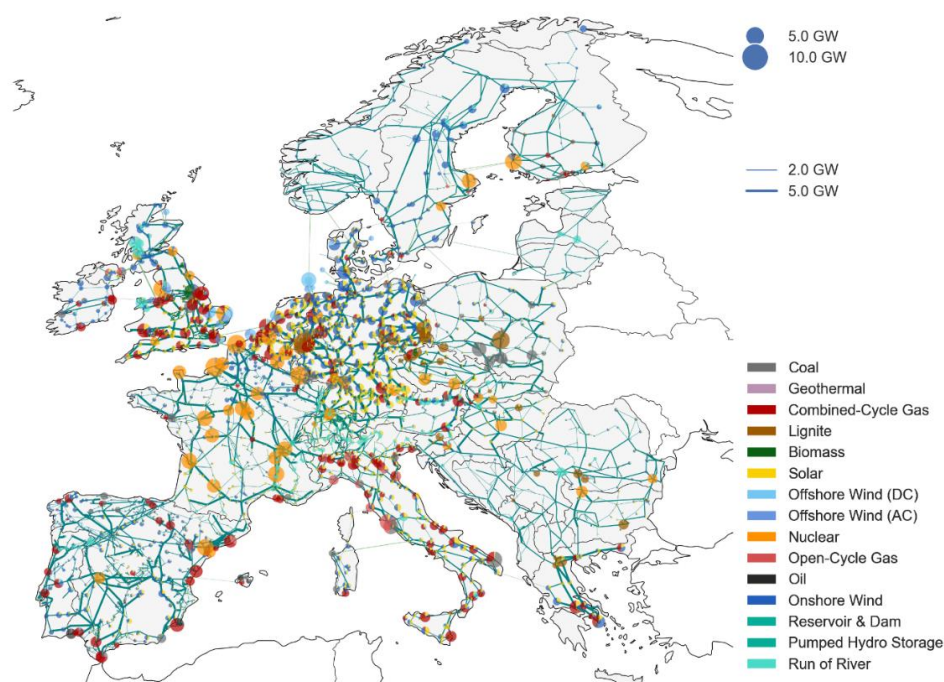


Figure 2 - Système énergétique européen dans PyPSA-Eur. Figure issue de (4).

Si PyPSA était historiquement développé pour le réseau électrique, PyPSA-Eur modélise un couplage sectoriel incluant entre autres le transport, la chaleur, l'agriculture, l'industrie, les matières premières industrielles et la capture du carbone. La Figure 3 montre les flux énergétiques possibles entre l'offre et la demande de ce couplage sectoriel.

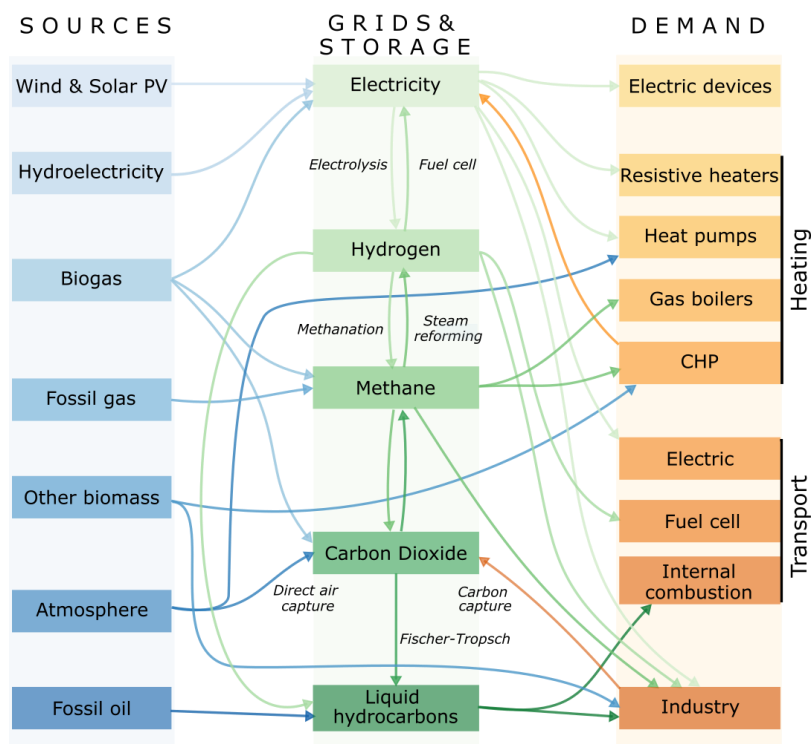


Figure 3 - Flux possibles entre l'offre et la demande énergétique, via le stockage et les réseaux. Figure issue de (5).

Pour des raisons de ressources de calculs, il n'est pas possible de considérer indépendamment chaque unité du système (i.e. chaque centrale à gaz, aciérie, éolienne, etc...). Elles sont donc groupées en nœuds qui constituent l'unité de résolution spatiale de notre système. Plus il y aura de nœuds, plus le système sera proche de la réalité physique mais plus le temps de simulation sera long. Ce regroupement d'unités en nœuds est appelé partitionnement (clustering). Pour des raisons informatiques, le modèle est généralement partitionné en 50 à 200 nœuds. La Figure 4 est un exemple de ce partitionnement.



Figure 4 - Partitionnement des nœuds lorsque seule l'Allemagne est modélisée. Figure issue de (6).

Un nœud est donc le groupement d'unités physiques très diverses appartenant à une même zone géographique. Pour modéliser les interactions locales entre ces unités, toutes les unités d'un même type sont connectées à des bus qui constituent les éléments fondamentaux du réseau. Le nœud est constitué de ce sous-réseau de bus. Le système énergétique est composé de ce réseau de nœuds.

La Figure 5 montre un bus (barre horizontale) auquel sont attachés différentes charges (triangles), sources d'énergie (cercles), unités de stockage (rectangles) et convertisseurs (lignes reliant les bus). Les bus de différents vecteurs sont connectés les uns aux autres au sein d'un nœud. Le bus assure la conservation d'énergie entre les flux entrants et sortants.

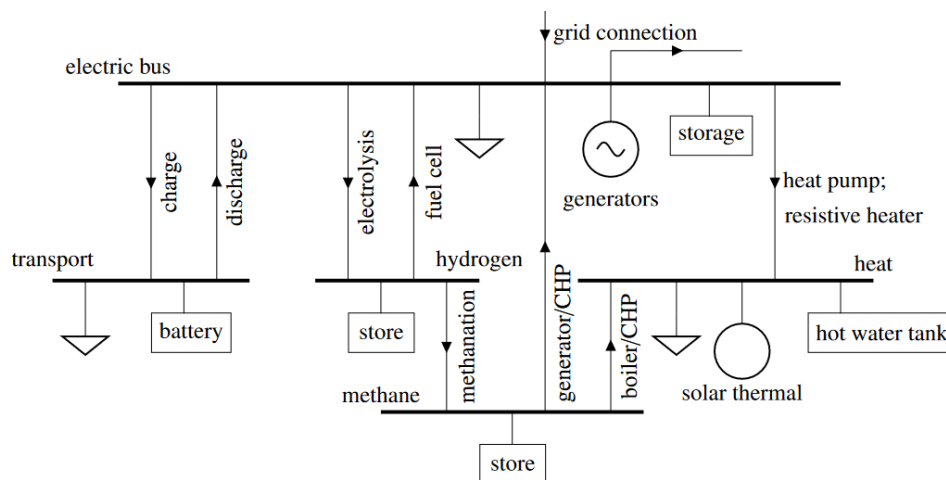


Figure 5 – Illustration des différents bus composant un nœud dans PyPSA. Figure issue de (7).

Le modèle PyPSA-Eur minimise une fonction objectif (objective function) de coût financier pour l'ensemble du système, dans l'espace de recherche (feasible space) limité par des contraintes de trajectoire d'émissions de GES, de production, de transmission et d'importations d'énergie. La Figure 6 est un exemple simplifié d'optimisation dans un espace à 1 dimension. D'après (8), il existe un grand nombre de configurations de systèmes énergétiques proches de la solution optimale.

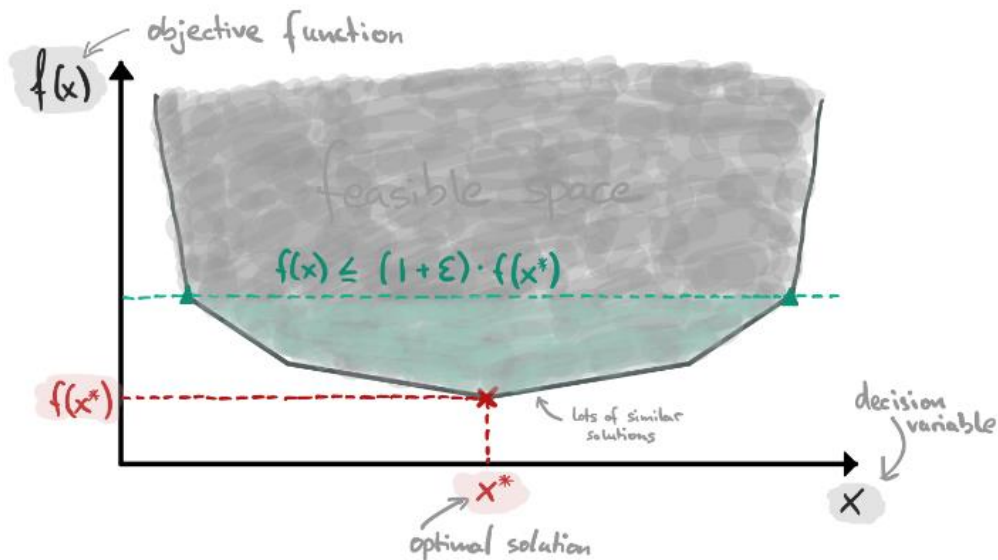


Figure 6 – Espace de recherche dont PyPSA-Eur essaie de trouver le minimum. Illustration simplifiée dans un espace à 1 dimension pour une fonction convexe. Figure issue de (9).

La Figure 7 est un exemple de visualisation de résultats obtenus après optimisation.

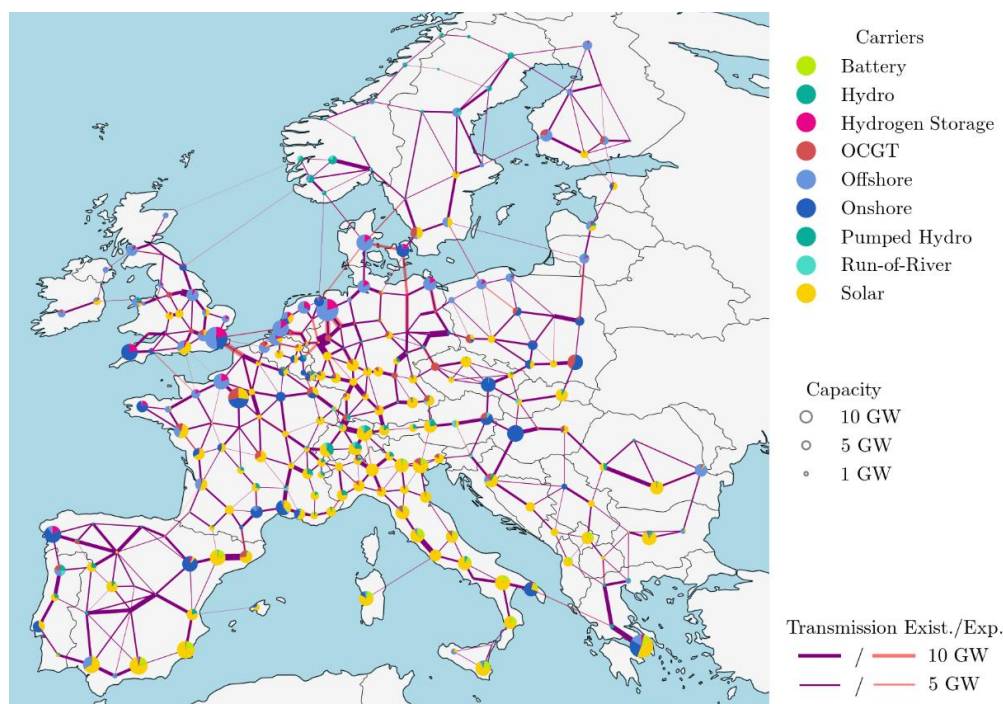


Figure 7 - Affichage des résultats obtenus après optimisation par le simulateur PyPSA-Eur. Figure issue de (10).

Données

Personnellement, je n'ai pas exécuté tout le modèle (plusieurs heures de calcul). Mon matériel était les résultats de simulations (2030, 2040, 2050) réalisées par des collègues et stockées sous la forme de fichier « .nc ». PyPSA-Eur permet d'accéder aux résultats de la simulation avec la commande suivante.

```
network = pypsa.Network("c:/Users/.../elec_s181_37m_lcopt_8H-I-CCL_2030.nc")
```

« network » est une variable propre à PyPSA (Figure 8) et dont la Figure 9 montre la structure (les différents composants du network donc documentés ici: (11)). Les éléments d'un type de composants sont stockés dans un DataFrame (par exemple, les lignes à la Figure 10).

network	components.Network	1	Network object of pypsa.components module
---------	--------------------	---	--

Figure 8 – Type de variable qu'est network. Visualisation de variables avec Spyder.

```
IPdb [3]: network
Out [3]:
PyPSA Network
Components:
- Bus: 858
- Carrier: 37
- Generator: 2977
- GlobalConstraint: 3
- Line: 52
- Link: 4927
- Load: 640
- StorageUnit: 51
- Store: 488
Snapshots: 2920
```

Figure 9 – Composants du network.

lines - DataFrame

Line	bus0	bus1	v_nom	num_parallel	length	type	s_max_pu	s_nom	capital_cost
0	AL0 0	GR0 0	380	1	426.473	Al/St 240/40 4-bundle 380.0	0.7	1698.1	16488.8
1	AL0 0	ME0 0	380	1.28947	186.36	Al/St 240/40 4-bundle 380.0	0.7	2189.66	7205.26
10	BA0 0	HR0 0	380	3.15789	274.876	Al/St 240/40 4-bundle 380.0	0.7	5362.43	10627.6
11	BA0 0	ME0 0	380	1.57895	173.725	Al/St 240/40 4-bundle 380.0	0.7	2681.21	6716.76
12	BA0 0	RS0 0	380	1.28947	266.947	Al/St 240/40 4-bundle 380.0	0.7	2189.66	10321
13	BE0 0	FR0 0	380	5.57895	601.235	Al/St 240/40 4-bundle 380.0	0.7	9473.63	23245.6
14	BE0 0	LU0 0	380	0.578947	220.621	Al/St 240/40 4-bundle 380.0	0.7	983.112	8529.91
15	BE0 0	NL0 0	380	4	234.944	Al/St 240/40 4-bundle 380.0	0.7	6792.41	9083.66
16	BG0 0	GR0 0	380	1	564.108	Al/St 240/40 4-bundle 380.0	0.7	1698.1	21810.2
17	BG0 0	MK0 0	380	1	398.909	Al/St 240/40 4-bundle 380.0	0.7	1698.1	15423
18	BG0 0	RO0 0	380	4	397.339	Al/St 240/40 4-bundle 380.0	0.7	6792.41	15362.4

Formater Ajuster ☒ Couleur de fond ☒ Colonne min/max Enregistrer et fermer Fermer

Figure 10 – Caractéristiques des composants de type line. Visualisation de variables avec Spyder.

2.2 Présentation de l'étude et de ses résultats

Comme expliqué dans l'introduction, mon stage ne s'est pas organisé autour d'une seule étude. J'ai eu l'occasion de travailler sur 2 sujets principaux (PyPSA-Eur et le stockage par air comprimé) pour lesquels je vais détailler ma contribution.

PyPSA-Eur : visuels de systèmes énergétiques

La première tâche qui m'a été confiée chez Climact est la réalisation d'un état de l'art des visuels de systèmes énergétiques. Afin d'apporter une plus-value à l'entreprise, j'ai d'abord entrepris de réaliser une typologie des visuels utilisés chez Climact.

La Figure 11 montre les trois grandes familles de visuels que j'ai identifiées : les situations à un temps T (carte), les évolutions temporelles discrètes (2D) et les évolutions temporelles continues (graphique 2D).

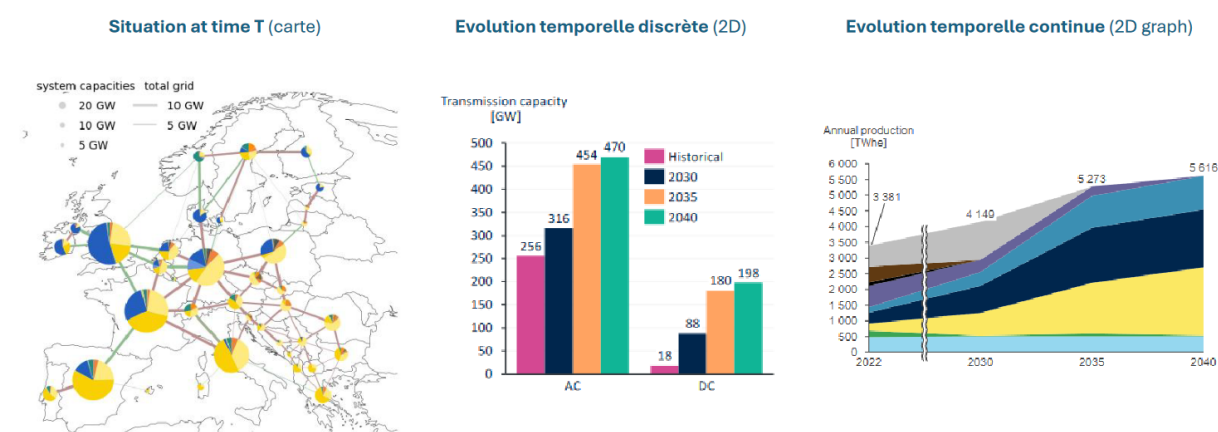


Figure 11 - Trois grandes familles de visuels. Figures produites par Climact.

À partir de cette classification, j'ai réalisé une liste exhaustive de visuels qu'avait déjà produits l'équipe Energy Supply : Tableau 1.

Ensuite, j'ai effectué un état de l'art (non exhaustif) des visuels utiles pour comprendre un système énergétique : Tableau 2.

Situation at time T	- Electricity production and transmission capacity in 2050 - Transmission network - H2 pipeline, electrolysis, fuel cell	
Discrete temporal evolution (2D graph for several years, e.g. 2030, 2040, 2050, scenarios)	- H2 and batteries (2030, 2035, 2040) (Electrolysis, Fuel Cell, Haber-Bosch, Battery Charger, Home Battery Charger) - H2 (2030, 2035, 2040) (GWe, TWhe)	
	Costs - Annual costs by type of application (RES, Transmission, Flex, Thermal) - Annual costs by type of spending (CAPEX, Fuel, OPEX) Total annualized cost of the energy production infrastructure (each year divided in CAPEX, Fuel, OPEX) - Total annualized cost of the energy production infrastructure (each year divided in CAPEX, Fuel, OPEX) - Evolution of the total energy transmission and balancing costs (CAPEX, OPEX)	
	Per category (Heat, H2 production, Industry, Power supply)	- Evolution of the electricity consumption per category - Evolution of the fossil gas consumption per category - Evolution of hydrogen consumption per category - Evolution of oil consumption per category
	Per carrier (Gas, Hydro, Nuke, Wind, Solar, Imports)	- Evolution of the electricity supply per carrier - Evolution of the electricity production installed capacity - Evolution of heat production per carrier - Evolution of the electricity production installed capacity (Historical, 2030, 2035, 2040) - Evolution of the electricity production installed capacity (Historical, 2030, EU stated policy, Patex (2030), IEA forecast 2028) (wind and solar)
	Per country	- Gas installed capacities (historical, 2030) - Electricity import and export between BE and neighboring countries
Continuous temporal evolution (2D graph)	Energy mix	
	For several years (2030, 2035, 2040)	Storage capacities production and stock for different technologies (long term and short term)

Tableau 1 - Liste des visuels produits par l'équipe Energy Supply de Climact.

Situation at time T	Map - Detailed production by province (12) - Locational marginal prices in an hour (13) - Line loading during this hour (13) - Reactive power feed-in necessary to keep all buses at unit nominal voltage (13) - Areas available for renewable installations (before land use restrictions) (14) - Load shedding and line loading at peak demand (15)
	- Costs [€/MWh] with and without externality costs (CO₂, SO₂, NO_x, Hg, PM) by emissions. New transmission and new conventional generation capacities are highlighted (14) - Energy and CO₂ Sankey diagram (16)
Continuous temporal evolution (2D graph)	- Demand and supply mix for a week (17) - Required reserve and reserve supply mix (17) - Synergy Demand-PV-Battery (18) - Active power flowing through transmission lines to/from the initial buses (19) - Fourier power spectra of the previous time series for the entire year (20) - Fourier power spectra of the dispatch time series for storage technologies (20)
Combination of graphs	(14) (21)
Sensitivity analysis	- Sensitivity of wind and solar electricity generation and system cost to the main assumptions in the model (20) - Annualized system cost vs photovoltaic (PV) cost assumption (20) - Clean energy capacity expansions to reach net-zero emissions using nuclear energy, according to Nuke CAPEX (22)

Tableau 2 - Visuels de la littérature pour illustrer les résultats de PyPSA.

Je reprends ici les visuels de cette revue de littérature qui ont suscité le plus d'intérêt.

1. Synergie PV – Batteries – Demande

La Figure 12 montre que les panneaux photovoltaïques (PV) sont utilisés pour alimenter la demande diurne et en particulier la recharge des batteries. Ces batteries sont ensuite utilisées pour répondre à la demande nocturne.

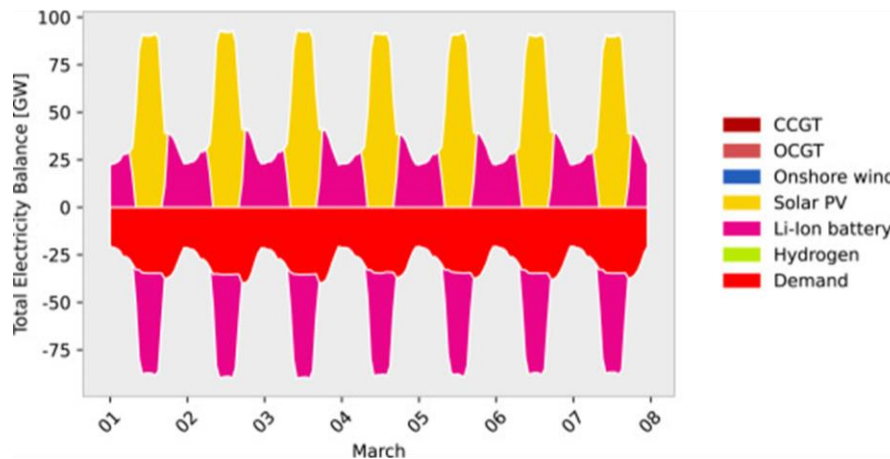


Figure 12 - Relation entre les PV, les batteries et la demande électrique. Figure issue de (18).

2. Analyse de sensibilité du modèle PyPSA-Eur-Sec-30

La Figure 13 est une analyse de sensibilité du simulateur PyPSA-Eur-Sec-30. Elle indique l'évolution de 3 variables (coût du système, génération PV et éolienne) selon différentes hypothèses de modélisation. Par exemple (Figure 13 C), plus le solaire coûte cher, moins il produit.

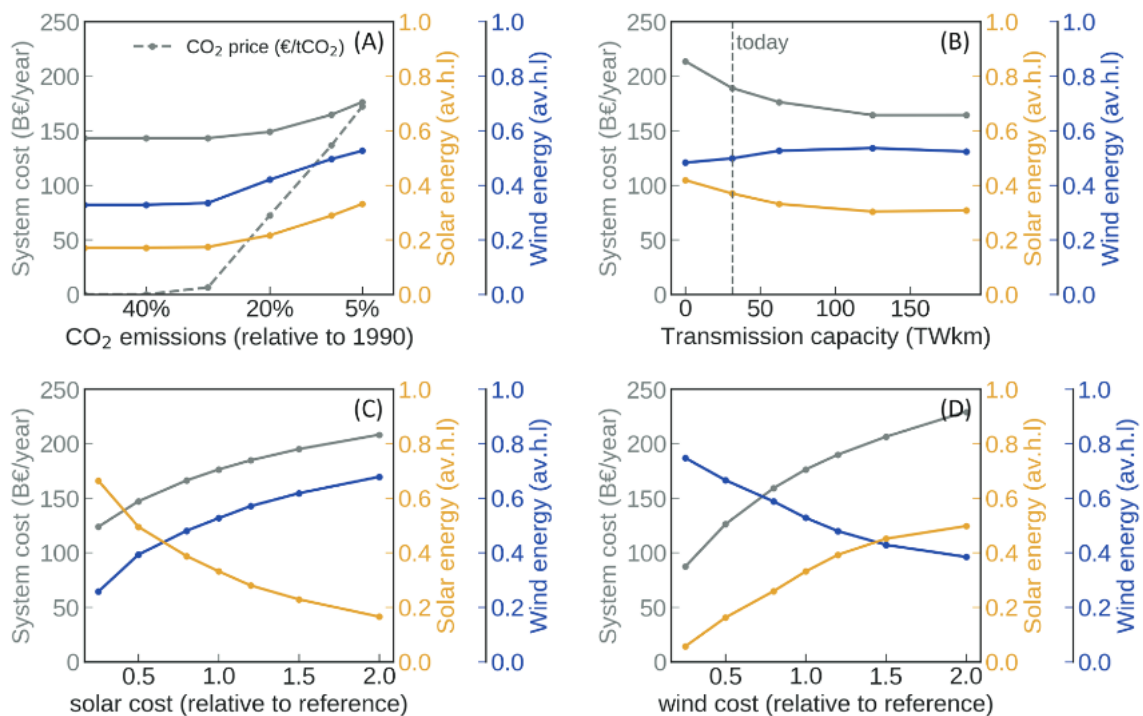


Figure 13 – Sensibilité de la production (av. h. l.) solaire et éolienne et du coût du système en fonction d'hypothèses de modélisation. Figure issue de (20).

3. Transformées de Fourier de la production et de la consommation

La Figure 14 présente à gauche la demande et la production (PV, éoliennes) électrique et à droite les transformées de Fourier de ces signaux. Ces transformées montrent clairement la composante journalière de la production PV et de la demande. La période de 12h compose dans une moindre mesure ces signaux et la semaine est également structurante pour la demande. En revanche, le signal éolien est presque aléatoire car la période dominante est supérieure à la durée d'observation (2 semaines = 336 heures).

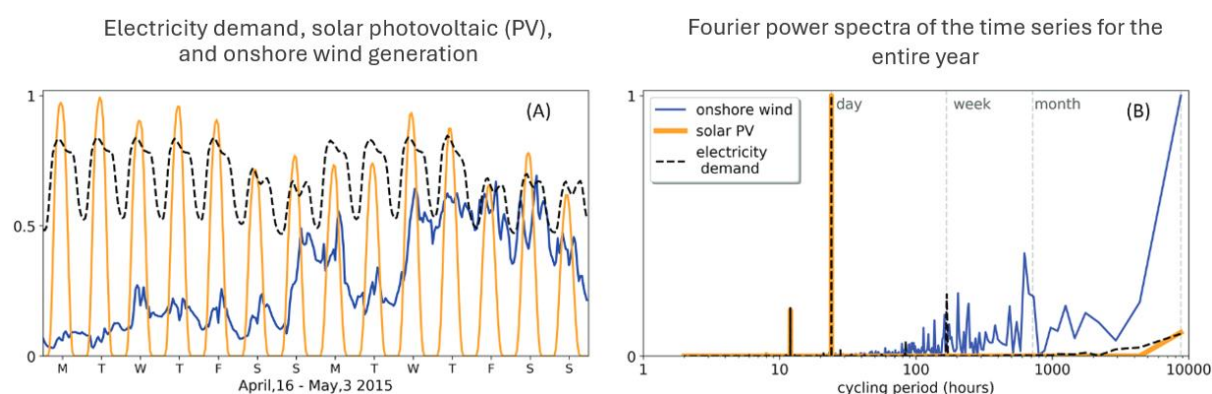


Figure 14 – À gauche : Productions (PV et éolienne) et consommation européenne normalisées. À droite : transformée de Fourier de ces signaux. Figure issue de (20).

Finalement, j'ai enquêté sur les outils interactifs de visualisation de données. Ils se divisent en 2 catégories avec leurs avantages et leurs inconvénients. Le Tableau 3 montre mon analyse.

	Outils en ligne	Librairies python
Outils	• Flourish • Datawrapper • GitHub de Our World in Data	• Plotly • HoloViews (hvPlot) • PySankey
Avantages	• Plus facile à utiliser • Plus rapide pour obtenir de beaux visuels • Peut-être plus facile à intégrer dans un site Web	• Plus de contrôle sur la mise en œuvre • Conserver toutes les données en local • Des visuels peuvent être produits automatiquement pour comparer différentes exécutions du solveur
Inconvénients	• Peut-être moins flexible • Nécessite d'envoyer des données à un serveur externe • Probablement impossible de calculer le graphique à chaque utilisation du solveur : il faut refaire les graphiques avec le site internet • Peut s'adapter au code couleur Climact ?	• Plus difficile à utiliser et à maîtriser • Nécessite peut-être des outils et des processus supplémentaires pour l'esthétique

Tableau 3 – Outils interactifs de visualisation de données.

PyPSA-Eur : prise en main

Afin de me familiariser avec le modèle, j'ai exploré les fonctions d'affichage incluses de base dans la librairie PyPSA-Eur. Ci-dessous, les différents visuels que j'ai pu produire en adaptant légèrement ces fonctions incluses nativement. La combinaison des Figure 15, Figure 16, Figure 17 montre un flux électrique allant globalement d'ouest en est et du sud au nord. Ce résultat peut s'expliquer par une production solaire importante en Méditerranée et éolienne en mer du Nord. La Figure 18 indique les prix marginaux ; les valeurs sont aberrantes mais leur origine n'a pas été creusée.

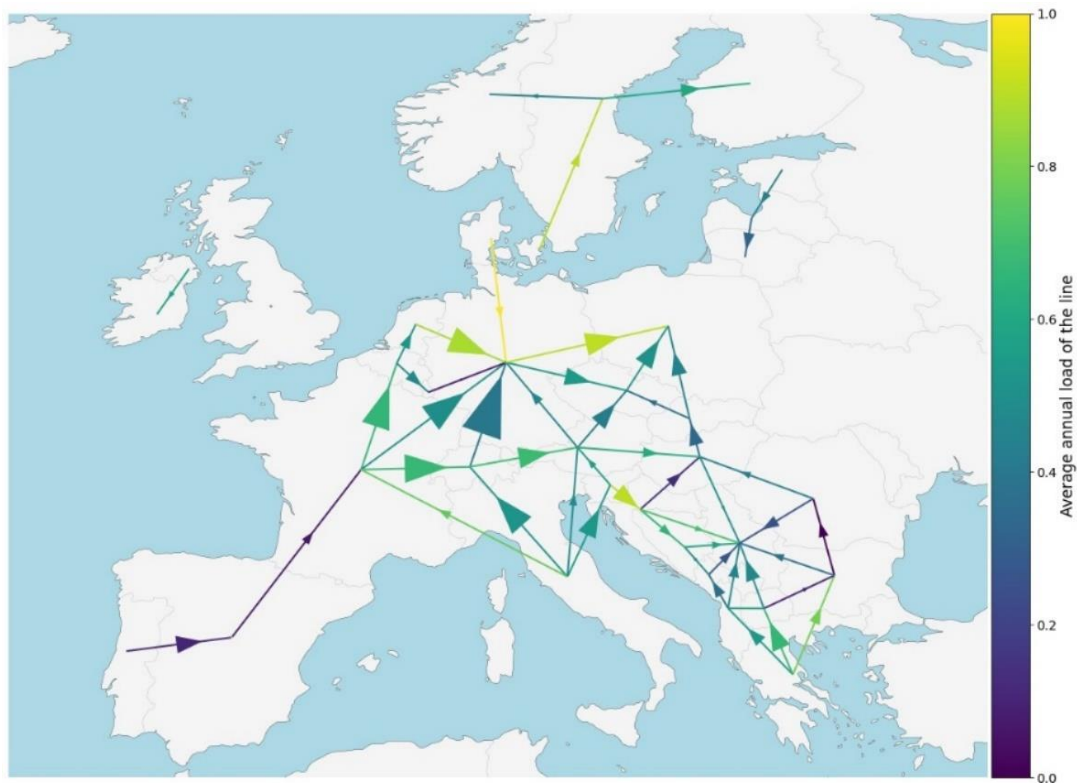


Figure 15 - Imports-exports lignes AC : la couleur de la ligne indique à quel point la ligne est chargée durant l'année par rapport à sa capacité max, la direction de la flèche indique le flux net, et la taille de la flèche est proportionnelle au flux net.

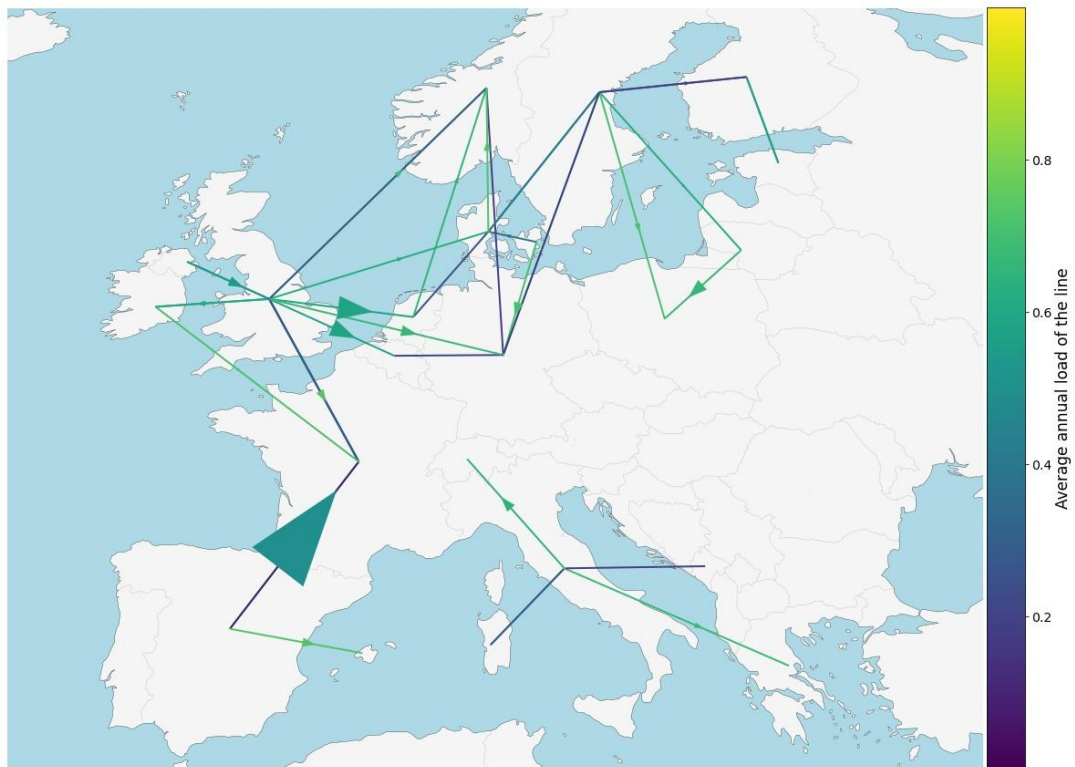


Figure 16 - Imports-exports lignes DC : la couleur de la ligne indique à quel point la ligne est chargée durant l'année par rapport à sa capacité max, la direction de la flèche indique le flux net, et la taille de la flèche est proportionnelle au flux net.

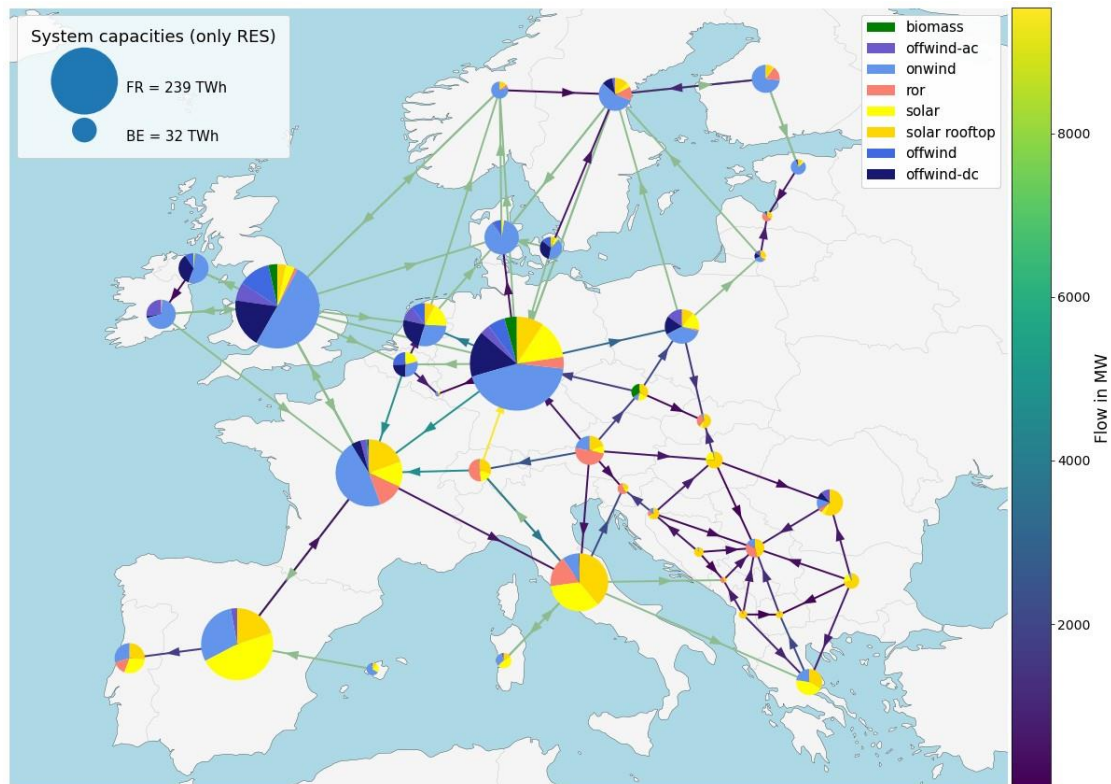


Figure 17 - Import – Export et mix électrique (juste pour Renewable Energy Sources, RES). La couleur de la ligne est proportionnelle au flux et la direction de la flèche indique le flux net. Le diagramme circulaire indique la répartition de la production d'énergie renouvelable et la taille du diagramme est proportionnelle au volume de production.

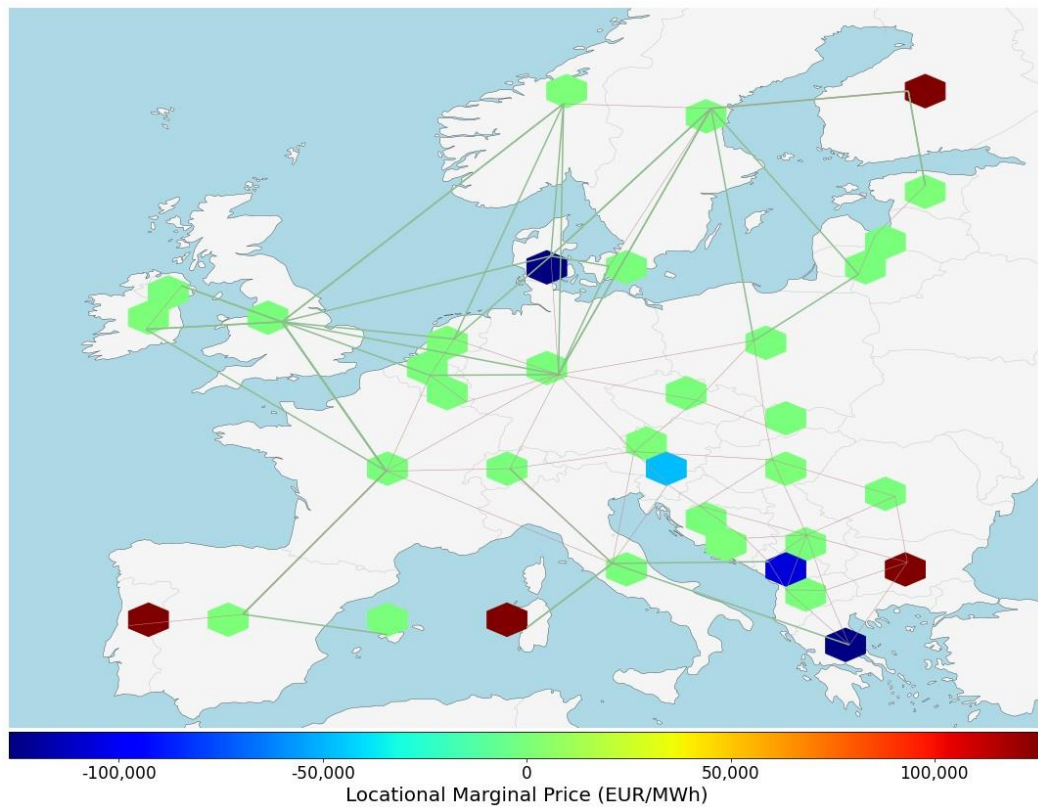


Figure 18 - Prix marginal local. La couleur du point dépend du prix. Ici, les valeurs sont aberrantes (-100 000 €/MWh) et mériteraient d'être analysées mais la priorité de mon stage n'y a pas été mise.

PyPSA-Eur : Streamlit

Dans le but d'offrir au client VEKA un meilleur accès aux résultats de l'étude, l'équipe Energy Supply a développé une application web basée sur la librairie Streamlit (23) : Figure 19. Cette application permet de jouer avec les données en offrant une interface de visualisation interactive.

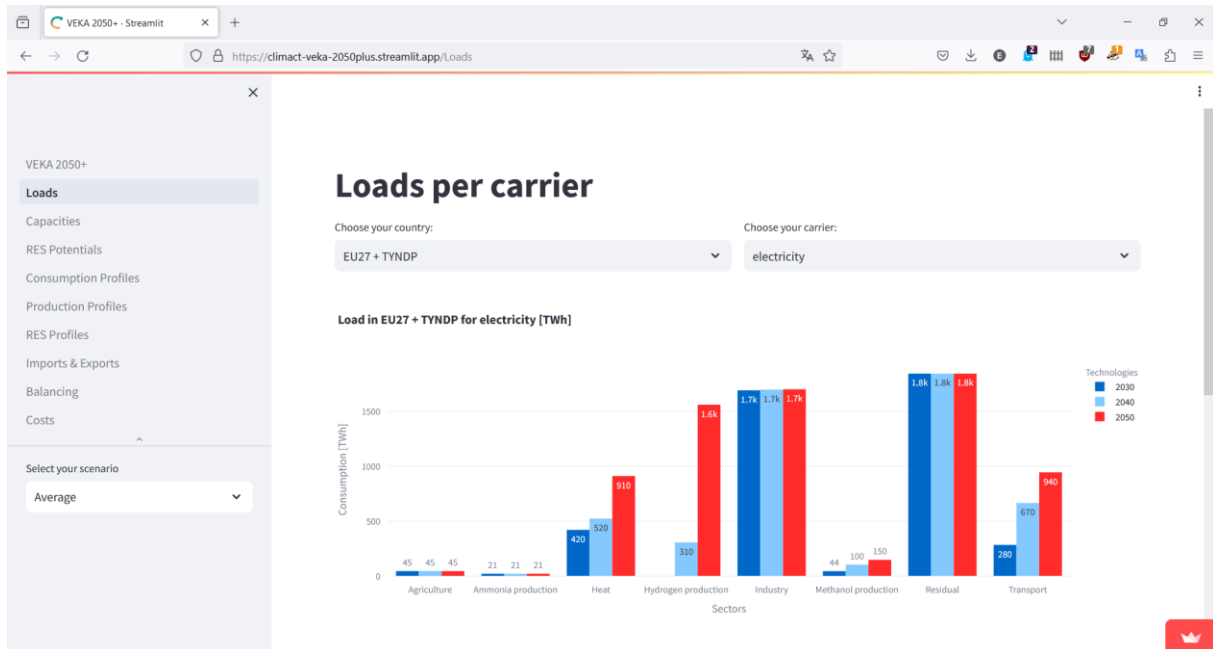


Figure 19 - Application web Streamlit développée par l'équipe Energy Supply.

Ma contribution à cette application a consisté en l'ajout de 2 boutons : Balancing et Maps (Figure 20).

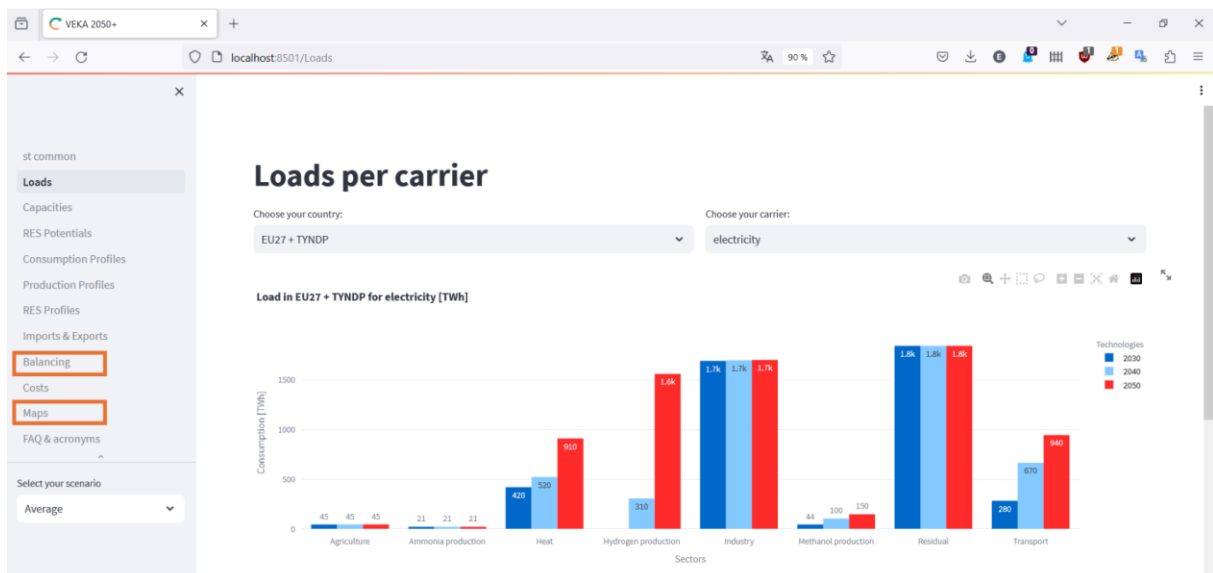


Figure 20 - Ajout personnel de 2 pages à l'application.

1. Maps

Le bouton Maps permet d'afficher les résultats de PyPSA-Eur sur une carte. Sur cette carte, nous pouvons choisir l'année de simulation {2030, 2040, 2050}. Pour chacune de ces années, nous pouvons afficher Regions, Network, Nodes (Figure 21).

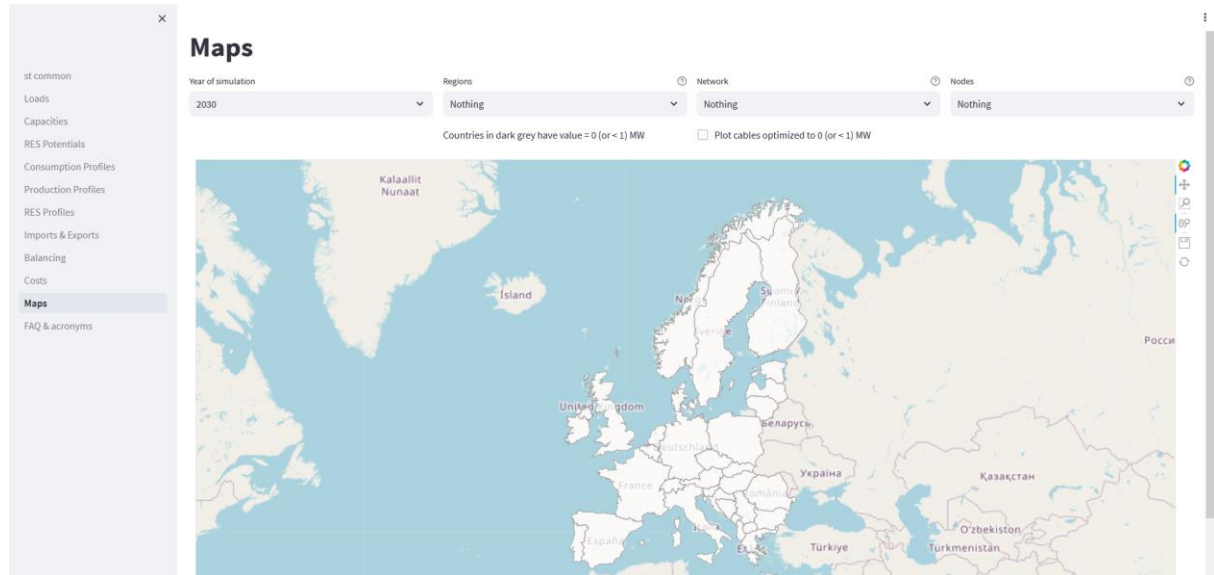


Figure 21 - Vue de la page Maps.

1.1. Regions

L'option Regions colorie les pays proportionnellement à leur valeur pour la catégorie sélectionnée. Les différentes possibilités sont :

- ["Capacity (GW)", "onwind"]
- ["Capacity (GW)", "offwind"]
- ["Capacity (GW)", "solar"]
- ["Capacity (GW)", "ror"]
- ["Capacity (GW)", "hydro"]
- ["Capacity (GW)", "H2 Fuel Cell"]
- ["Capacity (GW)", "H2 Electrolysis"]
- ["Capacity (GW)", "oil"]
- ["Capacity (GW)", "nuclear"]
- ["Capacity (GW)", "biogas"]
- ["Capacity (GW)", "SMR"]
- ["Capacity (GW)", "BEV charger"]
- ["Import-Export Balance (TWh)", "elec (imp-exp)"]
- ["Import-Export Balance (TWh)", "H2 (imp-exp)"]
- ["Import-Export Balance (TWh)", "gas (imp-exp)"]

Ce qui permet d’afficher ce type de cartes comme la Figure 22 pour l’éolien terrestre ou la Figure 23 pour les importations-exportations d’électricité.

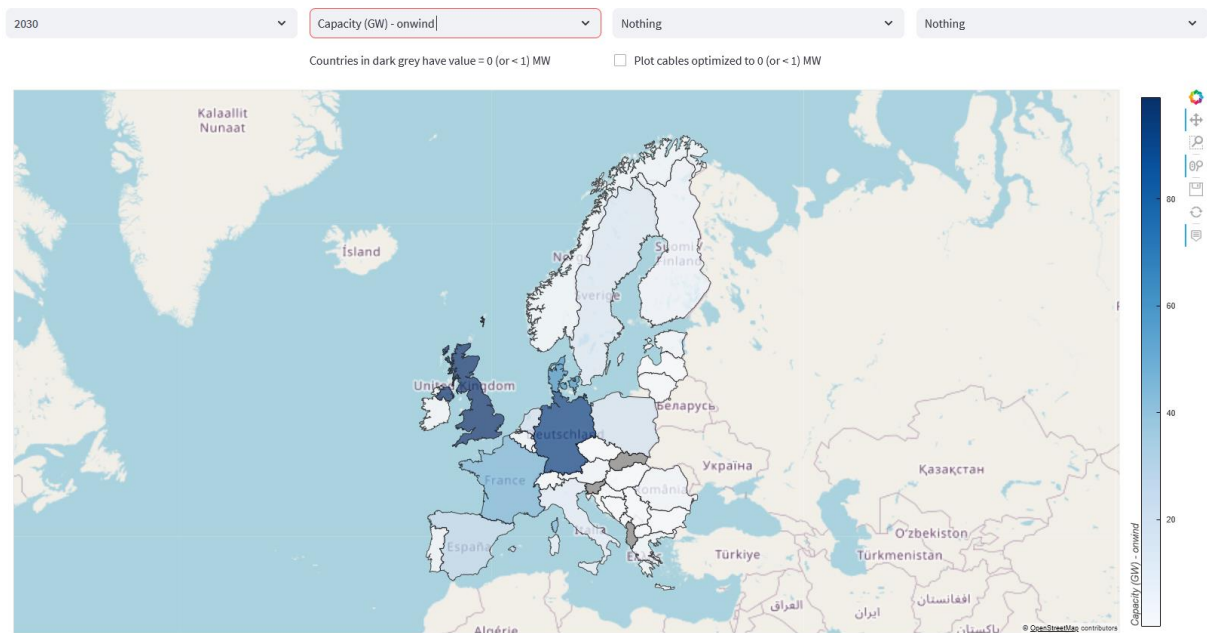


Figure 22 – Regions : visualisation de la puissance installée pour l’éolien terrestre.

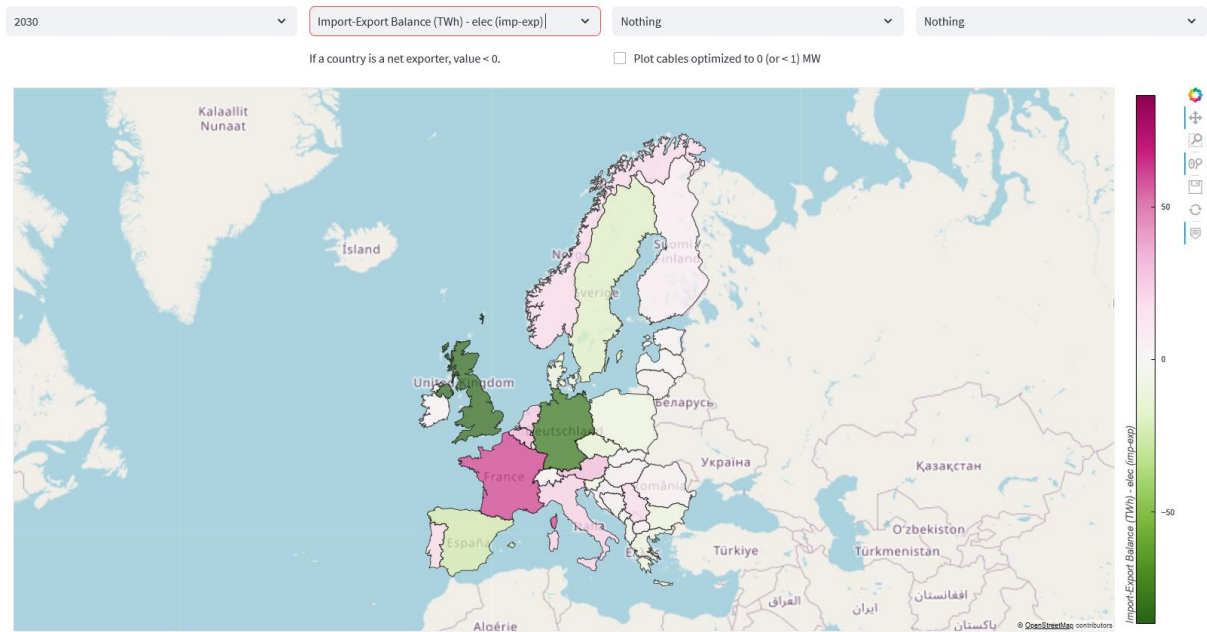


Figure 23 - Regions : carte de la balance énergétique (imports-exports) des pays.

En survolant la carte avec le curseur de la souris, le détail s'affiche comme montré sur la Figure 24.

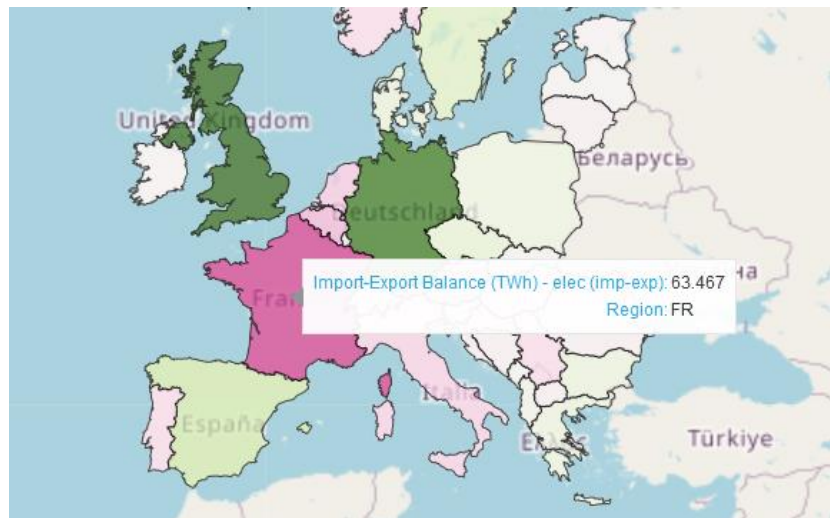


Figure 24 - Regions : détail affiché pour un pays lors du survol par le curseur de la souris.

1.2. Network

Network permet d'afficher des réseaux. Les possibilités sont les suivantes:

- ["Electricity Network", "(AC)", "Total Capacity (GW)"]
- ["Electricity Network", "(DC)", "Total Capacity (GW)"]
- ["Electricity Network", "(AC + DC)", "Total Capacity (GW)"]

J'ai commencé à coder l'affichage du réseau hydrogène pour que l'équipe ait plus facile à l'ajouter mais cette fonctionnalité est à ses débuts. La Figure 25 montre le réseau de transmission AC. La couleur du lien est proportionnelle à la capacité [GW].

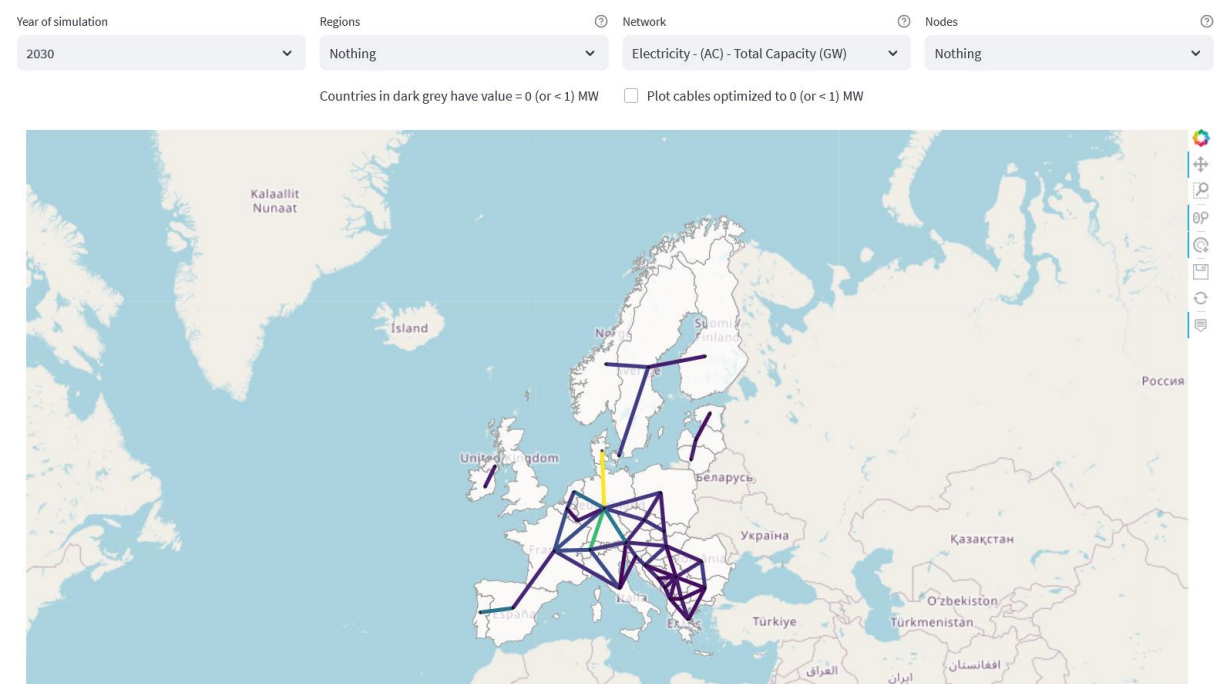
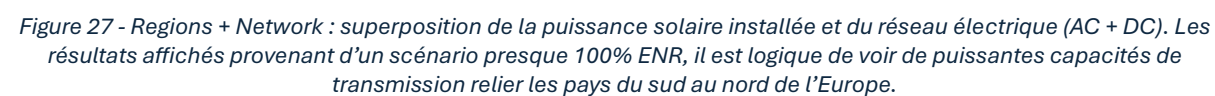


Figure 25 - Network : réseau de transmission AC.

start: BE00
end: NL00
Length (km): 234.944
Original Capacity (GW): 6.792
Reinforcement (GW): 0
Technology: AC
Total Capacity (GW): 6.792

Les 2 cartes peuvent être superposées pour faire ressortir d'éventuelles synergies (Figure 27).



1.3. Nodes

Nodes affiche un point proportionnel à la valeur (parmi les mêmes que Regions). Il permet donc de comparer simultanément 2 grandeurs pour un pays. Par exemple solar (Nodes) et offwind (Regions) : Figure 28.

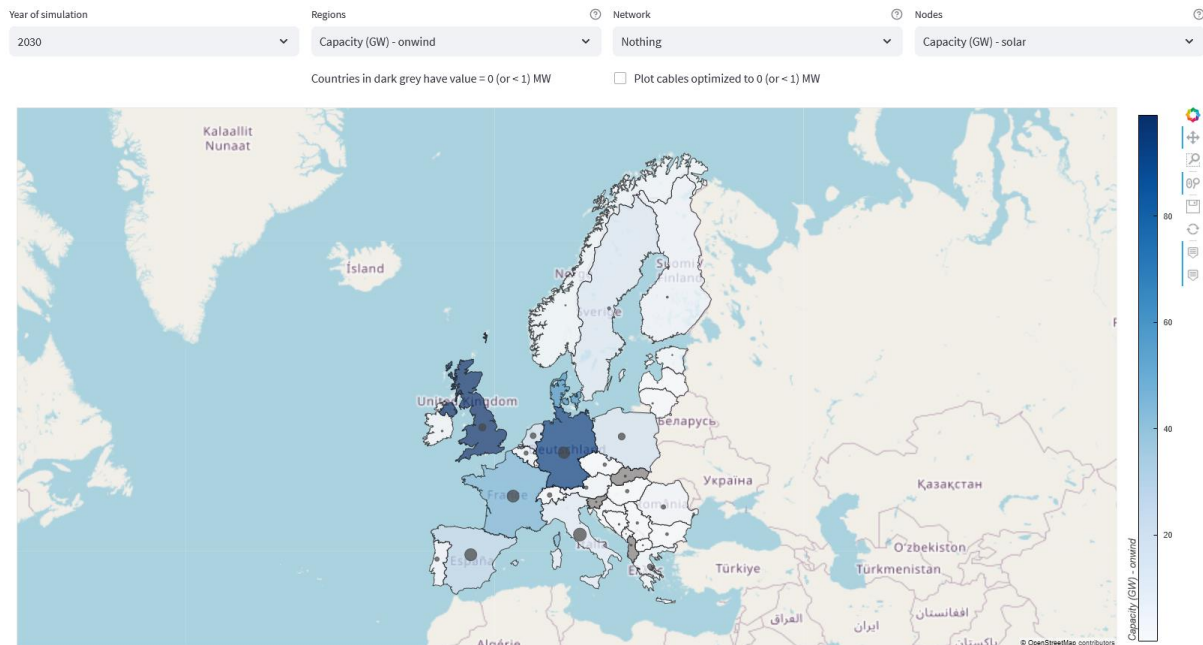


Figure 28 - Nodes + Regions : affichage de la capacité solaire (puissance installée proportionnelle à la taille du point) superposée à la capacité éolienne marine. La production solaire est concentrée au sud de l'Europe et la capacité éolienne offshore autour de la mer du Nord.

1.4. Intérêt

L'outil permet de se rendre compte facilement de résultats surprenants (Figure 29). Par exemple, en 2050, l'éolien terrestre (à gauche) est absent de la majorité des pays, au profit du photovoltaïque (à droite). PyPSA-Eur trouve donc plus économique de maximiser le solaire et de ne pas renouveler les éoliennes en fin de vie.

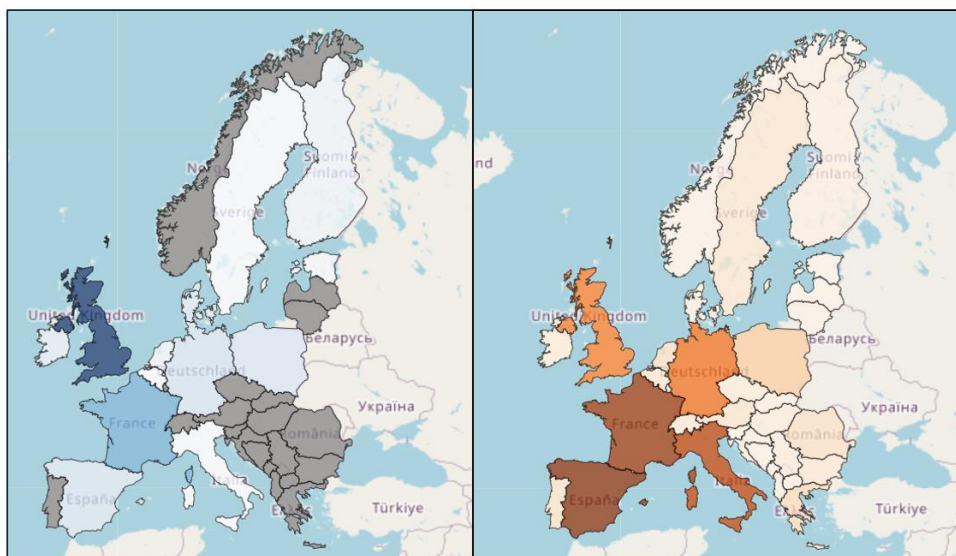


Figure 29 - Comparaison de la puissance installée PV et éolienne terrestre en 2050.

1.5. Inspiration et adaptation

Pour construire cet outil, je suis parti de cette application (24) dont voici le GitHub (25). L'application utilise d'ailleurs la librairie hvPlot identifiée lors de l'état de l'art (Tableau 3). J'ai simplifié le code pour pouvoir ensuite l'adapter au besoin de l'équipe et l'intégrer dans le code pour VEKA. En annexe (Streamlit interactive maps documentation), vous trouverez le document que j'ai réalisé pour l'équipe Energy Supply où j'explique comment est construit le code originel et une partie de mon adaptation. Les étapes principales ont été :

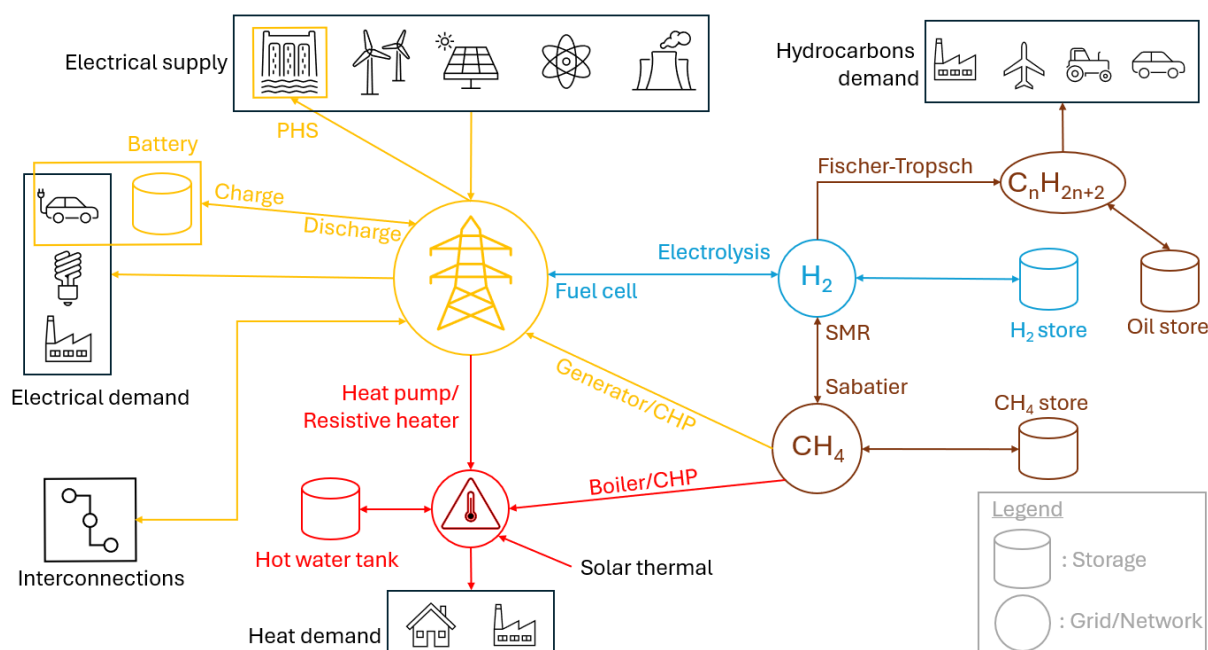
- création d'un environnement stable, avec l'outil Conda, contenant les librairies python nécessaires,
- analyse du code du repository GitHub (code non documenté ni commenté),
- isolation du code produisant la carte interactive,
- adaptation du code aux besoins de l'équipe,
- intégration du code dans l'application Streamlit existante.

En ce qui concerne les données affichées, je suis parti de fichiers .csv déjà construits par l'équipe pour l'affichage Regions/Nodes mais j'ai dû en recréer pour afficher les réseaux.

2. Balancing

2.1. Compréhension de la problématique

L'autre interface qu'il m'a été demandé de réaliser devait permettre de montrer les capacités d'équilibrage (balancing) du réseau électrique après optimisation. Pour ce faire, j'ai réalisé un schéma du réseau énergétique tel que modélisé dans PyPSA-Eur (Figure 30), sur base de la Figure 5, de la documentation (4) et du code. En effet, pour comprendre quelles sont les capacités d'équilibrage du réseau électrique, il convient de déterminer quels sont les flux entrants (production), sortants (consommation) et bidirectionnels (stockage) du réseau électrique et des autres réseaux.



Cette visualisation (Figure 30) permet d'isoler plus aisément les composants du système utiles pour absorber un surplus de production d'énergie renouvelable et éviter d'écarter cette production : Figure 31.

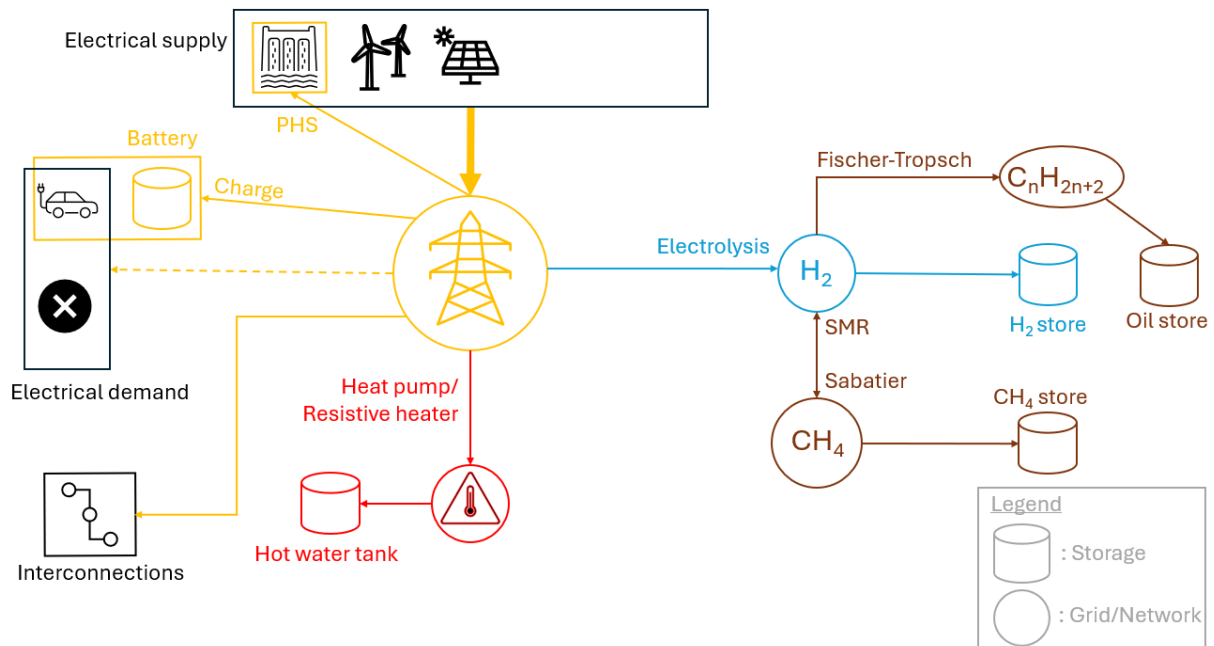


Figure 31 - Composants du système utiles pour absorber un surplus d'énergie renouvelable.

La visualisation permet également de comprendre quels composants sont utiles pour faire face à une pénurie de production d'énergie renouvelable et donc éviter un délestage voire un black-out (même si ces cas de figure ne sont pas modélisés dans PyPSA-Eur) : Figure 32.

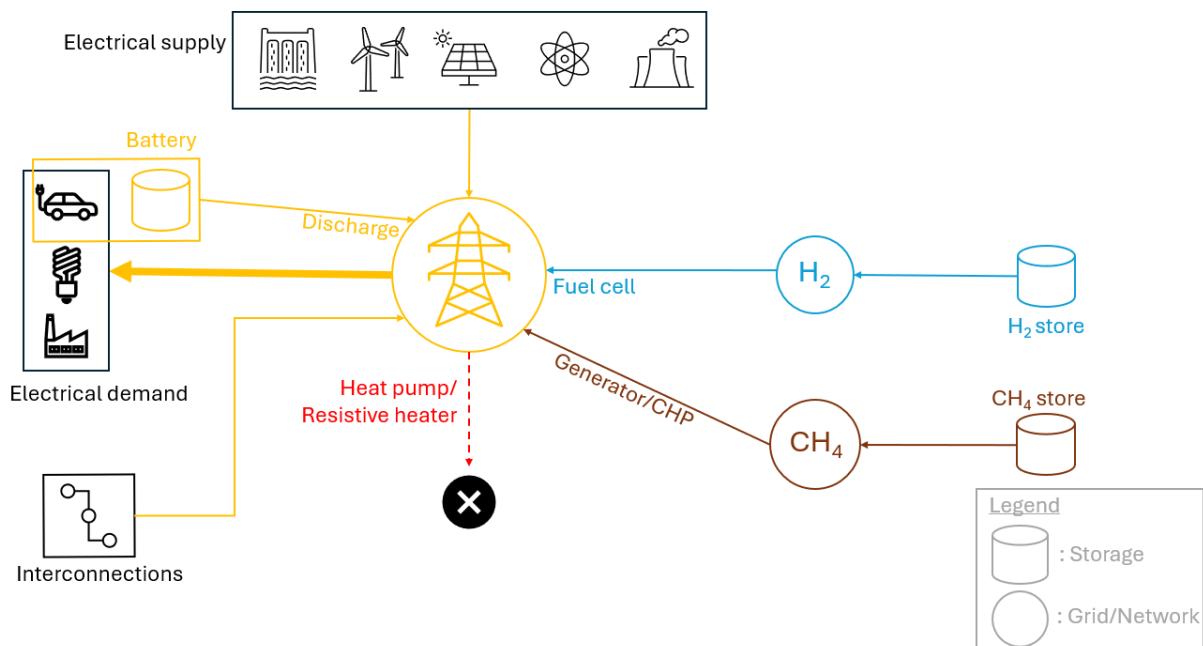


Figure 32 - Composants du système utiles pour faire face à une pénurie d'énergie renouvelable.

Le réseau énergétique est en réalité plus compliqué. La Figure 30 ne comprend que CH_4 et H_2 pour ne pas surcharger d'informations, mais PyPSA-Eur modélise également la synthèse d'autres molécules. Les différentes réactions chimiques sont reprises dans le Tableau 4. Cependant, pour déterminer si un processus consomme de l'électricité, il ne suffit pas de regarder son caractère exo ou endothermique. Il faut aller voir dans le code si 1) le processus est raccordé à un bus électrique (comme sur la Figure 5) et 2) le signe du flux avec ce bus électrique.

Reaction	ΔH	Active power at electric bus
Haber-Bosch	exothermic	+
Electrolysis	endothermic	+
Fuel cell	exothermic	-
Fischer-Tropsch	exothermic	/
Methanolisation	exothermic	+
SMR	endothermic	/
Sabatier	exothermic	/
Combustion	exothermic	-

Tableau 4 - Synthèse de molécules dans PyPSA-Eur avec leur caractère exo ou endothermique (ΔH = variation d'enthalpie). Les processus consommant de l'électricité ont des valeurs positives de puissance pour leur raccordement au bus électrique. La valeur « / » correspond aux processus non raccordés à un bus électrique.

Cette connaissance plus fine de la modélisation permet de réaliser la Figure 33. En conclusion, les processus industriels chimiques consommateurs d'électricité, et donc à considérer pour l'équilibrage du réseau électrique, sont Haber-Bosch, la synthèse du méthanol (Methanolisation) et l'électrolyse.

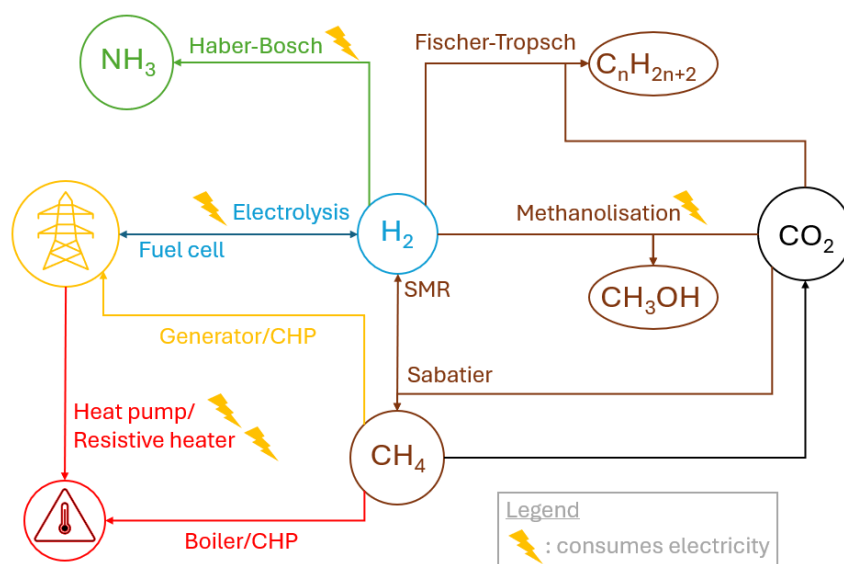


Figure 33 - Synthèse de molécules dans PyPSA-Eur. Les processus modélisés comme consommant de l'électricité sont accompagnés d'un éclair. Chaque flèche partant du CH_4 produit également du CO_2 . SMR = Steam Methane Reforming et CHP = Combine Heat and Power.

Vous trouverez en annexe le document complet (Balancing Networks)**Erreur ! Source du renvoi introuvable.** à destination de l'équipe Energy Supply qui détaille mes raisonnements et résultats.

J’y rentre notamment plus en détail sur la distinction des rôles entre production et consommation. Ce document leur sera utile pour le livrable au client.

Fort de ces compréhensions, j’ai pu créer une interface en adaptant le code qui avait déjà été fait pour d’autres onglets de l’application (Figure 34). « *Balancing the grid : explanations* » est un menu déroulant qui détaille un contenu similaire à ce qui vient d’être expliqué.

Balancing capacities

Balancing capacity units can help balancing the network, either by increasing production or by shifting consumption to a more opportune moment when production is higher or converting electricity to store it during surplus periods for redistribution during shortages.

Balancing the grid : explanations

Installed capacities per country

Choose your country (power):

EU27 + TYNDP

☐ Display EV

☐ Display Interconnection

Power

Production installed capacities [GWe]

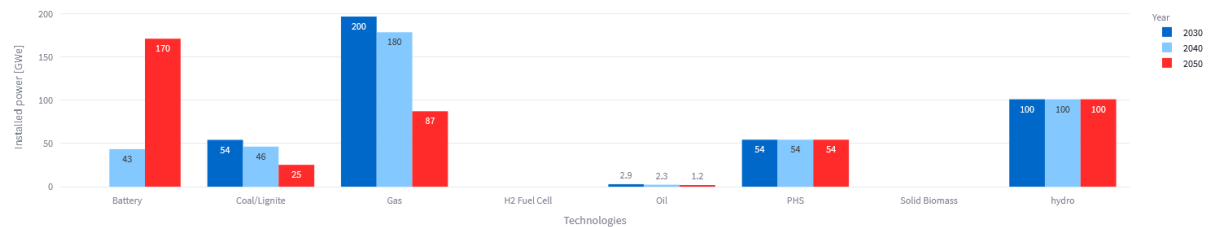


Figure 34 - Vue de la page Balancing.

2.2. Puissance

La première partie de la page détaille les capacités de puissance (production et consommation) installées. La Figure 35 indique les capacités pour toute l'Europe. En survolant les histogrammes avec le curseur, le détail s'affiche (ici, pour les batteries).

Power

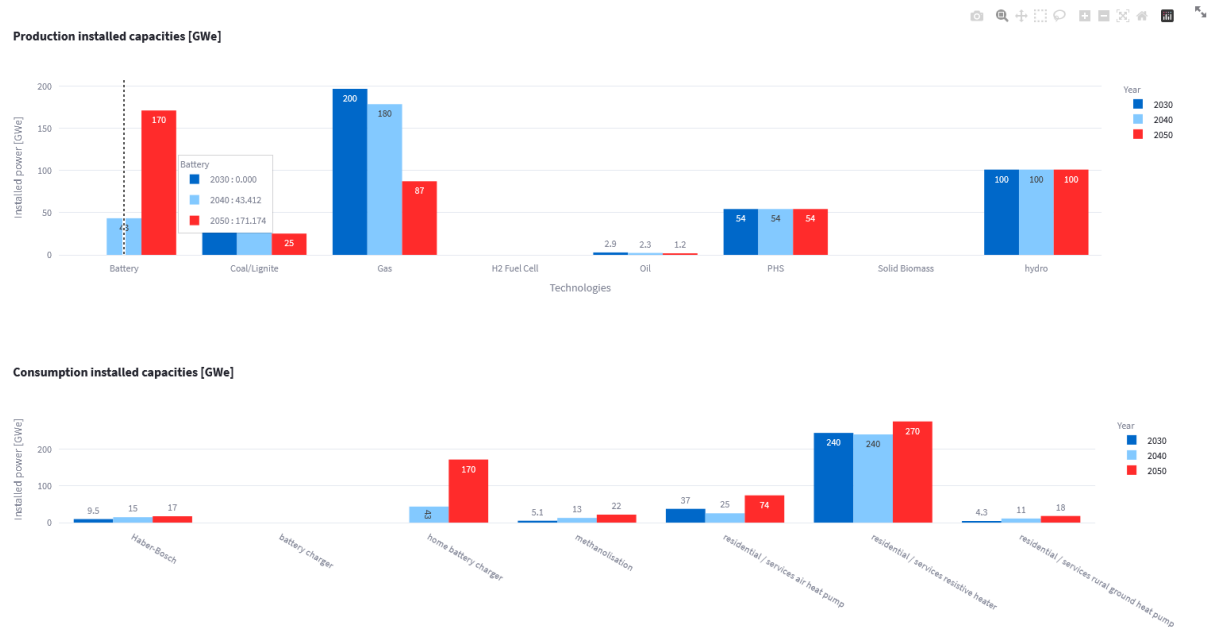


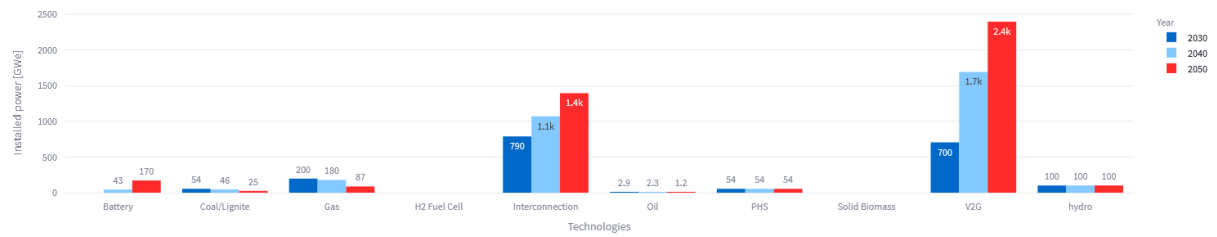
Figure 35 - Équilibrage du réseau : puissance.

L'utilisateur peut afficher ou pas les véhicules électriques (production = Vehicle-to-grid (V2G) et consommation = BEV charger). Cette fonctionnalité permet de se rendre compte des énormes contraintes (et opportunités) que les batteries des véhicules électriques imposent au réseau. L'utilisateur peut également afficher ou non les interconnexions pour voir le rôle qu'elles peuvent jouer. Ces fonctionnalités sont affichées sur la Figure 36 (pour toute l'Europe, donc les interconnexions sont moins pertinentes à afficher).

☒ Display EV ☒ Display Interconnection

Power

Production installed capacities [GWe]



Consumption installed capacities [GWe]

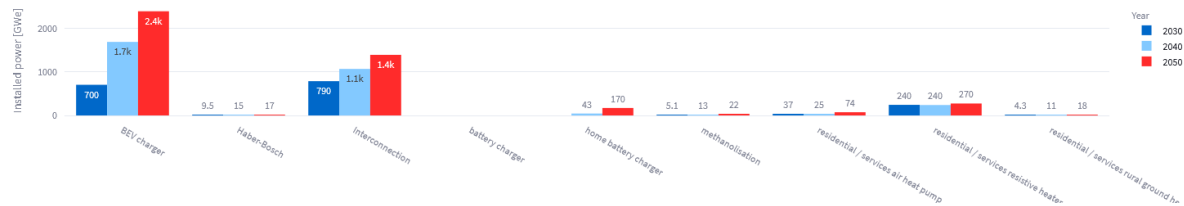


Figure 36 - Équilibrage du réseau : puissance avec véhicules électriques et interconnexions.

2.3. Stockage

La deuxième partie de la page Balancing se concentre sur les capacités de stockage : Figure 37.

Storage

Choose your country (storage):

EU27 + TYNPD

☐ Display gas stores

Balancing installed capacities (PHS [GWh_e], batteries [GWh_e], H2 Store [GWh_lhv_H2], gas_stores [GWh_lhv_CH4], water tanks [GWh_th])

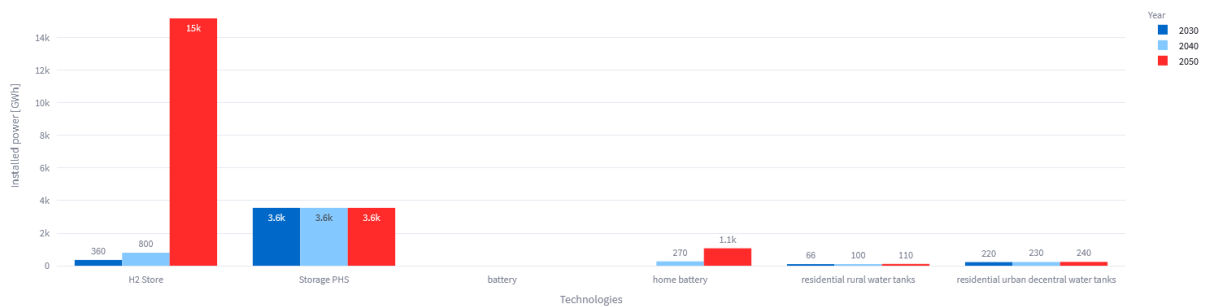


Figure 37 - Équilibrage du réseau : capacités de stockage.

Cette fois, l'utilisateur peut choisir d'afficher les stocks de gaz, sans commune mesure avec les autres capacités de stockage : Figure 38. Cette disproportion du stockage du gaz est dû à une erreur de paramétrisation de PyPSA-Eur avant la simulation dans les fichiers de résultats avec lesquels j'ai travaillé. Cette erreur rend le stockage de gaz presque gratuit, amenant le modèle à des valeurs aberrantes, d'autant que la Figure 35 indique clairement une diminution de la capacité des centrales électriques au gaz.

Storage

Choose your country (storage):

EU27 + TYNDP

☒ Display gas stores

Balancing installed capacities (PHS [GWh_e], batteries [GWh_e], H2 Store [GWh_lhv_H2], gas_stores [GWh_lhv_CH4], water tanks [GWh_th])

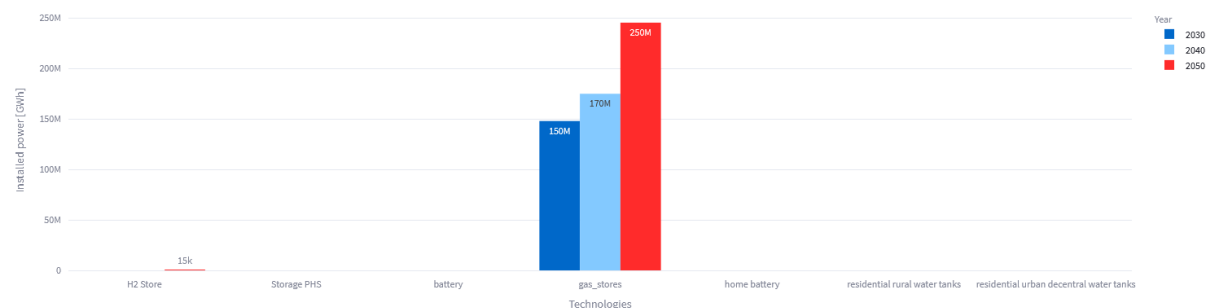


Figure 38 - Équilibrage du réseau : capacités de stockage incluant le gaz.

PyPSA-Eur : Rapport pour VEKA

La plus grande partie de mon stage a concerné le traitement des données de PyPSA-Eur pour VEKA. Mais vers la fin de mon stage, j'ai aussi participé à l'écriture du rapport pour ce client. J'ai rédigé les parties suivantes : aperçu général du modèle, importance de l'open-source et rôle de la flexibilité et de l'équilibrage dans l'équilibre des réseaux.

J'ai également eu l'occasion d'assister au « Steering Comitee » regroupant les parties prenantes du projet VEKA où Climact a présenté aux clients l'état d'avancement du projet.

Analyse économique stockage air comprimé

L'autre tâche à laquelle j'ai travaillé consistait à trouver un business model viable pour une technologie de stockage par air comprimé. Les spécifications et coûts de cette technologie étant confidentiels, j'en parlerai en termes qualitatifs et je me concentrerai sur ma démarche.

Les types de données auxquelles j'ai eu accès sont repris dans les Tableau 5 et Tableau 6.

	[kWh]	[kW]	[€]	Surface [m ²]	Hauteur [m]
Configuration 1	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
Configuration 2	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
Configuration 3	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX
Configuration 4	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX

Tableau 5 - Capacité de stockage, puissance, coût et encombrement de l'unité de stockage dans différentes configurations.

Round trip efficiency (RTE) [%]	XXX (faible)
Charge [%]	XXX
Décharge[%]	XXX
Durée de vie [année]	XXX (longue)

Tableau 6 – Rendements et durée de vie de la technologie.

Un de mes premiers réflexes a été de comparer cette technologie aux batteries pour le stockage d'énergie renouvelable. Pour ce faire, j'ai pris un centre de stockage d'électricité avec batteries en Belgique (Tableau 7). Même en considérant la durée de vie plus longue du stockage par air comprimé, les batteries restent plus intéressantes pour ce cas d'application, compte tenu de leur faible prix au MWh.

Capacité d'une batterie [MWh]	2,5
Prix d'une batterie [€]	800 000
Durée de vie d'une batterie [année]	10

Tableau 7 - Caractéristique d'une batterie industrielle pour le stockage d'électricité. Données issue de (26).

Il fallait donc trouver une application qui réalise énormément de cycles pour que la durée de vie du stockage par air comprimé compense son prix plus élevé que celui des batteries. Un cas d'application possible sont les grues des zones portuaires.

Après quelques recherches, il apparaît que Toshiba s'est déjà positionné sur ce segment de marché et qu'il propose d'équiper les grues portuaires (Quay Cranes, QC, aussi appelées Ship-to-Shore cranes, STS) de batteries pour récupérer une partie de l'énergie de la descente du conteneur et la restituer lors du levage (Figure 39). Plus intéressant encore, Toshiba indique que sa batterie SCiB possède une durée de vie de l'ordre de 20 000 cycles (diminution de 20% de la capacité de stockage de la batterie) (27). Or, la productivité de ce genre de grue peut atteindre 35 conteneurs/heure (28), ou 840 cycles/jour. En arrondissant à 500 cycles/jour, cela donne 180 000 cycles/an. Même en supposant une productivité bien plus faible, la solution proposée par Toshiba offre une durée de vie largement inférieure à l'année. La technologie de stockage par air comprimé, plus durable, a donc peut-être un avantage comparatif pour pénétrer ce segment de marché.

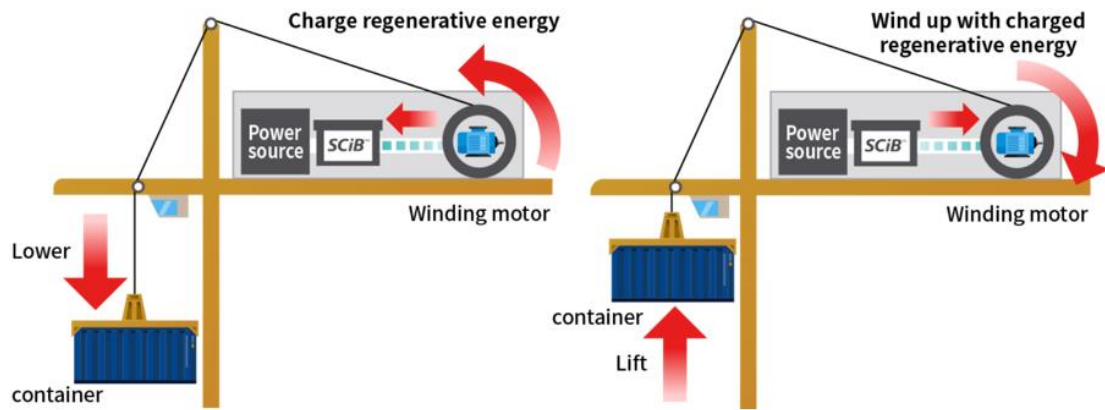


Figure 39 - Système de récupération d'énergie potentielle lors de la descente du conteneur en vue de diminuer l'énergie nécessaire au levage. Figure issue de (27).

La suite de ce rapport s'appuie en partie sur une thèse réalisée sur les systèmes de récupération et de stockage d'énergie pour les grues portuaires dans un port suédois (29). La Figure 40 reprend les étapes d'un cycle standard pour une grue QC. Durant les phases d'abaissement, les grues STS peuvent régénérer jusqu'à 90% de l'énergie de levage (29). Pour saisir les conteneurs, la grue dispose d'un épandeur (spreader) qui pèse environ 11t. Donc même à vide, les mouvements verticaux consomment et génèrent de l'énergie. L'énergie libérée lors de la descente peut soit être dissipée dans des freins, soit stockée, soit utilisée par d'autres systèmes, soit renvoyée sur le réseau.

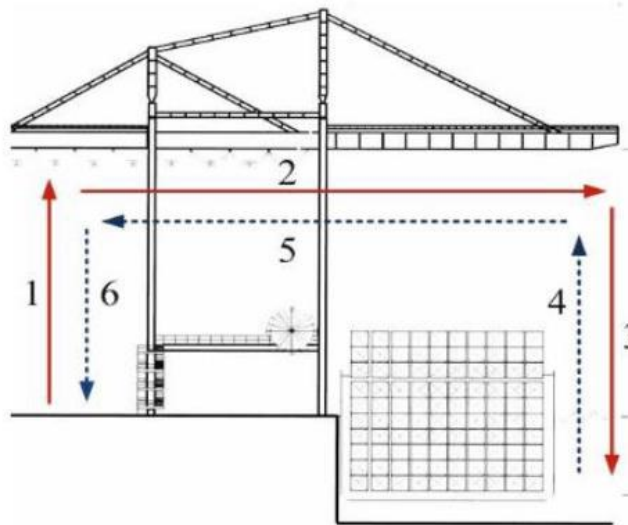


Figure 40 - Étapes d'un cycle d'une QC. [1,4] = levage (hoist). [2,5] = déplacement (trolley). [3,6] = abaissement (lowering). Figure issue de (30).

En regardant plus en détail le profil de puissance d'une QC, l'intérêt d'un système de stockage paraît évident : Figure 41.

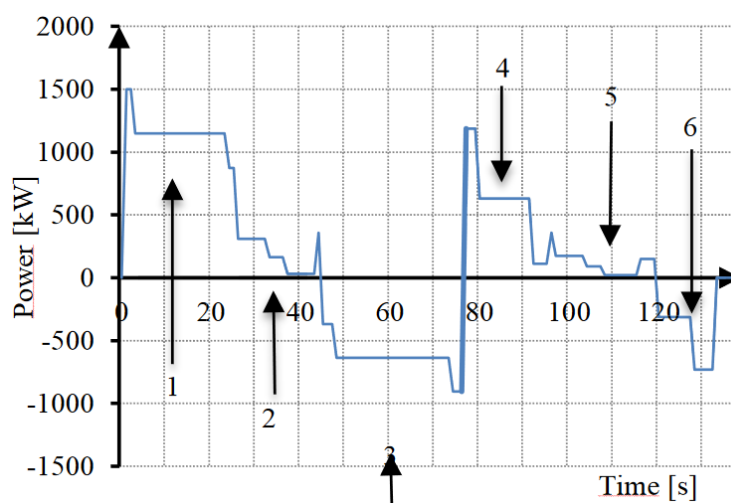


Figure 41 - Cycle d'une QC constitué de [1] levage avec charge, [2] déplacement avec charge, [3] abaissement de la charge, [4] levage sans charge, [5] déplacement sans charge, [6] abaissement sans charge. Le plateau de [1] est lié à l'augmentation de l'énergie potentielle ($E = mgh$). Le pic de consommation du début est dû à l'énergie potentielle et à l'accélération de la charge ($E = \frac{1}{2}mv^2$). Figure issue de (30).

(29) propose le Tableau 8 indiquant l'énergie maximum récupérable lors de l'abaissement de différentes charges.

Charge	Energie maximum récupérable pour un levage de 25 m [kWh]	Energie maximum récupérable pour un levage de 30 m [kWh]	Notes
11t (spreader)	0,68	0,81	Levé dans tous les cas : avec charge et à vide
14t (spreader + 3t)	0,86	1,03	Concerne 45 % des conteneurs
36t (spreader + 25t)	2,21	2,65	Concerne 55 % des conteneurs
56t (spreader + 45t)	3,44	4,12	Charge maximale, inhabituelle

Tableau 8 – Énergie récupérable lors de l'abaissement de différentes charges, en supposant un rendement de 0,9 entre le moteur et la sortie du générateur (voir Figure 42 pour une illustration). Données issues de (29).

Ce Tableau 8 doit être multiplié par le RTE de la technologie de stockage par air comprimé pour arriver au Tableau 9.

Charge	Energie électrique maximum disponible après stockage pour un levage de 25 m [kWh]	Energie électrique maximum disponible après stockage pour un levage de 30 m [kWh]
11t (spreader)	XXX	XXX
14t (spreader + 3t)	XXX	XXX
36t (spreader + 25t)	XXX	XXX
56t (spreader + 45t)	XXX	XXX

Tableau 9 - Énergie électrique maximum disponible après stockage.

La prochaine étape consiste à déterminer les prix de l'énergie pour calculer le temps de retour sur investissement de cette technologie de stockage par air comprimé.

Prix de l'énergie

Les câbles de levage de la grue sont enroulés par un moteur électrique. D'après mes recherches, il apparaît que certaines grues ont un moteur raccordé au réseau électrique alors que d'autres l'alimentent grâce à un moteur diesel. Je vais ici explorer les prix de ces 2 options, en ordre de grandeur.

1. Moteur diesel

Partons de la densité énergétique du diesel (Tableau 10) et du prix du diesel (Tableau 11). Je n'ai pas réussi à déterminer à quel tarif les industriels portuaires achetaient leur diesel. Prenons donc les 2 extrêmes pour déterminer une fourchette : le diesel routier et le diesel agricole.

Densité énergétique [MJ/l]	45,6
Densité énergétique [MWh/l]	0,01267

Tableau 10 – Densité énergétique du diesel.

Gasoil Diesel routier B7 [€/L]	1,5058
Gasoil Diesel agricole (≥ 2000 l) [€/L]	0,7763

Tableau 11 – Prix du diesel. Données issues de Statbel pour le 30 avril 2024 (31).

Maintenant, nous allons déterminer le prix [€/MWh] du diesel sachant les pertes de rendement le long de la chaîne de conversion des types d'énergie. Pour déterminer cette chaîne, je me suis basé sur la Figure 42. La chaîne de conversion s'arrête juste avant le moteur électrique car à ce stade, cela ne change plus rien que l'énergie vienne du moteur diesel ou du réseau électrique. Le détail des calculs est repris dans le Tableau 12. Il faudrait ajouter à cette chaîne les pertes d'entraînement entre le moteur et le générateur et le long des câbles électriques, mais cela ne changerait pas l'ordre de grandeur final.

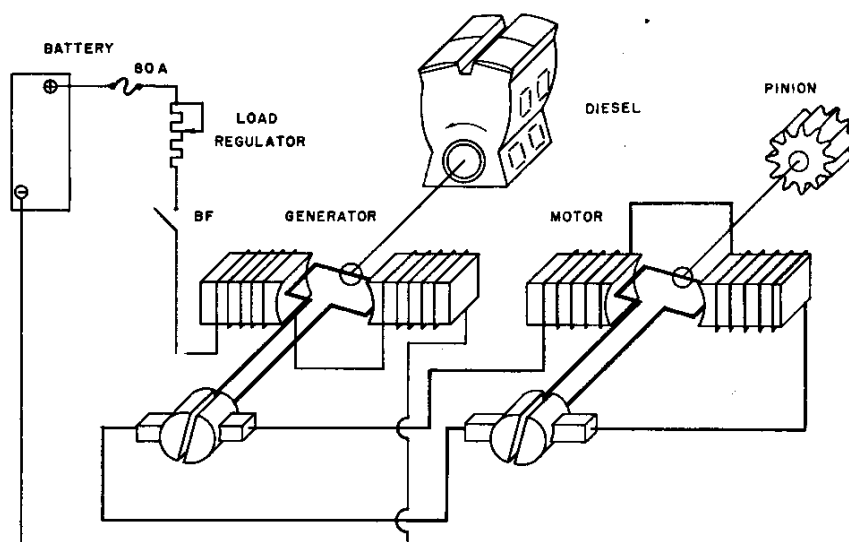


Figure 42 – Principe de base d'une conversion diesel-électrique. Figure issue de (32).

Prix Diesel routier [€/MWh] : thermique	118,88
Prix Diesel agricole [€/MWh] : thermique	58,73
Rendement moteur diesel (33)	0,45
Prix Diesel routier [€/MWh] : mécanique	264,17
Prix Diesel agricole [€/MWh] : mécanique	130,51
Rendement générateur électrique	0,9
Prix Diesel routier [€/MWh] : électrique	293,53
Prix Diesel agricole [€/MWh] : électrique	145,01

Tableau 12 – Pertes de rendement (et donc augmentation du [€/MWh] d'énergie utile) dues à la conversion des énergies.

2. Réseau électrique

Il existe également une incertitude sur le prix de l'électricité [€/MWh]. Je n'ai pas réussi à trouver à quel tarif était facturée l'énergie consommée par les grues. D'après mes recherches, il apparaît que le port d'Anvers n'opère pas/ne possède pas les grues du port (34). Le prix payé dépendrait donc de l'opérateur. Et selon sa consommation, les prix diffèrent. Un gros consommateur doit peut-être acheter son électricité sur les marchés de l'électricité. Un consommateur moyen négocie peut-être son électricité avec des fournisseurs. Et un petit consommateur n'a peut-être pas de marge d'action autre que le choix du fournisseur. Je vais à présent explorer les différents prix pour déterminer encore une fois un ordre de grandeur.

Pour l'achat d'électricité sur les marchés, chaque année, la fédération des industries belges consommatrices d'énergie (Febeliec) commande un rapport sur les prix de l'électricité (35). 2 profils sont distingués : Baseload (industriels achetant un niveau constant d'électricité nécessaire au fonctionnement continu) et Peak (industriels s'approvisionnant en électricité pendant les heures de pointe (8h à 20h)). Les grandes installations portuaires belges étant situées en Flandres, ce sont les prix de cette région qui nous intéressent.

	Baseload [€/MWh]	Peak [€/MWh]
Flandres 2022	177	216
Flandres 2023	249	328
Flandres 2024	123	139

Tableau 13 - Prix de l'électricité en Flandres pour les marchés Baseload et Peak pour 2022, 2023, 2024. Les auteurs ne précisent pas comment ces valeurs sont calculées (moyenne ? médiane ?). Données issues de (35).

Pour l'achat d'électricité auprès d'un fournisseur, le Tableau 14 reprend les différentes possibilités pour le 5 mai 2024.

Supplier	Name contract	Price single rate	Price peak hours	Price off-peak hours
Eneco	Zon en Wind Flex / Soleil et Vent Flex	11.82000	11.82000	11.82000
ENGIE Electrabel	Easy Flex	11.11300	11.60100	9.40900
Luminus	ComfyFlex	14.04000	15.58000	12.31000
Mega	Cosy Flex	11.25000	12.26000	10.32000
TotalEnergies	Pixel Blue	9.22900	10.06630	8.48550

Tableau 14 – Prix belge de l'électricité en centimes d'€ par kWh au 05 mai 2024 pour différents fournisseurs. Données issues de (36).

Pour simplifier les calculs, le prix du MWh sera celui Baseload 2024 à 123 €/MWh.

En plus de ce prix au MWh, il existe également un prix au MW (tarif capacitaire). En effet, pour ne pas surcharger le réseau électrique, il faut dissuader les acteurs d'avoir de trop gros pics de consommation [kW]. Fluvius (gestionnaire du réseau d'électricité de la Région flamande) distingue un tarif capacitaire pour les familles et les petites entreprises et un tarif capacitaire pour les gros consommateurs. Le calcul de ce dernier est détaillé dans le Tableau 15.

	[€/kW/mois]	Notes
Coût de la puissance réellement consommée	2,61	L'industrie paie proportionnellement à la puissance consommée.
Coût de la puissance communiquée au gestionnaire du réseau	1,93	Coût de la puissance dont le consommateur pense avoir besoin et qu'il ne compte pas dépasser. Cela permet au gestionnaire de réseau d'avoir de la visibilité sur les besoins de puissance pour équilibrer le réseau. Ce coût existe pour dissuader les consommateurs d'annoncer une consommation excessive qu'ils ne dépasseront jamais.
Coût de la pénalité	2,89	Coût au kW si la consommation dépasse finalement la puissance communiquée au gestionnaire de réseau. Cette pénalité est reprise pour les 12 mois suivants. Donc le consommateur paiera : $2,89 \text{ [€/kW/mois]} * \text{excès [kW]} * 12 \text{ [mois]}$

Tableau 15 – Termes inclus dans le calcul du tarif capacitaire pour les industriels en Flandres. Valeurs de janvier 2023. Données issues de (37).

Afin de simplifier les calculs, nous allons supposer que le pic de puissance consommée par les grues est exactement communiqué par les ports au gestionnaire de réseau. Le prix du kW est donc de $2,61 + 1,93 = 4,54 \text{ €/kW/mois}$. Et donc $12 * 4,54 = 54,48 \text{ €/kW/an}$.

2.1. Renvoi d'électricité sur le réseau

Finalement, pour évaluer la pertinence du stockage, il faut estimer le cas où la grue permet de renvoyer l'énergie de descente sur le réseau électrique. Encore une fois, je ne sais pas à quel tarif cette électricité est vendue. Comme point de repère, j'ai donc pris les tarifs d'injection auxquels ont accès les propriétaires de PV (qui sont à la fois consommateurs et producteurs). Les valeurs varient grandement et la valeur du Tableau 16 est une borne maximale.

	[€/MWh]
Tarif d'injection, Flandres 2024	50

Tableau 16 – Tarif d'injection en Flandres en mai 2024. Valeur maximale. Données issues de (38).

La connaissance de la productivité d'une grue, du Tableau 8 et du Tableau 16 permet de calculer le Tableau 17.

Énergie vers le réseau (hauteur = 30 m) [MWh/an]	498
Recettes [€/an]	24.920

Tableau 17 – Recettes pour une grue en cas de renvoi de l'électricité sur le réseau.

Temps de retour sur investissement

Les valeurs de prix [€/kWh] de l'électricité et du diesel sont dans le même ordre de grandeur. Mais une consommation électrique implique un tarif capacitaire [€/kW] absent pour le diesel. Le stockage semble donc plus pertinent pour une grue électrique. La suite des calculs se fera sur base du prix de l'électricité.

Un système de stockage n'est pas seulement utile pour économiser de l'énergie, il est également utile pour écrêter le pic de la demande de puissance : Figure 43. Le prix à payer est donc fonction de la différence entre les 2 courbes. Le stockage pourrait encore être optimisé en augmentant la puissance délivrée au début pour atténuer le pic des premières secondes, car c'est la valeur de ce pic qui compte pour le calcul du coût de la puissance.

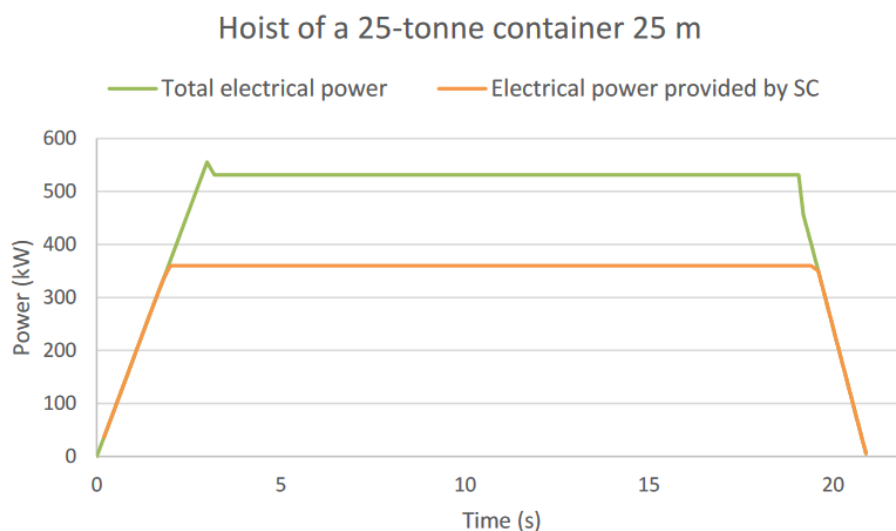


Figure 43 – Lors du levage, le dispositif de stockage (SC) peut délivrer la courbe inférieure en puissance. Figure issue de (29).

La connaissance de tous ces éléments permet de calculer le Tableau 18 pour déterminer la rentabilité de la technologie de stockage par air comprimé. Ces valeurs sont à comparer avec le Tableau 17.

Économie d'énergie (hauteur = 30 m) [kWh/an]	XXX
Économie d'énergie [€/an]	XXX
Économie de puissance (hauteur = 30 m) [kW]	XXX
Économie de puissance [€/an]	XXX
Économie totale [€/an]	XXX
Coût de la technologie [€]	Voir Tableau 5
Temps de retour sur investissement [an]	XXX

Tableau 18 - Rentabilité de la technologie de stockage par air comprimé.

Concurrents

Il est cependant important de ne pas s'arrêter à la question, « la technologie est-elle rentable ? ». De par le nombre de cycles, nous savons qu'elle est meilleure que les batteries. Mais il existe d'autres technologies en concurrence avec le stockage par air comprimé sur ce segment de marché.

Dans (29), l'auteur travaille avec des supercondensateurs et des volants d'inertie pour récupérer l'énergie potentielle des conteneurs. Les caractéristiques techno-économiques d'exemples de projets sont données respectivement dans les Tableau 19 et Tableau 20.

Provider	System power (kW)	Energy storage capacity (kWh)	System cost (USD)	Cost per unit of power (USD/kW)	Cost per unit of energy (USD/kWh)
Ioxus Energy	250	[unknown]	40 000	160	-
Maxwell	1 000	7.43	241 000	241	32 565
Maxwell	1 000	12.39	401 000	401	32 365

Tableau 19 – Supercondensateurs. Données issues de (29).

Provider	System power (kW)	Energy storage capacity (kWh)	System cost (USD)	Cost per unit of power (USD/kW)	Cost per unit of energy (USD/kWh)
Beacon Power ^a	20 000	5 000	50 M	2 400	10 000
Kinetic Traction	999	4.5	599 400 ^b	600 ^b	133 333 ^b
Helix Power	1 000	7.4	1.05 M	1 050	141 892
Piller	2 700	[unknown]	1.62 M	600	-
^a Information of a large flywheel power plant in the US					
^b Installation costs not included					

Tableau 20 - Volants d'inertie. Données issues de (29).

Conclusion

Pour des raisons de confidentialité, je ne peux pas ici donner les résultats finaux. De même, il existe d'autres étapes de raisonnement et subtilités que je n'ai pas pu développer au risque de compromettre la confidentialité des données. J'arrête donc ici mon développement pour ce sujet.

Autres travaux mineurs réalisés durant le stage

État des lieux des technologies et potentiel de décarbonation

L'équipe Energy Supply souhaitait réaliser une cartographie des technologies de décarbonation existantes accompagnées de leur TRL (Technology Readiness Level). Le TRL est un indicateur de la maturité des technologies et va de 1 (idée initiale) à 11 (technologies déployées à large échelle). Après, quelques recherches, il est apparu que l'Agence Internationale de l'Energie (International Energy Agency, IEA) avait déjà réalisé une telle cartographie : (Figure 44).

Showing 78 technologies in the **Power** sectors

TRL	Sector	Subsector	Technology
4	Energy transformation	Power > Generation > Ammonia	Ammonia turbine
5	Energy transformation	Power > Generation > Ammonia	Co-firing of ammonia in coal power plants
5	Energy transformation	Power > Generation > Ammonia	Co-firing of ammonia in gas turbines
4-5	Energy transformation	Power > Generation > Ammonia	Cracking of ammonia into hydrogen for gas turbines
6-7	Energy transformation	Power > Generation > Biomass > CCUS	Post-combustion: chemical absorption (biomass with CCUS)
6-7	Energy transformation	Power > Generation > Biomass > CCUS	Post-combustion: solid adsorption (biomass with CCUS)
3	Energy transformation	Power > Generation > Biomass > CCUS	Pre-combustion: physical absorption (biomass with CCUS)
4-5	Energy transformation	Power > Generation > Coal > CCUS	Chemical looping combustion (coal)
7	Energy transformation	Power > Generation > Coal > CCUS	Oxy-fuelling (coal)
8-9	Energy transformation	Power > Generation > Coal > CCUS	Post-combustion: chemical absorption (coal with CCUS)
	Energy transformation	Power > Generation > Coal > CCUS	Post-combustion: membranes polymeric (coal with CCUS)

Search

Sector/subsector

- E-waste recycling
- Iron and steel
- Pulp and paper
- Transport
 - Aviation
 - Rail
 - Road transport
 - Shipping
- CO2 management
 - CO2 capture
 - CO2 storage
 - CO2 transport
- Energy transformation
 - Biofuels
 - Heat
 - Hydrogen
 - Power
 - Refining
 - Synthetic hydrocarbon

Technology readiness level

Cross-cutting themes

Supply chain

Clear all filters

Download

Figure 44 - TRL de technologies de décarbonation. Données et mise en forme de (39).

L'équipe voulait aller plus loin et pouvoir filtrer davantage quelles technologies afficher. La base de données de l'IEA est librement téléchargeable. Malheureusement, lorsque j'ai essayé de travailler avec le fichier, je me suis rendu compte d'un problème lors de l'encodage des données dans le fichier téléchargeable, rendant ce fichier difficilement utilisable. Avec l'accord de l'équipe, j'ai remonté ce problème à l'IEA grâce au mail de contact sur le site, sans suite de la part de l'agence. L'outil en ligne reste néanmoins un très bon état des lieux des technologies existantes.

Lors de mes recherches, j'ai également trouvé ce site de Student Energy qui réalise une topologie interactive de toutes les technologies (y compris fossiles) : Figure 45.

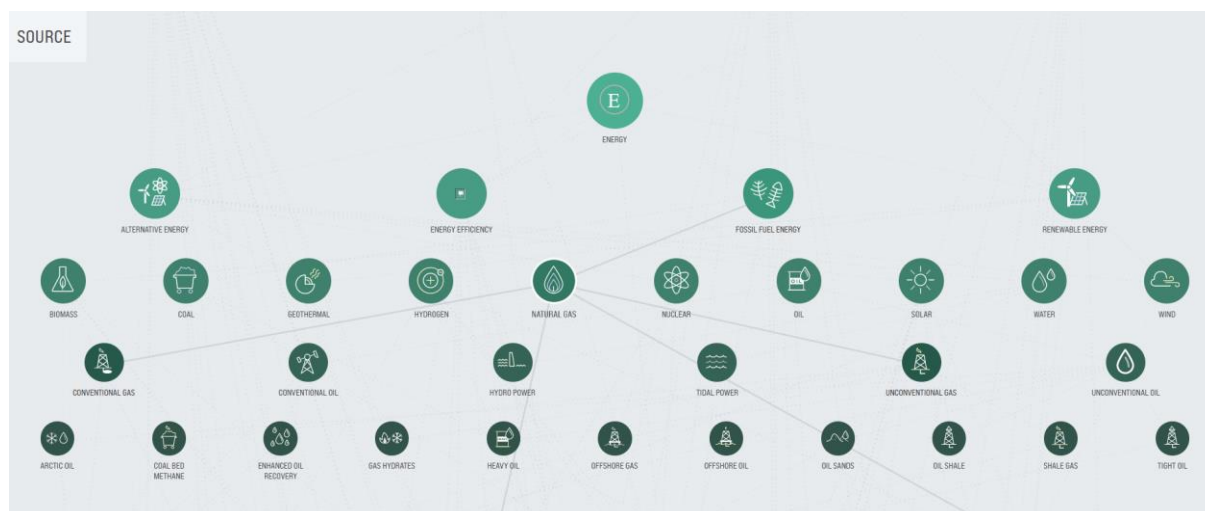


Figure 45 – Topologie des technologies énergétiques. Seule la partie « Source » est affichée mais le site détaille également : « Production, Conversion, Form, Transport, Distribution, Use, Influence ». Figure issue de (40).

Ces 2 sites ont suscité un intérêt de la part de l'équipe et pourraient servir pour la formation interne de futurs stagiaires ou collègues.

La dernière étape consistait à déterminer quelles technologies pourraient avoir le plus d'impact. Pour éviter les doubles comptages (une certaine décarbonation est revendiquée par plusieurs technologies dans plusieurs études), il était important d'avoir une étude la plus complète en nombre de technologies étudiées. Le choix s'est porté sur la quantification faite dans le rapport AR6 du GIEC (41) qui a l'avantage d'inclure également le coût de cette décarbonation (Figure 46). On voit par exemple que le solaire permet d'éviter 2,5 GtCO₂-eq/an pour moins cher que le système énergétique actuel. En revanche, le nucléaire offre un potentiel de décarbonation limité et pour un coût bien plus élevé.

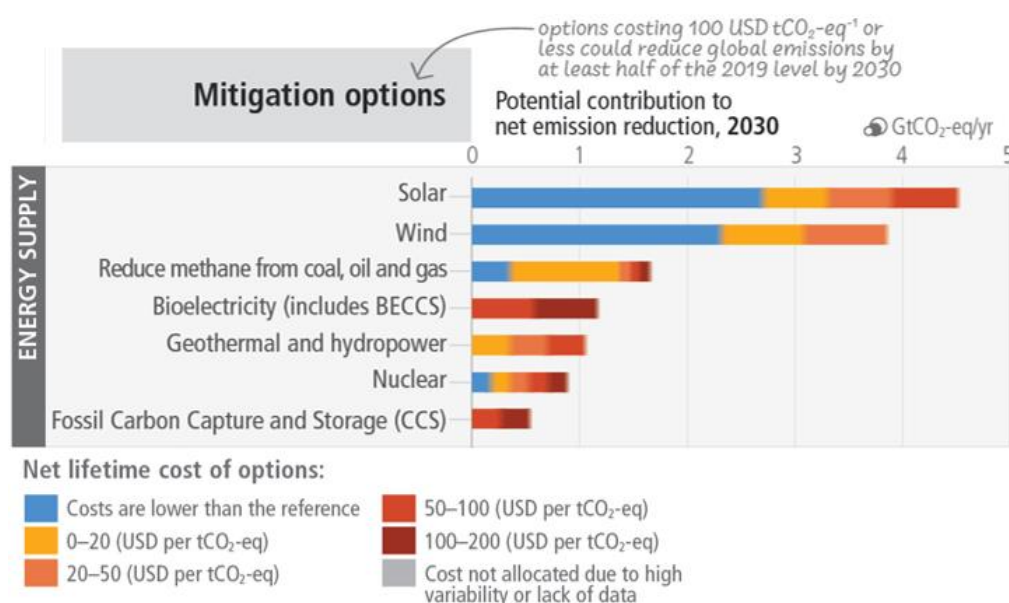


Figure 46 - Potentiel de décarbonation de différentes technologies et leur coût associé. Figure issue de (41).

Conférences

J'ai eu la chance lors de mon stage d'assister à 2 conférences.

1. World Energy Outlook 2023

Tous les ans, l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) présente un rapport sur la situation énergétique de l'année qui vient de s'écouler : le World Energy Outlook (WEO). Le rapport de 2023 a été présenté à Bruxelles le 26/02/2024 et la conférence était composée de 2 parties : le WEO 2023 proprement dit (42) et les perspectives des minéraux critiques (43). À la suite de cette conférence, j'ai présenté les principaux résultats, avec une analyse critique, au reste de l'équipe.

2. Why nuclear won't save the climate.

Le 21/03/2024, la Belgique a organisé un sommet sur le nucléaire (44). En marge de cet événement était organisé un événement parallèle : « Why nuclear won't save the climate » (45), organisé par 5 ONG dont Greenpeace. Le but de cet événement (orienté anti-nucléaire) était de montrer les défauts de la filière, pour justifier son abandon ou à tout le moins l'arrêt de son expansion. J'ai fait un bref retour par écrit de cette conférence au reste de l'équipe.

2.3 Analyse critique de leur applicabilité

L'analyse critique des résultats sera divisée en 2 parties. Tout d'abord, l'analyse des résultats du simulateur PyPSA-Eur et ensuite l'analyse des résultats du stockage par air comprimé.

PyPSA-Eur : généralités

Il est difficile de réaliser une analyse critique exhaustive des résultats du modèle PyPSA-Eur tant les angles d'attaque sont nombreux. Commençons par quelques généralités.

Premièrement, en partant de la Figure 1, plus la résolution du modèle sera fine, plus il sera représentatif de la réalité. Mais même le meilleur modèle en termes de détails ne sera toujours qu'une approximation plus ou moins juste de cette réalité. Par exemple, un modèle tel que PyPSA-Eur qui permet de modéliser des flux énergétiques à l'échelle d'un continent ne s'intéresse pas du tout au détail du réseau de distribution (e.g. : Quelle cabine basse tension renforcer si Monsieur Dupont ajoute 30 PV sur son toit ?). De plus, pour ce qui est du couplage sectoriel, un modèle centré sur le système énergétique capturera moins bien les réalités socio-économiques que des modèles utilisés par la Banque Centrale Européenne ou le Fond Monétaire International. Tous les modèles sont donc nécessairement partiels.

Deuxièmement, il y a les simplifications réalisées pour conserver un temps de calcul raisonnable. PyPSA-Eur permet techniquement d'avoir une résolution assez fine avec un nombre de nœuds importants. Mais ce nombre est ensuite réduit pour limiter le temps de calcul, masquant ainsi de potentielles dynamiques locales. Par exemple, la Figure 47 montre les prix marginaux locaux en Allemagne avec des prix plus importants au sud qu'au nord. Mais ce phénomène local est complètement occulté si l'on compare la Figure 47 avec la Figure 18. Ce n'est donc pas une faiblesse du modèle en tant que tel, mais une limitation des ressources en calculs (temps et argent).

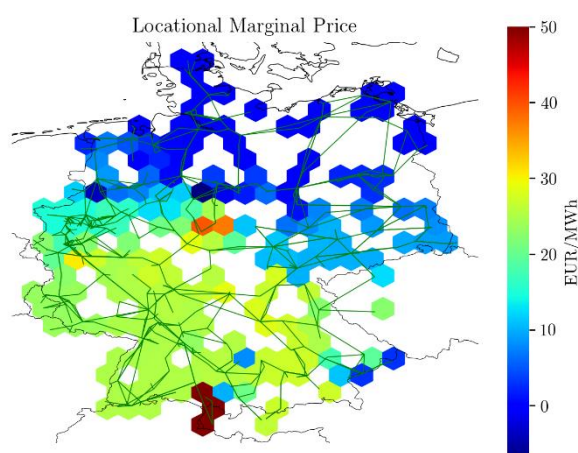


Figure 47 – Prix marginaux locaux en Allemagne. Figure issue de (10).

Troisièmement, il y a la paramétrisation du modèle faite par l'équipe Energy Supply avant le lancement des calculs. Cette paramétrisation peut être erronée soit par manque de connaissances, soit car les besoins du client impliquent de fixer des variables du modèle à des valeurs farfelues. Par exemple, si un client demande un scénario 100% renouvelables en 2030, le modèle peut donner une solution, mais cette solution sera probablement déconnectée des

réalités industrielles et des chaînes de valeurs internationales. Un tel scénario ne tiendrait pas non plus compte des réalités politiques quand on sait que de nombreux pays européens s'appliquent à relancer une filière nucléaire en Europe (46).

Ces 3 premières limitations (nombre de secteurs modélisés, ressources de calcul et paramétrisation) sont des limitations communes à tous les modèles. À celles-ci, nous pouvons encore ajouter des limitations propres à PyPSA-Eur qui invitent à la prudence quant aux résultats calculés.

Tout d'abord, même dans le secteur étendu de l'énergie que considère PyPSA-Eur, la question des ressources minières n'est pas prise en compte. Lors de sa conférence WEO (voir [Conférences](#)), l'IEA a détaillé les implications de consommation de ressources liées à la transition énergétique (Figure 48). Dans leur scénario Net Zero Emission (NZE) (47), la consommation de lithium est multipliée par 4,5 en 8 ans (alors que l'ouverture d'une nouvelle mine prend de l'ordre de la décennie (48)). Étant donné que PyPSA-Eur ne modélise pas la consommation de ressources, tripler le parc de batteries de stockage pourrait juste être une itération sans conséquences dans l'exploration de l'espace des solutions en vue de trouver le minimum de la fonction objectif. Cependant, si cette opération est anodine d'un point de vue mathématique, elle peut faire la différence dans le monde physique entre un scénario industriel possible et irréalisable.

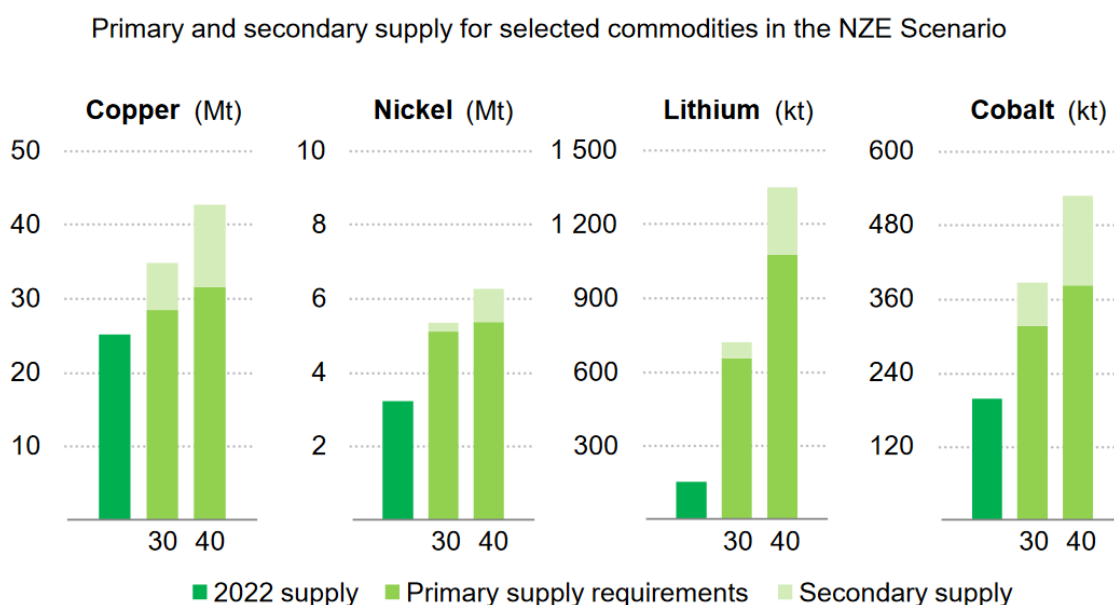


Figure 48 - Projection de l'augmentation de la consommation de certains minerais liés à la transition énergétique.
Figure issue de (43).

Ensuite, il y a le choix des technologies considérées. Par exemple, PyPSA-Eur inclut le captage du CO₂ dans l'air (Direct Air Capture, DAC). Or, d'après l'IEA (Figure 49), cette technologie a un TRL compris entre 6 (Prototype complet à l'échelle) et 7 (Démonstration pré-commerciale). Quelle crédibilité donner à un scénario (une solution de PyPSA-Eur) qui emploierait cette technologie à grande échelle alors que sa maturité n'est pas encore atteinte et que nous ne savons pas quand elle sera atteinte ? Dans 5, 10, 20 ans ?

TRL	Sector	Subsector	Technology
7	CO2 management	CO2 capture > Direct air capture	Solid DAC (S-DAC)
6	CO2 management	CO2 capture > Direct air capture	Liquid DAC (L-DAC)

Figure 49 – TRL de la capture de CO₂ dans l'air. Données et mise en forme de (39).

Ces généralités ayant été passées en revue, je vais maintenant développer la crédibilité du réseau de transmission haute tension sur laquelle j'ai eu l'occasion de travailler durant mon stage.

PyPSA-Eur : Critique des valeurs du réseau de transmission électrique

Lors de la présentation des résultats intermédiaires à VEKA, l'équipe Energy Supply a notamment été questionnée sur la crédibilité des valeurs du réseau haute tension pour 2030, 2040, 2050 (avec un focus sur la Belgique). Ils m'ont donc chargé de faire un état des lieux du réseau et des études prospectives existantes.

Le niveau de partitionnement (voir Figure 4) choisi par l'équipe Energy Supply pour les simulations correspond, à quelques exceptions près, au niveau national. La carte interactive développée préalablement dans l'application [PyPSA-Eur: Streamlit](#) s'est révélée utile pour accéder rapidement aux données du réseau. Nous voyons que les lignes haute tension relient entre eux les pays européens (Figure 50).

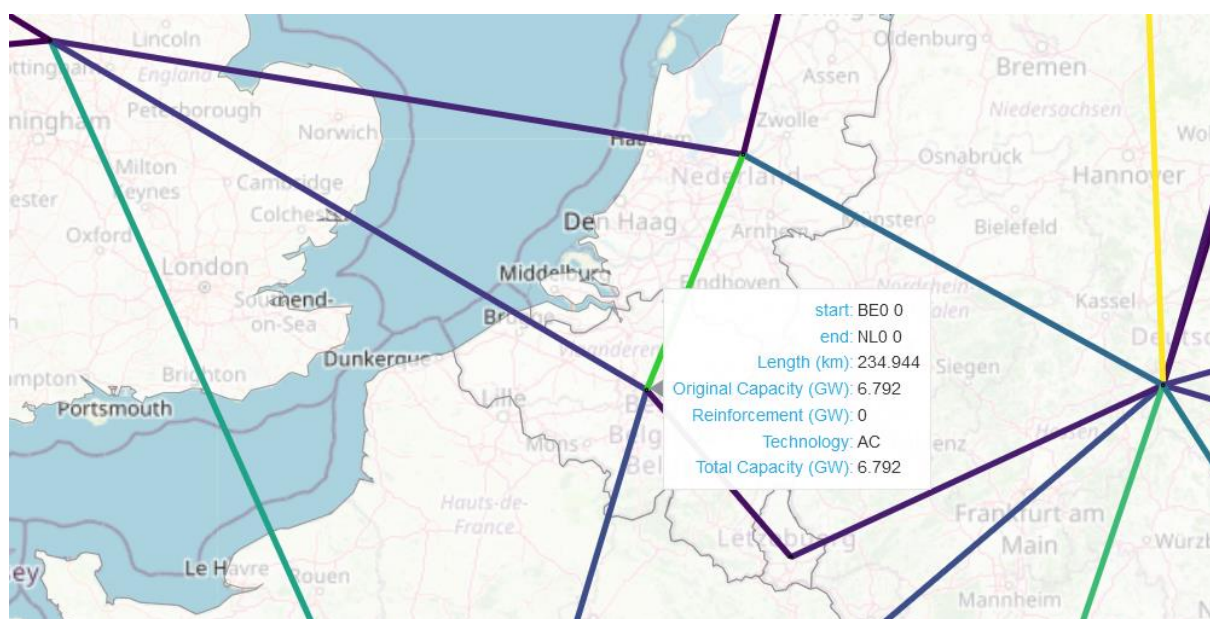


Figure 50 – Réseau de transmission européen tel que modélisé dans PyPSA-Eur avec le partitionnement national.

Pour analyser la crédibilité de ces valeurs, une bonne source de comparaison est l'étude réalisée par ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity): « *TYNDP 2022 : Opportunities for a more efficient European power system in 2030 and 2040* » (49).

L'étude commence par décrire l'état du réseau en 2025, composé des capacités de transmission transfrontalières existantes au moment de l'étude (2022) ainsi que de tous les projets matures (en construction ou dans un stade avancé de permis) : Figure 51.

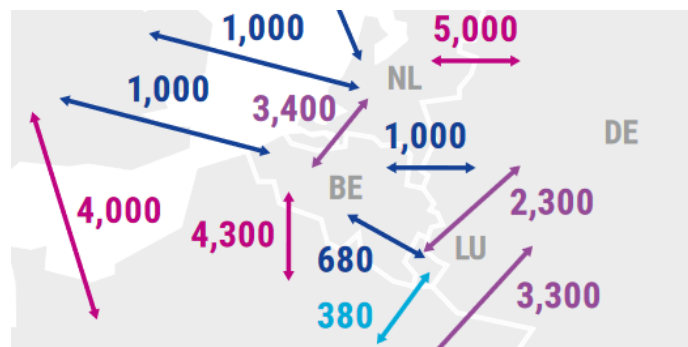


Figure 51 - Données ENTSO-E 2025 : capacités de départ, considérées comme acquises. Figure issue de (49).

Ensuite, l'étude considère les besoins d'interconnexion en 2030, additionnels au réseau de 2025 : Figure 52.

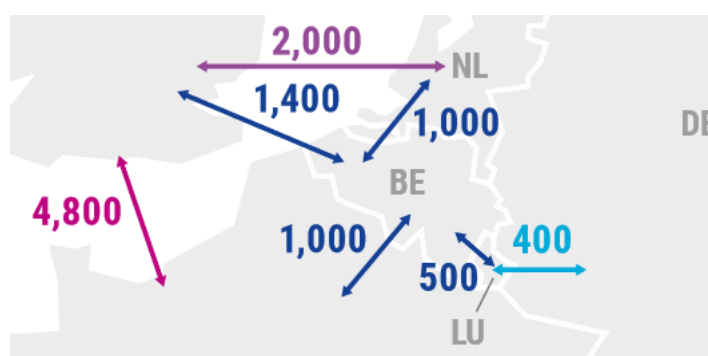


Figure 52 - Données ENTSO-E 2025-2030 : besoins additionnels. Pour ne pas surcharger la carte, seule la valeur la plus élevée est affichée aux frontières là où la valeur n'est pas la même dans les deux sens. Figure issue de (49).

Pour finalement aboutir aux capacités transfrontalières totales en 2030 (réseau actuel + capacités attendues en 2025 + augmentations des besoins additionnels en capacité identifiées pour l'horizon 2030) : Figure 53.

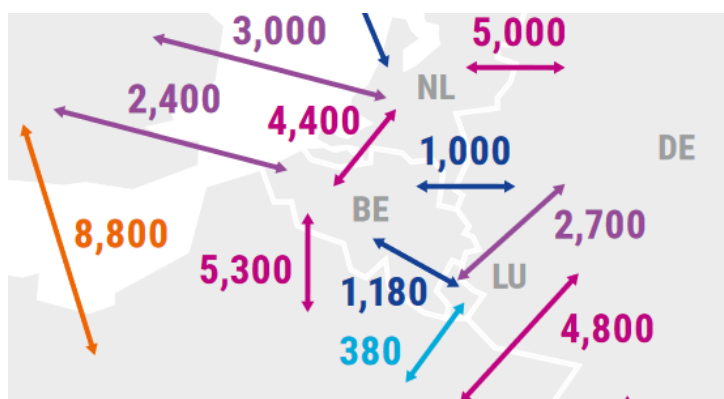


Figure 53 - Données ENTSO-E 2030 : capacités transfrontalières totales en 2030. Seule la valeur la plus élevée est affichée aux frontières là où la valeur n'est pas la même dans les deux sens. Figure issue de (49).

L'étude d' ENTSO-E fournit aussi les données pour 2040.

Le Tableau 21 est une comparaison brute des données.

[GW]	2025 (real) ENTSO-E	2030 ENTSO-E	2030 PyPSA-Eur		
			Total (p_nom_opt)	Historic (p_nom)	Reinforced
BE ⇔ GB	1	2.4	6.86	0	6.86
BE ⇔ NL	3.4	4.4	6.79	6.79	0
BE ⇔ DE	1	1	0	0	0
BE ⇔ LU	0.68	1.18	2.08	0.98	1.09
BE ⇔ FR	4.3	5.3	9.47	9.47	0

[GW]	2040 ENTSO-E	2040 PyPSA-Eur		
		Total (p_nom_opt)	Historic (p_nom)	Reinforced
BE ⇔ GB	2.4	23.47	0	23.47
BE ⇔ NL	4.4	12.18	6.79	5.39
BE ⇔ DE	1	12.82	0	12.82
BE ⇔ LU	1.18	3.46	0.98	2.48
BE ⇔ FR	6.3	9.47	9.47	0

Tableau 21 - Comparaison des résultats entre ENTSO-E et PyPSA-Eur. « p_nom_opt » et « p_nom » sont les noms des colonnes du DataFrame (structure de données python) stockant les valeurs optimisées des lignes de transmission. « Reinforced » est la différence entre les 2. La colonne à comparer pour PyPSA-Eur est la colonne « Total ».

Nous pouvons immédiatement constater une énorme différence entre les valeurs fournies par ENTSO-E et PyPSA-Eur. Dans un premier temps, nous allons questionner la robustesse des valeurs d'ENTSO-E.

Tout d'abord, lors de la réalisation de leur étude TYNDP 2022, les auteurs ont envisagé 2 scénarios : avec et sans {stockage et unités de pointe}. Les 2 scénarios aboutissent respectivement à une augmentation de la capacité transfrontalière de 88 et 97 GW pour l'ensemble de l'Europe en 2040. Cette analyse de sensibilité montre une faible variation des besoins (dans tous les cas, bien inférieure aux rapports entre les valeurs ENTSO-E et PyPSA-Eur du Tableau 21).

Ensuite, dans leur étude, les auteurs ont comparé leurs résultats avec ceux d'une autre étude d'ENTSO-E (Distributed Energy scenario) construite autour d'un scénario très différent de TYNDP 2022. Ces 2 études montrent des besoins totaux similaires : + 12% de la capacité totale (ce qui est considéré par les auteurs comme dans l'intervalle d'incertitude de ce genre de prospective).

Finalement, TYNDP 2022 a sollicité, lors de sa création, 120 parties prenantes incluant des industriels, décideurs politiques et promoteurs de projets qui ont critiqué les horizons temporels étudiés, les scénarios, la transparence et la disponibilité des données. D'ailleurs, Elia (gestionnaire du réseau de transmission belge) indique que son plan de développement fédéral doit être compatible avec le scénario TYNDP 2022 (50). Les valeurs données par ENTSO-E semblent donc extrêmement robustes, ce qui déforçerait les résultats de PyPSA-Eur.

Cependant, il est essentiel ici de se rappeler que le partitionnement de PyPSA-Eur masque le réseau de transmission national. La Figure 54 illustre cette énorme simplification.

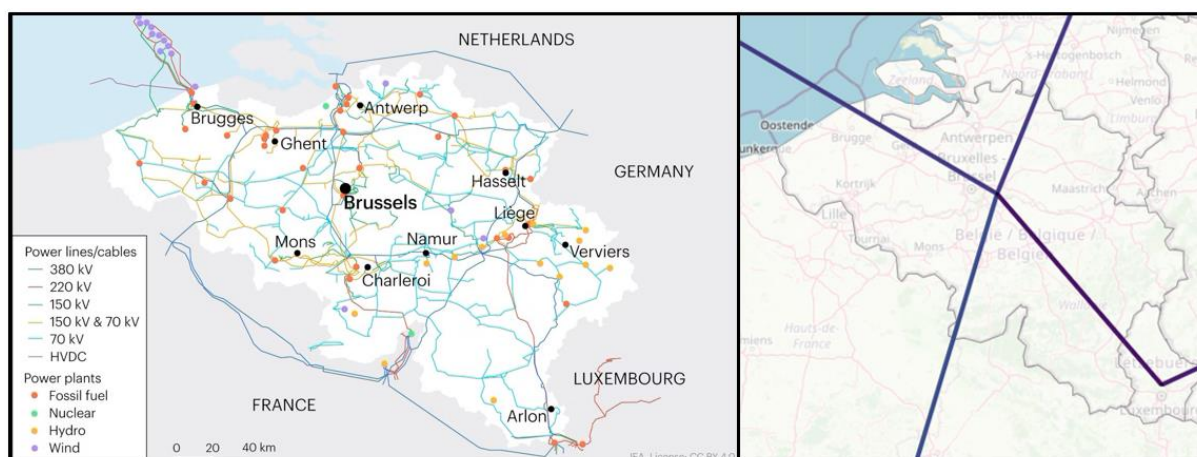


Figure 54 - Gauche : vrai réseau de transmission haute tension belge. Figure issue de (51). Droite : réseau de transmission belge après partitionnement.

Il faut à présent se demander quels sont les impacts de cette modélisation sur la valeur des puissances transfrontalières. En 3 mois de stage et sans travailler à temps plein sur la modélisation, je n'ai pas eu le temps de comprendre en détail comment était fait le partitionnement de PyPSA et encore moins comment cette méthode était appliquée pour simplifier le réseau électrique. Qui plus est, je n'ai pas de compétences suffisantes en électricité pour résoudre ce problème dans un temps raisonnable. J'ai donc transmis mes résultats et pistes de réflexion à d'autres collègues pour qu'ils reprennent le flambeau. Mais il paraît néanmoins évident que la comparaison brute du Tableau 21 est insuffisante pour tirer des conclusions.

PyPSA-Eur : faiblesses de paramétrisation

À force de manipuler les résultats d'optimisation, je me suis rendu compte d'autres faiblesses de paramétrisation au vu des résultats obtenus. La Figure 55 montre la fraction d'énergie que les batteries des véhicules électriques renvoient sur le réseau via le V2G. Les 50 % de l'énergie renvoyée sur le réseau en Bosnie-Herzégovine (BA) semblent peu probables.

Fraction of the energy that the BEVs return to the grid

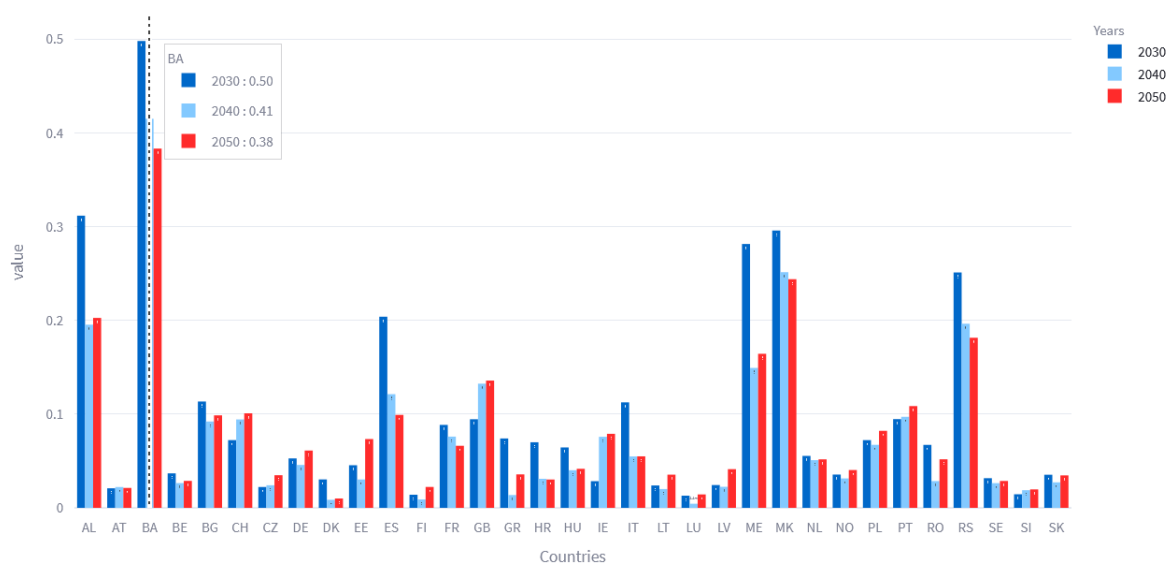


Figure 55 – Fraction de l'énergie que les batteries des véhicules électriques renvoient sur le réseau.

L'explication vient du fait que pour le modèle, les batteries des véhicules électriques sont « gratuites » car achetées par les particuliers. Il a donc tout intérêt à maximiser l'utilisation de ces dernières pour réduire la quantité de nouvelles batteries dédiées au balancing à acheter. Il faut donc modifier la paramétrisation du modèle en limitant la décharge possible pour avoir des résultats plus plausibles.

Autre point, à la Figure 36, les résistances électriques sont bien plus présentes que les pompes à chaleur et ce, pour les 3 années (2030, 2040, 2050). Cela vient de la différence de coût du capital entre ces 2 technologies (d'un facteur 100) (Figure 56) et du fait que les résistances électriques sont en bonne partie déjà installées. Il faut donc encore une fois changer la paramétrisation pour rendre les résultats plausibles.

links - DataFrame

Link	capital_cost	efficiency	om_ext
BE0 0 residential rural gas boiler-2019	40871.1	0.98	False
BE0 0 residential rural gas boiler-2030	88375.7	0.98	True
BE0 0 residential rural ground heat pump-2030	984606	1	True
BE0 0 residential rural micro gas CHP-2030	1.19983e+06	0.351	True
BE0 0 residential rural oil boiler-2010	16062.2	0.9	False
BE0 0 residential rural oil boiler-2015	16062.2	0.9	False
BE0 0 residential rural oil boiler-2019	16062.2	0.9	False
BE0 0 residential rural oil boiler-2030	16062.2	0.9	True
BE0 0 residential rural resistive heater-2010	8422.36	0.9	False
BE0 0 residential rural resistive heater-2015	8422.36	0.9	False
BE0 0 residential rural resistive heater-2019	8422.36	0.9	False
BE0 0 residential rural resistive heater-2030	8422.36	0.9	True
BE0 0 residential rural water tanks charger	0	0.8367	True
BE0 0 residential rural water tanks discharger	0	0.8367	True
BE0 0 residential urban decentral air heat pump-2030	596712	1	True
BE0 0 residential urban decentral biomass boiler-2030	94505.2	0.86	True
BE0 0 residential urban decentral gas boiler-2010	40871.1	0.98	False

Formater Ajuster ☒ Couleur de fond ☒ Colonne min/max Enregistrer et fermer Fermer

Figure 56 - Coût du capital pour différentes technologies de chauffage en Belgique.

PyPSA-Eur : autres faiblesses

Il y a encore beaucoup à dire sur les limites de PyPSA-Eur. J'inviterai donc le lecteur curieux à se référer aux articles originels écrits par les développeurs (7) (15) (52) (18).

Solution de stockage par air comprimé

Il y a un certain nombre de limites dans l'analyse de cette technologie.

Premièrement, la durée de vie du Tableau 6 m'a été communiquée en années et pas en nombre de cycles. Si l'application envisagée dépasse le nombre de cycles quotidiens estimés par les développeurs de la technologie, l'analyse de viabilité peut être faussée.

Deuxièmement, le prix de l'énergie présente des incertitudes à 2 niveaux. Tout d'abord, il y a des incertitudes sur le tarif actuel que paient les opérateurs de grues portuaires (sur les marchés, auprès de fournisseurs, ...). Ensuite, même pour un tarif donné, les prix varient énormément dans le temps. L'idéal serait donc de faire une analyse de sensibilité du business model par rapport au prix de l'énergie.

Troisièmement, il y a des incertitudes quant à la consommation énergétique exacte de la grue, dépendant des spécificités techniques du modèle de grue, de la hauteur de levage, de la productivité (conteneurs/h) et de la répartition en tonnage des conteneurs soulevés. À défaut de pouvoir fixer ces valeurs en contactant un industriel portuaire, une autre analyse de sensibilité serait utile.

Quatrièmement, l'analyse de rentabilité du projet du Tableau 18 est inspirée de celle de (29). Mais ce type de calcul ne prend pas en compte la variation de la valeur de l'argent dans le temps, comme le ferait le calcul du coût actualisé de l'énergie (Levelised Cost Of Energy, LCOE) pour une technologie.

3. Analyse des acquis du stage

Durant mon stage, j'ai énormément travaillé avec le modèle PyPSA-Eur. La compilation du code nécessitait la manipulation de nombreuses librairies python. J'ai donc dû utiliser presque quotidiennement le gestionnaire d'environnement Conda, avec lequel je me suis amélioré.

Plus spécifiquement, afin de pouvoir exploiter les résultats de ce simulateur, j'ai dû comprendre le fonctionnement des librairies python Pandas et Xarray. Ce sont des bibliothèques largement utilisées en Data Science qui pourront m'être utiles dans la suite de mon parcours. J'ai également eu l'occasion de me former avec Streamlit.

Pour écrire mon code, je me suis basé sur du code qui avait été développé en interne et j'ai ensuite dû communiquer mes scripts au reste de l'équipe. Pour échanger ces codes, je me suis formé aux rudiments de Git et de l'outil Git Extension qui propose une interface graphique facilitant la gestion de repository Git.

Quant au modèle PyPSA-Eur en tant que tel, j'ai passé beaucoup de temps à comprendre son fonctionnement et sa structure que je pense appréhender grossièrement. Néanmoins, j'estime qu'il m'aurait fallu travailler 1 an avec ce modèle pour prétendre le maîtriser complètement. C'est en tout cas un outil très puissant qui pourra m'être utile dans la suite de mon parcours.

Les conférences auxquelles j'ai assisté m'ont ouvert les yeux sur certaines réalités énergétiques que je pensais comprendre. Notamment sur l'opposition qui est parfois faite entre renouvelable et nucléaire. Par exemple, la Figure 57 montre la part du nucléaire dans la production électrique mondiale pour différents scénarios (notamment ceux de l'AIE). Cette production est très faible au regard de la production des renouvelables et est confirmée par les valeurs de la Figure 46. J'en tire comme enseignement qu'il ne faut pas se limiter au discours sur l'énergie de quelques personnes influentes (aussi éminentes soient-elles) et qu'il faut régulièrement se confronter aux données produites par des institutions internationales telles que le GIEC ou l'IEA.

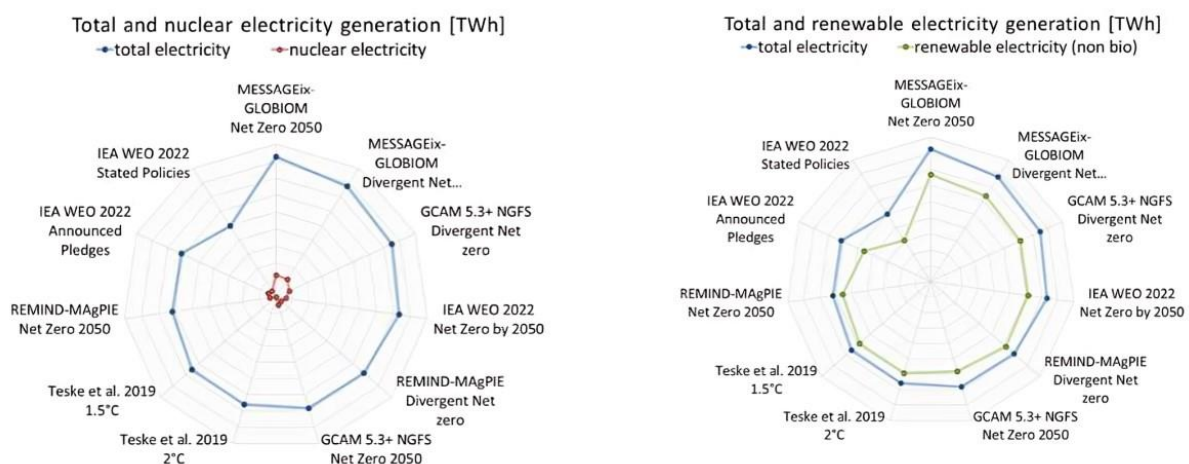


Figure 57 - Comparaison de la production nucléaire (à gauche) et de la production renouvelable (à droite). Figure issue de (53).

En travaillant avec le rapport d'ENTSO-E (49), j'ai pu prendre conscience d'une problématique peu présente dans le débat énergétique : la diminution de l'inertie du réseau électrique avec la raréfaction des générateurs centralisés des centrales thermiques conventionnelles. En ralentissant ou accélérant, ces grandes masses en rotation à 50 Hz permettent de compenser instantanément les déviations de fréquence du réseau. Un réseau 100 % renouvelable présenterait donc une inertie bien plus faible et augmenterait les risques de blackout (Figure 58). Ce sujet mériterait d'être plus mis en avant dans les discussions sur la transition énergétique.

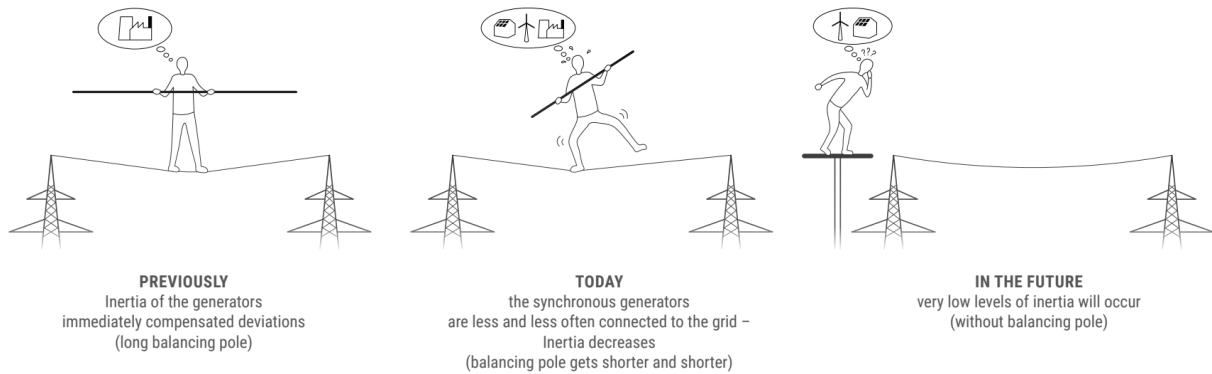


Figure 58 – Diminution de l'inertie du réseau suite à la disparition des générateurs. Figure issue de (49).

Finalement, ce stage a été pour moi l'opportunité de comprendre davantage le fonctionnement d'une entreprise. En effet, le stage de mon précédent Master a été réalisé en distanciel et concernait un sujet de recherche. J'ai donc travaillé seul la plupart du temps. A contrario, ce stage chez Climact m'a permis d'être au quotidien avec mes collègues, de participer aux réunions d'équipe, aux réunions clients, aux réunions générales etc.

4. Suggestions à l'institution d'accueil

Ma première suggestion pour l'équipe Energy Supply est de plus commenter le code et de réaliser quelques documentations. Ce sont des ressources qui m'auraient été bien utiles et qui permettraient d'accélérer l'intégration de nouveaux collègues et stagiaires.

Ma seconde recommandation concerne la recherche de solutions. Pour le projet de stockage par air comprimé, il fallait trouver des business models viables pour cette technologie et donc, des applications réelles qui bénéficieraient de stockage. Je dirais que l'équipe s'est peut-être trop rapidement plongée dans des calculs pour des applications bien connues (e.g. stockage d'énergie intermittente) et que la phase exploratoire a été un peu délaissée. Favoriser cette phase exploratoire permettrait d'identifier d'autres applications pertinentes auxquelles on ne penserait pas a priori. Pour favoriser l'exploration, je recommanderais 2 outils de stimulation de la créativité.

- Technique des personnages célèbres (54). L'idée est de lister des personnages célèbres (e.g. Albert Einstein, Freddie Mercury, J. R. R. Tolkien, Mickey Mouse, ...) et de se demander ce que ces personnes feraient à notre place.
- Technique des mots-ressorts de Kent et Rosanoff (55). L'idée est de prendre un mot au hasard dans cette liste et de forcer la rencontre entre le problème et cet élément.

5. Bibliographie

1. Climact. 2050 Pathways Explorer [Internet]. [cité 4 mai 2024]. Disponible sur: <https://pathwayexplorer.climact.com/pathways?visualisation=0®ion=AT&source=model&scenario=REF+%28Not+country+specific%29>
2. Climact [Internet]. [cité 26 mars 2024]. Climact | About. Disponible sur: <https://climact.com/en/about/>
3. Prina MG, Manzolini G, Moser D, Nastasi B, Sparber W. Classification and challenges of bottom-up energy system models - A review. *Renew Sustain Energy Rev.* 1 sept 2020;129:109917.
4. Brown T, Victoria M, Zeyen E, Hofmann F, Neumann F, Frysztacki M, et al. PyPSA-Eur: An open sector-coupled optimisation model of the European energy system [Internet]. [object Object]; 2024 [cité 27 avr 2024]. Disponible sur: <https://zenodo.org/doi/10.5281/zenodo.3520874>
5. Victoria M, Zeyen E, Brown T. Speed of technological transformations required in Europe to achieve different climate goals. *Joule.* mai 2022;6(5):1066-86.
6. PyPSA_Developers. Network Clustering — PyPSA: Python for Power System Analysis [Internet]. [cité 27 avr 2024]. Disponible sur: <https://pypsa.readthedocs.io/en/stable/examples/spatial-clustering.html>
7. Brown T, Hörsch J, Schlachtberger D. PyPSA: Python for Power System Analysis. *J Open Res Softw* [Internet]. 16 janv 2018 [cité 27 avr 2024];6(1). Disponible sur: <https://openresearchsoftware.metajnl.com/articles/10.5334/jors.188>
8. Neumann F, Brown T. The Near-Optimal Feasible Space of a Renewable Power System Model. *Electr Power Syst Res.* janv 2021;190:106690.
9. Brown T, Neumann F, Zeyen L, Victoria M, Uni A, Hampp J, et al. Power Transmission Bottlenecks: A Deal-Breaker for a Renewable World? [Internet]. 2023. Disponible sur: <https://nworbmot.org/energy/brown-mit.pdf>
10. PyPSA_Developers. Introduction — PyPSA: Python for Power System Analysis [Internet]. [cité 27 avr 2024]. Disponible sur: <https://pypsa.readthedocs.io/en/latest/introduction.html>
11. Components — PyPSA: Python for Power System Analysis [Internet]. [cité 7 mai 2024]. Disponible sur: <https://pypsa.readthedocs.io/en/latest/components.html>
12. Deng Y, Cao KK, Wetzel M, Hu W, Jochem P. Carbon-neutral power system enabled e-kerosene production in Brazil in 2050. *Sci Rep.* 4 déc 2023;13(1):21348.
13. Brown T, Horsch J, Schlachtberger D. Python for Power System Analysis (PyPSA): Free Software for Planning Energy Systems with High Shares of Renewables. 2017;
14. Hörsch J, Calitz J. PyPSA-ZA: Investment and operation co-optimization of integrating wind and solar in South Africa at high spatial and temporal detail [Internet]. arXiv; 2017 [cité 7 mai 2024]. Disponible sur: <http://arxiv.org/abs/1710.11199>
15. Hörsch J, Hofmann F, Schlachtberger D, Brown T. PyPSA-Eur: An open optimisation model of the European transmission system. *Energy Strategy Rev.* nov 2018;22:207-15.
16. Tareen MU, Meyer S, Thiran P, Hernandez A, Quoilin S. Modeling the impact of energy sufficiency measures in European integrated energy systems using PyPSA-Eur. In: <a

- href="https://www.ecemf.eu/ecemp/ecemp-2023/">https://www.ecemf.eu/ecemp/ecemp-2023/ [Internet]. 2023 [cité 7 mai 2024]. Disponible sur: <https://orbi.uliege.be/handle/2268/307557>
17. Kubiczek P. Modelling the Polish energy system - new findings of PyPSA-PL [Internet]. Instrat. 2023 [cité 7 mai 2024]. Disponible sur: <https://instrat.pl/en/modelling-energy-system-opinion/>
 18. Parzen M, Abdel-Khalek H, Fedotova E, Mahmood M, Frysztacki MM, Hampp J, et al. PyPSA-Earth. A new global open energy system optimization model demonstrated in Africa. Appl Energy. 1 juill 2023;341:121096.
 19. Sarhan A, Ramachandaramurthy VK, Sieh Kiong T, Ekanayake J. Simulation and Validation of a New IEEE Reliability Test System (RTS-GMLC) using PyPSA. In: 2020 International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies (ICSGCE) [Internet]. 2020 [cité 7 mai 2024]. p. 77-82. Disponible sur: https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9275636?casa_token=4NdBhMm1FnoAAAAA:AB0YMYTv8vPZFoqNd2ugBuX61UVglHOQdJNT_DVd1SsHF8vc0fUwSQa_MDEM1JY61AGeAPwp_geBujU
 20. Victoria M, Zhu K, Brown T, B. Andresen G, Greiner M. The role of photovoltaics in a sustainable European energy system under variable CO2 emissions targets, transmission capacities, and costs assumptions. Prog Photovolt Res Appl. 2020;28(6):483-92.
 21. Brown S, Czyzak P, MacDonald P. A path out of the gas crisis [Internet]. Ember; 2022 sept. Disponible sur: https://ember-climate.org/app/uploads/2022/09/Analysis_A-path-out-of-the-gas-crisis_EMBER.pdf
 22. Hjelmeland M, Nøland JK, Korpås M. Nuclear Energy Capacity Expansion Planning for a Nordic Low-Carbon Power Grid. 2023.
 23. streamlit/streamlit [Internet]. Streamlit; 2024 [cité 27 avr 2024]. Disponible sur: <https://github.com/streamlit/streamlit>
 24. Neumann F, Zeyen E, Victoria M, Brown T. European Hydrogen Network · Streamlit [Internet]. [cité 27 avr 2024]. Disponible sur: <https://h2-network.streamlit.app/>
 25. Neumann F, Zeyen E, Victoria M, Brown T. Interactive dashboard code for paper « The Potential Role of a Hydrogen Network in Europe » [Internet]. 2023 [cité 27 avr 2024]. Disponible sur: <https://github.com/fneum/spatial-sector-dashboard>
 26. Marques da Silva I. La plus grande usine européenne de stockage d'énergie est en Belgique. euronews [Internet]. 2 déc 2022 [cité 29 avr 2024]; Disponible sur: <https://fr.euronews.com/my-europe/2022/12/02/la-plus-grande-usine-europeenne-de-stockage-denergie-est-en-belgique>
 27. Toshiba. SCiB™ effective usage blog Evolving logistics: Toshiba lithium-ion battery “SCiB™” brings future to Container cranes | SCiB™ Rechargeable battery | Toshiba [Internet]. [cité 1 mai 2024]. Disponible sur: <https://www.global.toshiba/ww/products-solutions/battery/scib/application/usecase/column4.html>
 28. Achterkamp J. Improving Terminal Performance. Port Technol Int.
 29. Ander P. Implementation of energy recovery and storage systems in cranes in the Port of Gävle [Internet]. University of Gävle; 2020 [cité 1 mai 2025]. Disponible sur: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1444540/FULLTEXT01.pdf>

30. Parise G, Honorati A. Port cranes with energy balanced drive. In: 2014 AEIT Annual Conference - From Research to Industry: The Need for a More Effective Technology Transfer (AEIT) [Internet]. 2014 [cité 1 mai 2024]. p. 1-5. Disponible sur: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7002047>
31. Statbel. Tarif officiel des produits pétroliers en euros [Internet]. [cité 1 mai 2024]. Disponible sur: <https://bestat.statbel.fgov.be/bestat/crosstable.xhtml?view=9e9cf394-6c54-4d81-8013-7124a8c4bf15>
32. Diesel-Electric Fundamentals [Internet]. 2013 [cité 1 mai 2024]. Disponible sur: http://www.sdrm.info/roster/diesel/diesel_fund.html
33. IFPEN [Internet]. [cité 5 mai 2024]. IFPEN | Les véhicules essence et Diesel. Disponible sur: <https://www.ifpenergiesnouvelles.fr/enjeux-et-prospective/decryptages/transports/les-vehicules-essence-et-diesel>
34. DP World. DP World Completes Third Phase of Antwerp Investment Plan. 2023 [cité 5 mai 2024]. DP World Completes Third Phase of Antwerp Investment Plan. Disponible sur: <https://www.dpworld.com/belgium/news/releases/dp-world-completes-third-phase-of-antwerp-investment-plan-worth-200-million/>
35. Deloitte. Benchmarking study of electricity prices between Belgium and neighboring countries [Internet]. 2024 [cité 1 mai 2024]. Disponible sur: <https://www.febeliec.be/data/1711534409Report%20Benchmarking%20study%20electricity%202024.pdf>
36. CallMePower [Internet]. 2023 [cité 5 mai 2024]. Electricity Price Belgium per kWh 2024. Disponible sur: <https://callmepower.be/en/energy/guides/electricity-price-belgium>
37. Fluvius. Pas je toegangsvermogen aan in Mijn Fluvius | Fluvius [Internet]. [cité 1 mai 2024]. Disponible sur: <https://www.fluvius.be/nl/factuur-en-tarieven/capaciteitstarief/grootverbruiksmeeinrichting/hoe-toegangsvermogen-aanpassen/in-mijn-fluvius>
38. Deman K. Mijnenergie.be. 2024 [cité 5 mai 2024]. Injectietarieven 2024: hoeveel ontvangen prosumenten voor te veel geproduceerde elektriciteit? Disponible sur: <https://www.mijnenergie.be/blog/injectietarieven/>
39. IEA. ETP Clean Energy Technology Guide – Data Tools [Internet]. [cité 28 avr 2024]. Disponible sur: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/etp-clean-energy-technology-guide>
40. Energy System Map [Internet]. [cité 28 avr 2024]. Disponible sur: <https://studentenergy.org/map/>
41. IPCC. Climate Change 2023: Synthesis Report [Internet]. Geneva, Switzerland; 2023 [cité 1 mai 2024] p. 1-34. Report No.: Summary for Policymakers. Disponible sur: 10.59327/IPCC/AR6-9789291691647.001
42. IEA. World Energy Outlook 2023 [Internet]. Paris; 2023 [cité 1 mai 2024]. Disponible sur: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>
43. IEA. Global perspectives on critical minerals [Internet]. 2024. Disponible sur: https://25954899.fs1.hubspotusercontent-eu1.net/hubfs/25954899/PPRV%20-%20Energy/IEA%20PPT%20Critical%20Minerals%20-%20For%20Distribution.pdf?utm_medium=email&_hsmi=83603062&utm_content=83603062&utm_source=hs_email

44. Sommet sur l'énergie nucléaire : une trentaine de pays réaffirment la place du nucléaire dans la stratégie énergétique. RTBF [Internet]. [cité 1 mai 2024]; Disponible sur: <https://www.rtbf.be/article/sommet-sur-l-energie-nucleaire-une-trentaine-de-pays-reaffirment-la-place-du-nucleaire-dans-la-strategie-energetique-11347892>
45. Bond Beter Leefmilieu. Why nuclear won't save the climate [Internet]. 2024 [cité 1 mai 2024]. Disponible sur: <https://www.bondbeterleefmilieu.be/kalender/why-nuclear-wont-save-climate>
46. Messad P. Pro-nuclear countries back total opening up of EU funding for nuclear. www.euractiv.com [Internet]. Euractiv. 5 mars 2024 [cité 28 avr 2024]; Disponible sur: <https://www.euractiv.com/section/energy-environment/news/pro-nuclear-countries-back-total-opening-up-of-eu-funding-for-nuclear/>
47. IEA. Net Zero Emissions by 2050 Scenario (NZE) – Global Energy and Climate Model – Analysis [Internet]. 2023 [cité 1 mai 2024]. Disponible sur: <https://www.iea.org/reports/global-energy-and-climate-model/net-zero-emissions-by-2050-scenario-nze>
48. Sveison F. MINING.COM. 2017 [cité 1 mai 2024]. How to build a mine. Disponible sur: <https://www.mining.com/web/how-to-build-a-mine/>
49. ENSTO-E. TYNDP 2022 - Opportunities for a more efficient European power system in 2030 and 2040 - Final version [Internet]. [cité 27 avr 2024]. Disponible sur: <https://tyndp.entsoe.eu/resources/tyndp-2022-opportunities-for-a-more-efficient-european-power-system-in-2030-and-2040>
50. Elia. Federal Development Plan 2024 - 2034 [Internet]. [cité 28 avr 2024]. Disponible sur: <https://www.elia.be/en/infrastructure-and-projects/investment-plan/federal-development-plan-2024-2034>
51. IEA. Belgium Electricity Security Policy – Analysis [Internet]. [cité 28 avr 2024]. Disponible sur: <https://www.iea.org/articles/belgium-electricity-security-policy>
52. Neumann F, Zeyen E, Victoria M, Brown T. The potential role of a hydrogen network in Europe. *Joule*. août 2023;7(8):1793-817.
53. Loreck C, Pistner C, Herold A, Rausch L, Öko-Institut e.V. What is the role of nuclear energy in achieving climate targets in global scenarios? [Internet]. 2023 nov. Disponible sur: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/factsheet_nuclear_in_international_energy_scenarios.pdf
54. Skills Converged. Creativity Exercise: How Would a Celebrity Handle This [Internet]. 2013 [cité 4 mai 2024]. Disponible sur: <https://www.skillsconverged.com/blogs/free-training-materials/creativity-exercise-how-would-a-celebrity-handle-this>
55. DELVAUX B. Technique des mots-ressorts de Kent et Rosanoff – Des idées à la carte [Internet]. 2011 [cité 4 mai 2024]. Disponible sur: <https://www.180-360.net/mots-stimuli-kent-rosanoff/>
56. Fragkos P, Schibline A, Ceglarz A. Energy System Models: Basic Principles and Concepts [Internet]. 2021. Disponible sur: <https://prod5.assets-cdn.io/event/6546/assets/8364062855-e70bebb6a8.pdf>