



HAL
open science

Modélisation et optimisation de réseaux électriques insulaires à moyen et long terme : étude de l'impact de l'intégration de l'hydrogène à La Réunion - application aux mobilités et au stockage réseau

Agnès Francois

► To cite this version:

Agnès Francois. Modélisation et optimisation de réseaux électriques insulaires à moyen et long terme : étude de l'impact de l'intégration de l'hydrogène à La Réunion - application aux mobilités et au stockage réseau. Autre. Université Bourgogne Franche-Comté, 2024. Français. NNT : 2024UBFCA011 . tel-04894923

HAL Id: tel-04894923

<https://theses.hal.science/tel-04894923v1>

Submitted on 17 Jan 2025

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

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



**THÈSE DE DOCTORAT DE L'ÉTABLISSEMENT UNIVERSITÉ BOURGOGNE
FRANCHE-COMTÉ**

PRÉPARÉE À L'UNIVERSITÉ DE TECHNOLOGIE DE BELFORT-MONTBÉLIARD

École doctorale n° 37

Sciences Physiques pour l'Ingénieur et Microtechniques

Doctorat de Génie électrique

Par

Agnès FRANÇOIS

Modélisation et optimisation de réseaux électriques insulaires à
moyen et long terme : étude de l'impact de l'intégration de
l'hydrogène à La Réunion – application aux mobilités et au stockage
réseau

Thèse présentée et soutenue à Belfort, le 17 octobre 2024.

Composition du Jury :

Dr. Xavier ROBOAM
Dr. Marie-Cécile ALVAREZ-HERAULT
Pr. Catherine AZZARO-PANTEL
Dr. Robin GIRARD
Pr. Nathalie KROICHVILI
Pr. Robin ROCHE
Pr. Michel BENNE
Dr. Dominique GRONDIN

DR, CNRS, Toulouse INP
MCF (HDR), Grenoble INP
Professeure, INP ENSIACET
DR, Mines Paris - PSL
Professeure, UTBM
Professeur, Université de Franche-Comté
Professeur, Université de La Réunion
MCF, Université de La Réunion

Président
Rapporteuse
Rapporteuse
Examinateur
Examinatrice
Directeur de thèse
Codirecteur de thèse
Co-encadrant de thèse

Résumé

Avec une situation énergétique qui leur est propre, les territoires insulaires ambitionnent de réaliser une transition vers l'autonomie énergétique. Parmi les moyens pouvant permettre à un territoire de réduire ses importations d'énergie, on trouve le développement de nouveaux vecteurs énergétiques, comme l'hydrogène. Que ce soit comme carburant pour la mobilité ou comme moyen de stockage de l'électricité, celui-ci peut présenter des opportunités pour le développement de filières technologiques et énergétiques locales. L'objectif de la thèse est ainsi d'étudier un réseau électrique insulaire tendant vers l'autonomie énergétique, et l'impact sur celui-ci de l'intégration de l'hydrogène. Les recherches effectuées sont appliquées au cas d'étude de l'île de La Réunion, territoire dépendant énergétiquement à 88 % en 2021.

La première étape du travail a permis d'étudier le réseau électrique actuel et de rassembler les données le décrivant afin de pouvoir le modéliser, le simuler et l'optimiser par la suite. Après une étude de la littérature, des scénarios de capacité installée de production d'électricité aux horizons 2030 et 2050 ont été proposés. Ces scénarios ont ensuite été testés au sein du réseau électrique modélisé, afin de vérifier leur capacité à satisfaire différents scénarios de consommation électrique. Cette capacité a été étudiée à l'aide d'une optimisation de type programmation linéaire avec l'outil PyPSA, adapté au cas d'étude avec la modélisation du réseau de transport sous haute tension de l'électricité. Via une minimisation des coûts de fonctionnement du réseau, ainsi que d'investissement dans le renforcement des lignes et dans l'installation de batteries, les impacts techniques, économiques et environnementaux de chaque scénario ont été évalués et comparés.

Une fois ce travail effectué, la transition du secteur de la mobilité a été étudiée. Notamment, l'usage de l'hydrogène comme carburant dans des véhicules ou comme réactif pour la production de carburants alternatifs pour les secteurs aérien et maritime a été modélisé. Le dimensionnement des différentes technologies nécessaires (électrolyseurs, stockages hydrogène) ainsi que l'impact global sur le réseau électrique ont été évalués. Pour cela, de nouvelles contraintes de satisfaction de la demande en hydrogène ont été rajoutées au problème d'optimisation initial, ainsi qu'un terme dans la fonction objectif sur la minimisation des coûts d'investissement des technologies hydrogène. Afin d'évaluer la pertinence de l'hydrogène pour le cas d'étude, une comparaison technique, économique et environnementale entre véhicules électriques à batterie et avec de l'hydrogène a été effectuée pour un réseau d'autocars. Les résultats obtenus montrent une utilisation de l'hydrogène limitée par rapport aux solutions électriques à batterie, bien que cela dépende des évolutions technologiques futures, qui restent incertaines. Si le secteur maritime peut entamer une transition renouvelable localement grâce à de l'e-ammoniac, plus de moyens devront être mis en place pour décarboner le secteur aérien à partir d'e-kérosène.

L'hydrogène comme moyen de stockage de l'électricité du réseau sur de longues

durées a finalement été intégré au modèle, et différents critères économiques, environnementaux ou encore géographiques ont été analysés via la mise en place d'une optimisation multi-objectif. Dans le cas d'un optimal économique, le besoin en stockage longue durée est limité et n'apparaît que dans des conditions météorologiques bien particulières. Pour identifier les solutions de stockage les plus appropriées, des recherches supplémentaires seront cependant nécessaires.

Globalement, l'autonomie énergétique du territoire devra passer par une réduction de la consommation et un développement maximal des ressources locales.

Mots-clés : Hydrogène, réseaux électriques, transition énergétique, prospective énergétique, optimisation, mobilité.

Abstract

With their own unique energy situation, island territories are aiming to achieve a transition towards energy self-sufficiency. One of the ways in which a region can reduce its energy imports is by developing new energy carriers, such as hydrogen. Whether as a fuel for mobility or as a means of storing electricity, hydrogen can present opportunities for the development of local technological and energy sectors. The aim of this thesis is to study an island electricity network moving towards energy self-sufficiency, and the impact on it of the integration of hydrogen. The research carried out is applied to the case study of Reunion Island, a territory that was 88 % energy dependent in 2021.

The first stage of the work involved studying the current electricity network and gathering the data describing it so that it could be modeled, simulated and later optimized. Following a study of the literature, scenarios were proposed for installed electricity generation capacity in 2030 and 2050. These scenarios were then tested within the modelled electricity network, in order to verify their capacity to satisfy different electricity consumption scenarios. This capacity was studied using linear programming optimisation with the PyPSA tool, adapted to the case study with the modelling of the high-voltage electricity transmission network. The technical, economic and environmental impacts of each scenario were assessed and compared by minimising network operating costs, as well as investment in line reinforcements and in the installation of batteries.

Once this work had been completed, the region's energy self-sufficiency was studied, in particular the transition in the mobility sector. In particular, the use of hydrogen as a fuel in vehicles or as a reagent in the production of alternative fuels for the aviation and maritime sectors was modelled. The sizing of the various technologies required (electrolysers, hydrogen storage) and the overall impact on the electricity grid were assessed. To do this, new hydrogen demand satisfaction constraints were added to the initial optimization problem, as well as a term in the objective function on minimising the investment costs of hydrogen technologies. In order to assess the relevance of hydrogen for the case study, a technical, economic and environmental comparison was made between battery-electric and hydrogen-powered vehicles for a network of coaches. The results obtained show a limited use of hydrogen compared with battery electric solutions, although this depends on future technological developments, which remain uncertain. While the maritime sector could initiate a renewable transition locally using e-ammonia, more resources will need to be put in place to decarbonise the aviation sector using e-kerosene.

Hydrogen as a means of storing electricity on the grid over long periods was finally incorporated into the model, and various economic, environmental and geographical criteria were analysed using a multi-objective optimisation. In the case of optimum economic conditions, the need for long-term storage is limited and only arises in very

specific weather conditions. However, further research will be needed to identify the most appropriate storage solutions.

Overall, the region's energy self-sufficiency will require a reduction in consumption and maximum development of local resources.

Title: Modeling and optimization of insular power systems in the medium and long term : study of the impact of the integration of hydrogen in Reunion Island – application to mobility and network storage

Keywords: Hydrogen, electricity networks, energy transition, energy forecast, optimization, mobility.

Remerciements

Le travail présenté dans ce manuscrit serait bien différent sans l'aide de certaines personnes que je souhaite remercier dans cette section.

Je remercie tout d'abord Marie-Cécile ALVAREZ-HERAULT et Catherine AZZARO-PANTEL d'avoir accepté de rapporter mes travaux. Merci pour vos encouragements sur la dernière ligne droite et pour vos retours qui ont permis d'améliorer le présent manuscrit. Je remercie aussi Xavier ROBOAM et Robin GIRARD d'avoir accepté de faire partie de mon jury. Merci pour vos retours très intéressants lors de la soutenance. Enfin, merci à Nathalie KROICHVILI d'avoir accepté de faire partie de mon jury, mais surtout merci pour ta gentillesse tout au long de ma thèse et pour tous les échanges constructifs que nous avons eus.

Je souhaite ensuite remercier les membres de mon encadrement. Tout d'abord, merci à mon directeur Robin ROCHE. Merci pour ton expertise et ton aide précieuse au fil de ces trois années, et surtout merci pour ta réactivité à chacun de mes messages. Tu as toujours répondu présent quand j'en avais besoin, et je t'en remercie. Je remercie ensuite Michel BENNE pour son accompagnement dans ce travail et son apport en tant que co-directeur. Merci pour les échanges constructifs que nous avons eus lors de nos rencontres. Enfin, je remercie mon encadrant Dominique GRONDIN. Dominique merci pour tout, je te souhaite le meilleur pour la suite.

Merci à vous trois de m'avoir donné l'opportunité de travailler sur un sujet aussi intéressant. Grâce à vous j'ai eu l'opportunité d'aller vivre une année et demie à l'autre bout du monde, sur un territoire incroyable et tellement riche.

En effet, j'ai effectué cette thèse entre deux laboratoires, séparés par plus de 10 000 km. Je souhaite donc remercier tout d'abord tous les membres de l'équipe SHARPAC du département Énergie du laboratoire FEMTO-ST. En particulier, merci à tous les doctorants pour les bons moments passés à Belfort. La santé mentale est tellement importante pour pouvoir avancer durant ces trois années, j'espère que cette entraide se poursuivra pendant de longues années pour les futurs doctorants. En particulier, merci à Flavie, Sudnya, Clotilde, Elissa et Meryem. Dans un secteur encore majoritairement masculin, il m'a été tellement bénéfique de vous avoir autour de moi, merci encore. Je vous souhaite de conserver cette belle solidarité féminine où que vous irez travailler.

Je souhaite ensuite remercier tous les membres du laboratoire ENERGY-Lab à La Réunion. Merci pour votre accueil, vos conseils, votre expérience et vos quelques leçons de créole. Grâce à vous, je peux enfin mettre un mot sur mon caractère un peu pourri parfois : gro kèr. :)

Je souhaite ensuite remercier tous les partenaires du projet HyLES qui m'ont accompagné tout au long de ma thèse. Un merci tout particulier à Nastasya WINCKEL, pour tous les échanges constructifs que nous avons eu, que ce soit à propos de notre article sur la mobilité, HyLES, ou encore mon manuscrit. Merci infiniment d'avoir relu mon premier chapitre, mais aussi d'avoir proposé de relire encore plus, et même de m'aider lors des répétitions pour ma soutenance. Je resterai toujours émerveillée devant tes réflexions et ton vocabulaire que je trouve tellement riche.

Un grand merci à toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin au présent manuscrit. J'ai croisé tellement de personnes différentes durant ces trois années qu'il serait impossible de tous vous nommer. Merci à tous les copains de Belfort, de La Réunion et d'ailleurs, pour votre amitié et votre contribution à ma motivation.

Un merci tout particulier à Santiago, Corey et Damien. Vous m'avez beaucoup apporté à Belfort, sur tous les aspects possibles et imaginables, professionnels comme personnels. Merci de m'avoir soutenue et (surtout ?) supportée, c'est grâce à des gens comme vous qu'une thèse peut devenir une merveilleuse aventure, qu'on se remémore comme un bon souvenir.

Un dernier merci particulier à Tristan. Sur la période de rédaction, et celle de préparation de ma soutenance, tu as été la personne la plus présente à me soutenir. Tu venais de vivre ce que je vivais, tu devais sûrement être le mieux placé pour savoir ce que je traversais. Merci encore.

Je remercie ensuite les copains de Deniv'. Vous avez été ma porte de sortie durant cette troisième et dernière année, et ça a beaucoup compté. Merci en particulier à Marion, Lisa, et aussi Johny.

Finalement, un merci infini à ma maman pour tout le soutien durant ces trois années. Merci de m'avoir écouté me plaindre sans arrêt, même à l'autre bout du monde. Enfin, merci d'avoir relu tout ce manuscrit à la place de celui d'Alexandre Dumas, pour corriger mes (quelques) fautes d'orthographe.

Pour terminer, je remercie Anne et Lysandre pour leur soutien sans aucune faille durant ma première année de thèse. Vous ne savez pas à quel point cela a été important pour moi. Merci à vous deux.

Agnès, le 13 novembre 2024.

Table des matières

Table des figures	x
Liste des tableaux	xiii
Nomenclature	xv
1 Introduction	1
1.1 Contexte	1
1.1.1 Nécessité d'une transition énergétique globale	1
1.1.2 Les milieux insulaires sous tension	3
1.1.3 La situation de l'île de La Réunion	4
1.1.4 L'hydrogène, vecteur énergétique phare de la transition?	13
1.2 Le projet HyLES	18
1.3 Positionnement de la thèse	20
1.3.1 Problématiques de recherche	20
1.3.2 Objectifs et limites	21
1.3.3 Organisation du manuscrit	22
2 Modélisation du réseau électrique local	25
2.1 Introduction	26
2.2 État de l'art	26
2.2.1 Études de systèmes énergétiques insulaires	26
2.2.2 Comparaison des différentes solutions existantes	29
2.3 Modélisation avec l'outil PyPSA	33
2.3.1 Variables d'optimisation	34
2.3.2 Contraintes	35
2.3.3 Fonction objectif	37
2.4 Données utilisées	38
2.5 Modèles de production d'électricité intermittente	41
2.5.1 Modèle photovoltaïque	42
2.5.2 Modèle éolien	43
2.6 Autres modèles de production d'électricité	46
2.6.1 Modèle hydraulique	46
2.6.2 Modèle énergie thermique des mers	48
2.6.3 Cas de la biomasse et de la géothermie	49
2.7 Prise en compte de la contrainte géographique	49
2.8 Conclusion	51

3	Projections du réseau électrique futur	53
3.1	Introduction	54
3.2	État de l'art	55
3.2.1	Modélisation de scénarios énergétiques au niveau global	55
3.2.2	Élaboration de projections énergétiques à La Réunion	56
3.2.3	Limites identifiées	61
3.3	Scénarios de production et de consommation d'électricité à moyen et long terme	61
3.3.1	Consommation d'électricité	61
3.3.2	Production d'électricité	65
3.4	Paramètres économiques du modèle	69
3.5	Comparaison des scénarios définis	72
3.5.1	Estimation des besoins en stockage à moyen et long terme	73
3.5.2	Prise en compte de la contrainte foncière	76
3.5.3	Comparaison économique et environnementale	77
3.6	Impacts du changement climatique	81
3.6.1	Revue bibliographique	81
3.6.2	Application à La Réunion	82
3.6.2.1	Traitement des données	83
3.6.2.2	Impacts sur la production électrique	85
3.6.2.3	Impacts sur la consommation électrique	87
3.6.3	Autres impacts	88
3.7	Conclusion	89
4	Intégration de l'hydrogène pour le secteur de la mobilité	91
4.1	Introduction	93
4.2	État de l'art	93
4.3	Méthodologie	99
4.3.1	Mise à jour du modèle	99
4.3.2	Modèle pour la comparaison économique	102
4.3.3	Modèle pour la comparaison environnementale	103
4.4	Réseau de cars interurbains	105
4.4.1	Consommation des véhicules	106
4.4.2	Comparaison économique	112
4.4.3	Comparaison environnementale	116
4.5	Ligne ferroviaire	118
4.5.1	Projections de consommation	119
4.5.2	Résultats des simulations	120
4.6	Carburants alternatifs pour le secteur maritime	123
4.6.1	Estimation de la consommation énergétique	124
4.6.2	Résultats des simulations	126
4.7	Carburants alternatifs pour le secteur aérien	128
4.7.1	Estimation de la consommation énergétique	128
4.7.2	Résultats des simulations	131
4.8	Conclusion	136

5	Intégration de l'hydrogène comme moyen de stockage de l'électricité	139
5.1	Introduction	140
5.2	L'hydrogène comme moyen de stockage de l'électricité	141
5.3	Optimisation multi-objectifs de systèmes énergétiques	143
5.4	Méthodologie	145
5.4.1	Mise à jour du modèle	145
5.4.2	Optimisation multi-objectifs	147
5.5	Cas sans demande en hydrogène pour la mobilité	148
5.5.1	Analyse des systèmes obtenus	149
5.5.2	Comparaison des fronts de Pareto	151
5.6	Cas avec demande en hydrogène pour la mobilité	154
5.7	Cas de « sécheresse énergétique »	155
5.7.1	Contexte	156
5.7.2	Le cas de La Réunion	156
5.8	Conclusion	159
6	Conclusion générale	163
6.1	Résumé du travail effectué	163
6.2	Réponse aux problématiques	165
6.3	Perspectives	166
	Bibliographie	169
A	Publications liées au travail de thèse	189
B	Estimation de l'impact carbone de la thèse	191
C	Données nécessaires au fonctionnement du modèle	195

Table des figures

1.1	Carte de La Réunion.	5
1.2	Évolution de la consommation énergétique et du taux de dépendance énergétique à La Réunion depuis 2012.	6
1.3	Diagramme de Sankey du bilan énergétique de La Réunion en 2022.	8
1.4	Évolution du mix électrique de La Réunion entre 2000 et 2022.	9
1.5	Carte du réseau de transport haute tension de La Réunion.	10
1.6	Publications de EDF à La Réunion sur leur page Facebook.	12
1.7	Titres dans la presse locale concernant la situation du réseau fin février 2024.	12
1.8	Demande en hydrogène pur en Mt depuis 1975.	14
1.9	Schéma des technologies constituant un véhicule à pile à combustible selon l'architecture considérée dans le présent manuscrit.	16
1.10	Échelle qui regroupe tous les cas d'utilisation de l'hydrogène et les classe selon leur pertinence et leurs alternatives possibles.	18
1.11	Comparaison des trois territoires étudiés au sein du projet HyLES.	20
1.12	Schéma représentant les segments du réseau électrique traités par chaque chapitre du manuscrit.	22
1.13	Schéma représentant la logique entre les différents chapitres.	23
2.1	Schéma du système étudié dans le Chapitre 2.	25
2.2	Modélisation détaillée d'un poste source du réseau électrique insulaire à l'aide de PyPSA.	34
2.3	Modélisation simplifiée d'un poste source du réseau électrique insulaire.	34
2.4	Schéma des variables d'optimisation définies dans les différents chapitres du manuscrit.	36
2.5	Carte du réseau HTB de La Réunion.	39
2.6	Évolution de la production électrique sur l'année 2019.	40
2.7	Monotone de charge des données horaires de vent utilisées sur une année.	41
2.8	Comparaison de la production journalière photovoltaïque réelle de 2019, et de la production journalière modélisée avec PyPSA avec les données de température et de rayonnement de TMY.	43
2.9	Courbes de puissances pour une turbine onshore et une turbine offshore.	44
2.10	Courbes des coefficients de performance des deux turbines modélisées en fonction du vent.	44
2.11	Comparaison de la production journalière éolienne réelle de 2019, et de la production journalière modélisée avec PyPSA avec les deux modèles introduits.	45

2.12	Corrélation entre précipitations annuelles pondérées et facteur de charge des installations hydroélectriques.	47
2.13	Température de l'eau à deux profondeurs différentes (21 et 1062 mètres) pour deux localisations près du littoral Nord de La Réunion.	48
2.14	Facteur de charge journalier simulé avec pyOTEC d'une centrale ETM de 12 MW à La Réunion.	49
2.15	Carte des postes source de La Réunion et des mouvements de terrain depuis 1990.	51
3.1	Schéma du système étudié dans le Chapitre 3.	53
3.2	Comparaison des projections énergétiques pour 2020 par rapport à la situation réelle.	57
3.3	Comparaison des projections de puissances installées de production électrique pour 2030.	60
3.4	Comparaison des projections de consommation électrique pour 2030, sans prendre en compte l'électrification du secteur des transports.	60
3.5	Charge sur l'un des postes source selon la prise en compte de l'électrification des VE ou non, et le taux de pilotabilité de leur recharge.	64
3.6	Puissances installées (MW) des scénarios pour 2030 et 2050.	68
3.7	Détail de la répartition de la production sur une semaine en avril, avec les scénarios Combiné 2050 et EE.	74
3.8	Analyse tridimensionnelle de composition du mix électrique des scénarios simulés.	75
3.9	Comparaison de l'emprise au sol des installations électriques des scénarios.	77
3.10	Comparaison des coûts d'investissement annualisés des scénarios.	78
3.11	Comparaison des émissions de GES sur une année des simulations des scénarios de puissances installées de production d'électricité.	79
3.12	Comparaison de la consommation en eau du système.	80
3.13	Température moyenne journalière des différents scénarios moyennés sur 20 ans, moyennée sur l'île, pendant un an à La Réunion.	84
3.14	Précipitations annuelles moyennes des différents scénarios.	85
3.15	Corrélation entre production électrique et température moyenne.	88
4.1	Schéma du système étudié dans le Chapitre 4.	92
4.2	Modélisation détaillée d'une station de ravitaillement en hydrogène sur un poste source du réseau électrique insulaire avec PyPSA.	100
4.3	Modélisation simplifiée d'une station de ravitaillement en hydrogène sur un poste source du réseau électrique insulaire.	100
4.4	Carte des lignes du réseau d'autocars régional.	106
4.5	Profils de vitesse et de dénivelé pour trois lignes du réseau d'autocars étudié	108
4.6	« Tornado chart » sur la consommation de la ligne littoral 1, montrant une analyse de sensibilité de $\pm 15\%$ sur la consommation électrique d'un véhicule.	109
4.7	Consommation en hydrogène sur une des deux stations de ravitaillement des autocars avec PAC sur un jour ouvrable.	112
4.8	Répartition du TCO de la flotte d'autocars.	114

4.9	« Tornado chart » sur le TCO d'un autocar du scénario Rétrofit hydrogène, montrant une analyse de sensibilité de $\pm 15\%$ sur différents paramètres.	115
4.10	Répartition du GWP d'un autocar.	117
4.11	Tracé du projet de tram-train abandonné en 2010.	118
4.12	Consommation en hydrogène du cas ferroviaire sur une des deux stations de ravitaillement.	119
4.13	Monotone de production de l'électrolyseur d'une des deux stations du cas ferroviaire, dans le cas d'une simulation avec facteur de charge à 0,9, et dans le cas d'une simulation sans.	120
4.14	Répartition du TCO du cas ferroviaire.	122
4.15	Méthodologie d'estimation de la demande énergétique liée au secteur maritime.	124
4.16	Schéma de la production d'e-ammoniac à partir d'hydrogène et de diazote.	124
4.17	Évolution de la consommation du secteur maritime sur une journée pour chaque mois de l'année.	125
4.18	Demande énergétique horaire sur le poste source Marquet sur l'année simulée.	126
4.19	Diagramme de Sankey sur l'année simulée avec une demande en e-ammoniac pour le secteur maritime.	127
4.20	Méthodologie d'estimation de la demande énergétique liée au secteur aérien.	128
4.21	Schéma de la production d'e-kérosène à partir d'hydrogène et de dioxyde de carbone.	129
4.22	Évolution de la consommation du secteur aérien sur une journée pour chaque mois de l'année.	130
4.23	Demande énergétique horaire sur le nouveau poste source sur l'année simulée.	131
4.24	Diagramme de Sankey sur l'année simulée avec une demande en e-kérosène pour le secteur aérien satisfaite par un générateur additionnel.	133
4.25	Diagramme de Sankey sur l'année simulée avec une demande en e-kérosène pour le secteur aérien satisfaite par de l'éolien offshore.	134
4.26	Diagramme de Sankey sur l'année simulée avec une production en e-kérosène locale.	135
5.1	Schéma du système étudié dans le Chapitre 5.	139
5.2	Diagramme représentant la plage de temps de décharge et de puissance des moyens de stockage évoqués dans le présent manuscrit.	141
5.3	Illustration de la méthode ϵ -contrainte.	144
5.4	Modélisation détaillée d'un poste source du réseau électrique insulaire avec un stockage hydrogène basse pression et une ré-injection possible de l'hydrogène sur le réseau avec PyPSA.	146
5.5	Modélisation simplifiée d'un poste source du réseau électrique insulaire avec un stockage hydrogène basse pression et une ré-injection possible de l'hydrogène sur le réseau.	146
5.6	Comparaison des capacités optimisées des différents points du front de Pareto de la simulation initiale.	150

5.7	Comparaison du fonctionnement des stockages des deux points extrêmes du front de Pareto de la simulation initiale sans demande en hydrogène.	150
5.8	Comparaison des stockages optimisés et des lignes renforcées dans le cas de la simulation initiale sans demande en hydrogène.	151
5.9	Fronts de Pareto obtenus des différentes simulations sans demande en hydrogène.	152
5.10	Fronts de Pareto obtenus des différentes simulations avec demande en hydrogène.	154
5.11	État de charge des stockages hydrogène résultant des simulations sur cinq ans avec des données météorologiques historiques.	159
5.12	Répartition du mix électrique sur trois périodes des simulations.	161

Liste des tableaux

1.1	Données utilisées pour tracer la carte en Figure 1.1.	5
1.2	Couleurs attribuées à l'hydrogène en fonction de son mode de production.	15
2.1	Résumé de la comparaison des études de systèmes énergétiques insulaires.	30
2.2	Comparaison des deux méthodes principales d'optimisation.	31
2.3	Comparaison des outils open-source de modélisation et d'optimisation de réseau électrique.	33
2.4	Données de vent accessibles.	40
2.5	Paramètres des deux modèles de turbine choisis.	44
2.6	Données utilisées pour tracer la carte en Figure 2.15.	50
3.1	Liste des scénarios de puissances installées de production électrique pour 2030.	59
3.2	Scénarios de consommation des véhicules électriques.	63
3.3	Résumé des hypothèses pour l'élaboration des scénarios de puissances installées.	68
3.4	Données économiques des filières de production d'électricité utilisées pour les optimisations dans ce chapitre.	70
3.5	Données techniques et économiques des batteries stationnaires.	72
3.6	Données de prix du conducteur en fonction de la capacité de la ligne.	72
3.7	Résultats des simulations de chaque scénario de production avec chacun des deux scénarios de consommation.	73
3.8	Données de surface occupée des nouvelles installations considérées.	76
3.9	Paramètres d'émission de GES utilisés pour la comparaison des scénarios.	79
3.10	Paramètres de consommation d'eau utilisés pour la comparaison des scénarios.	79
3.11	Résultats de l'influence de l'évolution des températures sur la production PV.	86
3.12	Résultats de l'influence de l'évolution des températures sur la consommation électrique.	89
4.1	Principales caractéristiques des études comparant différentes solutions pour la décarbonation des transports en commun.	96
4.2	Données de GWP des technologies considérées.	104
4.3	Données de densité de puissance et d'énergie.	104
4.4	Facteur d'émissions selon le mode de transport.	105

4.5	Détail des technologies présentes dans les véhicules considérés.	106
4.6	Paramètres utilisés pour l'estimation de la consommation d'énergie, propres au cas d'étude.	108
4.7	Résultats de l'estimation de la consommation des autocars.	109
4.8	Comparaison de l'autonomie et des temps de recharge des différents véhicules.	111
4.9	Comparaison des spécificités du réseau étudié.	111
4.10	Résultats du dimensionnement des infrastructures hydrogène dans le cas des autocars.	112
4.11	Paramètres économiques pour le calcul du TCO pour les autocars. . .	113
4.12	Paramètres économiques pour le calcul du TCO pour les infrastructures des autocars.	114
4.13	Résultats de la comparaison économique des différents scénarios d'autocars.	114
4.14	Données calculées de la phase de transport du GWP.	116
4.15	Mix électrique résultant de la simulation du système avec les scénarios 100 % EnR 2030 et consommation EE, ainsi qu'une demande en hydrogène pour le cas autocars.	116
4.16	Résultats de la comparaison environnementale du cas des autocars. .	117
4.17	Détail des technologies présentes dans un train hydrogène.	119
4.18	Résultats du dimensionnement des infrastructures hydrogène dans le cas du train.	120
4.19	Paramètres pour la comparaison des TCO du cas ferroviaire.	121
4.20	Paramètres économiques pour le calcul du TCO pour les infrastructures hydrogène variant entre 2030 et 2050.	121
4.21	Résultats de la comparaison économique du cas ferroviaire.	121
4.22	Mix électrique résultant de la simulation du système avec le scénario Combiné 2050 et une demande en hydrogène pour le cas ferroviaire. .	122
4.23	Résultats du GWP de l'application ligne ferroviaire.	123
4.24	Résultats du dimensionnement du système avec une demande supplémentaire pour la synthèse d'e-ammoniac.	126
4.25	Résultats du dimensionnement du système avec une demande supplémentaire pour la synthèse d'e-kérosène fournie par un générateur optimisé.	132
4.26	Résultats du dimensionnement du système avec une demande supplémentaire pour la synthèse d'e-kérosène fournie par de l'éolien offshore. .	134
4.27	Résumé des résultats obtenus pour chaque cas d'application de l'utilisation de l'hydrogène dans le secteur de la mobilité.	137
5.1	Données de GWP des technologies considérées, sans la phase de transport.	148
5.2	Données de la phase de transport du GWP des technologies considérées. .	148
5.3	Données techniques et économiques des technologies hydrogène. . . .	149
5.4	Résultats de la comparaison des fronts de Pareto des différentes simulations.	153
5.5	Comparaison des extremums des points du front de Pareto dans le cas d'une simulation avec une demande en hydrogène.	155

5.6	Description des résultats obtenus pour une optimisation économique sur une durée de cinq ans.	157
6.1	Récapitulatif des modélisations dans les Chapitres 3 à 5.	165
B.1	Description des déplacements effectués au cours des trois années de thèse.	192
B.2	Facteurs d'émission et données de consommation pour les moyens de déplacement empruntés.	192
B.3	Total des émissions durant les trois années de thèse.	193
C.1	Données nécessaires du réseau électrique, propres à chaque cas d'étude.	195
C.2	Données techniques et économiques utilisées pour les optimisations. .	197
C.3	Facteurs d'émission des technologies de production d'électricité. . . .	197
C.4	Données de GWP des technologies sans la phase de transport.	198
C.5	Données du météorologique, propres à chaque cas d'étude.	198

Nomenclature

Liste des sigles et acronymes

BP	Basse pression
CAPEX	Coûts d'investissement
CCEE	Conseil de la Culture, de l'Éducation et de l'Environnement
DROM	Départements et Régions d'Outre-mer
EE	Efficacité énergétique
EnR	Énergie renouvelable
ETM	Énergie thermique des mers
GES	Gaz à effet de serre
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
GPL	Gaz de pétrole liquéfié
GWP	Potentiel de réchauffement global
HP	Haute pression
HTB	Haute tension type B
LFP	Lithium-fer-phosphate
LP	Programmation linéaire
LTECV	Loi relative à la Transition énergétique pour la croissance verte
MDE	Maîtrise de la demande en énergie
MF	Météo France
MILP	Programmation linéaire en nombres entiers
NMC	Nickel-manganèse-cobalt
O&M	Opération et maintenance
PAC	Pile à combustible
PEMFC	Pile à combustible à membrane échangeuse de protons
PV	Photovoltaïque
SEI	Systèmes Énergétiques Insulaires
TAC	Turbine à combustion
TCO	Coût total de possession
TMY	Année météorologique typique
VE	Véhicule électrique
VI	Véhicule individuel
VP	Véhicule particulier
VUL	Véhicule utilitaire léger
ZNI	Zone non interconnectée

Ensembles du modèle d'optimisation

$t \in \{1, \dots, T\}$	Heures sur une année
$n \in \{1, \dots, N\}$	Postes source du réseau modélisé
$k \in \{1, \dots, K\}$	Postes source avec une station de ravitaillement en hydrogène
$s \in \{1, \dots, S\}$	Technologies (générateur, stockage, etc.) sur un poste source
$l \in \{1, \dots, L\}$	Lignes électriques du réseau modélisé

Variables du modèle d'optimisation

$g_{n,s,t}$	Production d'un générateur à un instant t (MW)
$h_{i,n,s,t}$	Puissance d'entrée d'un stockage batterie à un instant t (MW)
$h_{o,n,s,t}$	Puissance de sortie d'un stockage batterie à un instant t (MW)
$\bar{e}_{n,s}$	Capacité nominale d'un stockage batterie (MWh)
$e_{n,s,t}$	État de charge d'un stockage batterie à un instant t (MWh)
$f_{l,t}$	Énergie transitant sur une ligne à un instant t (MW)
F_l	Capacité d'une ligne (MVA)
$\bar{g}h_{k,ely}$	Puissance nominale d'un électrolyseur (MW)
$gh_{k,ely,t}$	Puissance d'un électrolyseur à un instant t (MW)
$\bar{g}h_{k,comp}$	Puissance nominale d'un compresseur (MW)
$gh_{k,comp,t}$	Puissance d'un compresseur à un instant t (MW)
$\bar{g}h_{k,PAC}$	Puissance nominale d'une pile à combustible (MW)
$gh_{k,PAC,t}$	Puissance d'une pile à combustible à un instant t (MW)
$hh_{i,k,s,t}$	Flux d'entrée d'un stockage hydrogène à un instant t (kgH ₂)
$hh_{o,k,s,t}$	Flux de sortie d'un stockage hydrogène à un instant t (kgH ₂)
$eh_{k,s,t}$	État de charge d'un stockage hydrogène à un instant t (kgH ₂)
$\bar{h}h_{k,s}$	Capacité nominale d'un stockage hydrogène (kgH ₂)

Paramètres du modèle d'optimisation

K_{nl}	Matrice d'incidence
$\bar{g}_{n,s}$	Puissance nominale du générateur (MW)
$\underline{g}_{n,s,t}$	Restriction minimale sur la production à un instant t (p.u.)
$\hat{g}_{n,s,t}$	Restriction maximale sur la production à un instant t (p.u.)
$\eta_{auto,s}$	Taux d'auto-décharge d'un stockage batterie
η_i	Efficacité de charge d'un stockage batterie
η_o	Efficacité de décharge d'un stockage batterie
η_{ely}	Efficacité des électrolyseurs (kWh/kgH ₂)
β_{comp}	Consommation électrique des compresseurs (kWh/kgH ₂)
\hat{F}_l	Capacité maximale de la ligne (MVA)
$d_{n,t}$	Demande électrique à un instant t (MWh)
$dh_{k,t}$	Demande hydrogène à un instant t (MWh)
$ProdMax_{filiere}$	Constante maximale de production annuelle (MWh)
$CF_{filiere}$	Coefficient de disponibilité de la filière
$C_{n,s}$	Coût d'investissement pour l'extension de 1 MW d'un générateur (€/MW) ou pour l'extension de 1 MWh d'un stockage (€/MWh)

c_l	Coût d'extension d'1 MVA d'une ligne électrique (€/MVA)
$o_{n,s,t}$	Coût d'exploitation d'un générateur ou d'un stockage pour 1 MWh (€/MWh)
cc_s	Coût du carburant (€/MWh)
vOM_s	Coûts variables d'opération et de maintenance (€/MWh)
$CAPEX_s$	Investissement initial de l'installation (€/MW)
$fOMP_s$	Coûts fixes d'opération et de maintenance (% invest. initial)
$fOMt_s$	Coûts fixes d'opération et de maintenance (€/MW)
v_s	Durée de vie de l'installation (années)
i	Taux d'intérêt
Env_{H_2}	Impact environnemental fixe du stockage hydrogène (kgCO ₂ eq/MWh)
Env_{batt}	Impact environnemental fixe du stockage batterie (kgCO ₂ eq/MWh)
Env_{ely}	Impact environnemental fixe de l'électrolyseur (kgCO ₂ eq/MW)
Env_{PAC}	Impact environnemental fixe de la pile à combustible (kgCO ₂ eq/MW)
Env_s	Impact environnemental variable du générateur (kgCO ₂ eq/MWh)

CHAPITRE 1

Introduction

Points clés

- Les milieux insulaires, comme l'île de La Réunion, sont confrontés à des enjeux de transition énergétique spécifiques.
- Les études sur l'hydrogène dans les milieux insulaires, bien que limitées, se concentrent principalement sur son usage comme carburant alternatif pour la mobilité et comme moyen de stockage de l'électricité.
- Le travail de thèse se construit autour des deux problématiques suivantes :
 1. Dans quelles mesures l'hydrogène peut-il contribuer à la transition énergétique, notamment dans un contexte insulaire ?
 2. Quels paramètres ont le plus d'influence sur l'optimisation des systèmes énergétiques dans une zone non-interconnectée ?

Sommaire

1.1	Contexte	1
1.1.1	Nécessité d'une transition énergétique globale	1
1.1.2	Les milieux insulaires sous tension	3
1.1.3	La situation de l'île de La Réunion	4
1.1.4	L'hydrogène, vecteur énergétique phare de la transition ? .	13
1.2	Le projet HyLES	18
1.3	Positionnement de la thèse	20
1.3.1	Problématiques de recherche	20
1.3.2	Objectifs et limites	21
1.3.3	Organisation du manuscrit	22

1.1 Contexte

1.1.1 Nécessité d'une transition énergétique globale

Depuis le début du XIX^e siècle, les ressources fossiles, c'est-à-dire le charbon, le pétrole et le gaz naturel, sont utilisées massivement pour la production énergé-

tique, que ce soit pour le transport de matières premières, de marchandises et de passagers, ou la production de chaleur et d'électricité. Cependant, ces ressources fossiles émettent du dioxyde de carbone (CO_2) lors de leur combustion. En 2023, 37,4 milliards de tonnes de CO_2 ont été émises dans l'atmosphère [1]. Bien qu'il existe d'autres gaz à effet de serre (GES), comme le méthane ou le protoxyde d'azote, le CO_2 est celui qui est le plus largement émis sur Terre avec les activités humaines, et ainsi le premier responsable de l'effet de serre anthropique duquel résulte ce que nous connaissons sous le terme de « changement climatique ».

Un organisme en particulier est chargé de regrouper, étudier et synthétiser les études de la littérature scientifique mondiale sur le changement climatique, le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) [2]. L'objectif de cet organisme est de mieux faire connaître l'état de la littérature aux décideurs politiques et plus largement au grand public. Pour ce faire, suite à une évaluation détaillée en toute transparence, plusieurs projections sont publiées, prenant en compte des scénarios d'adaptation et d'atténuation pour réduire les risques présentés.

Dans ses projections, le GIEC détaille des évolutions potentielles en quatre scénarios distincts : le premier pour un niveau de réchauffement global de $1,5^\circ\text{C}$ par rapport à 1850-1900, le deuxième pour un niveau de réchauffement global de 2°C , et les deux derniers scénarios prennent en compte un réchauffement global de 3°C et 4°C . Aujourd'hui, ce niveau de réchauffement est estimé à $1,1^\circ\text{C}$, avec des variations géographiques importantes [3].

Au cœur de ces scénarios, on retrouve les conséquences suivantes, avec comme origine l'augmentation des émissions de CO_2 d'origine humaine : perturbation du cycle de l'eau, acidification des océans, montée des eaux, hausse de la température, augmentation des flux migratoires, problèmes de sécurité alimentaire et de sécurité d'accès à l'eau, ou encore augmentation des taux de mortalité et des maladies. Ces répercussions, irréversibles pour les populations, exacerberont les conflits. Une nette détérioration de la biodiversité est aussi observée depuis des années. Cependant, les rapports du GIEC insistent sur le fait qu'il ne sera jamais trop tard pour agir, et que chaque degré compte.

Une transition énergétique globale est ainsi nécessaire afin de réduire notre impact sur le changement climatique. Parmi les mesures les plus efficaces, on retrouve la réduction, voire l'abandon des énergies fossiles pour la production d'électricité, ainsi que pour les transports, avec par exemple une diminution du nombre de voitures thermiques individuelles ou d'avions. Cependant, c'est avec une baisse de la consommation énergétique globale que les meilleurs résultats seront obtenus.

Pour encourager la mise en place de ces solutions, des traités internationaux, tels que l'Accord de Paris, sont instaurés. Adopté en 2015 par 191 états ainsi que l'Union Européenne, ce traité vise à maintenir l'augmentation de la température moyenne de la surface du globe par rapport aux niveaux pré-industriels bien en-dessous de 2°C . Localement, de nombreux scénarios sont mis en place pour proposer des trajectoires permettant de respecter cet Accord. On citera par exemple les scénarios de RTE (Réseau de transport d'électricité), le gestionnaire du réseau de transport de l'électricité français, intitulés « Futurs énergétiques 2050 » [4], ou encore ceux de l'ADEME, l'agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie, intitulés « Transition(s) 2050 » [5]. Tous ces scénarios opérationnels intègrent les leviers précédemment évoqués.

Afin de proposer une transition énergétique efficace, chaque territoire doit être étudié

et sa transition planifiée. En raison de leurs spécificités énergétiques, entre autres, les milieux insulaires font l'objet d'études ciblées.

1.1.2 Les milieux insulaires sous tension

Face à la transition énergétique, tous les territoires ne sont pas sur un même pied d'égalité. Les réseaux électriques continentaux, souvent étendus, ont de nombreux avantages qui leur permettent d'être résilients.

Premièrement, ils disposent d'une plus grande marge de manœuvre pour s'adapter à la demande. Il est rare que des conditions météorologiques dégradées perturbent la totalité d'un réseau électrique continental. Que ce soit des tempêtes, des inondations ou d'autres événements climatiques, toutes les régions sont rarement touchées en même temps. Cela laisse la possibilité aux installations des zones non impactées de continuer à fonctionner pour satisfaire la demande énergétique globale. Dans le cas d'une zone non-interconnectée, le réseau est souvent impacté de manière uniforme par les intempéries. Si ce n'est pas le cas, les installations des zones non perturbées peuvent ne pas suffire à compenser les installations des zones perturbées. De la même façon, les larges réseaux bénéficient d'une meilleure répartition de la demande journalière. En effet, le pic de la demande peut ne pas survenir simultanément (décalage horaire, modes de vie différents, etc.). Cela permet une meilleure adaptation du fonctionnement des installations de production électrique. Plus le réseau sera étalé, plus la demande sera stable.

Deuxièmement, les larges réseaux électriques disposent de la possibilité d'installer davantage de capacités de production d'électricité d'une part, et des infrastructures de plus grande dimension d'autre part. Dans le premier cas, il est plus facile d'anticiper les phases d'arrêt pour maintenance de ces installations, et dans le second cas, des économies d'échelle sont possibles, permettant de produire de l'électricité à moindre coût. De plus, un réseau électrique étendu possède davantage de lignes de transport, c'est-à-dire davantage de chemins possibles pour transporter l'électricité du lieu de production au lieu de consommation. En cas de coupure d'une ligne, un autre chemin peut être emprunté. Finalement, les larges territoires maillés par plusieurs réseaux électriques nationaux interconnectés bénéficient d'une capacité à importer et exporter leur électricité en cas de déficit ou de surplus de production.

Aujourd'hui, les régions insulaires sont davantage contraintes et sont par contraste particulièrement vulnérables : conditions climatiques parfois extrêmes et dévastatrices, isolement géographique, difficulté de mise en place du transport et de la distribution de l'électricité (relief, demande électrique étalée, systèmes d'îlots difficiles à relier, etc.), ressources énergétiques locales et espace limités, ou encore forte dépendance aux importations énergétiques. De nombreuses îles avec une demande énergétique non négligeable ne sont pas interconnectées à un continent, et sont ainsi dépendantes d'autres pays pour leur énergie. Ces importations énergétiques sont le plus souvent d'origine fossile, et sont utilisées pour la production d'électricité dans des centrales thermiques, mais aussi pour la mobilité des habitants. En France, dans le but de limiter ces dépendances, la loi relative à la Transition énergétique pour la croissance verte (LTECV), promulguée en 2015, fixe comme objectif l'autonomie énergétique en 2030 pour les Départements et Régions d'Outre-mer (DROM : Guadeloupe, Martinique, Guyane, La Réunion et Mayotte) [6] et en 2050 pour la Corse. En plus des contraintes spécifiques évoquées précédemment, ces milieux sont aussi

particulièrement soumis aux impacts du changement climatique, tels que la montée des eaux ou l'évolution du climat local. Dans le rapport public annuel de 2024 de la Cour des comptes, sur le thème de l'adaptation au changement climatique, on trouve la citation suivante : « les Outre-mer, qui sont exposés à la quasi-totalité des aléas naturels, présentent d'importantes vulnérabilités d'ordre géographique, économique et social. Le risque d'une catastrophe y est important. » [7]. Ces paramètres doivent ainsi aussi être pris en compte.

1.1.3 La situation de l'île de La Réunion

Présentation générale

Le projet de thèse se focalise sur le cas d'étude de La Réunion. Situé au sud-ouest de l'océan Indien, entre Madagascar et l'île Maurice, ce DROM français comptait plus de 800 000 habitants en 2020 pour une surface de 2 512 km². Si l'augmentation de la population a ralenti ces dernières années, l'INSEE, l'Institut national de la statistique et des études économiques, prévoit plus d'un million d'habitants à La Réunion d'ici 2037 [8].

La densité de population n'est cependant pas uniforme sur le territoire : 75 % de la population vit à moins de 400 m d'altitude. Parmi eux, 50 % vivent sur le littoral, c'est-à-dire à moins de 150 mètres au-dessus du niveau de la mer. Cela s'explique par la topographie de l'île. La Réunion est une île volcanique, composée de deux massifs : le Piton des Neiges, volcan éteint depuis 12 000 ans et point culminant de l'île à 3 070 m, et le Piton de la Fournaise, volcan effusif actif depuis 500 000 ans, avec une éruption par an en moyenne. Liées aux volcans, trois caldeiras font partie de la richesse naturelle de La Réunion : Mafate, Cilaos et Salazie. Grâce à ses Pitons, cirques et remparts, l'île est inscrite au patrimoine mondial de l'Unesco. La région abrite également un Parc national, créé en 2007, qui gère les biens naturels inscrits sur la liste de l'Unesco, et une réserve naturelle marine de 35 km² le long de la côte Ouest de l'île.

Cette topographie particulière implique une grande quantité de micro-climats localement, bien qu'une certaine dualité existe. La côte Nord-Est, humide et verdoyante, autrement appelée la « Côte au Vent », se distingue de la côte Sud-Ouest, sèche et ensoleillée, « Côte sous le Vent ». Le climat tropical humide est cependant prépondérant, impliquant un réseau hydrographique dense. La carte en Figure 1.1 représente les éléments évoqués : urbanisation du littoral, densité du réseau hydrographique, emprise du parc national, et distinction des deux Côtes de l'île. Cette carte a été tracée avec le logiciel QGIS (système d'information géographique, logiciel open-source), grâce aux couches citées en Table 1.1.

Dans cette région du globe, seules deux saisons découpent l'année : l'hiver austral, la saison sèche, et l'été austral, la saison des pluies. Cette dernière correspond à la période de formation des dépressions tropicales, pouvant évoluer en cyclones. En effet, La Réunion est située dans une zone cyclonique, et des cyclones tropicaux peuvent apparaître au début de l'été austral, vers le 15 novembre. La saison se termine généralement vers le 15 avril [9]. Jusqu'à huit cyclones peuvent frapper l'île par décennie [10], causant généralement quelques dégâts mais pas de victimes.

Toutes ces informations sont importantes pour l'étude énergétique du territoire. En effet, la topographie, les zones protégées, le climat et les événements météorologiques extrêmes ont un impact sur la production d'électricité : limitation de la

ressource foncière, production dépendante des conditions météorologiques, etc. De même, l'évolution de la population et de l'économie de l'île aura un impact sur l'évolution des besoins énergétiques locaux.

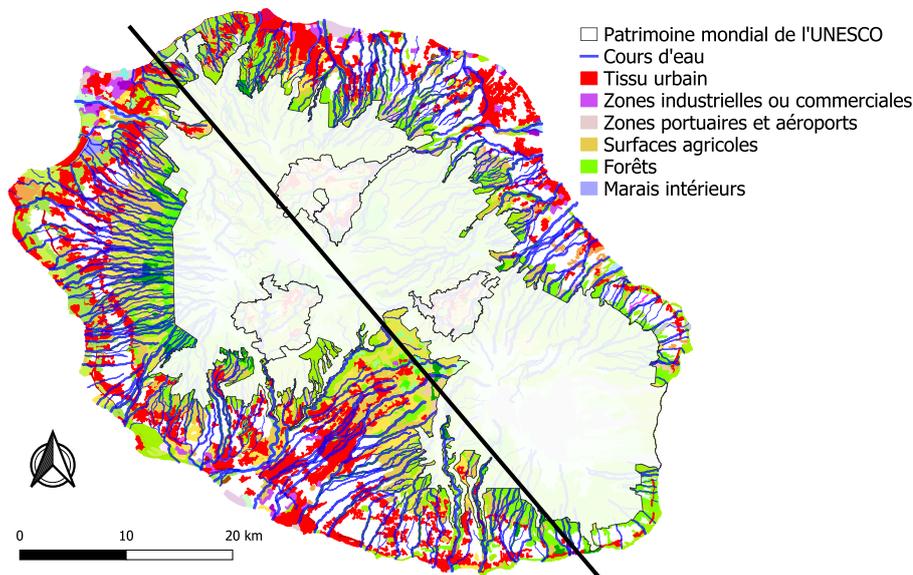


FIGURE 1.1 – Carte de La Réunion montrant la densité du réseau hydrographique et l'emprise du parc national. La légende a été simplifiée afin de ne pas afficher les nuances de couleurs pour une même catégorie d'éléments. La ligne coupant l'île représente la limite entre les Côtes au Vent (nord-est) et sous le Vent (sud-ouest). Carte produite avec QGIS.

Couche	Source
Parc national	[11]
Réseau hydrographique	[12]
Occupation du sol	[13]

TABLE 1.1 – Données utilisées pour tracer la carte en Figure 1.1.

Si le secteur tertiaire est le premier secteur économique de l'île, deux autres secteurs spécifiques font partie de l'histoire de La Réunion : l'agriculture et le tourisme. Le premier cumulait environ 3 000 emplois en 2020 avec la sylviculture, l'exploitation forestière et la pêche, et occupe un cinquième de la superficie de l'île. La moitié de cette surface agricole utile est dédiée à la canne à sucre [14]. L'exploitation de celle-ci permet de produire et d'exporter du sucre et du rhum. Il existe deux usines sur l'île, une au Sud et une au Nord, ainsi que trois distilleries. La bagasse, résidu fibreux du broyage de la canne, est utilisée pour la production d'électricité. Toute cette filière bénéficie de fonds publics : chaque année, plus de 130 millions d'euros sont accordés par des fonds nationaux ou européens. La pérennité de ces secteurs agro-alimentaires est régulièrement remise en question, notamment dans un contexte de limitation des surfaces agricoles sur l'île et d'augmentation des importations de produits alimentaires [15]. 14 000 emplois sont aujourd'hui liés aux secteurs de la canne, du sucre, du rhum et de la production d'énergie qui en découle [16].

Le secteur du tourisme est quant à lui plus important que celui de l'agriculture en matière d'emploi, et est un maillon important de l'économie réunionnaise [14] : depuis 2000, ce secteur est au premier plan, aussi bien pour le tourisme balnéaire, vert

ou sportif. En raison du climat tropical de l'île, on observe peu de saisonnalité dans la fréquentation touristique. Les mois les plus prisés sont juillet-août et décembre-janvier [17]. Les touristes provenant de l'hexagone représentent en moyenne chaque année 80 % de la clientèle. Ainsi, si ce secteur ne crée pas de pics de consommation saisonniers trop importants, il contribue à une demande accrue en énergie.

Enfin, la place du secteur industriel est modeste (4,6 % de la valeur ajoutée totale en 2016 [14]). Ce secteur est composé d'industries de fabrication de biens intermédiaires, de fabrication de biens d'équipement, ainsi que d'industries agro-alimentaires.

Contexte énergétique

Le mix énergétique décrit la répartition des sources d'énergie primaire utilisées pour la production d'électricité, le transport ou la production de chaleur et de froid. Certaines de ces sources d'énergie primaire peuvent être importées. Le taux de ces importations est appelé « taux de dépendance énergétique ». En 2022, celui-ci était de 86,9 % pour La Réunion [18].

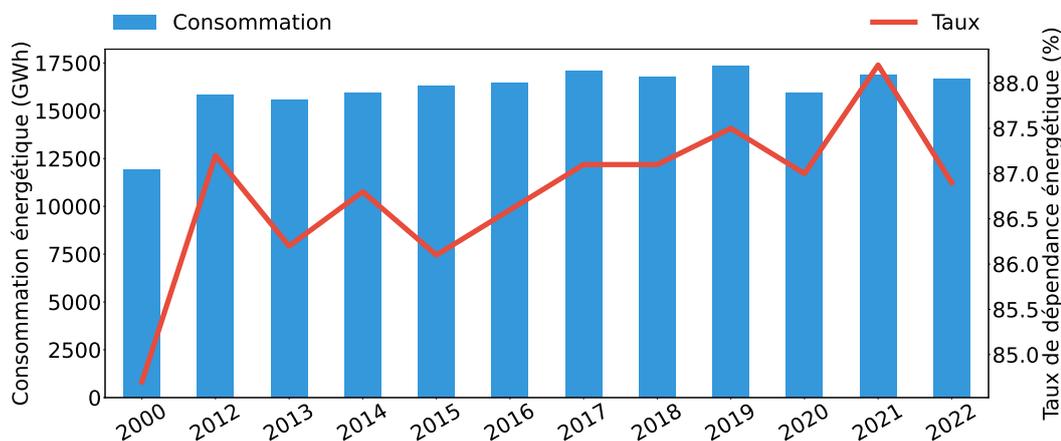


FIGURE 1.2 – Évolution de la consommation énergétique et du taux de dépendance énergétique de La Réunion depuis 2012 [18].

La Figure 1.2 montre l'évolution de la consommation totale d'énergie primaire et du taux de dépendance énergétique depuis 2012. L'année 2000 est représentée à titre de comparaison : entre 2000 et 2012, la consommation d'énergie a été multipliée par 1,3. Depuis 2012, la consommation d'énergie primaire suit une tendance globale à la hausse, bien que des baisses ponctuelles, comme celle observée pendant la pandémie de COVID-19, puissent être observées, et la dépendance énergétique évolue de manière similaire. En 2022, le taux de dépendance énergétique diminue en particulier grâce à une augmentation des coûts d'importation des combustibles fossiles et une augmentation de la production hydraulique (fin de certaines activités de maintenance et pluviométrie importante).

Aujourd'hui, les importations d'énergie primaire à La Réunion sont acheminées par bateau en provenance de différents pays exportateurs [19] : les carburants routiers, aériens et maritimes proviennent de Singapour et de Malaisie, et le fioul lourd d'une des centrales de l'île vient des Émirats Arabes Unis. Ce dernier est en train d'être remplacé par du biodiesel fabriqué à partir d'huile de colza importée de France métropolitaine [20]. Le gaz utilisé localement peut être importé de différents pays,

selon le marché (Émirats Arabes Unis, Australie, Nigéria, Argentine ou Arabie Saoudite). Jusqu'à très récemment, du charbon d'Afrique du Sud était importé pour deux centrales thermiques. Celui-ci a été remplacé par des pellets de bois, importés actuellement d'Indonésie, du Vietnam et de Malaisie [20]. À l'avenir, la volonté locale est de raccourcir les chaînes d'approvisionnement en important certaines ressources depuis l'Inde, l'Australie ou l'Afrique du Sud. Les ressources locales de La Réunion, représentant 13 % des sources d'énergie primaire, comprennent la bagasse, le biogaz, le soleil, le vent et l'eau, principalement pour la production d'électricité. Le système de production d'électricité locale sera détaillé ci-dessous.

Le secteur le plus énergivore de l'île est le secteur des transports, consommant près des deux tiers de l'énergie finale. Responsable, de plus de la moitié des importations de combustibles fossiles de la Réunion, la consommation du secteur était de 692,8 ktep en 2022 [18]. Ce secteur comprend les sous-secteurs routiers, maritimes et aériens, le premier consommant les deux tiers des besoins du secteur.

En effet, les Réunionnais sont particulièrement dépendants des véhicules individuels : représentant plus de 82 % du parc automobile, plus de 410 000 voitures particulières sont en circulation sur l'île. Cela correspond à près d'une voiture pour deux habitants [18]. Il s'agit toutefois d'un chiffre moins important qu'en France métropolitaine (plus d'une voiture particulière en circulation pour deux habitants [21]) ; un certain effet de rattrapage pourrait ainsi renforcer la dynamique d'augmentation du nombre de véhicules. Parmi ces véhicules individuels, les véhicules électriques et hybrides trouvent lentement leur place : + 61 % entre 2021 et 2022, pour un total de 20 000 véhicules à la fin de 2022. Plusieurs objectifs sont fixés pour réduire la consommation du secteur, comme le développement des transports en commun, dont la place est actuellement particulièrement faible, des mobilités douces, ou du covoiturage. Des investissements sont également prévus pour étudier les biocarburants dans les flottes captives.

Concernant les deux autres sous-secteurs du secteur du transport, celui de l'aérien consomme un tiers des besoins du secteur¹. Concernant la France et ses cinq DROM, les carburateurs utilisés pour la propulsion des avions ne représentent en moyenne qu'entre 4 et 5 % de la consommation d'énergie du secteur des transports [22].

Enfin, le sous-secteur maritime représente environ 2 % des consommations du secteur des transports. Toutes ces consommations dépendent directement des crises qui affectent l'île, qu'elles soient sociales ou sanitaires. En effet, la crise des gilet-jaunes suivie de la crise du COVID-19 ont eu des impacts notables sur la mobilité et la consommation des habitants, bien que temporaires.

Viennent ensuite dans le bilan énergétique les secteurs industriel, tertiaire et résidentiel, chacun représentant environ 10 % de la consommation finale d'énergie. Enfin, le secteur agricole représente environ 1 % de la consommation.

Concernant la consommation électrique, la répartition des secteurs diffère, avec par exemple le secteur résidentiel en tête avec plus de 40 % de la consommation en 2017. Vient ensuite le secteur tertiaire avec 35 % de la consommation, puis le secteur industriel avec 17 %, dont 65 % des entreprises font partie des industries de la métallurgie et de l'agro-alimentaire [23].

Le diagramme de Sankey représentant les flux énergétiques totaux à La Réunion sur l'année 2022, tiré du bilan énergétique de l'île [18], est visible en Figure 1.3.

1. Cette consommation correspond à la quantité de kérosène nécessaire pour chaque vol au départ de La Réunion

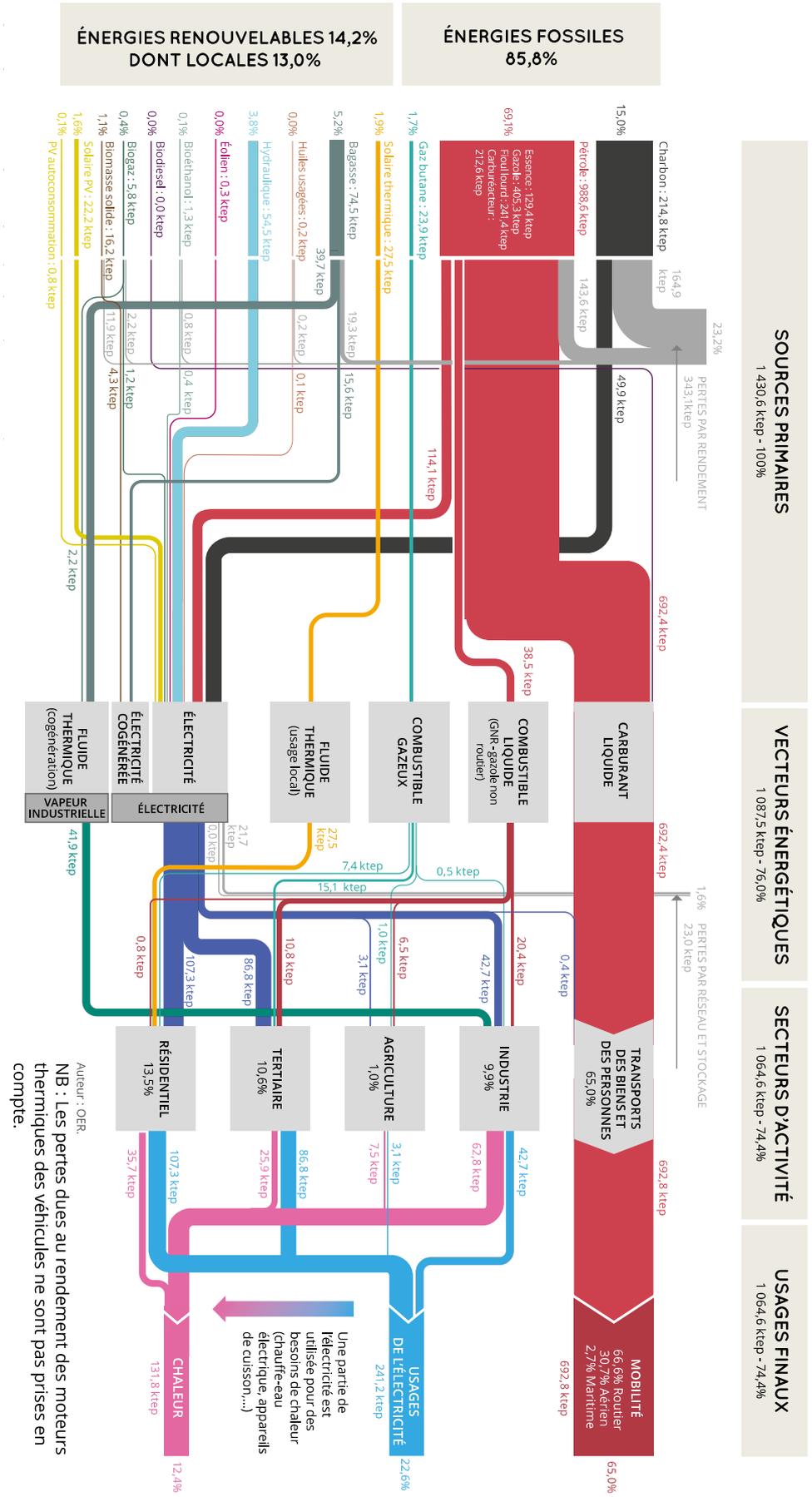


FIGURE 1.3 – Diagramme de Sankey du bilan énergétique de La Réunion en 2022 [18].

Contexte électrique

La Réunion n'étant pas interconnectée à un réseau électrique continental, la production électrique doit se faire entièrement localement. Jusqu'à fin 2022, celle-ci était principalement basée sur des combustibles fossiles importés. Le réseau électrique pouvait compter sur plusieurs centrales thermiques, dont deux centrales au charbon et à la bagasse pour la production de base, pour un total de 210 MW. Ces deux centrales, mises en œuvre en 1992 et en 1996, sont situées sur les mêmes sites que les usines sucrières, afin de ne pas avoir à déplacer la bagasse après son extraction. Depuis 2024, ces deux centrales ne fonctionnent plus qu'à la biomasse, le charbon ayant été remplacé par les pellets de bois importés évoqués précédemment. La bagasse est toujours utilisée en complément durant les campagnes sucrières.

Pour la production de semi-base, une centrale diesel de 211 MW est installée dans l'Ouest de l'île. Depuis 2024, cette centrale fonctionne au biocarburant importé, fabriqué à partir d'huile de colza. Dans la même zone, deux turbines à combustion (TAC) au fioul lourd, chacune d'une capacité de 40 MW, sont utilisées pour les pics de consommation quotidiens et en secours en cas de défaillance des autres moyens de production. Enfin, une troisième TAC de 41 MW, fonctionnant au bioéthanol et au fioul lourd pour la production de pointe, est située dans le Sud.

Grâce au réseau hydrographique de la région, 133 MW d'hydroélectricité sont installés depuis 2013, constituant la principale source de production renouvelable pilotable du réseau. Depuis 2005, les énergies intermittentes sont exploitées avec 15,1 MW d'éoliennes et 230 MW de systèmes photovoltaïques. Finalement, de nouveau pour les pics de consommation, des centrales biogaz sont utilisées pour un total de 4,4 MW. L'évolution du mix électrique réunionnais entre 2000 et 2022 est visible sur la Figure 1.4.

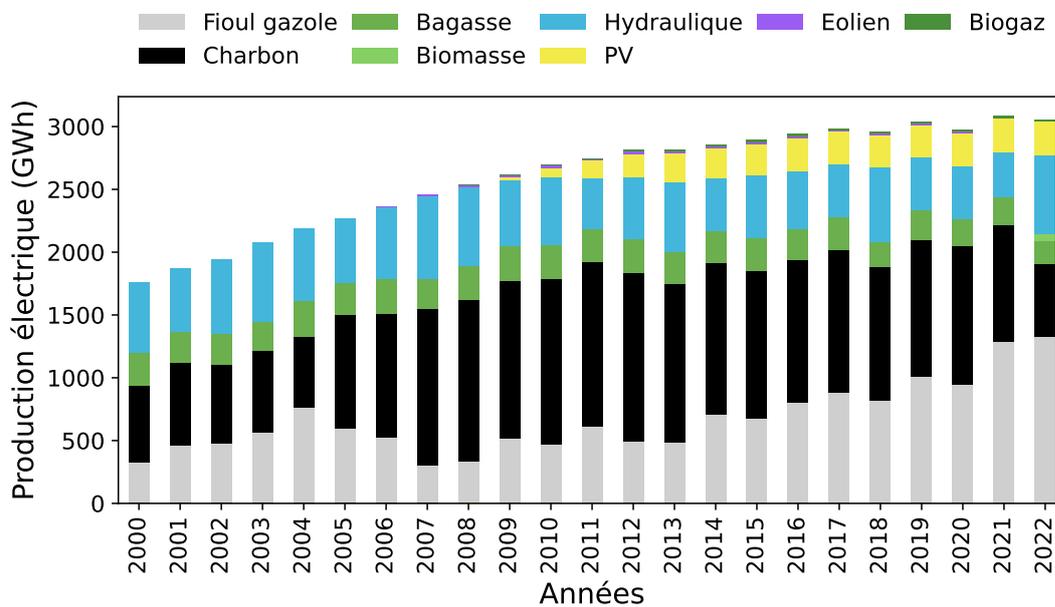


FIGURE 1.4 – Évolution du mix électrique de La Réunion entre 2000 et 2022 [18].

Ces dernières capacités renouvelables augmentent chaque année et devraient continuer à augmenter pour répondre à des objectifs fixés par les pouvoirs publics. En effet, la LTECV fixe l'autonomie énergétique en 2030 pour l'île [6]. Plus aucune source d'énergie primaire ne devrait être importée, que ce soit pour le transport ou pour la production d'électricité. C'est tout le modèle de production d'électricité, aujourd'hui basé principalement sur les importations énergétiques, qui devra être repensé, alors que la consommation d'électricité est en hausse depuis de nombreuses années, de la même manière que la consommation d'énergie primaire.

Après avoir atteint 2 820 GWh en 2022, la demande d'électricité va probablement continuer à augmenter dans les années à venir, avec l'électrification des usages comme les véhicules électriques. Bien qu'une partie de la production électrique couvre la plupart des besoins de chaleur (principalement eau chaude sanitaire) et de froid de la région, les chauffe-eau solaires sont largement utilisés pour exploiter la ressource solaire. Plus de 790 000 m² de panneaux solaires thermiques étaient en place en 2022. Pour répondre à ces enjeux, l'île dispose d'un certain potentiel en termes d'énergies renouvelables, avec l'hydroélectricité, le soleil, le vent et la biomasse. En 2022, les énergies renouvelables locales ont produit 1 100 GWh d'électricité, soit 36 % de la production totale d'électricité [18]. Avec la conversion des centrales thermiques, la part de production d'électricité d'origine renouvelable, même si une partie est importée par bateau fonctionnant au combustible fossile, se rapproche des 100 %. Le taux de dépendance énergétique, lui, ne varie pas.

À La Réunion, le réseau électrique est exploité par la direction Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) d'EDF, premier producteur et fournisseur national d'électricité. Vingt-cinq postes source, reliés entre eux par 500 km de lignes haute tension type B (HTB) de 63 kV, constituent le réseau de transport de l'électricité. Celui-ci est visible en Figure 1.5. Ces postes source réduisent la tension de l'électricité, et sont reliées à 3 500 km de lignes haute tension type A de 15 kV, principalement souterraines. Le réseau de distribution d'électricité (230 V et 400 V) est composé de 6 200 km de lignes.

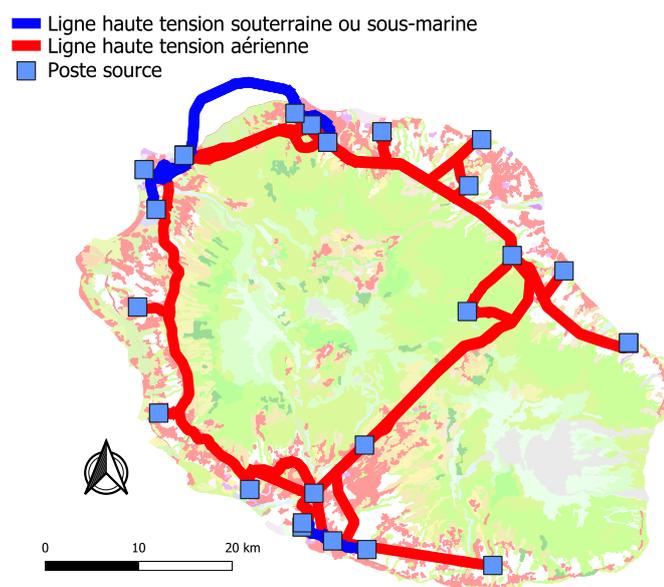


FIGURE 1.5 – Carte du réseau de transport haute tension de La Réunion. La légende de l'occupation des sols est la même que celle de la Figure 1.1. Carte produite avec QGIS.

Depuis 2019, le taux de pénétration maximal des énergies renouvelables intermittentes² sur le réseau réunionnais est de 35 %. Initialement fixé à 30 % par un arrêté ministériel datant du 23 avril 2008 pour toutes les zones françaises non reliées au réseau métropolitain continental [24], ce seuil est désormais fixé dans la programmation pluriannuelle de l'énergie des cinq DROM, comme énoncé dans le Code de l'énergie depuis la LTECV [25].

En effet, les moyens de production d'énergie renouvelable intermittente, comme le photovoltaïque et l'éolien, présentent des caractéristiques différentes des moyens conventionnels. Tout d'abord, ils n'ont aucune inertie (ou une inertie négligeable) et sont connectés par de l'électronique de puissance. Comme ils dépendent d'une ressource primaire qui ne peut pas être stockée, la production d'électricité est moins contrôlable et sa variabilité est plus grande. Ils sont également moins résilients face aux perturbations du réseau, que ce soit en fréquence ou en tension (voir l'exemple de la perturbation d'Odessa [26]).

Ainsi, ces énergies doivent être intégrées au réseau sans dégrader la sécurité de celui-ci ni la qualité de l'approvisionnement ; l'instauration d'une limite de pénétration permet de répondre à ces problématiques. Le taux de pénétration évoqué pour La Réunion est resté à 32 % jusqu'à la fin de 2018 et a été atteint 43 fois en 2016. Durant un total de 111 heures, plusieurs générateurs photovoltaïques ont été déconnectés, ce qui a entraîné une perte de production de 508 MWh (0,2 % de la production photovoltaïque annuelle) [27]. Depuis 2019, grâce à l'évolution du taux de pénétration, il n'y a pas eu de déconnexion des installations asynchrones, et toute l'énergie produite a pu être injectée dans le réseau.

Aucune limite n'est fixée pour les réseaux continentaux, et il est possible qu'à certaines périodes la demande électrique soit satisfaite par une majorité d'énergie intermittente. Cela a été le cas au Danemark en 2015, où l'énergie éolienne a pu fournir la totalité de la demande électrique d'une journée [28]. Au Portugal en 2018, ou en Allemagne en 2016, l'énergie éolienne a pu fournir près de 40 % de la production électrique sur plusieurs jours.

Cependant, comme évoqué dans la sous-section précédente, un réseau insulaire peut être soumis à plusieurs aléas le rendant moins fiable, sans que ceux-ci aient forcément les énergies intermittentes comme origine. C'est pour cela que depuis mars 2023, EDF Réunion a lancé la « Météo de l'électricité ». À travers plusieurs paramètres, cet indicateur permet de renseigner les usagers sur l'état du réseau électrique, et ainsi procéder au maximum à un effacement volontaire de la consommation électrique. Trois niveaux sont annoncés : vert, rien n'est à signaler, orange, la situation est tendue et la consommation doit être modérée, et enfin rouge, la situation est critique et des coupures de courant peuvent survenir.

Depuis septembre 2023, cet indicateur a annoncé des niveaux oranges à cinq reprises et des niveaux rouges à deux reprises, comme montré sur la Figure 1.6. Dans des messages postés sur leur page Facebook, EDF Réunion préconise aux usagers de réduire leur consommation et d'adopter des « écogestes », ceci afin de baisser la demande électrique par rapport aux moyens de production disponibles. Cette préconisation peut concerner la plage horaire de 19h à 22h, pendant le pic de consommation, ou bien la journée complète.

Une situation en particulier a fait les titres de la presse locale dernièrement, fin

2. Rapport, à tout instant, entre l'électricité produite par les installations photovoltaïques et éoliennes et la production totale d'électricité.

février 2024 (voir Figure 1.7). À ce moment là, plusieurs paramètres défavorables s'additionnent. Tout d'abord, les centrales thermiques ne sont pas encore totalement converties à la biomasse, et certaines tranches sont déconnectées durant les travaux. Ensuite, certaines installations hydrauliques sont endommagées depuis le passage du cyclone tropical Belal un mois plus tôt, et les réparations ne sont pas encore terminées. Enfin, des températures élevées impliquant une consommation élevée et des « avaries techniques inopinées sur les moyens de production restants » [29] ont conduit à une surcharge du réseau électrique local. Pour faire face à cette situation critique, de nombreux usagers ont dû être privés d'électricité sur toute l'île.



FIGURE 1.6 – Publications de EDF à La Réunion sur leur page Facebook.



FIGURE 1.7 – Titres dans la presse locale et publication de EDF à La Réunion sur leur page Facebook, concernant la situation du réseau fin février 2024.

Ainsi, bien que le territoire dispose de plusieurs avantages en termes d'énergie (potentiel renouvelable, demande en chaleur négligeable, etc.), de nombreuses faiblesses existent sur le réseau électrique de part son caractère insulaire. À cela s'ajoute

la menace de la dépendance aux importations, mettant La Réunion et ses habitants dans une situation précaire, et les rendant vulnérables aux variations extérieures et aux crises qui pourraient survenir, qu'elles soient sanitaires, sociales, ou liées à des conflits armés (cf. l'impact énergétique en Europe de l'invasion de l'Ukraine en hiver 2022). Ces dernières pourraient en effet remettre en cause le fonctionnement interne du système et/ou rendre les approvisionnements énergétiques difficiles voire impossibles. Le réseau de La Réunion doit ainsi diminuer sa dépendance aux importations, afin d'améliorer sa résilience.

Plusieurs moyens peuvent permettre à un territoire de réduire les importations d'énergie, comme le développement des énergies renouvelables locales, la baisse de la consommation, ou le développement de nouvelles technologies. Parmi celles-ci, l'hydrogène fait partie des solutions possibles envisagées. Que ce soit comme carburant pour la mobilité ou comme moyen de stockage de l'électricité, ce vecteur énergétique présente des opportunités pour le développement de filières technologiques locales.

1.1.4 L'hydrogène, vecteur énergétique phare de la transition ?

L'hydrogène, premier élément du tableau périodique des éléments, est l'atome le plus répandu dans l'univers. Représentant 92 % du nombre total d'atomes, il est omniprésent dans les étoiles et certaines planètes. Sur Terre, il est généralement combiné à d'autres atomes, formant de la matière organique ou inorganique, comme l'eau ou les hydrocarbures. Une extraction, souvent consommatrice d'énergie, est alors nécessaire avant exploitation. L'appellation « hydrogène » sera entendue dans ce manuscrit pour nommer la forme moléculaire dihydrogène. En effet, constituée de deux atomes d'hydrogène, c'est cette forme moléculaire qui existe dans les conditions normales de température et de pression.

L'hydrogène n'est pas une source d'énergie mais un vecteur énergétique. Cela signifie que celui-ci doit d'abord être produit, pour pouvoir ensuite être converti en électricité, en chaleur, ou en énergie cinétique par exemple. Aujourd'hui, l'utilisation de ce vecteur est au cœur des débats. En effet, l'hydrogène étant inflammable au contact de l'air, on le trouve très rarement sous forme pure, et les gisements sont rares et difficilement exploitables. Pour l'utiliser, il faut ainsi le produire, et cela est consommateur d'énergie. De plus, pour un stockage optimal de cette ressource ayant une densité volumique très faible, une compression ou un changement d'état est parfois nécessaire, entraînant de nouveau une certaine consommation d'énergie. Enfin, le transport de l'hydrogène présente dans certains cas quelques difficultés, comme par exemple la modification des réseaux de gaz pour un transport par pipeline, ou la transformation en ammoniac pour un transport par voie maritime.

Mais alors, quel est l'intérêt de l'hydrogène si sa production, son conditionnement et son transport nécessitent plus d'énergie qu'il n'en fournira lors de son utilisation ? La raréfaction des ressources fossiles, l'augmentation de la demande énergétique, ou encore les limitations concernant le stockage de l'électricité par d'autres technologies permettent de répondre en partie à cette question. Si des verrous technologiques persistent, en particulier pour une production optimale de l'hydrogène bas carbone, rendant la filière encore onéreuse, de nombreux projets sont menés dans différentes régions du monde.

La filière bénéficie de nombreux investissements, que ce soit pour la recherche et le

développement ou la mise en place de projets industriels. En Europe, et en France en particulier, ce sont plusieurs milliards d’euros qui sont prévus ou qui ont déjà été investis dans le développement de l’hydrogène. En particulier, les programmes suivants permettent de financer cette filière : le programme de recherche et d’innovation de l’Union européenne H2020, puis Horizon Europe, ou encore le plan d’investissement France 2030. Parmi les gros projets, on retrouve la mise en œuvre de plusieurs gigawatts d’installations de production d’hydrogène bas-carbone [30], le déploiement d’infrastructures de transport ou encore le développement d’un marché international. Si de tels investissements sont prévus, c’est aussi parce que l’hydrogène est déjà exploité dans le monde aujourd’hui, mais de manière carbonée. Comme énoncé plus tôt, pour réduire nos émissions de CO_2 , la filière doit se transformer.

Utilisation industrielle actuelle

L’hydrogène est déjà largement employé aujourd’hui. Il est en particulier utilisé pour la production d’ammoniac (NH_3), en réaction avec du diazote (N_2). Cet ammoniac peut ensuite être combiné avec de l’acide sulfurique ou du dioxyde de carbone, pour créer des engrais azotés, utilisés pour l’agriculture. Ces engrais permettent d’alimenter les plantes en azote, élément indispensable à leur développement.

L’hydrogène est aussi utilisé pour la production de méthanol (CH_3OH) en réaction avec du monoxyde de carbone (CO). Le méthanol peut avoir différentes applications, mais est surtout utilisé en chimie lors de la production de parfums ou d’essences, ou pour le traitement des eaux.

Enfin, l’hydrogène est utilisé pour le raffinage de produits pétroliers, ainsi que dans les domaines de la sidérurgie et de la métallurgie, pour la production d’acier. La demande en hydrogène pur depuis 1975 est visible en Figure 1.8. En France, la production annuelle d’hydrogène pour usage industriel est estimée à un million de tonnes [31].

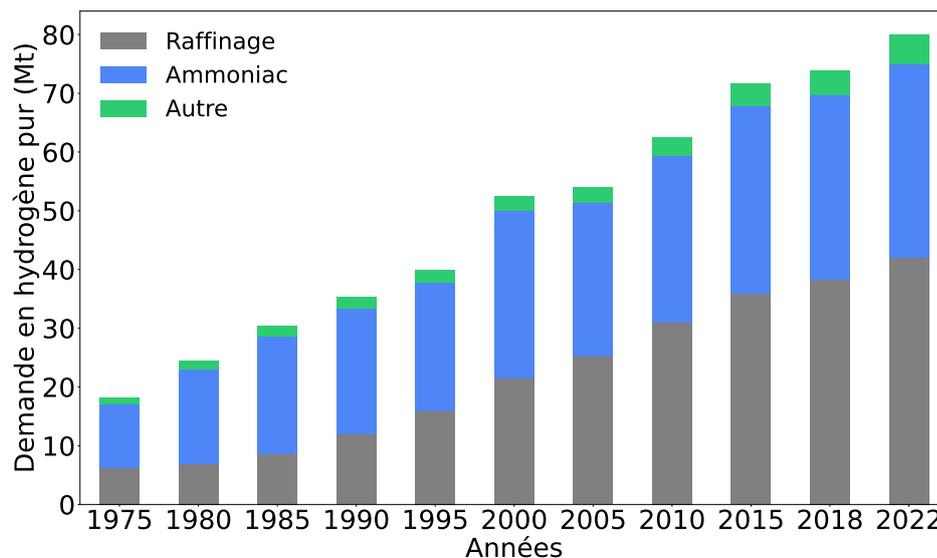


FIGURE 1.8 – Demande en hydrogène pur en Mt depuis 1975, pour les applications de raffinage et de production d’ammoniac [32]. La demande pour la production de méthanol entre autres n’est pas représentée, car l’hydrogène utilisé n’est pas pur : il fait partie d’un mélange de gaz [33].

Production d'hydrogène

Différents procédés de production de l'hydrogène existent. La solution la plus utilisée aujourd'hui pour la production d'hydrogène est le vaporeformage du gaz naturel. Ce procédé consiste à faire réagir du méthane (CH_4) et de l'eau (H_2O) pour créer de l'hydrogène et du dioxyde de carbone. Pour une tonne d'hydrogène produit, ce sont 10 tonnes de CO_2 qui sont émises [34]. Cette méthode de fabrication représentait plus de 75 % de l'hydrogène produit en 2019. Pour réduire l'impact de celle-ci, il est possible d'utiliser du biométhane (issu de la fermentation de la biomasse) à la place du méthane, ou encore de capter et stocker le dioxyde de carbone actuellement relâché. Cette dernière solution est visée par un arrêté préparé par le gouvernement français, voulant qualifier l'hydrogène alors produit de « bas carbone ». Cependant, les technologies permettant de capter et stocker le CO_2 sont controversées, d'un point de vue économique, environnemental et politique ; elles sont en effet parfois qualifiées de « leviers d'inaction climatique » [35].

La deuxième méthode de production la plus utilisée est la gazéification du charbon. Par combustion, un mélange de monoxyde de carbone et d'hydrogène est produit. Un traitement chimique est ensuite nécessaire pour obtenir de l'hydrogène pur. Avec cette méthode, qui représente environ 20 % de la production d'hydrogène mondiale, ce sont 19 tonnes de CO_2 qui sont émises pour une tonne de H_2 produite [34]. Pour réduire l'impact de ce moyen de fabrication, une nouvelle fois les émissions peuvent être captées et stockées, ou alors de la biomasse peut être utilisée à la place du charbon.

Afin de simplifier la différenciation des méthodes de production de l'hydrogène, chacune d'elles s'est vue attribuer métaphoriquement une couleur reflétant son impact environnemental. Celles-ci sont détaillées dans la Table 1.2. D'autres méthodes de production d'hydrogène émettrices de dioxyde de carbone existent, comme l'oxydation partielle des hydrocarbures (l'oxygène remplace la vapeur d'eau de la première méthode) ou le reformage autothermique (reformage avec de la vapeur d'eau et de l'oxygène). Cependant, comme énoncé précédemment, l'heure est à la réduction de ces émissions. D'autres solutions, moins polluantes mais plus coûteuses, permettent de produire de l'hydrogène. La solution la plus mature aujourd'hui est l'électrolyse de l'eau.

Couleur attribuée	Mode de production
Noir	Gazéification - charbon
Gris	Vaporeformage - gaz naturel
Bleu	Gazéification - charbon - capture et stockage du CO_2 Vaporeformage - gaz naturel - capture et stockage du CO_2
Turquoise	Pyrolyse - méthane
Rouge ou rose	Électrolyse - électricité d'origine nucléaire
Jaune	Électrolyse - électricité d'origine mixte
Vert	Électrolyse - électricité d'origine renouvelable
Blanc	Puits naturels

TABLE 1.2 – Couleurs attribuées à l'hydrogène en fonction de son mode de production. La définition de la couleur « jaune » peut varier.

L'électrolyse de l'eau est un procédé électrochimique qui permet de séparer une molécule d'eau en hydrogène et en oxygène. Aucun autre élément n'est émis dans le procédé. Cependant, la séparation des molécules requiert un apport d'électricité.

Ainsi, si l'électricité consommée pour l'électrolyse est issue de sources carbonées, l'hydrogène produit ne sera pas considéré comme bas-carbone. Pour que cela soit le cas, l'électricité doit venir d'une source peu émettrice de dioxyde de carbone (énergie nucléaire par exemple) ou d'une source renouvelable (énergie solaire, hydraulique, etc.). Plusieurs technologies d'électrolyseurs existent aujourd'hui, tel que l'électrolyseur alcalin (technologie la plus mature), l'électrolyseur à membrane échangeuse de proton ou encore l'électrolyseur à oxyde solide (technologie la moins mature). La différence entre ces technologies réside entre leur température ou leur pression de fonctionnement, leur rendement, leur flexibilité ou encore leur niveau de maturité et donc leur coût. L'un des désavantages de l'hydrogène régulièrement pointé du doigt est le rendement de sa chaîne de transformation. Le rendement d'un électrolyseur, parmi les technologies commercialisées, ne dépasse actuellement pas les 70 % [34]. Ainsi, afin de ne pas cumuler trop de pertes énergétiques, les usages de l'hydrogène bas-carbone doivent être étudiés, mesurés, priorisés et optimisés. En effet, de nouveaux usages, en plus de ceux industriels précédemment présentés, commencent à voir le jour et pourraient se développer davantage dans les années à venir.

L'hydrogène comme carburant pour la mobilité

Un des nouveaux usages les plus populaires aujourd'hui de l'hydrogène est la mobilité. Deux moyens existent pour intégrer de l'hydrogène dans un véhicule.

Le premier moyen est de transformer l'hydrogène en électricité au sein du véhicule. Pour cela, une pile à combustible (PAC) est utilisée. Cette technologie fonctionne à l'inverse d'un électrolyseur : l'hydrogène réagit avec de l'oxygène suivant une réaction d'oxydoréduction, pour produire de l'électricité, de la vapeur d'eau et de la chaleur. Comme pour les électrolyseurs, plusieurs technologies de piles existent : les piles alcalines, à membranes échangeuses de protons (PEMFC) ou à oxydes solides, ou encore les piles à combustible à acide phosphorique ou à carbonate fondu. Encore une fois, ce sont les températures de fonctionnement, les rendements ou les applications qui peuvent différencier toutes ces technologies. Dans le cas d'un véhicule, ce sera souvent une PEMFC qui sera utilisée. Ainsi, une fois l'hydrogène embarqué dans le véhicule, sous forme gazeuse le plus souvent, celui-ci est transformé en électricité grâce à la pile à combustible, cette dernière alimentant un moteur électrique. Un schéma des technologies constituant un véhicule à pile à combustible, ainsi que les différents flux intervenant, est visible en Figure 1.9.

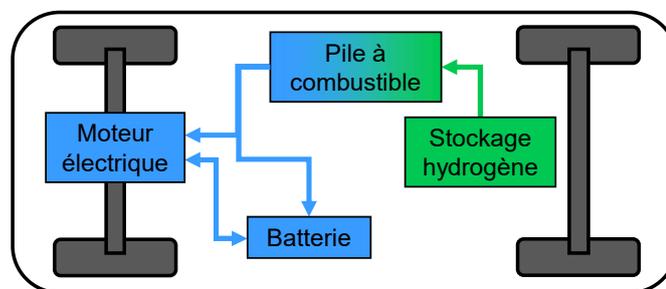


FIGURE 1.9 – Schéma des technologies constituant un véhicule à pile à combustible selon l'architecture considérée dans le présent manuscrit.

Selon l'architecture considérée, la pile à combustible peut seulement servir de prolongateur d'autonomie, et dans ce cas une batterie de plus grande capacité est

embarquée, rechargeable par prise extérieure et alimentant principalement le moteur électrique. Dans l'architecture qui est considérée dans le présent manuscrit, la batterie sert essentiellement pour le démarrage, les accélérations ou les premiers kilomètres.

Différents types de véhicules équipés de pile à combustible sont aujourd'hui commercialisés ou au stade de prototype : des vélos (*Pragma Mobility*), des scooters (*Suzuki*), des voitures individuelles (*Toyota, Honda*), des camions, des engins de manutention ou de chantier (*Hyundai, JCB*), des trains (*Alstom*), des autobus et des autocars (*Iveco, Safran*), ou encore des bateaux (*NepTech*). L'avion à hydrogène, moyen de locomotion le moins avancé, est à l'étude chez *Airbus*. Pour rappel, les solutions concurrentes à l'hydrogène pour tous ces types de véhicules sont : les carburants fossiles, l'électricité ou les carburants de synthèse.

En comparaison, l'hydrogène dans la mobilité présente plusieurs avantages : aucune émission de dioxyde de carbone lors du fonctionnement du véhicule, un temps de recharge équivalent à celui des carburants fossiles et une bonne capacité de stockage dans le véhicule, donc une meilleure autonomie selon les cas. Cependant, d'autres inconvénients existent. Comme évoqué plus tôt, les technologies sont encore coûteuses, et pour le moment il existe très peu d'infrastructures de recharge, en particulier en France. De plus, dans tous les cas, utiliser de l'hydrogène reviendrait à perdre de l'énergie par rapport à une solution électrique à batterie. En effet, la combinaison des rendements de l'électrolyseur et de la pile à combustible conduit à un rendement de l'ordre de 30 à 40 %. Dans le cas d'une batterie, le rendement sera proche des 90 % [36]. Ainsi, il convient d'étudier chaque moyen de mobilité individuellement, et de choisir le carburant optimal énergétiquement, économiquement et environnementalement.

Le deuxième moyen d'intégrer de l'hydrogène dans un véhicule est de le brûler dans un moteur à combustion interne. Cette méthode présente des avantages comme des inconvénients, comme un rendement plus faible ou des émissions d'oxydes d'azote, et est aujourd'hui à l'étude par certains constructeurs (*EHM Efficient Hydrogen Motors*).

L'hydrogène comme moyen de stockage de l'électricité

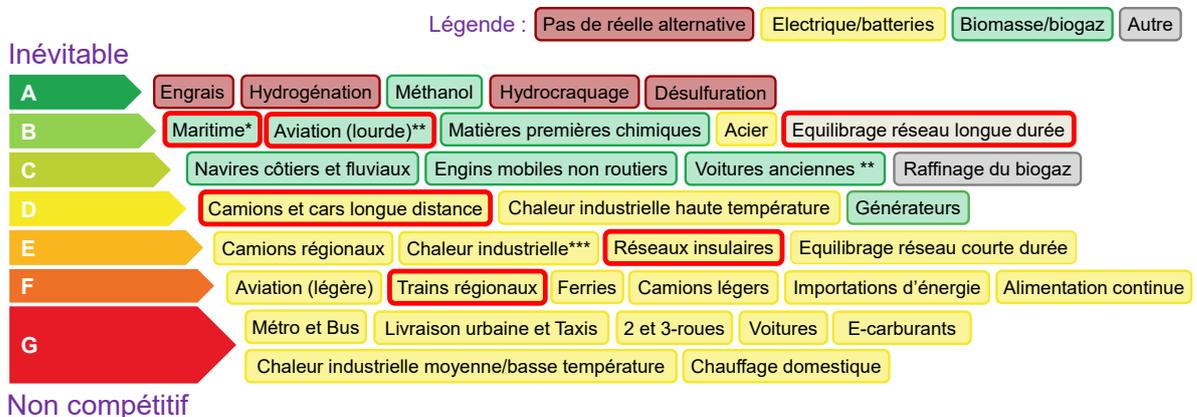
Un deuxième usage de l'hydrogène en développement est son utilisation comme moyen de stockage stationnaire de l'électricité. L'une des problématiques des réseaux électriques est de pouvoir stocker l'électricité dans de grandes quantités avec un minimum de pertes, et avec un coût et des impacts environnementaux les plus faibles possibles.

Comme cela a été vu précédemment, en particulier dans les réseaux insulaires et/ou avec le développement massif des énergies intermittentes, les besoins de stockages sont importants. Aujourd'hui, toutes les solutions pour stocker l'électricité nécessitent le recours à une autre forme d'énergie : utilisation de l'énergie mécanique et de l'énergie hydraulique avec les STEP (stations de transfert d'énergie par pompage), de nouveau l'énergie mécanique avec le stockage par air comprimé, l'énergie cinétique avec les volants d'inertie ou encore le recours à l'électrochimie avec les batteries. Chaque solution présente des avantages et des inconvénients. Parmi ces derniers, on peut citer les contraintes géographiques (grands espaces ou dénivelé important), les échanges de chaleur nécessaires, les métaux controversés utilisés, les temps de recharge importants ou encore la capacité de stockage limitée. L'utilisation

de l'hydrogène pourrait permettre de répondre à certains de ces inconvénients.

L'une des stratégies actuelles pour l'utilisation de l'hydrogène comme moyen de stockage consiste à le produire à partir de surplus d'électricité du réseau via un électrolyseur. Une fois produit, celui-ci peut être compressé pour être stocké à des pressions plus élevées ou être refroidi pour être stocké à l'état liquide, et ainsi dans les deux cas occuper moins de volume. Dès que l'électricité est en déficit sur le réseau, l'hydrogène peut être converti en électricité, à l'aide d'une pile à combustible ou d'une turbine à combustion par exemple. Cette solution permet de stocker de l'énergie sur le long terme et en grande quantité, en complément des autres solutions évoquées plus haut. En effet, les inconvénients de la filière évoqués restent les mêmes : celle-ci est encore onéreuse, et le rendement global de la chaîne reste faible.

D'autres usages de l'hydrogène existent ou sont à l'étude, comme l'utilisation dans des groupes électrogènes (*H2SYS*) ou encore en combustion dans des turbines pour produire de l'électricité (*Engie, GE Vernova*). Toutes les applications évoquées sont visibles en Figure 1.10. Sur cette figure de Michael Liebreich, les différents cas d'application de l'hydrogène sont classés, sur une échelle verticale allant d'un usage inévitable de l'hydrogène en haut, à un usage non compétitif actuellement en bas. Les cas sont aussi déclinés selon les alternatives possibles à l'hydrogène. Ce classement, tiré de [37], présente un cas global de l'état actuel de la filière. Pour être certain de la pertinence de l'emploi de l'hydrogène ou non dans un cas et un contexte donnés, il convient de l'étudier et le comparer aux solutions alternatives, selon différents critères. Il s'agit de l'objet de cette thèse, et plus largement du projet HyLES dans lequel elle s'inscrit.



*Comme ammoniac ou méthanol **Comme e-carburant ou équivalent ***Comme système hybride

FIGURE 1.10 – Échelle qui regroupe tous les cas d'utilisation de l'hydrogène et les classe selon leur pertinence et leurs alternatives possibles. Traduit de [37]. Les cases entourées en rouge seront traitées dans le présent manuscrit.

1.2 Le projet HyLES

C'est dans ce contexte que s'inscrit le projet ANR HyLES, pour intégration de l'Hydrogène dans Les réseaux faiblement ou non interconnectés. Réunissant des laboratoires de l'Université Bourgogne Franche-Comté (FEMTO-ST), l'Université

de la Polynésie française (GEPASUD), l'Université di Corsica Pasquale Paoli (SPE) et l'Université de La Réunion (ENERGY-lab), l'objectif du projet est d'analyser l'intégration de l'hydrogène à l'échelle de deux départements et d'une collectivité d'Outre-mer français : la Corse, La Réunion et la Polynésie française. Ainsi, le projet répond principalement à la question suivante : quel rôle pour l'hydrogène dans la décarbonation des îles ? Parmi les différents usages de l'hydrogène détaillés précédemment, certains pourraient avoir une certaine pertinence au sein des milieux insulaires étudiés. En particulier, le projet s'intéresse à l'hydrogène comme moyen de stockage de l'électricité ou comme alternative aux carburants fossiles dans la mobilité. En effet, les autres usages, industriels en particulier, sont quasi inexistantes sur les territoires considérés.

Territoires étudiés

Les trois territoires étudiés au sein du projet ont été choisis en partie grâce à la présence de laboratoires de recherche locaux traitant de problématiques hydrogène, mais surtout grâce à leurs contextes énergétiques très contrastés. Ceci permet en effet de pouvoir étudier l'intégration de l'hydrogène au sein d'environnements et de cadres énergétiques distincts, afin de pouvoir proposer une méthodologie la plus générique possible et obtenir des résultats pouvant être comparés mais aussi dupliqués pour d'autres îles avec des situations similaires.

La Figure 1.11 résume les principales différences entre les trois territoires étudiés en termes de superficie, de démographie, d'interconnexion, de taux d'indépendance énergétique, de puissances installées, de pénétration des énergies renouvelables dans le mix électrique, de consommation d'énergie finale, de consommation électrique par habitant ou encore des émissions de CO₂ par habitant émises par la production électrique. En raison de l'absence de données récentes en libre accès pour la Corse, les émissions de CO₂ directes émises par le système énergétique complet n'ont pas pu être comparées. Celles-ci étaient de 4,67 tCO₂eq./hab en 2022 pour La Réunion [18], et de 4,2 tCO₂eq./hab en 2021 pour la Polynésie française [38].

Si ces deux territoires sont des zones non-interconnectées (ZNI), ce n'est pas le cas de la Corse, qui dispose de deux interconnexions électriques avec l'Italie. Une autre particularité de ce territoire réside dans la saisonnalité marquée de sa consommation énergétique annuelle sous l'effet du tourisme. Pour ces raisons, l'autonomie énergétique de cette île a été fixée à 2050. La caractéristique principale de la Polynésie française est l'éclatement du territoire en plus de 100 îles sur plusieurs millions de kilomètres carrés, impliquant des consommations non négligeables en mobilité aérienne et maritime. Aucune autonomie énergétique n'a été fixée par la loi française pour ce territoire. Enfin, les caractéristiques de La Réunion, présentées précédemment, montrent un développement des énergies renouvelables (EnR) plus avancé. Le processus de développement de l'autonomie énergétique de cette île, prévu par la LTECV pour 2030, sera étudié dans le présent manuscrit.

Horizons étudiés

Au sein du projet et du présent manuscrit, deux horizons temporels sont étudiés, représentés par les termes « moyen terme » et « long terme ». En lien avec les objectifs énergétiques des territoires, les deux horizons sont respectivement représentés par les années 2030 et 2050. En effet, le moyen terme prend en compte l'inertie du système électrique actuel, et doit permettre d'opérer une transition considérant les

contraintes rencontrées actuellement sur les territoires. Sur le long terme, davantage d'hypothèses peuvent être émises, afin de prendre en compte un spectre plus large d'évolutions possibles du système électrique. Pour cette raison, l'autonomie énergétique sera plutôt évaluée sur ce deuxième horizon.

Le court terme ne sera pas traité dans le présent travail. Celui-ci peut représenter une échelle temporelle allant de quelques jours à quelques mois, ce qui n'est pas en adéquation avec les objectifs de prospection du projet et des territoires étudiés.

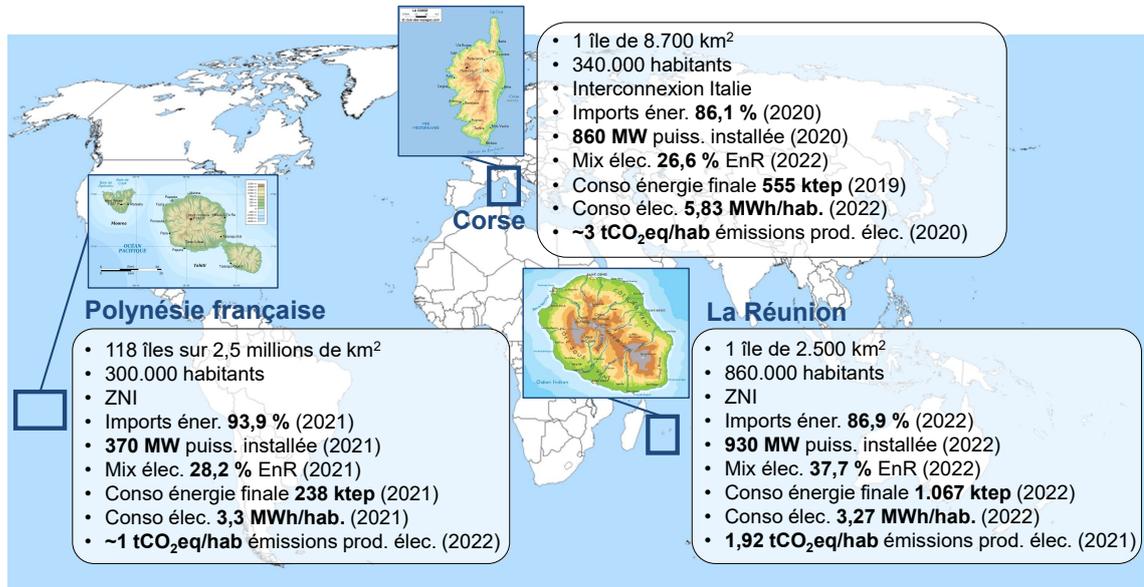


FIGURE 1.11 – Comparaison des trois territoires étudiés au sein du projet HyLES. Données majoritairement issues de [18].

1.3 Positionnement de la thèse

1.3.1 Problématiques de recherche

Au vu du contexte énergétique mondial rappelé précédemment, ainsi que de celui spécifique des milieux insulaires, il est clair que de nombreuses solutions peuvent, et doivent, être mises en place pour amorcer une transition énergétique globale. Parmi ces solutions, l'hydrogène bas carbone fait partie des solutions envisagées sur tous les continents, et pour des applications variées. De nombreuses promesses s'articulent autour de ce vecteur énergétique, mais celui-ci connaît également de nombreux freins et limites à son développement. Ainsi, la première question à laquelle répondra le présent travail est la suivante :

Q1. Dans quelles mesures l'hydrogène peut-il contribuer à la transition énergétique, notamment dans un contexte insulaire ?

Jusqu'à présent, la réponse à cette question n'est pas connue, l'hydrogène n'étant que rarement considéré à l'échelle d'un réseau insulaire ou dans un objectif d'autonomie énergétique. Après avoir répondu à cette question, il sera possible d'étudier en détail les technologies hydrogène. En particulier, le travail permettra de répondre à la question suivante :

Q2. Quels paramètres ont le plus d'influence sur l'optimisation des systèmes énergétiques dans une zone non-interconnectée ?

De nombreux paramètres, qu'ils soient techniques, économiques ou encore environnementaux, et pouvant varier dans l'espace et dans le temps, peuvent être utilisés pour l'optimisation de systèmes énergétiques. En effet, comme cela a été évoqué en section précédente, les contextes énergétiques de chaque territoire insulaire sont uniques, et présentent chacun une grande variété de défis et d'opportunités.

1.3.2 Objectifs et limites

Pour permettre de répondre à ces deux problématiques, plusieurs objectifs ont été fixés. Afin de pouvoir étudier l'intégration de l'hydrogène dans un réseau électrique insulaire, le premier objectif est de proposer un outil de modélisation open-source. Celui-ci aura comme but d'être utilisable quelle que soit la ZNI étudiée, à condition de pouvoir accéder à un minimum de données concernant le réseau électrique. Cet outil doit permettre par la suite d'intégrer plusieurs scénarios, comprenant de l'hydrogène ou non. Pour des raisons de disponibilité des données et de complexité du modèle, seule la partie haute tension du réseau électrique (HTB) sera détaillée. De plus, cet outil ne prendra pas en compte de modélisation dynamique du réseau électrique. Les simulations opérant à un pas de temps horaire, des paramètres tels que l'inertie du réseau ou les réserves primaires, secondaires ou tertiaires ne seront pas évalués.

Afin d'évaluer l'objectif d'autonomie énergétique de La Réunion, le deuxième objectif consiste en la proposition de scénarios de production électrique à moyen et long terme. Ceux-ci seront comparés sur différents aspects techniques, économiques et environnementaux. L'évolution des réglementations actuelles étant incertaine, des hypothèses seront formulées, par exemple sur la consommation électrique à moyen et long terme. Cet aspect crucial du système énergétique ne sera ainsi pas étudié en profondeur. Les résultats obtenus constitueront cependant une base solide de travail, et des analyses de sensibilités seront menées pour évaluer l'influence des paramètres évoluant au sein du système énergétique modélisé.

Finalement, l'hydrogène sera considéré dans le réseau électrique insulaire comme carburant alternatif de la mobilité routière, comme réactif pour la production de carburants alternatifs pour les secteurs aériens et maritime, et comme moyen de stockage de l'électricité. Le dernier objectif est ainsi d'évaluer la pertinence de l'hydrogène dans chacun de ces cas, sur différents critères techniques, économiques et environnementaux. Les résultats obtenus seront propres au cas de La Réunion.

L'hydrogène sera produit localement, et aucune importation ne sera considérée dans le présent travail, afin de respecter l'objectif d'autonomie énergétique de l'île étudiée. Alors que différents pays cherchent à se positionner aujourd'hui sur le sujet d'un marché mondial de l'hydrogène, l'éloignement de La Réunion, la limitation de la ressource locale et les incertitudes sur le positionnement de l'île sur les routes de l'hydrogène [39] justifient l'absence de modélisation de marché de l'hydrogène. De plus, aucune nouvelle interconnexion ne sera considérée, comme cela a pu être fait dans la littérature scientifique sur le sujet. En effet, cela n'irait, une nouvelle fois, pas dans le sens d'une autonomie énergétique. De plus, l'île la plus proche de La Réunion, l'île Maurice, possède un mix électrique encore fortement basé sur les énergies fossiles. Inclure une interconnexion avec cette île ajouterait une complexité

importante à l'analyse, en modélisant la transition énergétique de deux territoires simultanément. Ainsi, bien que le travail se veuille répliquable à tout territoire insulaire à travers la méthodologie mise en place, de nombreuses hypothèses propres au cas de La Réunion seront faites.

1.3.3 Organisation du manuscrit

Le présent manuscrit s'articule autour de six chapitres, dont un d'introduction et un de conclusion. Les quatre chapitres qui constituent le cœur du manuscrit présentent le travail de thèse, et apportent les éléments nécessaires afin de répondre aux problématiques de recherche précédemment énoncées. Au début de chacun de ces chapitres, une description de l'état de la littérature scientifique sera faite. La Figure 1.12 représente un réseau énergétique insulaire comportant de l'hydrogène. Pour des raisons de clarté et de logique, la construction du manuscrit suit ce schéma, et l'agencement des chapitres y est illustré. La Figure 1.13, quant à elle, décrit la logique d'enchaînement derrière la structuration du présent manuscrit.

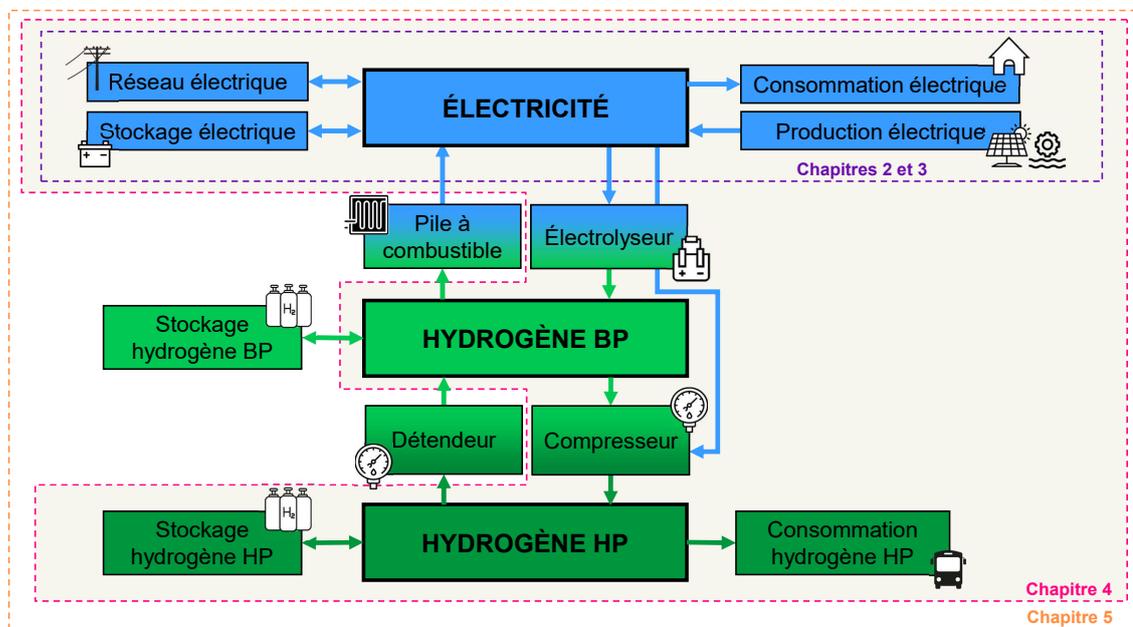


FIGURE 1.12 – Schéma représentant les segments du réseau électrique traités par chaque chapitre du manuscrit. BP est pour basse pression et HP pour haute pression.

Après ce premier chapitre d'introduction, le **Chapitre 2** présente la méthodologie employée pour modéliser le réseau électrique d'un territoire insulaire. Ce chapitre débutera par une revue de la littérature scientifique sur le sujet, et comparera en particulier les outils existants pour modéliser et simuler de tels systèmes. L'outil choisi dans le cadre de la thèse sera ensuite présenté et détaillé. Enfin, des modèles de production d'électricité, intermittente ou non, seront proposés dans le cas de La Réunion, afin d'obtenir une modélisation complète du réseau électrique de l'île.

Le **Chapitre 3** traite ensuite de projections sur les réseaux électriques : en particulier, la consommation et la production électrique sont projetées sur le moyen et le long terme. Si un état de l'art permettra d'exposer les tendances de la littérature sur le sujet, ce chapitre est principalement appliqué au cas de La Réunion, avec l'étude

de rapports et documents stratégiques locaux et la conception de plusieurs scénarios qui seront utilisés dans la suite du travail.

Ce chapitre se termine sur une étude spécifique portant sur l'évaluation des impacts du changement climatique à long terme à La Réunion. S'il est possible de dessiner des tendances sur la consommation électrique ainsi que sur certaines filières de production d'électricité, cette dernière étude sera principalement qualitative.

Dans le **Chapitre 4**, l'intégration de l'hydrogène comme carburant pour la mobilité dans les systèmes énergétiques insulaires est étudiée. Jusqu'à quatre types de mobilité sont analysés, chacun avec ses spécificités. Un état de l'art de chacune des solutions débute le chapitre, ainsi qu'une méthodologie globale d'étude.

Dans un premier temps, un réseau d'autocars est étudié, et la solution hydrogène est comparée à la solution électrique à batteries. Ensuite, le cas d'une ligne ferroviaire alimentée à l'hydrogène est détaillé, afin de pouvoir estimer les impacts économiques et environnementaux d'une telle installation sur l'île de La Réunion. Enfin, l'hydrogène est considéré dans la production de carburants alternatifs pour les secteurs maritime et aérien.

Dans le **Chapitre 5**, l'intégration de l'hydrogène comme moyen de stockage de l'électricité dans les systèmes énergétiques insulaires est étudiée. Pour cela, une optimisation bi-objectifs est mise en place, minimisant les coûts du système, ainsi que ses émissions de dioxyde de carbone. Plusieurs évolutions possibles du réseau sont analysées, afin de comparer les tendances résultantes des hypothèses formulées.

Le **Chapitre 6** conclut le travail présenté dans ce manuscrit et fournit des perspectives à des travaux menés dans la continuité de celui-ci.

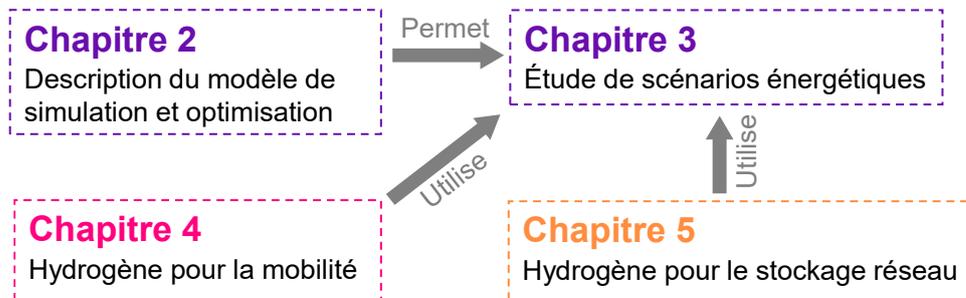


FIGURE 1.13 – Schéma représentant la logique entre les différents chapitres.

CHAPITRE 2

Modélisation du réseau électrique local

Points clés

- Ce chapitre décrit la modélisation du réseau électrique insulaire.
- La plateforme open-source PyPSA est utilisée pour modéliser le réseau électrique local.
- La modélisation et l'optimisation du réseau se font via un algorithme d'optimisation en programmation linéaire et une minimisation des coûts de fonctionnement et d'investissement. Les installations de stockages sont dimensionnées, les lignes du réseau électrique peuvent être renforcées, et le mix électrique horaire est déterminé.
- Des modèles de production d'énergie intermittente sont déterminés à l'aide de données historiques ou de données constructeur.

Le réseau électrique, tel qu'introduit dans ce chapitre, est schématisé en Figure 2.1.



FIGURE 2.1 – Schéma du système étudié dans le Chapitre 2.

Sommaire

2.1	Introduction	26
2.2	État de l'art	26
2.2.1	Études de systèmes énergétiques insulaires	26
2.2.2	Comparaison des différentes solutions existantes	29
2.3	Modélisation avec l'outil PyPSA	33
2.3.1	Variables d'optimisation	34
2.3.2	Contraintes	35
2.3.3	Fonction objectif	37

2.4	Données utilisées	38
2.5	Modèles de production d'électricité intermittente	41
2.5.1	Modèle photovoltaïque	42
2.5.2	Modèle éolien	43
2.6	Autres modèles de production d'électricité	46
2.6.1	Modèle hydraulique	46
2.6.2	Modèle énergie thermique des mers	48
2.6.3	Cas de la biomasse et de la géothermie	49
2.7	Prise en compte de la contrainte géographique	49
2.8	Conclusion	51

2.1 Introduction

Pour étudier les capacités d'un réseau électrique insulaire à moyen et long terme, la première étape est de modéliser celui-ci, rendant ainsi possible la simulation et l'optimisation.

Ce chapitre débute avec une description de la littérature sur le sujet : des travaux qui étudient des systèmes énergétiques insulaires sont présentés, et différents outils existants pour modéliser de tels systèmes sont introduits. Puis, l'outil qui a été utilisé pour le travail de thèse est présenté. S'en suit la description du problème d'optimisation étudié : variables, contraintes et fonction objectif sont détaillées.

Le suite du travail se focalise alors sur le cas de La Réunion. Pour finaliser la modélisation du réseau électrique local, les différentes données de ce dernier sont décrites et des modèles de production d'électricité, intermittente ou non, sont déterminés. Pour clore ce chapitre, un travail sur le logiciel QGIS de prise en compte de contraintes géographiques locales est présenté.

2.2 État de l'art

Comme cela a été introduit dans le chapitre précédent, les systèmes insulaires présentent des caractéristiques particulières en termes de transition énergétique. Ces systèmes sont ainsi régulièrement des cas d'étude de la littérature scientifique. Les articles traitant de ces sujets seront ainsi présentés dans un premier temps. Dans un second temps, différents outils pour l'optimisation de réseaux énergétiques seront introduits : algorithmes d'optimisation, solveurs, langages de modélisation, ou encore outils complets pour la modélisation de systèmes électriques.

2.2.1 Études de systèmes énergétiques insulaires

Quelques revues de la littérature existent sur le sujet des systèmes énergétiques insulaires. C'est le cas de [40], qui compare des études de 73 îles au total, celles-ci allant du Japon à une île danoise d'une vingtaine d'habitants. Cet article met en valeur le fait qu'il y aurait trois catégories distinctes dans les études d'optimisation de systèmes énergétiques hybrides et renouvelables.

On trouve tout d'abord les études d'évaluation du potentiel renouvelable, puis les études de consommation énergétique, et enfin les études de dimensionnement et

d'optimisation de système énergétique. C'est dans ce dernier point que le présent travail se concentre, bien que quelques parties du manuscrit se pencheront sur des aspects appartenant aux deux autres catégories.

La revue aborde finalement les différents objectifs des problèmes d'optimisation présents dans la littérature : on retrouve des minimisations économiques, environnementales, des optimisations techniques, ou encore des approches multi-objectif. Pour effectuer ces optimisations, plusieurs outils existent. Quelques uns, parmi les principaux utilisés, seront décrits plus en détail dans la Sous-section 2.2.2.

Dans la globalité, les études de la littérature partagent toutes le même schéma : une île, fortement dépendante aux importations, le plus souvent d'origine fossiles, possède un objectif de mix électrique 100 % renouvelable pour un certain horizon. La problématique des ces articles est alors de proposer une méthodologie pour évaluer la faisabilité d'un tel objectif selon différents critères définis. Les mix électriques finaux sont souvent étudiés, mais la transition énergétique à déployer au fil du temps peut aussi être détaillée.

Par exemple, dans [41], l'objectif d'une électricité 100 % renouvelable est visé pour 2030 pour La Barbade (Caraïbes), alors que l'île est actuellement dépendante à plus de 95 % aux importations fossiles pour la production électrique. Pour étudier la transition de l'île, les auteurs utilisent l'outil oemof [42] et adoptent une approche « greenfield ». Cette approche suppose une modélisation initiale d'un système électrique vierge, alors qu'une approche « brownfield » repartira du système électrique existant. Les auteurs de l'article choisissent ici la première approche car ils supposent que la majorité des installations actuelles seront retirées d'ici 2030. L'objectif de leur problème d'optimisation est de minimiser les coûts opérationnels et d'investissement dans de nouvelles unités de production et de stockage, et différents scénarios de demande électrique et de coûts sont testés. Finalement, les auteurs justifient qu'un mix électrique 100 % renouvelable pourrait être atteint, en considérant même une électrification des bateaux de croisières et des véhicules individuels. Des importations de bio-diesel pourraient cependant être nécessaires selon les scénarios, l'objectif premier de l'île n'étant pas l'autonomie électrique.

Pour tenter de résoudre ce problème d'autonomie, certaines îles d'un même archipel peuvent compter sur des interconnexions entre elles. C'est le cas par exemple des Açores (Portugal, Atlantique), où des interconnexions peuvent être envisagées. En effet, dans [43], des liaisons électriques entre 5 des 9 îles sont modélisées via une minimisation des coûts totaux. Les deux objectifs de l'étude sont d'installer davantage de renouvelable localement et de favoriser les interconnexions.

Une autre étude modélise des interconnexions encore non existantes [44]. Celle-ci traite des Îles Féroé, 18 îles du Danemark situées dans l'océan Atlantique nord. Là-bas, un objectif d'électricité à 100 % d'origine renouvelable est visé pour 2030, alors que ce taux était de 41 % en 2019. Onze îles sont déjà interconnectées, représentant 90 % de la consommation. Pour évaluer l'objectif énergétique, l'outil Balmorel [45] est utilisé. Une minimisation des coûts d'investissement et de fonctionnement est modélisée, et deux contraintes politiques spécifiques sont introduites. La première consiste en une baisse linéaire des émissions de CO₂, pour atteindre des émissions nulles en fonctionnement en 2030. La seconde consiste en une augmentation du taux de pénétration des technologies photovoltaïque/éolien, passant de 60 % en 2020, à 80 % en 2021, puis linéairement à 100 % en 2030. De potentielles nouvelles interconnexions sont ajoutées au modèle, et plusieurs scénarios sont testés. Ces derniers

consistent en des choix de technologies de stockage ou de production d'énergie, mais aussi en des simulations sans contrainte sur les émissions de CO₂. Finalement, les auteurs obtiennent que le meilleur résultat économique de leurs simulations consiste en un mix électrique à seulement 87 % d'énergie renouvelable, le reste étant fourni par des centrales thermiques fossiles.

Il arrive que, pour atteindre leurs objectifs, certaines études scientifiques doivent combiner plusieurs outils. C'est le cas par exemple d'un article qui traite de l'objectif d'électricité 100 % renouvelable à horizon 2050 pour les 7 îles des Canaries (Espagne, Atlantique) [46]. Bien que 99 % de l'énergie primaire de ces îles soient d'origine fossile importée, ces dernières possèdent plusieurs avantages : deux îles sont déjà interconnectées, et davantage de liaisons sont possibles dans le futur. Les auteurs mettent ainsi en place une connexion entre un modèle de planification sur le long-terme et un modèle de planification opérationnelle. Le premier, Mesap-PlaNet [47], permet une planification de la transformation du système énergétique. Le second outil s'appelle REMix [48] et optimise économiquement l'usage des moyens de production pour assurer un équilibre offre-demande. La méthodologie mise en place permet aussi une optimisation de la demande énergétique. Plusieurs scénarios avec plusieurs interconnexions et différentes stratégies de transfert de charge sont testés.

De la même façon, un article combine le modèle TIMES [49], modèle de planification sur le long terme, au modèle EnergyPLAN [50], modèle de planification opérationnelle. Cette combinaison est appliquée à l'île Hinnoya, la plus grande île norvégienne [51]. Sur celle-ci, plus de 90 % de l'électricité est importée du continent ; des importations de fuel sont aussi nécessaires pour certaines industries et pour la grande majorité de la mobilité. L'objectif de cette étude est ainsi de réduire les émissions de CO₂ du système par rapport à celles de 1990, tout en minimisant les coûts totaux de celui-ci. Pour cela, plusieurs scénarios sont définis, prenant en compte par exemple la fin de la vente des voitures thermiques, l'augmentation de la taxe carbone ou des objectifs de taux de renouvelable local. En particulier, l'étude se concentre sur la transition du domaine du transport. Différents véhicules sont envisagés : véhicules individuels, transport public, fret, ou encore ferries. Finalement, les auteurs concluent que les politiques actuelles permettront d'atteindre une réduction de 30 % des émissions de CO₂ en 2050 par rapport à 1990, alors qu'une réduction de 100 % est possible avec une combinaison des scénarios simulés.

Le modèle TIMES évoqué ci-dessus a aussi été employé dans quelques études sur La Réunion [52–54]. Dans celles-ci, un mix électrique 100 % renouvelable ou une autonomie électrique sont visés pour 2030. Différents scénarios sont testés, comme des installations de diverses capacités de technologies de production d'électricité variées, ou des limitations sur le taux de pénétration des énergies intermittentes. Un article en particulier se distingue des autres, en évaluant deux indicateurs cinétiques et de synchronisation lors de chaque simulation [55]. L'objectif de la méthodologie est toujours de viser un mix électrique 100 % renouvelable en 2030. Seulement, d'après les auteurs, la limite de pénétration des énergies intermittentes de 30 % précédemment introduite ne pourrait être respectée. Pour y remédier, davantage d'installations de production sont introduites, le réseau électrique est optimisé avec en particulier l'ajout de nouvelles lignes électriques, et de nouveaux stockages sont mis en place, ainsi que des stratégies de flexibilité de la demande. Parmi celles-ci, on retrouve la possibilité de report à long terme (report dans la journée, par exemple pour un chauffe-eau ou une machine à laver) ou à court terme (arrêt de quelques

installations de chauffage ou de ventilation par exemple). Les stratégies d’effacement permettent d’éviter la surcharge du réseau électrique et réduisent le besoin de le renforcer [56].

Enfin, la transition du mix électrique réunionnais est étudiée à l’aide de l’outil ETEM-SG [57, 58]. Cette étude est effectuée en trois étapes :

1. Dimensionnement des capacités de production par une optimisation économique menée sur des jours typiques, avec comme seule contrainte la réponse à la demande et l’alimentation d’une réserve secondaire.
2. Vérification du résultat obtenu sur une année complète, avec en particulier des données météorologiques types.
3. Vérification de la fréquence et de la tension du réseau dans le cas d’événements critiques à l’aide d’une étude statique et dynamique.

Cette étude conclut sur la faisabilité d’un mix électrique 100 % renouvelable et local. Des investissements dans des installations de stockage seront cependant nécessaires.

Les études détaillées ici sont résumées dans la Table 2.1. D’autres travaux existent avec comme cas d’étude des îles et leur transition énergétique, mais avec des échelles plus petites. Par exemple, cela peut concerner des villes [59] ou des îles peu peuplées [60] avec quelques dizaine de kilowatts de demande horaire.

L’étude menée dans le présent travail de thèse permet un large tour d’horizon des contraintes auxquelles font face les réseaux insulaires : production électrique limitée, contraintes environnementales, objectif d’autonomie. Une méthodologie répliquable à d’autres cas d’étude sera présentée, ainsi qu’un outil de modélisation en libre accès. L’hydrogène, encore peu étudié dans les territoires insulaires, sera pris en compte pour le cas de La Réunion.

2.2.2 Comparaison des différentes solutions existantes

Comme évoqué ci-dessus, de nombreux outils existent pour simuler, modéliser ou optimiser des réseaux électriques. Après une courte présentation des différents algorithmes et langages d’optimisation existants, quelques outils pouvant correspondre aux besoins du présent travail seront comparés.

Algorithmes d’optimisation

Deux méthodes principales sont utilisées pour la résolution de problèmes d’optimisation de systèmes énergétiques [61, 62]. Celles-ci sont décrites par la suite, et leur comparaison est résumée dans la Table 2.2.

La **méthode exacte** d’optimisation permet par le biais du calcul différentiel de trouver la solution exacte d’un problème d’optimisation. Cette méthode possède quelques désavantages, comme par exemple un temps d’exécution long voire une non convergence dans le cas de problèmes complexes ou à grande dimension. Pour être efficace, l’optimisation doit être employée dans le cas d’une fonction objectif convexe, continue et dérivable.

Au sein de cette méthode, plusieurs approches existent. La première, la plus utilisée pour les problèmes d’optimisation, consiste à utiliser un modèle de programmation linéaire (LP). Dans ces modèles, les contraintes et la fonction objectif sont des fonctions mathématiques linéaires. L’objectif de ces problèmes est souvent la minimisation ou la maximisation de critères connus, avec des contraintes de répartition

de ressources limitées connues elles aussi. Les variables d’optimisation peuvent être binaires dans certains cas, et on parle alors de programmation linéaire mixte en nombres entiers (MILP).

Dans un contexte d’optimisation de systèmes énergétiques, des approches non linéaires peuvent parfois être requises. On parle alors de programmation non linéaire (NLP) ou de programmation non linéaire en nombres entiers mixtes (MINLP). Cela permet par exemple d’introduire une variation de l’efficacité nominale ou du coût unitaire d’un composant en fonction de sa taille [63]. Cependant, la programmation linéaire, par rapport à la programmation non linéaire, assure une meilleure convergence et une résolution plus rapide.

Par conséquent, les modèles LP et MILP seront choisis dans la majorité des modèles d’optimisation des systèmes énergétiques. Les contraintes non linéaires doivent alors être linéarisées, avec parfois une perte de précision, et si cela n’est pas possible, des simplifications de modèle doivent être faites.

Année	Réf.	Application	Méthode
2015	[54]	La Réunion	Autonomie élec. 2030 Maximisation surplus énergétique Outil TIMES [49]
2017	[46]	Canaries	Mix élec. 100 % EnR 2050 Minimisation coûts op. et invest. Outils Mesap-PlaNet [47] et REMix [48]
2018	[52]	La Réunion	Mix élec. 100 % EnR 2030 Minimisation coûts op. et invest. Outil TIMES [49]
2018	[53]	La Réunion	Autonomie élec. 2030 Minimisation coûts op. et invest. Outil TIMES [49]
2018	[55]	La Réunion	Mix élec. 100 % EnR 2030 Minimisation coûts op. et invest. Indicateurs cinétiques et synchronisation Outil TIMES [49]
2020	[43]	Açores	Plus de renouvelable, plus d’interconnexions Minimisation coûts op. et invest.
2021	[57]	La Réunion	Mix élec. 100 % EnR 2030 Minimisation coûts op. et invest. Analyse statique et dynamique Outil ETEM-SG [58]
2021	[44]	Îles Féroé	Mix élec. 100 % EnR 2030 Minimisation coûts op. et invest. Contraintes politiques Outil Balmorel [42]
2022	[40]	73 îles	Revue de la littérature
2022	[41]	La Barbade	Mix élec. 100 % EnR 2030 Minimisation coûts op. et invest. Outil oemof [45]
2022	[51]	Hinnoya	Réduction émissions CO ₂ Minimisation coûts op. et invest. Outils TIMES [49] et EnergyPLAN [50]

TABLE 2.1 – Résumé de la comparaison des études de systèmes énergétiques insulaires.

La **méthode approchée** d'optimisation permet d'obtenir une solution dont l'optimalité globale n'est pas garantie. Le problème d'optimisation peut être résolu par une exploration aléatoire, et dans ce cas des résultats différents peuvent être obtenus à chaque exécution du même problème. On parle dans ce cas de méthode « stochastique ». La méthode sera dite « robuste » si une même solution revient fréquemment à chaque exécution. L'optimisation approchée permet de travailler avec des problèmes complexes ou de grande dimension : la convergence d'une telle méthode est assurée, et avec des temps d'exécution plus faibles que dans le cas de la méthode précédente.

Parmi les approches stochastiques, on retrouve par exemple les algorithmes génétiques (GA). Ceux-ci reproduisent les principes d'évolution des espèces, en prenant en compte une population initiale, représentant un ensemble de solutions. Les individus évalués optimaux sont sélectionnés, puis reproduits pour constituer une nouvelle population. Le processus est répété en boucle jusqu'à ce qu'une solution optimale soit trouvée.

La nature mathématique flexible de tels algorithmes leur permet d'effectuer des tâches d'optimisation couplées à des logiciels de simulation ou même à des modèles dits « boîte noire ». Dans ces derniers modèles, la fonction objectif n'est pas clairement définie, seuls certains résultats sont connus, en relation avec les entrées respectives. Ces problèmes ne peuvent pas être résolus par les algorithmes de programmation déterministes.

D'autres approches existent, comme par exemple la combinaison des deux méthodes présentées ci-dessus [64]. Pour le présent travail, le choix a été fait de s'orienter vers les algorithmes de programmation linéaire. En effet, le problème rencontré sera linéaire, convexe, continu et dérivable, et une solution optimale exacte est préférée. Pour ces raisons, ces algorithmes sont majoritairement utilisés par les outils de modélisation.

Méthode	Exemple de modèle	Avantages	Inconvénients
Exacte	Programmation linéaire	- Solution exacte	- Convergence non assurée - Temps d'exécution - Fonction objectif convexe
Approchée	Algorithme génétique, recherche locale	- Adaptabilité à tout type de problème - Temps d'exécution	- Solution approchée - Reproductibilité

TABLE 2.2 – Comparaison des deux méthodes principales d'optimisation.

Langages de modélisation

Afin de créer un problème d'optimisation utilisant un de ces algorithmes, des langages de modélisation sont nécessaires. Les langages de modélisation algébrique (AML) sont des langages de programmation informatique de haut niveau, permettant de décrire et de résoudre des problèmes très complexes, notamment des problèmes d'optimisation à grande échelle. Ceux-ci permettent de réduire considérablement la complexité des problèmes et le temps de codage.

Parmi les langages les plus populaires, on retrouve GAMS, pour General Algebraic Modeling System. S'il s'agit principalement d'un langage de modélisation algébrique, un environnement de développement intégré pour l'édition de modèles existe, ainsi qu'un environnement graphique pour l'utilisateur final. GAMS est relié à plusieurs

solveurs et prend en charge un large éventail de types de problèmes d’optimisation mathématique, comme les problèmes LP ou MILP.

Le choix a cependant été fait de s’orienter vers des langages gratuits accessibles à tous. En effet, un des objectifs du présent travail est de mettre à disposition en open-source le modèle réalisé, afin qu’il puisse être librement utilisé et amélioré. Des outils accessibles sont ainsi nécessaires. La librairie Pyomo, logiciel libre basé sur Python offrant de nombreuses capacités pour formuler, résoudre et analyser des modèles d’optimisation, a d’abord été utilisé. Elle a ensuite été remplacée par Linopy [65], une librairie Python très similaire à Pyomo, mais qui permet une meilleure gestion de la mémoire et des temps de résolution plus courts. Ce changement a été effectué à la suite de la publication de Linopy durant le projet de thèse, offrant ainsi une opportunité d’améliorer les performances des simulations.

Outils de modélisation et d’optimisation

Le choix a été fait de s’orienter vers un outil existant de modélisation et de programmation de réseaux électriques. En effet, de nombreux outils complets et flexibles existent déjà ; partir de zéro et modéliser un système énergétique plus ou moins complexe avec une certaine efficacité de temps de calcul s’avérait délicat à réaliser dans le temps imparti du projet et de la thèse.

L’outil utilisé doit cependant répondre à quelques exigences :

- être basé sur un algorithme de programmation linéaire ;
- être open-source et modifiable (par exemple sous licence libre) ;
- permettre une optimisation de réseaux électriques (placement d’installations, dimensionnement, fonctionnement opérationnel) ;
- pouvoir prendre en compte plusieurs vecteurs énergétiques tels que l’hydrogène ;
- être tenu à jour régulièrement ;
- avoir une bonne documentation.

L’objectif est d’adapter cet outil aux besoins du présent travail, afin d’en proposer une version spécifique aux milieux non-interconnectés par la suite.

Parmi les outils se rapprochant le plus des besoins énoncés, on retrouve : PyPSA [66], GridCal [67], oemof [42], Calliope [68], CapacityExpansion [69], OpenModelica [70], TIMES [49], backbone [71] ou encore Balmorel [45]. La comparaison de ces plateformes, visible en Table 2.3, a été effectuée au début de la thèse, fin 2021. Si celle-ci devait être refaite aujourd’hui, des résultats différents pourraient être obtenus. Cette comparaison a été faite sur la base des critères énoncés plus haut.

La plateforme OpenModelica n’a pas été retenue ; bien que proposant de nombreuses fonctionnalités, cette plateforme s’utilise avec un langage de modélisation peu répandu aujourd’hui. Le choix de cet outil n’aurait ainsi pas suivi la volonté de diffusion du travail effectué, ainsi que sa répliquabilité. Les outils TIMES, backbone et Balmorel utilisent tous les trois le langage de modélisation GAMS, langage commercial non open-source. Ceux-ci n’ont ainsi pas été retenus. La plateforme GridCal, bien que très complète et tout à fait adaptée dans la simulation de réseaux électriques, ne pouvait être utilisée dans le cadre du présent travail en raison de l’absence de couplage sectoriel.

Le choix entre les quatre outils restants (PyPSA, oemof, Calliope, CapacityExpansion) s’est fait par rapport à la qualité de la documentation, l’activité des développeurs et de la communauté, ou encore la précision de la modélisation du réseau électrique. PyPSA répondant positivement à tous ces critères, l’outil a été choisi pour le présent travail. En particulier, une communauté très dynamique entoure les projets liés à cet outil de modélisation. Le modèle présenté dans la suite de ce chapitre a par ailleurs pu être présenté lors du deuxième « user meeting » organisé par l’équipe chargée du développement de PyPSA (voir Annexe A).

Plateforme	Opti. placement	Opti. taille	Langage	Algo.	Adaptabilité	Couplage sectoriel
PyPSA	x	v	Python	MILP	Variables, contraintes	v
GridCal	x	x	Python	LP	x	x
oemof	v	v	Python	MILP	Contraintes	v
Calliope	v	v	Python	MILP	Contraintes	v
CapacityExpansion	x	v	Julia	LP	Variables	v
OpenModelica	v	v	Modelica C++	GA	Limitée	x
TIMES	x	v	GAMS	LP	Contraintes	v
backbone	x	v	GAMS	MIP	x	v
Balmorel	x	v	GAMS	LP	x	v

TABLE 2.3 – Comparaison des outils open-source de modélisation et d’optimisation de réseau électrique.¹

2.3 Modélisation avec l’outil PyPSA

Suite à la comparaison des différents outils existants effectuée, l’outil PyPSA, pour « Python for Power System Analysis », soit Python pour l’analyse des systèmes électriques, a été choisi. Cet environnement Python open-source propose de nombreuses fonctionnalités, et est déjà utilisé dans quelques projets pour différentes applications [72–75]. Aucun modèle de réseau de La Réunion n’étant aujourd’hui disponible en libre accès, le travail suivant a été réalisé en partant de zéro.

Avec PyPSA, le choix a été fait de modéliser un réseau électrique insulaire par ses postes source. Ceux-ci sont les postes de transformation permettant de relier le réseau de transport de l’électricité au réseau de distribution. Ces postes sont connectés entre eux par les lignes de transport haute tension de type B (HTB, tension supérieure à 50 kV) de l’électricité. La raison de ce choix sera détaillée en Section 2.4. A chaque poste source, représenté par un élément *Bus*, on relie un élément *Générateur*, représentant une installation de production d’électricité, ainsi qu’un élément *Charge*, représentant une consommation électrique. Sur certains postes source, des batteries sont installées. Pour modéliser cela, on ajoute un élément *Bus*, relié à notre bus initial par deux éléments *Lien*, représentant la puissance d’entrée et de sortie du stockage. À ce nouveau bus est relié un élément *Stockage*, représentant cette fois

1. Bien que classifiés comme open-source, certains outils peuvent utiliser des logiciels qui ne le sont pas, tels que des langages de modélisation nécessitant une licence payante.

l'énergie stockée. Enfin, les bus électriques sont reliés entre eux par des éléments *Ligne*, représentant les lignes électriques. Cette représentation d'un poste source avec PyPSA est schématisée en Figure 2.2. D'autres éléments seront ajoutés dans les Chapitres 4 et 5, notamment des éléments hydrogène. Pour une meilleure compréhension de la modélisation, un schéma simplifié est proposé en Figure 2.3. En particulier sur celui-ci, les différents bus, ou nœuds, ne sont pas affichés et le sens des flux est précisé.

Les simulations du réseau effectuées sont annuelles, avec un pas de temps horaire. Les données du réseau électrique réunionnais utilisées sont détaillées en Section 2.4, après la présentation du problème d'optimisation global modélisé à l'aide de PyPSA.

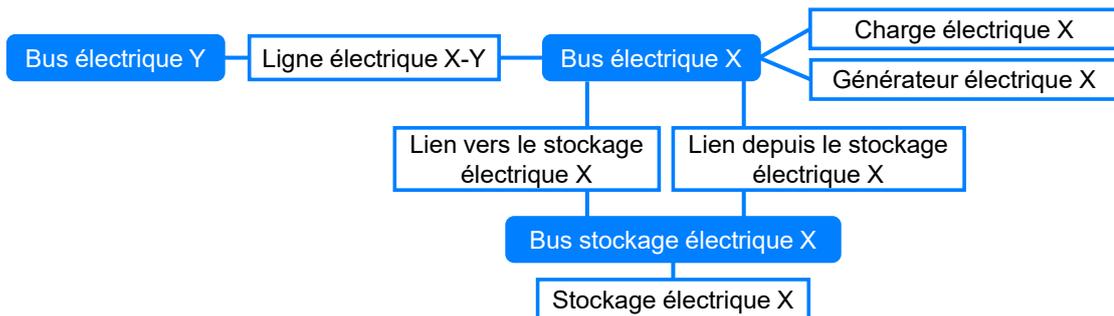


FIGURE 2.2 – Modélisation détaillée d'un poste source du réseau électrique insulaire à l'aide de PyPSA.

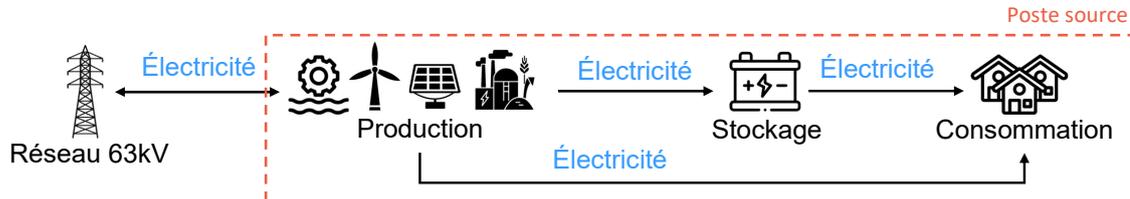


FIGURE 2.3 – Modélisation simplifiée d'un poste source du réseau électrique insulaire.

2.3.1 Variables d'optimisation

Pour simplifier les notations, on introduit les ensembles suivants :

- $t \in \{1, \dots, T\}$ pour les heures simulées sur une année,
- $n \in \{1, \dots, N\}$ pour les postes source du réseau modélisé,
- $k \in \{1, \dots, K\}$ pour les postes source du réseau modélisé ayant une station de ravitaillement en hydrogène installée,
- $s \in \{1, \dots, S\}$ pour les technologies d'un même élément PyPSA présentes sur un même poste source (générateur, stockage, etc.),
- $l \in \{1, \dots, L\}$ pour les lignes électriques du réseau modélisé.

Dans le cas d'une simulation du réseau électrique actuel, le seul élément que l'on souhaite déterminer est la répartition du mix électrique horaire. Les capacités sont alors fixées. Ainsi, les variables d'optimisation seront les suivantes :

- puissance horaire de production d'électricité ($g_{n,s,t}$ en MW) ;

- puissances d’entrée et de sortie des stockages ($h_{i,n,s,t}$ et $h_{o,n,s,t}$ en MW).

La puissance horaire des lignes de transport de l’électricité ($f_{l,t}$ en MW), ainsi que l’état de charge des stockages ($e_{n,s,t}$ en MWh), constituent des variables intermédiaires, obtenues suite à l’optimisation des premières variables introduites.

Dans la suite du manuscrit, le système se complexifie. Par exemple, dans le Chapitre 3, un réseau électrique modélisé sur le moyen et le long terme est optimisé. Ainsi, de nouvelles variables d’optimisation font leur apparition, dans le domaine du dimensionnement :

- capacité de batteries additionnelles à chaque poste source ($\bar{e}_{n,s}$ en MWh) ;
- renforcement possible des lignes électriques (F_l en MVA).

A partir du Chapitre 4, l’hydrogène est introduit dans le système énergétique. On comptera alors les nouvelles variables d’optimisation suivantes :

- puissance nominale des électrolyseurs et compresseurs ($\bar{g}h_{k,ely}$ et $\bar{g}h_{k,comp}$ en MW) ;
- puissance horaire des électrolyseurs et compresseurs ($gh_{k,ely,t}$ et $gh_{k,comp,t}$ en MW) ;
- capacité nominale des stockages basse et haute pression d’hydrogène ($\bar{e}h_{k,s}$ en kgH_2) ;
- flux d’entrée et de sortie des stockages basse et haute pression d’hydrogène ($hh_{i,k,s,t}$ et $hh_{o,k,s,t}$ en kgH_2).

L’état de charge des stockages basse et haute pression d’hydrogène ($eh_{k,s,t}$ en kgH_2) constitue une variable intermédiaire.

Il est possible de considérer d’autres variables d’optimisation avec l’utilisation de PyPSA, bien que cela n’ait pas été le cas du présent travail. Par exemple, de nouvelles lignes électriques auraient pu être optimisées. En raison de l’absence de données sur de tels projets localement, cela n’a pas été considéré. La présence du Parc national limite en effet l’installation de nouvelles lignes. Une fois de plus, il s’agit d’une hypothèse locale qui se répercute sur la modélisation d’un outil réutilisable.

Il est aussi possible d’étudier le dimensionnement des installations de production d’électricité. Cela ne peut être fait conjointement avec l’optimisation de l’intégration de l’hydrogène, en raison de la complexité du problème (système peinant à converger). La Figure 2.4 résume les différentes variables d’optimisation utilisées dans les chapitres de ce manuscrit.

2.3.2 Contraintes

L’outil PyPSA propose de nombreuses contraintes de base utiles à la résolution d’un problème d’optimisation. Parmi celles-ci, on retrouve : la satisfaction de la demande électrique ($d_{n,t}$ en MW) à chaque pas de temps (équation 2.1) ou encore la limitation de la production horaire de chaque générateur par rapport à sa puissance nominale (équation 2.2). Les équations 2.3, 2.4 et 2.5 définissent l’état de charge d’un stockage par rapport à son taux d’auto-décharge ($\eta_{\text{auto},s}$), son état l’instant d’avant et son efficacité de charge (η_i). Dans l’équation 2.3, la spécificité d’entrée ou de sortie du flux n’est pas précisée, la contrainte s’appliquant dans les deux cas. Finalement, la limitation de la puissance horaire des lignes et de leur capacité est représentée dans les équations 2.6 et 2.7.

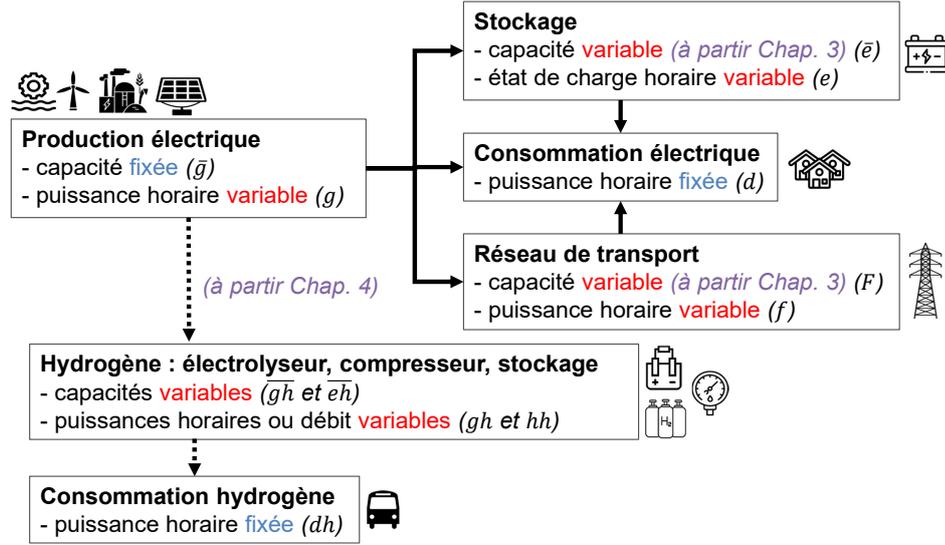


FIGURE 2.4 – Schéma des variables d’optimisation définies dans les différents chapitres du manuscrit.

$$\sum_s g_{n,s,t} - \sum_s h_{i,n,s,t} + \sum_s h_{o,n,s,t} \cdot \eta_o - \sum_l K_{nl} f_{l,t} = d_{n,t} \quad (2.1)$$

$$\underline{g}_{n,s,t} \cdot \bar{g}_{n,s} \leq g_{n,s,t} \leq \hat{g}_{n,s,t} \cdot \bar{g}_{n,s} \quad (2.2)$$

$$0 \leq h_{n,s,t} \leq \bar{h}_{n,s,t} \quad (2.3)$$

$$0 \leq e_{n,s,t} \leq \bar{e}_{n,s} \quad (2.4)$$

$$e_{n,s,t} = \eta_{\text{auto},s} \cdot e_{n,s,t-1} + h_{i,n,s,t} \cdot \eta_i - h_{o,n,s,t} \quad (2.5)$$

$$|f_{l,t}| \leq F_l \quad (2.6)$$

$$F_l \leq \hat{F}_l \quad (2.7)$$

En plus des variables d’optimisation précédemment présentées, de nouveaux paramètres du problème sont introduits. Sur la contrainte 2.1, définissant la satisfaction de la demande à chaque instant, la matrice d’incidence K_{nl} décrit si une ligne l commence ou termine au poste source n (sens conventionnel, décrit à l’aide de -1, de 0 ou de 1). Aucun rendement n’est pris en compte pour la recharge des stockages ($\sum_s h_{i,n,s,t}$), comme la loi des nœuds prend ici en compte l’électricité qui est utilisée et qui quitte donc le nœud. Cette efficacité de charge apparaît dans l’équation 2.5 puisque de l’électricité a été utilisée et ne chargera pas le stockage.

Sur la contrainte 2.2, limitant la production horaire d’un générateur, on introduit $\bar{g}_{n,s}$ la puissance nominale de celui-ci en MW. Il est aussi possible de prendre en compte deux paramètres variant entre 0 et 1, limitant la production horaire du générateur. Ces paramètres sont ici $\underline{g}_{n,s,t}$ pour fixer la puissance horaire minimale, et $\hat{g}_{n,s,t}$ pour fixer la puissance horaire maximale. Ceux-ci sont particulièrement utiles lors de la définition de modèles de production variant en fonction de différents paramètres extérieurs, comme par exemple dans le cas d’une production photovoltaïque. Dans l’équation 2.7, \hat{F}_l représente la capacité maximale de la ligne en MVA, correspondant à la limite que le renforcement peut atteindre. Les pertes sur le transport de l’électricité ne seront pas modélisées dans le présent travail.

Deux nouvelles contraintes sont ajoutées au modèle. Celles-ci limitent le fonc-

tionnement annuel d'une filière, soit selon une quantité produite annuelle, soit selon la disponibilité d'une centrale. Le choix entre l'une ou l'autre des contraintes se fait selon la filière. En effet, il est important de limiter certaines productions électriques, telles que l'hydraulique ou la biomasse, en fonction des ressources locales disponibles. Lorsqu'un coefficient de disponibilité annuel (CF) est connu pour une filière, la contrainte suivante est ajoutée :

$$\sum_{n,t} g_{n,filiere,t} \leq \sum_n CF_{filiere} \times \bar{g}_{n,filiere} \times 8760 \quad (2.8)$$

Dans le cas de La Réunion, cette contrainte concerne les centrales biogaz. Le coefficient de disponibilité utilisé sera tiré de la littérature.

Quand une production maximale annuelle (ProdMax en MWh) est disponible, la contrainte suivante est ajoutée :

$$\sum_{n,t} g_{n,filiere,t} \leq \text{ProdMax}_{filiere} \quad (2.9)$$

Dans le cas de La Réunion, cette contrainte concerne les filières biomasse, hydraulique et géothermie. Les productions maximales annuelles utilisées seront soit tirées de rapports locaux prospectifs, soit estimées à partir de modèles détaillés.

2.3.3 Fonction objectif

Dernier élément du problème d'optimisation, la fonction objectif évalue la quantité à minimiser ou à maximiser afin d'optimiser les variables. Pour la simple simulation du réseau, l'optimisation ne comporte qu'une seule fonction objectif, minimisant les coûts d'exploitation du réseau (o_s en €/MWh) sur une année de fonctionnement. L'équation de celle-ci est la suivante :

$$\min \sum_t \left[\sum_{n,s} o_s g_{n,s,t} + \sum_{n,s} o_s h_{o,n,s,t} \right] \quad (2.10)$$

Dans les Chapitres 3, 4 et 5, lorsque des variables de dimensionnement seront introduites, la fonction objectif intégrera un nouveau terme pour minimiser les coûts d'investissement (c_s en €/MWh, et c_l en €/MVA). L'équation de celle-ci sera alors :

$$\min \sum_{n,s} c_s \bar{e}_{n,s} + \sum_l c_l F_l + \sum_t \left[\sum_{n,s} o_s g_{n,s,t} + \sum_{n,s} o_s h_{o,n,s,t} \right] \quad (2.11)$$

Ces coûts d'investissement et de fonctionnement sont définis à partir de différents paramètres.

$$o_s = \frac{cc_s}{\eta_s} + vOM_s \quad (2.12)$$

$$c_s = \left(\frac{i \cdot (1+i)^{v_s}}{(1+i)^{v_s} - 1} + \frac{fOMP_s}{100} \right) \times CAPEX_s + fOMt_s \quad (2.13)$$

Dans l'équation 2.12, les coûts opérationnels dépendent des coûts du carburant (cc_s en €/MWh, utilisé seulement dans le cas de ressources importées), du rendement de l'installation (η_s) et des coûts variables d'opération et de maintenance (vOM_s en

€/MWh).

Dans l'équation 2.13, les coûts d'investissement dépendent du taux d'intérêt (i), de la durée de vie de l'installation (v_s), des coûts fixes d'opération et de maintenance ($fOMp_s$ en pourcentage de l'investissement initial et/ou $fOMt_s$ en €/MW) et de l'investissement initial de l'installation ($CAPEX_s$ en €/MW). Le premier terme, nommé facteur de récupération du capital (*capital recovery factor* en anglais), permet d'annualiser les coûts d'investissement [76]. Comme l'optimisation est réalisée sur une période d'un an, l'application d'un taux d'actualisation n'est pas nécessaire. Ce dernier est en général pertinent pour des analyses de planification à long terme. Dans le cas où l'on souhaiterait évaluer la rentabilité des investissements sur une durée étendue, l'utilisation du taux d'actualisation serait requise.

2.4 Données utilisées

De nombreuses données sont nécessaires pour modéliser un réseau électrique complet. Dans cette section, les données du réseau électrique réunionnais utilisées sont présentées, et les hypothèses faites dans le cas de données manquantes sont détaillées.

Réseau électrique

Pour commencer avec ce qui constitue la trame du réseau électrique, la liste des différents postes source (25 actuellement) et leur localisation ont été obtenues sur la plateforme OpenData de EDF [77]. Sur la même plateforme, la liste des lignes électriques HTB a pu être récupérée, ainsi que leur tension (63 kV) et leurs coordonnées Geoshape, permettant de calculer leur longueur. La seule donnée manquante sur ces 43 lignes est leur capacité actuelle. Pour cela, le rapport de l'ADEME sur l'autonomie énergétique des ZNI [78] est utilisé. Dans ce rapport, la capacité admissible de six lignes est donnée. Avec cela, et à défaut d'information supplémentaire disponible, on supposera que toutes les lignes HTB du réseau ont une capacité admissible de 44,7 MVA, sauf trois (dont deux en parallèle) qui ont une capacité admissible de 26,2 MVA. La capacité admissible maximale, fixant la borne supérieure du renforcement possible des lignes, sera fixée à 88 MVA. Cette donnée provient du même rapport.

Le réseau HTB de l'île se limite donc à 25 postes source et 520 km de lignes. Il a été choisi de ne pas modéliser le réseau de distribution de l'île, représentant plus de 10 000 km de ligne pour 4 767 postes de distribution [18]. Les modéliser aurait ajouté un niveau de complexité significatif, rendant le système impossible à résoudre avec des moyens de calcul standards. Davantage d'hypothèses auraient aussi dû être formulées, seules les coordonnées des lignes étant disponibles en libre accès. Ainsi, pour étudier l'intégration de l'hydrogène dans le réseau électrique et l'évolution de ce dernier, seul le transport d'électricité haute tension a été considéré. Les données seront ainsi agrégées au niveau des postes source.

Installations électriques

De la même façon que pour la structure du réseau, les puissances nominales des technologies de production d'électricité et des batteries actuelles ont été récupérées

sur la plateforme Opendata de EDF. Ces données étant affichées par commune, la carte visible en Figure 2.5 et tirée de [78] a été utilisée, afin de répartir les installations par poste source. Certaines données erronées ont aussi pu être corrigées à l'aide du Bilan énergétique de La Réunion [18], tels que des installations associées à la mauvaise commune.

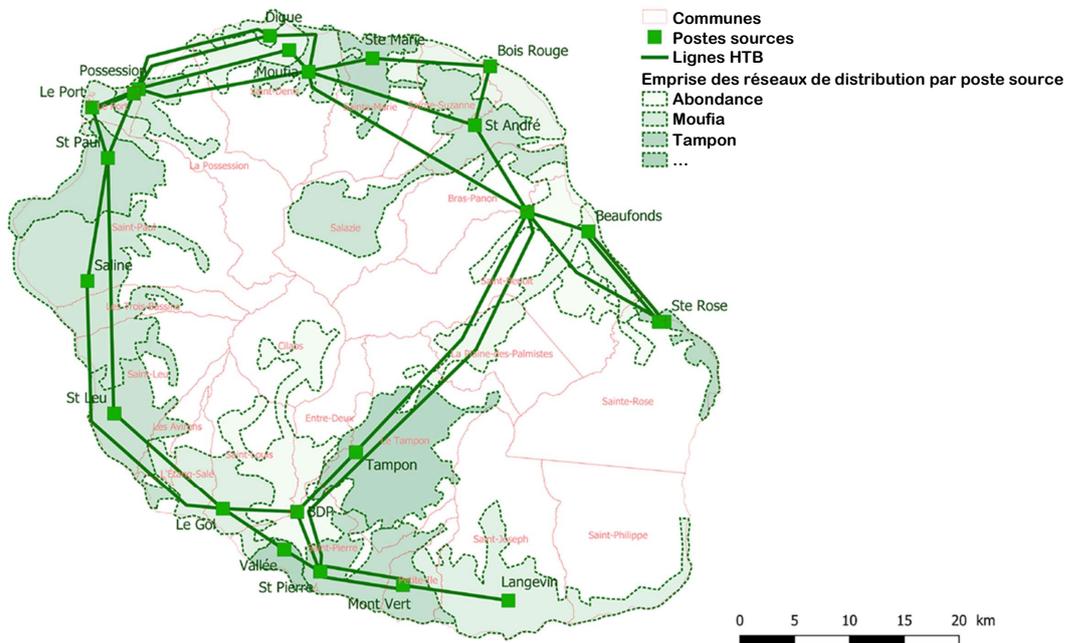


FIGURE 2.5 – Carte du réseau HTB de La Réunion et de l'emprise des réseaux de distribution [78].

Consommation électrique

La consommation électrique représente une des données les plus importantes lors de la modélisation d'un réseau électrique. En effet, celle-ci doit être satisfaite à tout instant et sera le moyen utilisé pour mesurer la capacité du réseau à répondre à la demande. Cependant, aucune donnée de consommation horaire aux postes source n'a pu être obtenue. Les seules données accessibles sur la plateforme Opendata de EDF sont les suivantes : la consommation annuelle par commune depuis 2012, la production annuelle par filière depuis 2018, et la production par filière des dernières 24 heures avec un pas de temps de 5 minutes. Un fichier de production horaire par filière de 2017 à 2019 a aussi pu être récupéré avant sa suppression de la plateforme. Il a ainsi fallu construire des données de consommation pouvant être intégrées à la modélisation du réseau initiée, c'est-à-dire des données de consommation sur un an au pas de temps horaire et par poste source. Pour ce faire, les données de production horaire par filière de l'année 2019 ont été utilisées. Celles-ci sont visibles sur la Figure 2.6. Pour les répartir aux postes source, un coefficient multiplicateur propre à chaque station a été déterminé. L'hypothèse d'une allure de la courbe de charge identique à chaque poste a ainsi été faite. Ces coefficients multiplicateurs sont tirés d'un travail effectué par Paula De Pina Borges dans le cadre de son stage de Master au sein du laboratoire ENERGY-Lab. Dans ce travail, une consommation horaire au niveau des postes source a été construite, avec la prise en compte par exemple de données de résidence principale, d'occupation des logements et d'utilisation des

appareils domestiques.

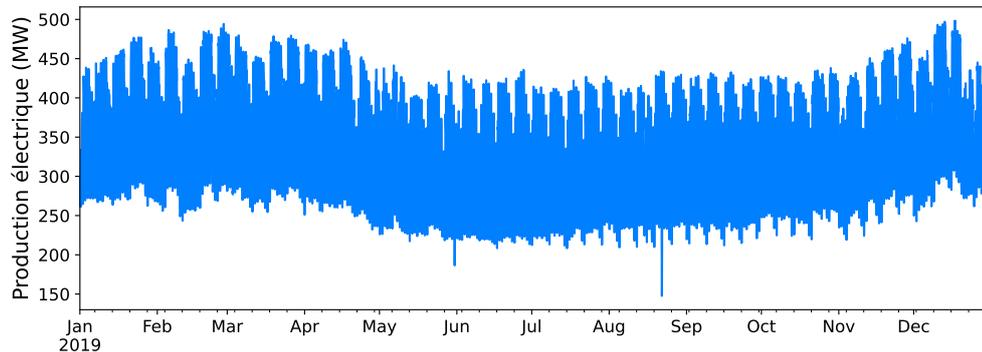


FIGURE 2.6 – Évolution de la production électrique sur l'année 2019 [77].

Données météorologiques

Les données météorologiques sont principalement utilisées dans les modèles de production d'électricité intermittente. En particulier, ce sont des données de température et de rayonnement qui sont nécessaires pour un modèle de production photovoltaïque, et des données de vent pour un modèle de production éolienne.

Concernant la température et le rayonnement, les données d'un TMY (*Typical Meteorological Year* - données météorologiques types) au pas de temps horaire ont été utilisées. Cette année a été construite avec des données au sol de Météo France et du laboratoire ENERGY-Lab à La Réunion, selon la méthodologie standardisée ISO 15927-4. Pour ce faire, des données observées sur une période d'au minimum 10 ans ont été nécessaires.

Concernant le vent, plusieurs jeux de données étaient accessibles : des données de stations Météo France (MF), des données de mesure EDF sur un des deux parcs éoliens de l'île, et enfin des données du modèle de prévision AROME de Météo France. Ce modèle climatique régional haute-résolution utilisé depuis fin 2015 en Outre-mer est mis à jour régulièrement à l'aide de données satellite et radar, et permet des prévisions jusqu'à 42 h d'échéance. La Table 2.4 résume les caractéristiques de ces trois jeux de données.

Nom	Origine	Horizon	Pas	Localisation	Données manquantes
AROME	MF (modèle)	2016-2023	1h	Pixel 2,5 km	~ 10 %
Stations MF	MF (mesure)	2000-2020	1h	Stations MF	2 stations > 68 % 15 stations entre 0,1 et 10 %
Station EDF	EDF (mesure)	03/2018-06/2020	10mn	Parc éolien de Ste Rose	3 mois

TABLE 2.4 – Données de vent accessibles.

Pour simuler une année quelconque, les données AROME vont être utilisées : ce sont les données les plus complètes, avec un point tous les 2,5 km et environ 10 % de données manquantes par an. On choisit d'utiliser les données de l'année 2020, représentant l'année avec le moins de données manquantes (seulement trois jours), celles-ci pourront être comblées par les deux autres jeux de données. L'année 2018

n'est pas choisie car le passage de la tempête tropicale Fakir fin avril est bien visible sur les données de vent, ce qui n'est pas souhaitable pour la simulation d'une année type. L'année 2019 n'est pas non plus choisie car c'est sur cette année que manquent trois mois de données sur le jeu Station EDF ; les données manquantes de AROME n'auraient ainsi pas pu être comblées.

Dans un premier temps, les points sur AROME correspondant aux postes source du réseau sont récupérés. Pour le poste source auquel est relié le parc éolien de Sainte-Rose, les données manquantes sont comblées avec les données du jeu Station EDF moyennées sur l'heure. Pour les autres postes source, les données sont comblées par celles du jeu Stations MF, en utilisant les stations de mesure les plus proches des postes source. Enfin, un point à environ 5 km de la côte Nord est pris pour avoir des données de vent en mer avec AROME. Les données manquantes sont comblées avec les données de la plus proche station MF sur terre. Les monotones de charge des données horaires annuelles obtenues sont visibles en Figure 2.7. La mise en valeur du monotone du point en mer montre la pertinence du développement de l'éolien en mer.

Finalement, des données de précipitation ont été obtenues du projet BRIO de Météo France [79]. Ces données sont journalières et avec une résolution de 12 km. Elles sont composées de données historiques de 1981 à 2014, ainsi que de projections de 2015 à 2100. Le projet BRIO sera présenté dans le Chapitre 3, en Section 3.6, afin de détailler les subtilités entourant ces projections.

Les autres données utilisées, telles que les données techniques, économiques ou environnementales seront définies dans les chapitres suivants. Elles sont aussi réunies en Annexe C.

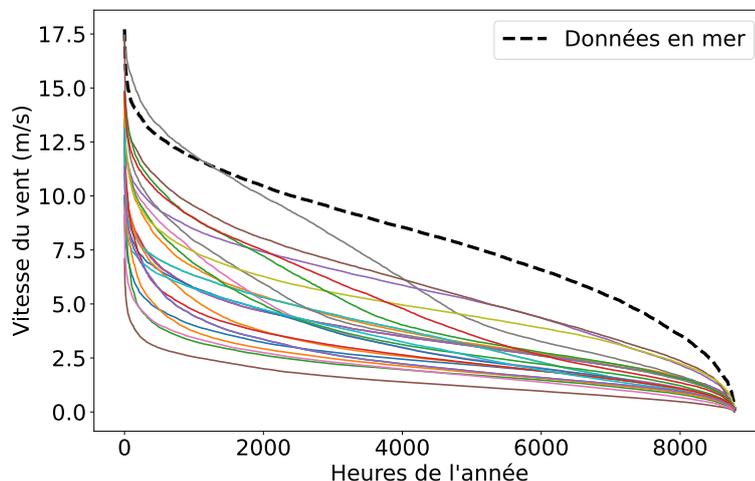


FIGURE 2.7 – Monotone de charge des données horaires de vent utilisées sur une année. La courbe du point en mer est mise en valeur en pointillés.

2.5 Modèles de production d'électricité intermittente

Bien que la répartition du mix électrique horaire fasse partie des variables d'optimisation, cela n'est en réalité pas le cas pour toutes les filières de production d'électricité. En effet, pour certaines technologies, il existe des modèles de produc-

tion pré-déterminés, rendant la technologie faiblement pilotable. C'est le cas des installations de production d'électricité intermittente.

2.5.1 Modèle photovoltaïque

Premier moyen de production intermittente, les panneaux photovoltaïques (PV). Afin de déterminer la production horaire d'une installation PV, dépendant de la température ambiante et du rayonnement solaire, le modèle suivant [80] est utilisé :

$$P_{prod} = \frac{R}{1000 \text{ W/m}^2} \times P_{install} \times \eta \times (1 + \alpha(T_m - 25^\circ\text{C})) \quad (2.14)$$

avec P_{prod} la puissance disponible (W), R le rayonnement en W/m^2 , $P_{install}$ la capacité installée (W), η le rendement de l'installation, correspondant au produit des pertes globales de conversion et du rendement de l'onduleur, α le coefficient de température en $\%/^\circ\text{C}$ et T_m la température du module ($^\circ\text{C}$). Celle-ci dépend de la température ambiante selon le paramètre suivant :

$$T_m = T_{amb} + \gamma \times R \quad (2.15)$$

avec T_{amb} la température ambiante ($^\circ\text{C}$) et γ en $^\circ\text{C.m}^2/\text{W}$, dépendant du montage des panneaux.

Afin de trouver les paramètres caractérisant les installations photovoltaïques déjà installées sur l'île, c'est-à-dire η , α et γ , la méthode des moindres carrés a été employée. Cette méthode est adaptée pour une résolution rapide et efficace. Elle a été utilisée avec des données de l'année 2017 de production photovoltaïque, de puissance installée, de température ambiante et de rayonnement. Seules les valeurs diurnes ont été utilisées, les valeurs nocturnes de production de EDF présentant parfois des valeurs négatives. Les résultats suivants ont été obtenus :

- $\eta = 0,82$,
- $\alpha = -0,35 \%/^\circ\text{C}$,
- $\gamma = 0,06 \text{ }^\circ\text{C.m}^2/\text{W}$.

L'écart quadratique moyen obtenu avec ces paramètres est de 24 MW pour l'année 2017. La production photovoltaïque horaire peut ensuite être obtenue pour tout instant souhaité : on supposera que ces paramètres restent constants sur le long terme. Les seules données nécessaires au fonctionnement du modèle sont alors la puissance installée, les données de température et celles de rayonnement. Les paramètres obtenus représentent une moyenne pour toutes les installations de l'île, et n'ont pas pu être différenciés par poste source. En effet, si les données météorologiques sont disponibles pour plusieurs zones géographiques, la production photovoltaïque de l'île est seulement accessible à l'échelle de cette dernière. Ainsi, le même modèle de production photovoltaïque sera utilisé pour chaque poste source.

Sur la Figure 2.8, le modèle déterminé à été utilisé avec les puissances photovoltaïques installées de 2019, et les données de TMY de température et de rayonnement. Si celles-ci ne sont pas exactement les mêmes que celles de 2017, le modèle montre cependant une production journalière proche de celle historique, tout au long de l'année. L'écart de production sur l'année est d'environ 1 GWh supplémentaire, pour une production totale d'environ 260 GWh.

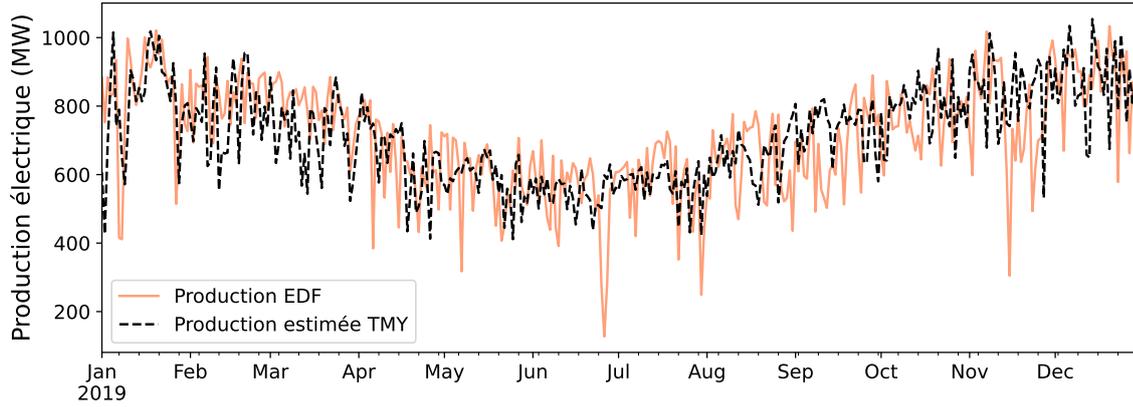


FIGURE 2.8 – Comparaison de la production journalière photovoltaïque réelle de 2019 [77], et de la production journalière modélisée avec PyPSA avec les données de température et de rayonnement de TMY.

2.5.2 Modèle éolien

Afin de déterminer la puissance horaire de la production éolienne en fonction du vent, le modèle suivant a été utilisé [81] :

$$P_{prod} = \begin{cases} 0, & \text{si } u < u_{min} \text{ et } u > u_{max} \\ P_{nom}, & \text{si } u_{nom} \leq u \leq u_{max} \\ \frac{1}{2} \times C_p \times \rho \times u^3 \times A, & \text{sinon.} \end{cases} \quad (2.16)$$

avec u_{min} la vitesse minimale du vent pour laquelle la turbine produit de l'électricité (m/s), u_{max} la vitesse maximale (m/s), u_{nom} la vitesse nominale (m/s), P_{prod} la puissance disponible (W), P_{nom} la puissance nominale (W), C_p le coefficient de performance, ρ la densité de l'air, prise à $1,225 \text{ kg/m}^3$, u la vitesse du vent (m/s) et A la surface balayée par le rotor (m^2). En l'absence de données de pression, il a été supposé que la densité de l'air était constante. Afin de trouver les paramètres caractérisant les installations éoliennes de l'île, c'est-à-dire C_p et A , des données issues des constructeurs sont exploitées.

Le coefficient de performance d'une turbine est déduit de la courbe de puissance en fonction de la vitesse du vent, fournie par le constructeur. Pour les turbines onshore, la courbe de puissance du modèle actuellement installé à La Réunion n'étant pas disponible en libre accès, un modèle proche (*Vestas V100-2.0 MW*) est choisi comme référence. La problématique est la même dans le cas offshore, où peu de courbes de puissances sont disponibles en libre accès. Un modèle de la même marque que les turbines onshore est choisi (*Vestas V164-9.5 MW*). Les courbes de puissance de ces deux turbines sont visibles en Figure 2.9.

Ces courbes permettent de définir un coefficient de performance en fonction de la vitesse du vent, pour des vitesses comprises entre la vitesse minimale et la vitesse nominale. Pour cela, il suffit d'inverser la dernière ligne de l'équation 2.16, et de tracer C_p en fonction du vent. Les résultats sont visibles en Figure 2.10.

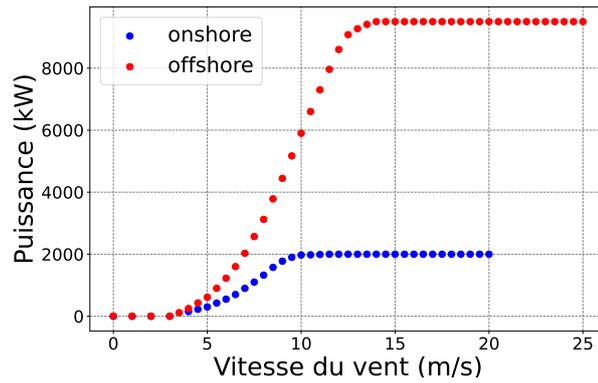


FIGURE 2.9 – Courbes de puissances pour une turbine onshore [82] et une turbine offshore [83].

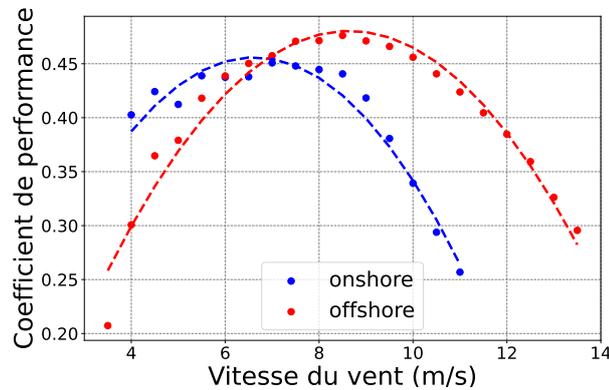


FIGURE 2.10 – Courbes des coefficients de performance des deux turbines modélisées en fonction du vent. En pointillé, les courbes de corrélation dont les équations sont données en Eq. 2.17 et 2.18.

On obtient alors les deux équations suivantes :

$$C_{p,onshore} = -0,01 \times u^2 + 0,1324 \times u + 0,0177 \quad (2.17)$$

$$C_{p,offshore} = -0,0084 \times u^2 + 0,1452 \times u - 0,147 \quad (2.18)$$

Dans le cas des deux turbines choisies, les vitesses minimale, nominale et maximale, ainsi que la surface balayée par le rotor sont renseignées dans la Table 2.5. La production éolienne horaire peut ensuite être obtenue pour tout instant souhaité. Les seules données nécessaires au fonctionnement du modèle sont alors la puissance nominale et les données de vent. On supposera une faible influence de la température sur le productible.

Paramètre	Vestas V100-2.0 MW (onshore)	Vestas V164-9.5 MW (offshore)
Vitesse minimale	3 m/s	3,5 m/s
Vitesse nominale	11,5 m/s	14 m/s
Vitesse maximale	20 m/s	25 m/s
Hauteur du mât	80 m	140 m
Surface balayée par le rotor (A)	503 m ²	21 124 m ²

TABLE 2.5 – Paramètres des deux modèles de turbine choisis.

Les données de vent obtenues sont des données à dix mètres du modèle AROME. Une réévaluation de celles-ci à hauteur du mât des éoliennes doit ainsi être menée pour obtenir un modèle proche de la réalité. Pour cela, deux modèles définis dans [83] sont repris : une évaluation logarithmique de la hauteur pour le vent, et une évaluation barométrique de la hauteur pour la densité de l'air. Un coefficient de rugosité de 0,25 m [84] (cultures hautes, obstacles dispersés) pour les éoliennes terrestres est utilisé.

Afin de vérifier le modèle de production éolienne employé, le facteur de charge des installations locales est simulé. Les résultats suivants sont obtenus :

- Cas onshore, vent et densité de l'air à 80 m : 37 % ;
- Cas onshore, vent à 10 m et densité de l'air constante : 16 %.

Cette différence est visible sur la Figure 2.11, où sont tracées : la production journalière historique de 2019 de la filière éolienne [77], la production estimée avec le modèle déterminé et les données de vent construites, et la production estimée avec les données de vent réévaluées à 80 mètres.

Depuis 2008, le facteur de charge annuel le plus élevé de la filière a été de 13 % [85]. Afin de ne pas surestimer la production éolienne dans les travaux menés, le choix a été fait de ne pas utiliser les données réévaluées à 80 mètres, et de conserver les données initiales.

En toute cohérence, les données à 10 mètres seront aussi utilisées pour le cas offshore. Là encore, le facteur de charge aurait été différent :

- Cas offshore, vents et densité de l'air à 140 m (rugosité à 6.1×10^{-3} m [86]) : 66 % ;
- Cas offshore, vents à 10 m et densité de l'air constante : 41 %.

On remarque ainsi que, dans les deux cas, lorsque les données de vent sont réévaluées, la production électrique est surestimée. À titre de comparaison, en France hexagonale le facteur de charge moyen régional de l'éolien onshore ne dépasse pas les 30 % [87]. Au niveau mondial, le facteur de charge de l'éolien offshore ne dépasse en moyenne pas les 45 % [88]. Bien que le modèle obtenu présente certaines limites, il s'agit de la meilleure approximation disponible. La validité des résultats globaux obtenus ne sera ainsi pas remise en cause.

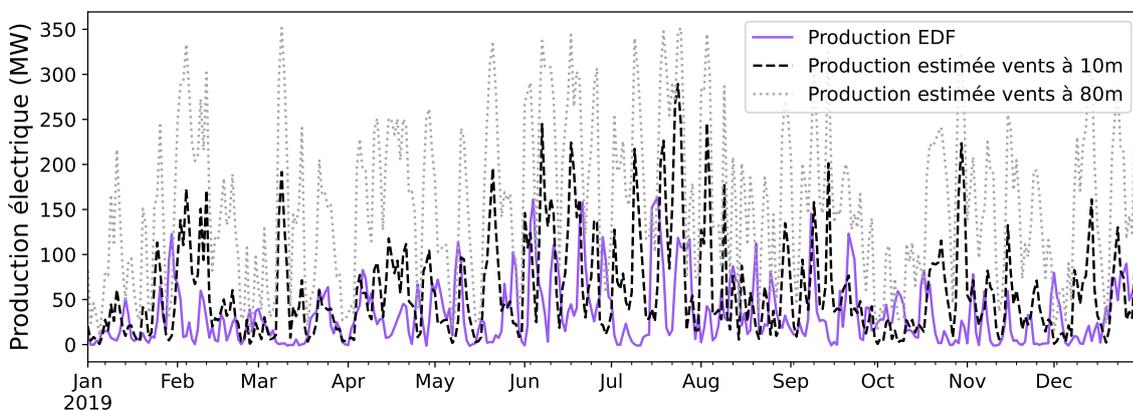


FIGURE 2.11 – Comparaison de la production journalière éolienne réelle de 2019 [77], et de la la production journalière modélisée avec PyPSA avec les deux modèles introduits.

2.6 Autres modèles de production d'électricité

Une fois les modèles de production intermittente déterminés, les modèles de production des autres énergies renouvelables peuvent être étudiés. En effet, bien que davantage pilotables, les autres moyens de production d'électricité d'origine renouvelable possèdent certaines limites, en particulier en termes de disponibilité de la ressource.

2.6.1 Modèle hydraulique

C'est le cas par exemple de la ressource hydraulique, dépendant directement de la ressource locale en eau.

Il existe plusieurs études qui traitent de modèles de production hydraulique. Par exemple, dans [89] et [90], le potentiel hydraulique mensuel est déterminé en fonction de la hauteur de chute du barrage étudié, du débit moyen mensuel, de l'accélération et de l'efficacité des turbines. De plus, dans le premier article, le débit de l'eau est corrélé aux précipitations grâce à des données historiques. Un autre article utilise les précipitations pour les relier au débit d'eau ainsi qu'aux capacités des réservoirs, puis estime la puissance hydraulique disponible à l'aide de la hauteur de chute, de la densité de l'eau ou encore du débit [91]. Ces modèles sont ainsi plutôt communs dans la littérature et validés pour différents cas d'étude.

Un autre moyen de définir un modèle de production électrique est l'utilisation du machine learning. Dans [92], une fonction de disponibilité de l'eau est déterminée à l'aide de différents réseaux de neurones, en utilisant des données de précipitations, de neige, de température et de rayonnement. Toujours avec des outils de machine learning, les auteurs de [93] déterminent la production hydroélectrique annuelle de leur cas d'étude avec des données de consommation énergétique, d'évolution de la population, de demande électrique ou encore de température annuelle.

À La Réunion, la ressource hydraulique est utilisée historiquement en complément des centrales thermiques. Cela souligne l'importance de la flexibilité du système pour répondre aux variations de la demande électrique. Une intervention manuelle dans le dispatching de la production étant souvent nécessaire, l'utilisation de techniques de machine learning ne sera pas considérée pour la détermination de modèles de production hydraulique. De même, trop peu de données techniques sur les installations hydrauliques sont disponibles pour envisager l'utilisation de modèles tels qu'évoqués précédemment.

Ainsi, le modèle de production hydraulique utilisé dans la suite du travail consistera à un encadrement de la production annuelle par rapport aux données de précipitations annuelles. En effet, en considérant la dualité des climats et des saisons à La Réunion, ainsi que la présence des nombreux micro-climats, employer un modèle mensuel ne semble pas pertinent.

Les données historiques utilisées sont les suivantes : précipitations annuelles à une résolution de 12 km du projet BRIO de Météo France [79], puissances installées et production annuelle [18]. Ces données sont récupérées pour les années de 2000 à 2014 : le Bilan énergétique ne donne pas les puissances installées ou la production hydroélectrique avant 2000, et le projet BRIO ne fournit pas de données de précipitations historiques après 2014. Afin d'approcher au mieux la corrélation entre les précipitations et la production électrique, on ne s'intéresse qu'aux zones de l'île où

une centrale hydraulique est installée. On récupère les précipitations sur cette zone, et on les pondère par rapport à la puissance installée. On obtient ainsi une donnée de précipitation annuelle moyenne pour l'île, pondérée par les données de puissances installées par zone. On regarde ensuite la corrélation entre cette donnée et le facteur de charge des installations hydroélectriques sur les années correspondantes. Les années 2004 et 2011 ont été retirées de la corrélation, car présentant une donnée de précipitation pondérée nettement supérieure à celle des autres années, au-dessus de 9 000 mm. Les résultats sont visibles en Figure 2.12.

Comme une grande incertitude entoure cette corrélation linéaire, un encadrement est fait par rapport aux valeurs extrêmes de facteur de charge entre 2000 et 2014. L'encadrement obtenu de la production hydroélectrique annuelle par rapport aux précipitations annuelles pondérées est la suivante, visible sur la Figure 2.12 :

$$P_{prod,max} = (\text{Précipitations} \times 3,67 \times 10^{-5} + 0,373) \times P_{install} \times 8760 \quad (2.19)$$

$$P_{prod,min} = (\text{Précipitations} \times 3,67 \times 10^{-5} + 0,183) \times P_{install} \times 8760 \quad (2.20)$$

avec $P_{prod,max}$ la production maximale annuelle pour la filière (MWh), $P_{prod,min}$ la production minimale annuelle (MWh), $Precipitations$ les précipitations annuelles pondérées par rapport aux puissances installées par zone (mm), et enfin $P_{install}$ la totalité des puissances installées sur l'île (MW). La production hydraulique annuelle peut ensuite être encadrée, les seules données nécessaires au fonctionnement du modèle sont alors les puissances installées et les données de précipitation.

Afin de vérifier la corrélation obtenue, les données de [18] entre 2019 et 2022 ont été placées sur le graphique de la Figure 2.12. Toutes vérifient l'encadrement déterminé, sauf celle de 2022. Les données de précipitations utilisées n'ayant pas la même origine, et la production électrique étant légèrement supérieure à la borne supérieure déterminée, l'encadrement calculé sera conservé. La donnée de l'année 2021, située à la limite de la borne inférieure, pourrait ne pas être prise en compte, car plusieurs centrales étaient à l'arrêt en raison de travaux d'amélioration.

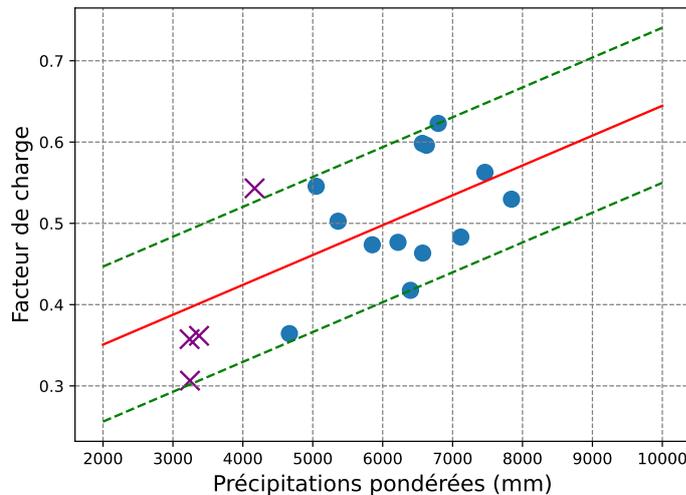


FIGURE 2.12 – Corrélation entre précipitations annuelles pondérées et facteur de charge des installations hydroélectriques. Les lignes en pointillé correspondent à l'encadrement de la corrélation linéaire en trait plein. Les croix violettes représentent les données de 2019 à 2022 tirées de [18].

2.6.2 Modèle énergie thermique des mers

Dernier modèle de production électrique dépendant de conditions météorologiques, le cas de l'énergie thermique des mers (ETM) est détaillé. Cette technologie, non encore développée à La Réunion, pourrait l'être d'ici quelques années.

Ce moyen de production utilise la différence de température entre les eaux de surface et les eaux profondes et fonctionne en cycle thermodynamique : un fluide caloporteur, souvent de l'ammoniac, circule en circuit fermé et change d'état au contact des différentes températures. Une turbine est mise en mouvement quand celui-ci est à l'état gazeux.

Cette technologie semble ainsi être une bonne alternative aux énergies fossiles : la production est prévisible et la ressource est abondante dans les zones tropicales. Cependant, peu de projets sont actuellement en fonctionnement et la filière se développe doucement. Parmi les premiers projets testés, on retrouve une centrale pilote de 105 kW installée en 2015 à Hawaii ou encore un démonstrateur de 100 kW au Japon en 2013 [94]. De nombreux projets sont prévus dans les années à venir, comme par exemple une centrale de 1 MW au Japon pour 2026.

À La Réunion, le potentiel est bien présent : l'île est située dans des eaux tropicales, et grâce à sa nature volcanique, des fonds profonds peuvent être atteints à proximité du littoral. La Figure 2.13 illustre ce propos : sur celle-ci, des données de températures journalières pour deux localisations à l'étude au nord de La Réunion, à des profondeurs de 21 mètres et de 1062 mètres, sont représentées.

Ces données proviennent de la base de données européenne Copernicus Marine [95] et ont été fournies par une start-up travaillant sur le développement de l'ETM à La Réunion, *DEEPRUN*. Une certaine saisonnalité de la température de surface peut être observée, avec en particulier une baisse de quelques degrés de celle-ci vers le mois d'août, en plein milieu de l'hiver austral.

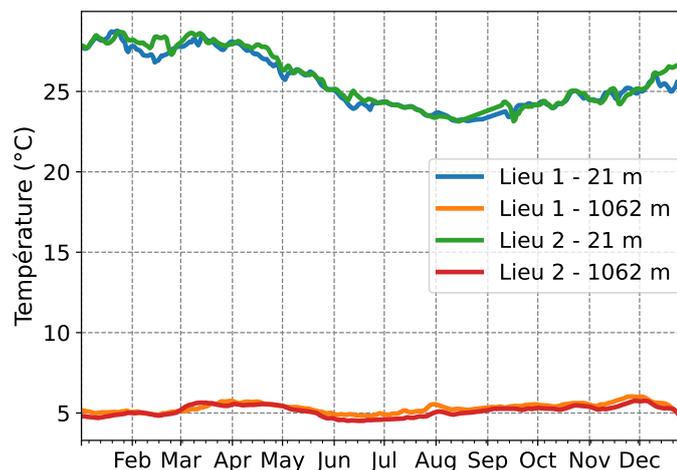


FIGURE 2.13 – Température de l'eau à deux profondeurs différentes (21 et 1062 mètres) pour deux localisations près du littoral Nord de La Réunion.

Des données de puissance journalière d'une centrale ETM ont aussi pu être obtenues de cette start-up. Pour les produire, le modèle pyOTEC a été utilisé [96]. Ce modèle, prenant en entrée la puissance de la centrale, ainsi que la région où celle-ci sera installée, calcule une production nette selon le jour de l'année. Le facteur de charge d'une centrale de 12 MW installée à La Réunion est tracé en Figure 2.14. La

saisonnalité de la production est cette fois nettement marquée, avec des facteurs de charge supérieurs à 0,5 toute l'année.

Ces données ont été obtenues pour une seule année, l'année 2020. L'hypothèse est donc faite d'une faible variabilité de la ressource d'une année sur l'autre, afin de pouvoir utiliser ces données sur le moyen comme sur le long terme. L'influence du changement climatique sur la ressource ETM sera discuté en Section 3.6.



FIGURE 2.14 – Facteur de charge journalier simulé avec pyOTEC [96] d'une centrale ETM de 12 MW à La Réunion.

2.6.3 Cas de la biomasse et de la géothermie

La dernière filière abordée est celle de la biomasse. Cette ressource renouvelable était exclusivement locale jusqu'à fin 2022, et dépendait entièrement de la quantité de bagasse disponible. Cette dernière est liée à la qualité de la campagne sucrière, qui repose sur différents paramètres, comme par exemple les précipitations, les températures, ou encore les cyclones. D'autres paramètres économiques peuvent entrer en compte, comme l'évolution des prix des produits utilisés pour entretenir les champs de canne ou du coût de la main d'œuvre. Ainsi, en raison de cette complexité d'évolution, aucune corrélation n'a pu être trouvée entre les paramètres météorologiques accessibles et la production d'électricité via la biomasse. La même finalité que pour la production hydraulique a été retenue : un encadrement de la production annuelle, cette fois déterminé à l'aide de la littérature, comme par exemple les feuilles de route régionales ou les bilans énergétiques.

De la même façon, aucun modèle de production n'existant à La Réunion en raison de l'absence actuelle d'installations, la production électrique de la filière géothermique sera contrainte annuellement à l'aide des projections locales [78].

2.7 Prise en compte de la contrainte géographique

Afin de pouvoir satisfaire au mieux les contraintes locales, une dimension géographique sera prise en compte dans la modélisation du problème. En effet, sur chaque simulation du réseau électrique futur, de nouvelles installations seront considérées : batteries, électrolyseurs ou encore stockages hydrogène. Sur chaque résultat obtenu, les postes source impactés seront étudiés en détail. En effet, paramètre difficile à

quantifier mais toutefois important, la contrainte foncière d'un réseau électrique doit être prise en compte dans des problématiques de transition énergétique.

Cela est d'autant plus important à La Réunion, où certaines zones peuvent aujourd'hui difficilement être aménagées en raison de disponibilité limitée ou de contraintes spécifiques : Parc national, zones inondables, possibilité de glissement de terrain, trop fort relief ou encore littoral surpeuplé. Toutes ces contraintes seront évaluées lors de chaque simulation : les postes source présentant de trop fortes contraintes géographiques ne pourront pas accueillir de nouvelles installations (batteries ou hydrogène), et les simulations seront lancées à nouveau, afin d'évaluer la prise en compte de telles exigences.

Afin de tracer une carte détaillée de l'île, les données résumées en Table 2.6 ont été récupérées.

Couche	Source
Postes source	[77]
Occupation du sol	[13]
Parc national	[11]
Mouvements de terrain	[97]

TABLE 2.6 – Données utilisées pour tracer la carte en Figure 2.15.

La carte visible en Figure 2.15 a été tracée à l'aide de QGIS. Sur celle-ci, on retrouve l'occupation des sols et l'emprise du parc national de la carte en Figure 1.1, auxquels on ajoute les postes source, une zone de présomption de prescription archéologique à Saint-Paul, et des données de mouvements de terrain depuis 1990 (éboulements, effondrements, chutes de blocs, affaissements, coulées ou glissements). Ces données sont seulement affichées dans un rayon de 10 km autour des postes source, afin de ne pas surcharger la carte. En effet, les mouvements de terrain sont les plus nombreux dans les cirques, au centre de l'île. Enfin, on classe les postes source sur la carte en fonction du nombre de mouvements de terrain relevés dans un rayon de 2 km.

Cette carte nous donne plusieurs informations : tout d'abord, tous les postes source sont situés sur le littoral et donc hors du parc national, excepté un poste d'injection pour une des centrales hydrauliques de l'île (Takamaka). Celui-ci sera donc retiré d'emblée pour l'installation de nouvelles technologies, hydrogène ou autres, lors des simulations. Ensuite, quatre postes source sont implémentés dans des milieux très urbanisés. Il s'agit des trois postes source de Saint-Denis (Digue, Dattiers, Moufia) et de celui de Saint-Pierre. Ces postes source seront ainsi davantage contraints pour l'installation de nouveaux moyens de production d'électricité ou de nouvelles technologies hydrogène : des simulations ne les prenant pas en compte seront testées. Le poste source de Saint-Paul se trouve dans une zone de présomption de prescription archéologique. On assimilera ainsi ce poste aux quatre postes précédents. Enfin, forte contrainte locale, les mouvements de terrain sont nombreux sur l'île. Le poste source avec le plus de mouvements enregistrés depuis 1990 dans un rayon de 2 km est le poste Digue. Ainsi, on ne considérera aucune installation hydrogène sur ce poste. Trois autres postes sortent du lot sur le nombre de mouvements enregistrés : il s'agit des postes Takamaka, Langevin et Le Bras de la Plaine. Ces deux derniers postes n'étant encore concernés par aucune contrainte, des simulations ne prenant aucune installation hydrogène sur ceux-ci seront testées.

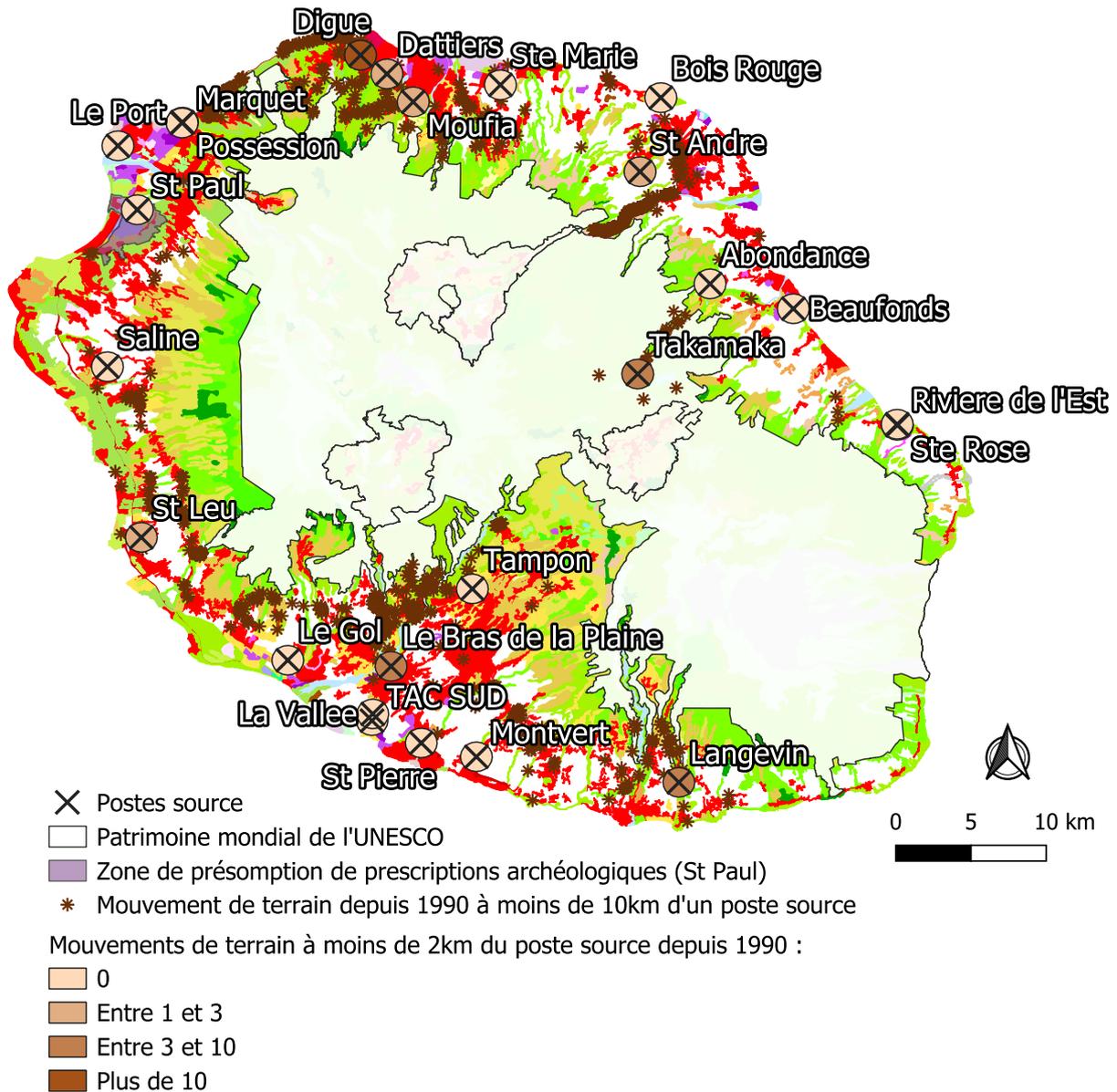


FIGURE 2.15 – Carte des postes source de La Réunion et des mouvements de terrain depuis 1990. La légende de l'occupation des sols est la même que celle de la Figure 1.1. Carte produite avec QGIS.

2.8 Conclusion

Dans ce chapitre, la modélisation du réseau électrique a été abordée. Après une revue de la littérature sur les études et outils existants, la méthodologie adoptée pour le présent travail a été décrite. L'outil PyPSA [66] a été adapté au cas de La Réunion², afin d'optimiser un réseau électrique insulaire dans les Chapitres 3 à 5. Les données utilisées ont été décrites, et des hypothèses ont été formulées pour résoudre une problématique de données réelles non accessibles. Ces hypothèses concernent principalement la capacité admissible des lignes électriques et la consommation électrique. Des données sont aussi manquantes concernant le vent.

2. Une fois le présent travail de thèse terminé, le code développé sera accessible sur le dépôt GitHub du projet HyLES.

Divers modèles de production électrique ont ensuite pu être déterminés à l'aide de données historiques. Au pas de temps horaire, les modèles photovoltaïque et éolien ont été présentés. Un facteur de charge journalier a également été obtenu pour la filière de l'énergie thermique des mers. Pour la modélisation, on supposera qu'il reste constant tout au long de la journée. À l'échelle de l'année, en raison de l'absence de modèle connu localement, le modèle hydraulique a été détaillé. Pour terminer ce chapitre, les contraintes géographiques ont été abordées. Celles-ci sont principalement liées au Parc national, à l'urbanisation ou aux mouvements de terrain.

Cette présentation détaillée du modèle employé permet d'amorcer l'optimisation du réseau électrique, présentée dans les chapitres suivants.

CHAPITRE 3

Projections du réseau électrique futur

Points clés

- Plusieurs scénarios de puissances installées de production d'électricité sont proposés pour les horizons 2030 et 2050.
- Pour pouvoir envisager une autonomie électrique sur le long terme avec une consommation électrique égale aux prévisions tendanciennes pour 2030, les ressources locales devront être exploitées au maximum de leur potentiel.
- Cette transition nécessitera l'installation de grandes quantités de stockage (plus de 1 GWh sur toute l'île), et les installations de production d'électricité pourraient occuper jusqu'à plus de 3 % de la surface de l'île.
- Les impacts du changement climatique à La Réunion, principalement représentés par une augmentation de la température moyenne, se traduisent de manière quantifiable par une diminution négligeable du rendement des panneaux photovoltaïques, mais par une augmentation de la consommation électrique pouvant être significative sur le long terme.

Le réseau électrique, tel qu'étudié dans ce chapitre, est schématisé en Figure 3.1.



FIGURE 3.1 – Schéma du système étudié dans le Chapitre 3.

Sommaire

3.1	Introduction	54
3.2	État de l’art	55
3.2.1	Modélisation de scénarios énergétiques au niveau global	55
3.2.2	Élaboration de projections énergétiques à La Réunion	56
3.2.3	Limites identifiées	61
3.3	Scénarios de production et de consommation d’électricité à moyen et long terme	61
3.3.1	Consommation d’électricité	61
3.3.2	Production d’électricité	65
3.4	Paramètres économiques du modèle	69
3.5	Comparaison des scénarios définis	72
3.5.1	Estimation des besoins en stockage à moyen et long terme	73
3.5.2	Prise en compte de la contrainte foncière	76
3.5.3	Comparaison économique et environnementale	77
3.6	Impacts du changement climatique	81
3.6.1	Revue bibliographique	81
3.6.2	Application à La Réunion	82
3.6.3	Autres impacts	88
3.7	Conclusion	89

3.1 Introduction

Après avoir présenté l’outil de modélisation du réseau électrique insulaire dans le Chapitre 2 et caractérisé spécifiquement le réseau de La Réunion, l’étude de l’autonomie énergétique peut être amorcée. La production d’électricité étant un secteur présentant généralement une forte consommation d’énergies fossiles importées dans les réseaux non-interconnectés, celle-ci sera d’abord étudiée. Un objectif intermédiaire d’autonomie électrique est ainsi visé dans ce chapitre. La problématique du secteur de la mobilité sera abordée dans le Chapitre 4.

Dans le présent travail, deux horizons temporels sont étudiés : le moyen terme représenté par l’année 2030, et le long terme par l’année 2050. Au vu de la situation énergétique actuelle de La Réunion, fortement dépendante aux importations, l’autonomie électrique (puis énergétique dans la suite du travail) est modélisée pour 2050. L’année 2030 constitue ainsi un jalon intermédiaire dans la transition de l’île. Pour les deux horizons, plusieurs scénarios sont définis, afin de pouvoir évaluer l’adéquation offre/demande du réseau électrique futur. Ces scénarios permettent de prendre en compte différents facteurs pouvant influencer les résultats de l’étude. Parmi ceux-ci, on retrouve l’évolution du mix énergétique, celle de la consommation électrique, ou encore les impacts du réchauffement climatique.

Ce chapitre débute avec un état de la littérature scientifique sur le sujet des scénarios énergétiques prospectifs. Puis les scénarios étudiés durant la thèse sont décrits : ceux de consommation électrique dans un premier temps, puis ceux de puissances installées de production d’électricité. Ces scénarios sont simulés à l’aide du modèle du réseau électrique présenté au Chapitre 2, puis comparés selon différents critères.

Le chapitre se termine avec une section sur l'évaluation de l'impact du changement climatique sur l'évolution des températures et des précipitations locales, influençant chaque filière de production d'électricité locale, ainsi que la consommation électrique globale.

3.2 État de l'art

Pour une transition énergétique optimale des territoires, ceux-ci doivent avoir un objectif de décarbonation concret et une planification précise. Régulièrement, des scénarios énergétiques prospectifs sont étudiés dans la littérature scientifique. La définition du terme « scénario » utilisée dans ce manuscrit est celle proposée par le Larousse : « Prévision réalisée selon certaines hypothèses, et tenant compte des contraintes d'une situation économique, démographique, etc. ». Comme cela sera détaillé dans la suite, de nombreuses hypothèses peuvent être faites concernant l'évolution incertaine des systèmes énergétiques.

La première partie de cette section sera consacrée aux études scientifiques évaluant divers scénarios. Cette étude permettra de valider certains choix de modélisation ayant été fait pour le cas de La Réunion.

La seconde partie de cette section détaillera la littérature propre au cas d'étude de La Réunion. Des études de potentiel, d'anciennes prévisions ou encore des feuilles de route seront détaillées. Cette comparaison servira de base pour proposer de nouveaux scénarios sur le moyen et le long terme.

3.2.1 Modélisation de scénarios énergétiques au niveau global

Comme évoqué en introduction du manuscrit, il existe des stratégies à l'échelle nationale ou européenne de publication de scénarios énergétiques futurs. Pour la France, on peut citer ceux de RTE [4] ou de l'ADEME [5]. Dans ceux-ci, de nombreux aspects sont étudiés : évolution de la consommation, souhaitée ou subie, évolution des technologies, des normes, des taxes, ou encore de l'alimentation. En effet, si le premier rapport se concentre sur le secteur énergétique, le second envisage une transition globale de la société pour une réduction des émissions de gaz à effet de serre. Dans la littérature scientifique aussi, le recours à différents scénarios est commun. Les futurs développements énergétiques étant difficiles à prévoir quels que soient les cas d'étude, employer cette méthodologie permet de considérer plusieurs évolutions possibles. Une comparaison de ces évolutions peut d'ailleurs permettre de suggérer des orientations à prendre aux décideurs politiques.

Très régulièrement, les scénarios prennent en compte différentes puissances installées de technologies de production d'électricité. Par exemple dans [98], cette méthodologie permet de tester différents chemins pour atteindre un objectif d'émissions de gaz à effet de serre nulles à l'horizon 2050. De nouvelles technologies peuvent aussi être testées, afin d'évaluer la pertinence de ces dernières au sein d'un réseau énergétique complet, comme l'énergie marémotrice [44] ou la géothermie [99].

Les horizons projetés dans la littérature sont généralement les mêmes que ceux visés par le présent travail. L'année 2050 est l'année la plus visée, avec des objectifs ambitieux principalement de neutralité carbone ou d'émissions de gaz à effet de serre

nulles pour les systèmes étudiés. 2030 est ensuite le deuxième horizon le plus modélisé, avec majoritairement des objectifs de production électrique 100 % renouvelable. Certains articles proposent des études de planification plus précises, et étudient des périodes plus fines, comme par exemple des périodes de dix ans allant de 2013 jusqu'à 2052 [100].

La consommation énergétique, avec une évolution difficile à anticiper, est aussi régulièrement évaluée à travers divers scénarios. Ces derniers peuvent représenter différents niveaux de flexibilité de la demande [101], divers taux de pénétration de certains marchés [102] ou encore une évolution de la mobilité variée [103]. La consommation en hydrogène, lorsque ce vecteur est considéré dans des systèmes énergétiques futurs, est elle aussi régulièrement soumise à diverses projections [104].

Différentes caractéristiques techniques peuvent ensuite être testées dans les articles de la littérature. Par exemple, le transport d'hydrogène étant aujourd'hui incertain, plusieurs configurations peuvent être testées : transport par la route, par le réseau gazier ou par pipeline [105], à l'état gazeux ou liquide [106]. Différentes configurations de système peuvent aussi être analysées, en particulier sur l'évaluation de la pertinence d'une source d'énergie par rapport à une autre [60] dans un système global. Finalement, le taux de pénétration des énergies intermittentes peut évoluer d'une simulation à l'autre, afin d'analyser l'impact d'une telle limitation [107].

Des paramètres environnementaux (taxes sur les émissions de CO₂ [108]), gouvernementaux (limites sur les importations énergétiques [51]), ou économiques (variation de coût des technologies [109]), peuvent aussi être étudiés.

Enfin, les critères de comparaison des scénarios entre eux au sein des articles ont été étudiés. Parmi les plus communs se trouvent le coût total annualisé du système modélisé (opération et investissement), ses émissions de CO₂, son mix électrique ou encore les quantités de stockage nécessaires. Occasionnellement, des critères d'emploi ou de rendement énergétique peuvent être utilisés [98].

3.2.2 Élaboration de projections énergétiques à La Réunion

Ce chapitre se concentrant sur l'élaboration de scénarios pour le cas d'étude de La Réunion, il convient d'étudier les études passées sur le sujet, de les comparer et de s'en inspirer. En effet, plusieurs études régionales sur les différents secteurs énergétiques de l'île sont disponibles. Dans la suite de cette sous-section, ces études sont présentées. Leurs prévisions sur la situation actuelle de l'île sont ensuite évaluées, et les projections pour l'horizon 2030 sont comparées (aucune projection sur 2050 n'a encore été faite).

La Région Réunion publie régulièrement des rapports proposant une véritable analyse des potentiels de l'île et des scénarios de mix électrique pour les années à venir.

Le premier rapport considéré est le rapport PETREL (2009), pour Plan Economique de Transition et de Relance via des Énergies 100 % Locales à l'île de La Réunion [110]. Celui-ci a comme objectif de modéliser un mix énergétique 100 % EnR à La Réunion. Le document définit ainsi un scénario de consommation électrique et d'évolution des transports, ainsi que deux scénarios énergétiques, chacun pour 2020 et 2030. Parmi ces derniers, le premier est un scénario tendanciel (T) tandis que le second est un scénario intitulé STARTER (S) pour Stratégie d'Autosuffisance énergétique pour la Relance et la Transition Énergétique à La Réunion. Celui-ci reflète ainsi l'objectif

d'autonomie énergétique du territoire pour 2030.

On retiendra ensuite le SRCAE (2013), le Schéma Régional Climat Air Energie [111], document d'orientation qui traduit à l'échelle régionale les engagements nationaux et européens sur le climat, l'énergie et la qualité de l'air. Ce rapport présente des potentiels de développement des filières renouvelables pour 2020 et 2030, de même que plusieurs prévisions sur l'évolution de la consommation électrique.

Les différents scénarios pour 2020 des deux rapports introduits sont visibles en Figure 3.2. Dans celle-ci, les données de puissances installées prévisionnelles sont comparées par rapport à la situation réelle de 2020. Globalement, le développement de toutes les filières a été surestimé, et aucun des objectifs fixés n'avait encore été atteint en 2020. Les données de consommation électrique annuelle des scénarios sont aussi indiquées sur la figure. Cette fois, l'évolution de la consommation a été légèrement surestimée par les trois scénarios proposés dans le SRCAE, mais bien encadrée par les deux scénarios du rapport PETREL.

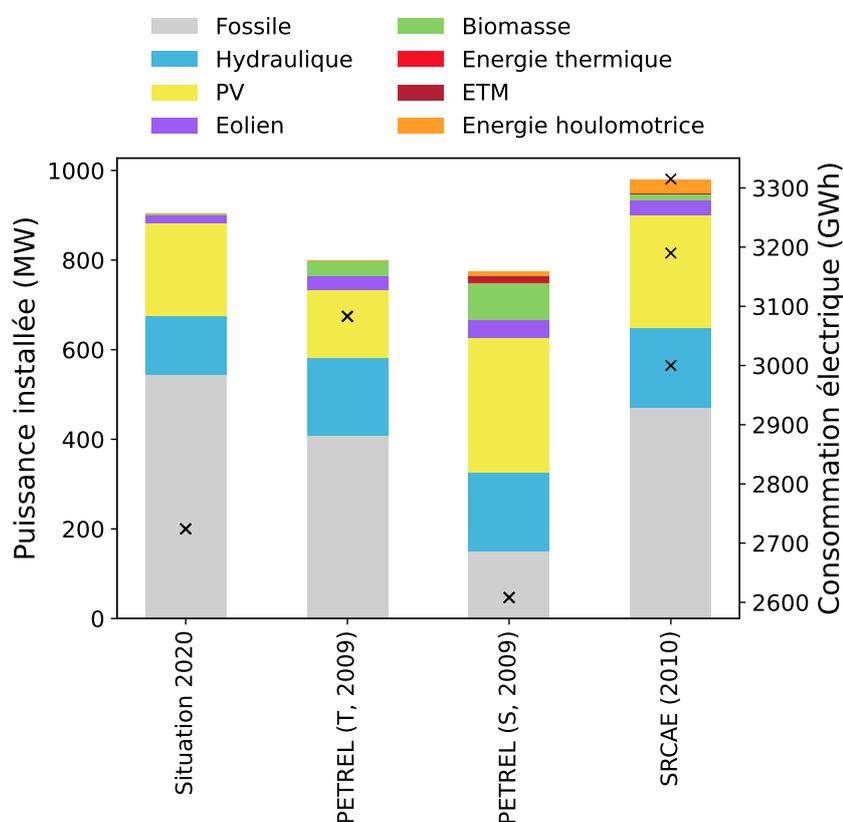


FIGURE 3.2 – Comparaison des projections de puissances installées de production électrique pour 2020 par rapport à la situation réelle. Les croix correspondent aux projections de consommation électrique (axe des ordonnées de droite).

D'autres rapports plus récents proposent des projections directement pour l'horizon 2030. C'est le cas de la PPE, la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie [19]. Créé par la LTECV, cet outil de pilotage de la politique énergétique est élaboré conjointement avec les collectivités territoriales. La PPE actuelle couvre la période 2023 - 2028 et comporte des volets sur des sujets tels que les objectifs de sécurité d'approvisionnement, les transports et la stratégie de développement de la mobilité durable, ou encore l'évolution de la demande et les objectifs de la gestion de la demande d'électricité. Le rapport propose des scénarios de consommation énergétique,

de production électrique et d'évolution du secteur des transports, qui visent tous à atteindre l'objectif d'autonomie énergétique de la LTECV, avec un objectif intermédiaire de 99% d'énergies renouvelables dans le mix électrique en 2028.

On retiendra ensuite le Bilan Prévisionnel d'EDF-SEI (Systèmes Énergétiques Insulaires) [112], direction d'EDF qui opère exclusivement sur les ZNI. Celui-ci propose des données « crédibles, cohérentes et contrastées » pour 2033 selon deux scénarios. Le scénario Azur (A) propose une transition énergétique mise en œuvre à un rythme soutenu. Dans celui-ci, le développement des énergies renouvelables est important et les efforts de maîtrise de la demande en énergie (MDE) sont significatifs. Cette notion fait référence aux actions d'économie d'énergie mises en place pour le consommateur final et non pour le producteur d'énergie. L'objectif est donc de réduire la consommation générale d'énergie par la demande plutôt que par l'offre. Dans le scénario Émeraude (E), la transition énergétique est encore plus accentuée. Le développement des énergies renouvelables y est très important, de même que les efforts de MDE.

Un dernier rapport se rapproche particulièrement de l'étude menée durant la thèse. Il s'agit d'un rapport de l'ADEME intitulé « Vers l'autonomie énergétique en zone non interconnectée à l'horizon 2030 » [78]. Selon différents scénarios, dont un seul vise l'autonomie électrique, ce rapport étudie la transition énergétique de l'île à l'horizon 2030. Une comparaison économique des scénarios conclut le projet.

Enfin, comme évoqué dans le Chapitre 2, quatre articles scientifiques sur le sujet furent publiés en 2015 et 2018 [52–55]. Ceux-ci étudient l'horizon 2030, avec des objectifs d'autonomie électrique ou de mix électrique 100 % renouvelable.

Après avoir été introduits, les différents scénarios existants pour 2030 peuvent être comparés. Cette comparaison servira de base à la définition de nouveaux scénarios pour la même période et à plus long terme (2050). Les scénarios de puissances installées de production d'électricité introduits sont listés dans la Table 3.1, et leur comparaison est illustrée dans la Figure 3.3.

Deux articles [52, 53] ne sont pas représentés en raison d'un manque de données sur le potentiel de la biomasse. Un autre article [57] détaille les résultats de l'un des scénarios du rapport de l'ADEME [78] et n'a donc pas été représenté. Le scénario du SRCAE ne propose pas de données de puissance installée pour la filière biomasse en 2030, mais une production électrique pour cette année là. Il n'apparaît donc pas dans le graphique. Concernant le Bilan Prévisionnel d'EDF-SEI, les données sur les puissances installées du photovoltaïque et de l'éolien sont regroupées sous la même catégorie « énergies renouvelables non synchrones », tandis que celles de l'ETM et de la géothermie sont regroupées sous « autres énergies renouvelables ».

Globalement, les scénarios offrent des prévisions très différentes : cela peut être en raison de leur année d'élaboration, des hypothèses faites ou de l'objectif final visé. Par exemple, les puissances installées en PV sont quasiment multipliées par dix entre un scénario élaboré en 2009 représentant une évolution tendancielle, et un scénario élaboré en 2018 visant l'autonomie électrique.

Alors que certains scénarios indiquent un objectif de ne plus utiliser aucune source d'énergie fossile pour la production électrique en 2030, d'autres maintiennent les installations en soutien avec une production faible, celles-ci n'ayant pas encore atteint leur fin de vie.

En ce qui concerne la filière biomasse, les différences observées dépendent de la

conversion des centrales thermiques, prise en compte ou non dans les prévisions. Les scénarios utilisant le moins de biomasse sont ceux qui visent l'autonomie électrique en 2030 : pour alimenter les centrales de grande taille, la ressource devra nécessairement être importée. Enfin, les prévisions misent sur des énergies non encore exploitées sur l'île, comme l'éolien offshore, l'énergie houlomotrice, l'ETM ou la géothermie.

Année	Réf.	Nom scénario	Identifiant	Spécificité
2009	[110]	-	PETREL.Tend	Tendanciel
		STARTER	PETREL.Auton	Autonomie électrique 2030
2013	[111]	-	SRCAE.Tend	Tendanciel
2015	[54]	BASE	Drouineau.Base	Tendanciel
		RENEW	Drouineau.Ren	Mix élec. 100 % renouvelable 2030
		RENEW-HighInt	Drouineau.RenInt	Mix élec. 100 % renouvelable 2030 avec augmentation PV et énergies marines
		RENEW-Cane	Drouineau.RenCanne	Mix élec. 100 % renouvelable 2030 avec déclin de l'industrie sucrière
2018	[78]	Tendanciel	ADEME.Tend	Tendanciel
		Avantage thermique	ADEME.Thermiq	Contexte économique favorable aux énergies conventionnelles
		Avantage technologique	ADEME.Techno	Nouvelles technologies de production renouvelable
		Tous feux verts	ADEME.Vert	Mix élec. 100 % renouvelable 2030
2019	[112]	Vers l'autonomie énergétique	ADEME.Auton	Autonomie électrique 2030
		Azur	EDF.Azur	Transition énergétique douce
2020	[19]	Emeraude	EDF.Emeraude	Transition énergétique forte
		-	PPE.Auton	Mix électrique presque 100 % renouvelable 2030

TABLE 3.1 – Liste des scénarios de puissances installées de production électrique pour 2030.

Tous les rapports et articles précédemment introduits proposent, en plus de scénarios de production électrique, des scénarios de consommation électrique. Seules deux études, celle de l'ADEME et celle d'EDF, prennent en compte une électrification des véhicules individuels ; les autres travaux se concentrent sur la transition du système électrique tel qu'il est aujourd'hui. La plupart des études déclinent deux scénarios sur le moyen terme, un scénario tendanciel et un scénario avec une baisse de la consommation, souvent appelé « scénario MDE ». Aujourd'hui, l'offre est en effet dimensionnée par la demande. Pour réduire l'offre, la solution envisagée est ainsi de réduire la demande. Les actions de MDE modélisées, lorsqu'elles sont spécifiquement décrites, incluent le développement des chauffe-eau solaires, l'amélioration de l'efficacité énergétique des équipements ou technologies, ainsi que la rénovation des bâtiments. Dans l'ensemble, les objectifs de consommation pour l'île sont du même ordre de grandeur, comme le montre la Figure 3.4.

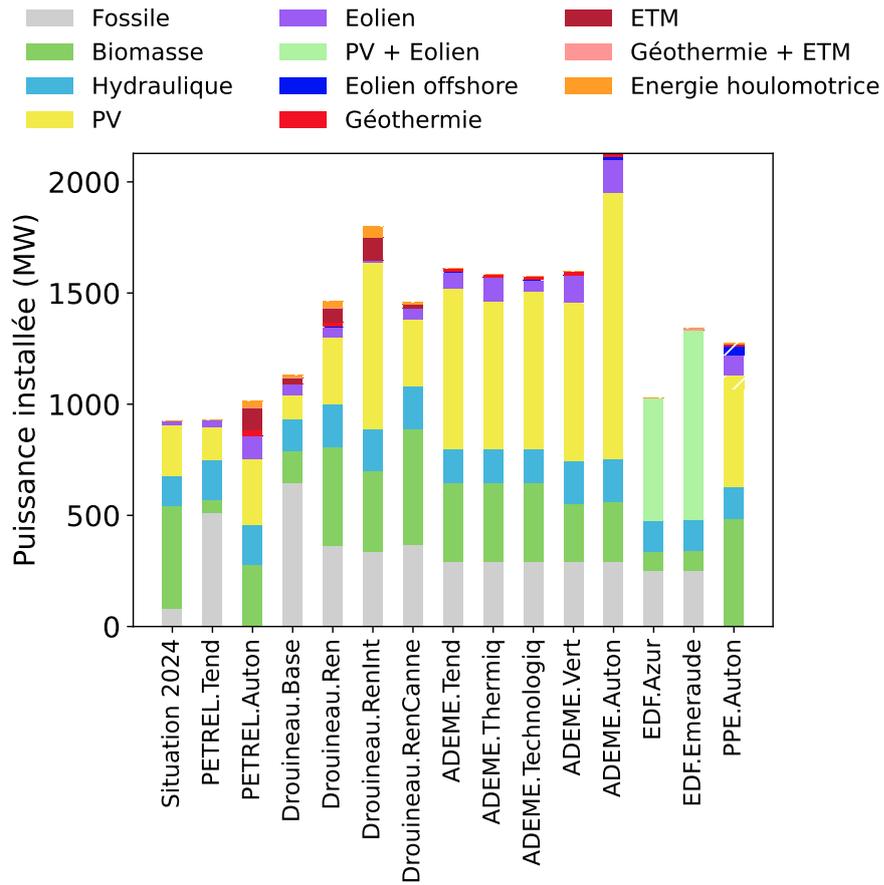


FIGURE 3.3 – Comparaison des projections de puissances installées de production électrique pour 2030. Les hachures correspondent à la fourchette haute du scénario *PPE.Auton*.

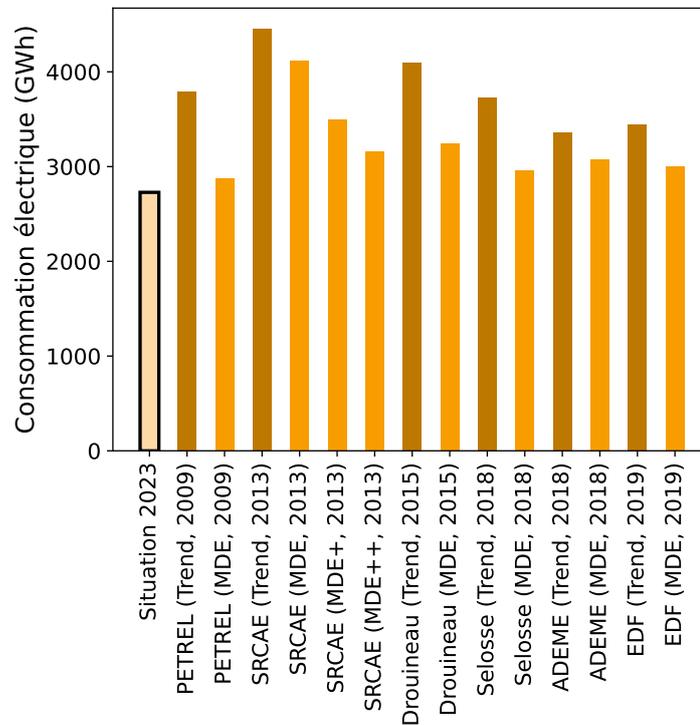


FIGURE 3.4 – Comparaison des projections de consommation électrique pour 2030, sans prendre en compte l'électrification du secteur des transports.

3.2.3 Limites identifiées

La première limite identifiée est celle de l'absence de prévisions sur le long terme. En effet, la LTECV a fixé pour La Réunion un objectif pour 2030 [6]. Ainsi, toutes les feuilles de route ou toutes les études scientifiques prennent cet horizon comme cible, alors même que l'autonomie énergétique n'y est pas visée. En effet, sans être systématiquement nommée, c'est toujours l'autonomie électrique qui est étudiée, avec la considération de la consommation électrique de l'île, et parfois la consommation du parc de véhicules individuels converti à l'électrique.

Pour permettre de considérer un futur où l'autonomie énergétique pourrait être réellement visée, l'horizon 2050 sera modélisé dans le présent travail. Cet horizon sera aussi la cible pour l'autonomie électrique étudiée dans ce chapitre. En effet, un arrêt complet des importations énergétiques pour l'électricité d'ici 2030 semble très peu probable.

Une seconde limite des travaux présentés en sous-section précédente réside dans leur relative ancienneté. Lors de la rédaction des articles scientifiques, les volontés de conversion du parc fossile à la biomasse n'étaient pas encore dessinées. Ainsi, la transition de la dépendance des importations de ressources fossiles à celle des importations de biomasse n'est pas mentionnée, et la limitation de la filière biomasse locale n'y est pas abordée. Dans le présent travail, l'abandon de la ressource fossile pour les trois centrales de l'île concernées sera pris en compte dans la situation énergétique actuelle.

3.3 Scénarios de production et de consommation d'électricité à moyen et long terme

À la suite des limites identifiées ci-dessus et à l'aide des données des rapports et articles précédemment présentés, différents scénarios sont définis pour le moyen terme (2030) et pour le long terme (2050). Ces scénarios permettent d'amorcer l'autonomie électrique de l'île, et seront utilisés tout au long du manuscrit.

Il s'est avéré nécessaire de définir de nouveaux scénarios pour 2050, cet horizon n'ayant pas encore été modélisé localement. Concernant l'horizon 2030, il est important de proposer des scénarios cohérents par rapport à la situation énergétique actuelle, celle-ci ayant été estimée avec difficulté à plusieurs reprises (Figure 3.2). Les scénarios proposés prennent donc en compte la situation actuelle, ainsi que les prévisions des différentes études comparées.

Afin de modéliser le système énergétique de l'île, des données de consommations doivent être fournies au modèle. Ainsi, nous commencerons par détailler les scénarios de consommation électrique considérés pour l'étude.

3.3.1 Consommation d'électricité

La consommation électrique future des territoires constitue une grande source d'incertitude. En effet, celle-ci peut dépendre de l'évolution de la population, des habitudes de consommations, des différentes crises pouvant survenir, du changement climatique, ou encore des choix politiques. Certains de ces paramètres sont difficiles à anticiper. Ainsi, plusieurs scénarios ont été modélisés, en tenant compte des évo-

lutions possibles de la consommation électrique, avec notamment la consommation des véhicules électriques ou des réseaux de bus urbains locaux. Pour rappel, le premier objectif du réseau électrique modélisé est de pouvoir répondre à la demande à chaque pas de temps.

La grande majorité des études locales propose deux scénarios de consommation pour l’horizon 2030, un scénario tendanciel et un scénario avec une baisse de la consommation. Ces projections dépendent d’un grand nombre de critères : évolution de la population et des habitudes de consommation, amélioration de l’efficacité énergétique des appareils technologiques, politiques locales, crises sociales ou sanitaires, etc.

En raison de la diversité de ces paramètres et, comme rappelé dans le Chapitre 2, de l’absence de données historiques de consommation à une échelle spatio-temporelle suffisamment précise, il a été décidé de reprendre les scénarios du rapport de l’ADEME [78]. Ceux-ci, très proches de ceux du Bilan Prévisionnel d’EDF [112], ont été sélectionnés en raison de la transparence de la méthodologie d’étude globale. Les auteurs statuent sur une demande annuelle de 3 080 GWh pour l’île de La Réunion selon leur scénario avec baisse de la consommation, et une demande annuelle de 3 360 GWh selon leur scénario tendanciel. Ces données constitueront les deux projections de consommation électrique non pilotable du présent travail.

- Le scénario **Efficacité Énergétique (EE)** suppose une baisse de la consommation électrique sur le moyen terme, par exemple par le biais de mesures d’efficacité énergétique.
- Le scénario **Tendanciel** suppose une évolution tendancielle de la consommation électrique sur le moyen terme.

Ces deux scénarios auront les valeurs annuelles précédemment évoquées comme base identique pour le moyen et le long terme : l’hypothèse est faite d’une augmentation de la demande due à une augmentation de la population et à une électrification des usages, compensée par une gestion plus avancée de la demande au fil des années.

Enfin, une évolution de la consommation identique à tous les postes source sera supposée, et les données de consommation utilisées pour la simulation du réseau en Section 2.4 seront utilisées avec un facteur multiplicatif. La courbe de charge de cette consommation évoluera ainsi seulement en amplitude, et aucun autre changement ne sera considéré. Une étude plus fine des courbes de charge pourrait être menée dans un futur travail (voir Section 6.3).

Les données de consommation des véhicules électriques (VE) sont ensuite prises en compte. En effet, bien que l’autonomie électrique soit principalement étudiée dans ce chapitre, c’est bien l’autonomie énergétique qui est visée sur le long terme par le territoire. Principale solution alternative aux voitures thermiques, les voitures électriques à batterie devraient progressivement occuper une part de plus en plus importante du parc de véhicules individuels. Fin 2022, cette part est de 5 % [18]. Ainsi, pour les deux horizons 2030 et 2050, une part de consommation électrique supplémentaire attribuée aux véhicules électriques est prise en compte. De même que pour la demande électrique, une donnée annuelle pour l’île entière peut être obtenue, selon le pourcentage du parc de véhicules individuels électrifié. Pour estimer une donnée de consommation annuelle des VE, la méthodologie de [78] est suivie. À partir du nombre de véhicules particuliers (VP), de véhicules utilitaires légers (VUL)

et de kilomètres parcourus en jours ouvrés et en jours de week-end, il suffit d'une donnée de consommation des véhicules pour obtenir une consommation annuelle. Celle-ci est prise à 18 kWh/100km : à partir d'une consommation de 15 kWh/100km pour une voiture Zoé, une augmentation d'environ 20 % est prise en compte, entraînée par une climatisation abaissant la température de -5°C [113]. En effet, en raison du climat tropical, la climatisation est fortement utilisée dans les véhicules à La Réunion. La donnée du nombre de véhicules utilisée est celle du parc à la fin de l'année 2019 [85], et les données de kilométrage journalier sont tirées de [78]. L'hypothèse d'une variation négligeable du nombre de véhicules est faite : le rapport de l'ADEME « Transition(s) 2050 » [5] annonce une motorisation des ménages proche de la saturation au niveau national, et on supposera un développement plus important des mobilités douces et/ou des transports publics à La Réunion dans les années à venir.

Ensuite, il est possible de choisir deux options pour obtenir une courbe de charge horaire. Une version plus récente du Bilan Prévisionnel d'EDF à La Réunion [114] présente un profil de consommation pour un parc de VE dont la recharge est pilotée à 40 % et une autre pour un parc dont la recharge est pilotée à 80 %. De telles stratégies de pilotage sont déjà au stade expérimental à La Réunion, par le biais par exemple du dispositif « Sarz La Kaz ». Ces courbes étant seulement données pour un jour ouvré, on supposera une utilisation quotidienne identique pour tous les jours de l'année. Ainsi, il est possible de proposer plusieurs profils de consommation selon les scénarios souhaités.

Concernant l'année 2030, l'hypothèse d'un parc électrifié entre 20 % et 30 % est prise [114], avec une recharge pilotable à seulement 40 %. Concernant l'année 2050, l'hypothèse d'un parc électrifié à 100 % est faite. Afin de prendre en compte plusieurs évolutions possibles des usages futurs des véhicules individuels (VI), on s'intéresse aux quatre scénarios à l'échelle nationale de l'ADEME pour 2050 [5]. Dans ces derniers, la baisse de la part des trajets effectués en transport routier individuel est abordée. Ces baisses vont de 2 % à 33 % par rapport aux données de 2015. Ainsi, si on ne considère pas de changement sur le parc de VI, une baisse des kilomètres parcourus annuels est prise en compte. Tous ces scénarios de consommation des VE sont résumés dans la Table 3.2.

Horizon	Spécificité	Pilotabilité	Consommation annuelle (GWh)
2030	20 % du parc électrique	40 %	211,7
	30 % du parc électrique	40 %	317,6
2050	100 % du parc électrique	40 % ou 80 %	1 050,0
	Baisse 2 % TVI	40 % ou 80 %	1 039,4
	Baisse 13 % TVI	40 % ou 80 %	922,7
	Baisse 29 % TVI	40 % ou 80 %	753,0
	Baisse 33 % TVI	40 % ou 80 %	710,6

TABLE 3.2 – Scénarios de consommation des véhicules électriques. TVI : trajets effectués en transport routier individuel.

Afin de répartir cette consommation globale sur les différents postes source, une analogie à la démographie de l'île a été utilisée, et les puissances ont été réparties sur les postes source selon le nombre d'habitants des communes reliées (Figure 2.5

du Chapitre 2). La Figure 3.5 représente, sur l'un des postes source de l'île, différents profils de charge parmi quelques uns des scénarios présentés. En particulier, l'influence d'un parc de VE entièrement électrifié est visible.

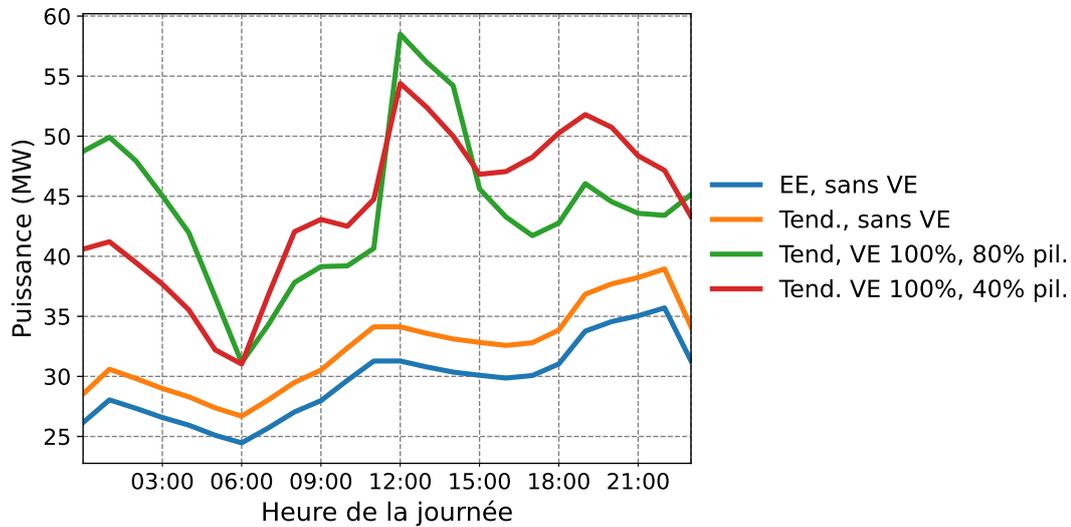


FIGURE 3.5 – Charge sur l'un des postes source selon la prise en compte de l'électrification des VE ou non, et le taux de pilotabilité de leur recharge.

Ce graphique nous montre la différence de puissance horaire sur un poste source entre le scénario EE et le scénario Tendanciel. Ensuite, la pilotabilité de la recharge des VE se distingue sur plusieurs heures : pour un pilotage à 80 %, les recharges sont plus importantes très tôt le matin (de minuit à 6h) et aux alentours de midi, là où la production PV est la plus importante. Pour un pilotage à 40 %, les recharges sont plus importantes vers midi et lors du pic de demande en fin de journée, de 18h à 21h. Ainsi, plus la recharge des VE sera pilotable, plus l'énergie d'origine photovoltaïque pourra être utilisée en journée, délestant le réseau de quelques mégawatts sur la fin de journée. Le concept de « véhicule-to-grid », consistant à utiliser l'énergie stockée dans la batterie d'un véhicule électrique pour d'autres besoins énergétiques, ne sera pas abordé dans le présent travail.

Enfin, l'électrification des réseaux de transport en commun urbains est prise en compte. De la même manière que les VI, ces réseaux devront entamer une transition pour se rapprocher de l'autonomie énergétique du territoire. La conversion à l'électrique étant la solution privilégiée, une consommation électrique supplémentaire est prise en compte sur le moyen et le long terme.

Pour cela, le kilométrage annuel de 2017 des cinq réseaux concernés (un dans chaque communauté d'agglomération de l'île) est récupéré [115]. Ce kilométrage peut ensuite être revalorisé selon deux scénarios d'augmentation de la fréquence de passage des bus : le premier scénario présente une augmentation de 13% du kilométrage annuel, et le second une augmentation de 26%. La conversion en demande électrique annuelle est effectuée à l'aide d'une donnée de consommation de 200 kWh/100km [116]. Pour un scénario avec le kilométrage de 2017, la consommation électrique supplémentaire annuelle est de 56 GWh pour les cinq réseaux. Pour une augmentation de 13% du kilométrage, cette consommation est de 63,3 GWh, et de 70,5 GWh pour une augmentation de 26 %.

Cette consommation est ensuite rapportée à chaque jour de l'année, en considérant une réduction de moitié pour un dimanche ou un jour férié, par rapport à un jour ouvrable. Pour chaque réseau urbain, un poste source est attribué pour la recharge des bus constituant celui-ci. Ce poste est choisi comme étant le poste dans la zone de fonctionnement des véhicules auquel les puissances installées de production d'électricité les plus élevées sont reliées. Une recharge exclusivement la nuit des véhicules est considérée. À une échelle horaire, cela représente au maximum une puissance supplémentaire de 5 MW.

Ces réseaux étant aujourd'hui entièrement à motorisation thermique, à l'exception de quelques lignes équipées de mini-bus électriques, cette demande supplémentaire sera ici considérée seulement pour l'horizon 2050. La durée de vie d'un autocar étant de seize années [117], le renouvellement d'un parc complet prendrait plus d'une dizaine d'années.

3.3.2 Production d'électricité

Une fois les différents scénarios de consommation d'électricité présentés, ceux de puissances installées de production d'électricité peuvent être détaillés. Pour rappel, le mix électrique sera établi lors de l'optimisation du système. Suivant la comparaison des scénarios énergétiques faite en section précédente, sept scénarios ont été définis, trois pour 2030 et quatre pour 2050.

Sur le moyen terme, seules les technologies de production d'électricité actuellement développées sur l'île ont été prises en compte. Il a été supposé que de nouvelles ne seraient pas déployées à l'échelle de l'île d'ici 2030. La situation actuelle de l'île a été prise en compte et sert de base aux trois scénarios. Des importations de ressources fossiles ou renouvelables sont envisagées, en accord avec les projets actuellement en développement sur l'île.

S1. Le scénario **Tendancier 2030** suit les objectifs de la PPE [19]. Ce scénario est nommé ainsi car les décisions prises dans le secteur énergétique dans les années à venir s'appuieront très probablement sur cette feuille de route.

Les installations PV et éoliennes augmentent significativement (470 et 91,5 MW, respectivement) et de petits projets hydroélectriques sont développés (7 MW supplémentaires). Les anciennes centrales charbon-bagasse sont converties au 100 % biomasse, avec près de 70 % de la puissance installée alimentée par des importations. Les moteurs diesel sont convertis à la biomasse liquide, intégralement alimentés par des importations. Ceci est conforme à la situation énergétique actuelle de l'île. La turbine à combustion au bioéthanol de 41 MW est maintenue (et supposée alimentée à 100 % au bioéthanol), de même que les centrales biogaz actuelles. Certains projets de biomasse sont envisagés, tels que de nouvelles installations de centrales biogaz ou des projets de récupération de combustibles dérivés de déchets. Ce scénario permet de comparer économiquement et environnementalement les prévisions de la PPE par rapport à d'autres scénarios potentiels.

S2. Le scénario **+90% EnR 2030** suit la tendance actuelle de décarbonation du milieu énergétique et conserve la dernière centrale thermique de l'île, la TAC fioul/gazole de 80 MW, tandis que les autres centrales sont converties à la biomasse.

Les installations photovoltaïques sont développées en fonction de la moyenne

des scénarios énergétiques locaux comparés (600 MW), de même que l'hydro-électricité (150 MW). La moyenne des valeurs les plus basses des scénarios comparés est retenue pour l'éolien (50 MW) : la capacité installée de la filière n'a pas augmenté entre 2008 et 2022, et un projet de repowering est en cours. Les projets de biomasse et de centrales biogaz du scénario précédent sont maintenus. Cette projection permet de considérer un futur à moyen terme où la ressource fossile est toujours utilisée sur l'île, même si cela est dans une moindre mesure.

- S3. Enfin, le scénario **100% EnR 2030** suit le même schéma que le scénario précédent, mais la TAC fioul/gazole n'est plus utilisée. Ce scénario propose un état différent de celui décrit par la PPE, mais avec le même objectif de mix électrique entièrement renouvelable. La situation est différente car les données de rapports énergétiques locaux ont été utilisées (pour les filières PV, éolienne et hydraulique), permettant ainsi de comparer le mix électrique en 2030 de deux orientations distinctes selon l'évolution des filières en développement.

Pour les scénarios à l'horizon 2050, l'ensemble du système de production d'électricité est repris à zéro et aucune importation de ressources fossiles ou renouvelables n'est considérée. Les centrales thermiques converties à la biomasse, arrivées à leur fin de vie en 2050¹, devront être remplacées par de nouvelles technologies de production d'électricité. En effet, la réserve locale en biomasse n'est pas suffisante pour alimenter des centrales d'aussi grande capacité.

Ainsi, les nouveaux moyens de production considérés sont la géothermie, l'énergie thermique des mers et l'éolien offshore. L'île dispose en effet d'un potentiel inexploité sur les ressources énergétiques associées à ces technologies. En raison de l'activité volcanique de la région, des études sont menées depuis plusieurs décennies pour étudier les caractéristiques géophysiques de l'île. Des forages ont ainsi été réalisés en 1986 dans l'un des cirques, révélant l'existence de températures proches de 200 degrés à 200 mètres de profondeur. Quelques études ont été réalisées depuis [119, 120], mais rien n'a encore été testé ou mis en œuvre. En 2024, un permis exclusif de recherche de gîtes géothermiques a été délivré à la société Albioma [121]. Celui-ci devrait permettre des forages dans les cirques de Salazie et de Cilaos. À titre de comparaison, la Guadeloupe est le seul endroit en France où la géothermie profonde est exploitée. Sur ce territoire, il s'agit de la deuxième ressource renouvelable locale après l'énergie photovoltaïque, et 110 GWh ont été produits en 2019, soit 6,5 % de la production électrique du territoire.

Enfin, l'île dispose d'un potentiel en matière d'énergies marines : énergie thermique des mers, énergie houlomotrice ou éoliennes offshore pourraient être développées. L'énergie marémotrice et l'énergie des courants marins ont été étudiées localement, mais le potentiel de l'île est trop faible pour les développer : les marées ne sont pas suffisamment importantes, de même que les vitesses et fréquences des courants [27]. L'énergie osmotique pourrait également être envisagée, mais le développement du secteur et de la technologie n'est pas assez mature pour le moment. Concernant l'énergie houlomotrice, deux projets pilotes ont été testés entre 2009 et 2014. L'un a été détruit par des vagues cycloniques et l'autre a été arrêté en raison de la faillite de l'entreprise encadrant le projet.

1. Le contrat des centrales converties à la biomasse s'étend jusqu'à 2044 [118].

En ce qui concerne l'ETM, les conditions sont très favorables à son développement sur l'île. Les études de potentiel font état de plusieurs sites bien positionnés, malgré une filière locale qui peine à se développer, en raison de coûts élevés. Enfin, les conditions sont également très prometteuses pour l'installation d'éoliennes en mer : plusieurs zones y sont propices, avec un potentiel brut pouvant aller de quelques centaines de mégawatt à quelques gigawatts [27]. Toutefois, des études sur les oiseaux et animaux marins, ainsi que sur la pêche doivent encore être menées avant de pouvoir lancer un véritable projet. Le potentiel et les zones d'implantations doivent aussi encore être affinés.

- S4. Le scénario **Base 2050** suit les tendances des filières déjà développées sur l'île, et développe deux nouvelles filières de production de base, la géothermie (15 MW) et l'ETM (31 MW).

Concernant les filières déjà exploitées sur l'île, le maximum du potentiel pour les installations photovoltaïques (1 200 MW [78]) et biomasse² (320 MW [78]) est considéré. En ce qui concerne la capacité hydraulique, une valeur un peu inférieure au maximum de potentiel défini est choisie (200 MW). Enfin, en raison des faiblesses locales de la filière, la puissance installée en éoliennes n'est que doublée par rapport aux scénarios +90 % et 100 % EnR pour 2030.

Ce scénario permet d'évaluer une situation où la production de base est largement développée.

- S5. Le scénario **Intermittent 2050** suit les tendances des filières déjà développées sur l'île, et développe une nouvelle filière de production intermittente, l'éolien offshore (40 MW, fourchette haute de la PPE pour 2028 [19]).

Les capacités photovoltaïques, hydrauliques et de centrales biomasse sont les mêmes que dans le scénario précédent. Seule l'énergie éolienne onshore est revue à la hausse, en prenant la valeur la plus élevée parmi les études énergétiques menées localement (146 MW).

Ce scénario permet d'évaluer une situation où la production d'électricité intermittente est prédominante.

- S6. Le scénario **Décarboné 2050** constitue un mix des deux scénarios précédents, avec l'arrêt de l'utilisation des petites et moyennes centrales thermiques et donc une baisse de la filière biomasse locale.

Les capacités installées en géothermie, ETM et PV sont les mêmes que dans le premier scénario et celles de l'éolien terrestre et en mer sont les mêmes que dans le second scénario. Les puissances installées en hydraulique sont à la hauteur du potentiel maximal (233 MW [78]), de même pour les centrales biogaz (67 MW [78]). En effet, toutes les installations possibles seront nécessaires pour compenser la fin de l'utilisation de centrales thermiques.

Une orientation possible de l'économie locale pourrait être l'abandon de la culture de la canne à sucre, d'où provient la bagasse, au profit d'autres cultures vivrières. En effet, l'île doit importer de nombreuses ressources alimentaires ; en 2021, plus de 118 000 tonnes de produits agricoles ont été importées à La Réunion [122].

Ce scénario évalue donc les impacts d'une situation à long terme dans laquelle le secteur de la biomasse ne serait représenté que par des installations de biogaz à La Réunion. Cette projection permet aussi d'inscrire la transition de l'île

2. Origine locale : bagasse, paille de canne, déchets verts, etc.

dans une démarche de réduction des émissions de dioxyde de carbone, celles-ci étant non négligeables lors de la combustion de la biomasse [118].

S7. Enfin, le scénario **Combiné 2050** est également un mélange des scénarios Base et Intermittent, mais cette fois en conservant les centrales thermiques à la biomasse et l'utilisation de la bagasse. L'objectif de ce scénario est d'évaluer les impacts d'un système énergétique où toutes les énergies locales sont exploitées au maximum de leur potentiel. Les capacités installées de géothermie, d'ETM, de PV, d'hydraulique et d'éolien terrestre et offshore sont les mêmes que dans le scénario Décarboné. Pour la biomasse, les valeurs des scénarios Base et Intermittent sont utilisées.

Les différentes hypothèses utilisées sont résumées dans la Table 3.3, et la comparaison des scénarios est visible en Figure 3.6. Toutes ces données de puissances totales installées ont été réparties aux postes source majoritairement grâce aux données de [78]. Par la suite, ces scénarios seront simulés et comparés, d'un point de vue technique, économique et environnemental.

Horizon	Scénario	Hypothèse
2030	Tendanciel	Prévisions de la PPE pour 2028 [19]
	+90 % EnR	Conservation TAC fioul/gazole Moins d'éolien, plus de PV
	100 % EnR	Moins d'éolien, plus de PV
2050	Base	Développement géothermie et ETM
	Intermittent	Développement éolien offshore
	Décarboné	Arrêt production bagasse, conservation centrales biogaz Développement géothermie, ETM, éolien offshore
	Combiné	Développement des filières au maximum du potentiel

TABLE 3.3 – Résumé des hypothèses pour l'élaboration des scénarios de puissances installées.

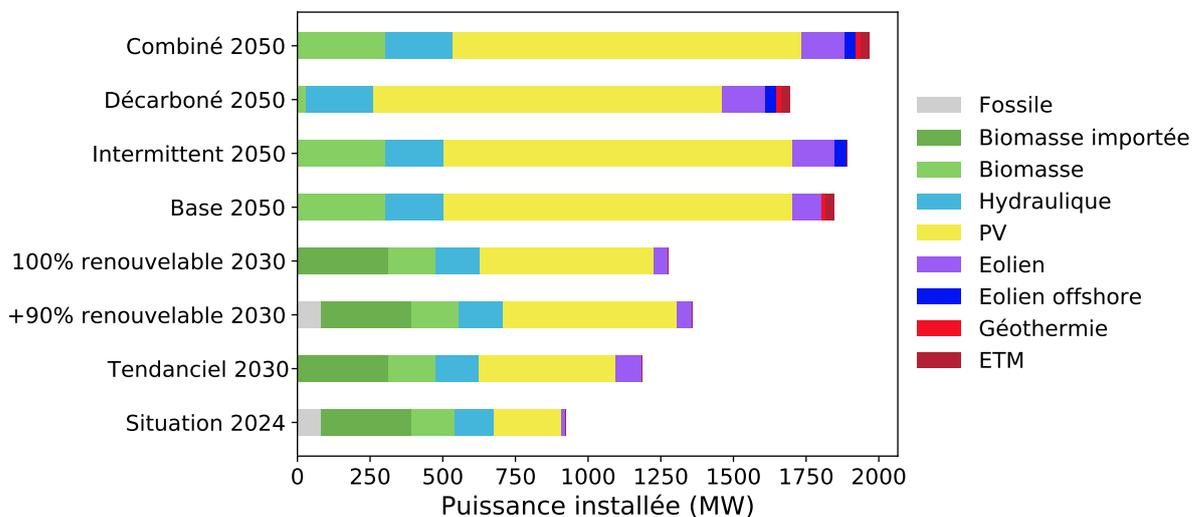


FIGURE 3.6 – Puissances installées (MW) des scénarios pour 2030 et 2050.

3.4 Paramètres économiques du modèle

Afin de pouvoir simuler le réseau électrique de l'île à moyen et long terme avec les scénarios précédemment introduits, certaines données économiques sont requises. Pour rappel, l'optimisation avec PyPSA décrite dans le Chapitre 2 est une minimisation des coûts du système. Les paramètres économiques utilisés pour l'optimisation des scénarios au sein du modèle du réseau électrique sont détaillés dans la Table 3.4. Durant les simulations, les seuls investissements considérés comme variables sont pour de nouvelles batteries ou pour le renforcement du réseau électrique. En effet, pour étudier l'autonomie électrique de l'île, de nouvelles capacités de stockage seront requises, et une possible évolution des infrastructures du réseau est à étudier. Les coûts d'investissement (CAPEX) renseignés dans le tableau sont ainsi principalement utilisés pour la comparaison des scénarios en section suivante.

Plusieurs précisions doivent être apportées par rapport à cette table.

⇒ Tirets et croix

Afin de ne pas encombrer le tableau, des tirets ont été placés pour signifier que la valeur du paramètre en 2050 est la même que celle en 2030. Les croix indiquent que la valeur n'est pas nécessaire car la technologie n'est utilisée dans aucun des scénarios de l'horizon correspondant.

⇒ Comparaison des données

Des données locales ont été employées autant que possible. Lorsque des projections pour 2050, non spécifiques à La Réunion, étaient disponibles, celles-ci ont été utilisées.

En raison de la baisse attendue du coût des énergies renouvelables, les projections de CAPEX sont inférieures aux valeurs actuelles trouvées dans la littérature [126] : jusqu'à -55 % pour la géothermie, -65 % pour l'éolien offshore, et entre -74 % et -31 % selon la technologie PV considérée. En revanche, les données locales utilisées sont généralement plus élevées que les valeurs actuelles de la littérature. Par exemple, le CAPEX de l'éolien onshore peut être majoré jusqu'à +25 % [126]. Les coûts d'O&M, quant à eux, restent proches des valeurs actuelles.

⇒ Filière hydraulique

Le coût du CAPEX provient d'une moyenne des différents coûts introduits par [78]. Il s'agit des coûts d'investissement des technologies suivantes :

- centrales au fil de l'eau,
- barrages,
- adduction d'eau potable,
- réseaux d'irrigation,
- réseaux d'assainissement.

La totalité de ces technologies est évaluée dans les études de potentiel locales. Avec la volonté de proposer une valeur locale d'une part, et le besoin de réduire la complexité du réseau insulaire modélisé d'autre part, une moyenne de tous ces coûts a été faite. Aucune donnée locale n'étant disponible pour les coûts variables d'opération et de maintenance (O&M), l'hypothèse a été faite d'attribuer à la filière le coût le plus faible parmi les autres technologies, afin de refléter la flexibilité de la ressource. Cette

Technologie	Paramètre	2030	2050	Unité	Source
PV	CAPEX	840	640	k€/MW	[123]
	O&M fixe	10,7	8,9	k€/MW/an	[123]
	Durée de vie	40	-	/	[123]
Eolien onshore	CAPEX	2	-	M€/MW	[78]
	O&M fixe	13,4	12,1	k€/MW/an	[123]
	O&M variable	1,44	1,3	€/MWh	[123]
	Durée de vie	30	-	/	[123]
Eolien offshore	CAPEX	x	1,64	M€/MW	[123]
	O&M fixe	x	33	k€/MW/an	[123]
	O&M variable	x	3,25	€/MWh	[123]
	Durée de vie	30	-	/	[123]
Hydraulique	CAPEX	3,13	-	M€/MW	[78]
	O&M fixe	2	-	% CAPEX	[78]
	O&M variable	1	-	€/MWh	Hypothèse
	Durée de vie	50	-	/	[78]
TAC bioéthanol	CAPEX	1,5	-	M€/MW	[78]
	O&M variable	94	-	€/MWh	[78]
	Disponibilité	0,5	-	/	Hypothèse
	Durée de vie	30	-	/	[78]
Biogaz	CAPEX	5,4	-	M€/MW	[78]
	O&M variable	15	-	€/MWh	[78]
	Disponibilité	0,5	-	/	Hypothèse
	Durée de vie	30	-	/	[78]
Biomasse locale	CAPEX	2,2	-	M€/MW	[78]
	O&M fixe	80	-	k€/MW/an	[78]
	O&M variable	172,5	-	€/MWh	[78]
	Durée de vie	20	-	/	[78]
Biomasse liquide	Coût importation	40,23	x	€/MWh	[124]
Bagasse	CAPEX	4,6	-	M€/MW	[78]
	O&M fixe	140	-	k€/MW/an	[78]
	O&M variable	60	-	€/MWh	[78]
	Coût importation	5,65	x	€/MWh	[124]
ETM	CAPEX	x	8,8	M€/MW	[125]
	CAPEX base	x	43,7	M€	[125]
	O&M fixe	x	3	% CAPEX	[125]
	O&M variable	x	250	€/MWh	[57]
	Durée de vie	30	-	/	[78]
Géothermie	CAPEX	x	2,53	M€/MW	[123]
	O&M fixe	x	21,2	k€/MW/an	[123]
	O&M variable	x	6,23	€/MWh	[123]
	Durée de vie	30	-	/	[123]
TAC fioul/gazole	CAPEX	360	x	k€/MW	[124]
	O&M fixe	9	x	k€/MW/an	[123]
	O&M variable	6,38	x	€/MWh	[123]
	Coût importation	40,23	x	€/MWh	[124]

TABLE 3.4 – Données économiques des filières de production d'électricité utilisées pour les optimisations dans ce chapitre. Les tirets correspondent à une valeur identique en 2030 et en 2050, alors que les croix indiquent que la valeur n'est pas nécessaire pour l'horizon visé, la filière de production n'étant pas considérée.

approche se justifie par le fait que le mix électrique est, entre autres, déterminé par la minimisation des coûts opérationnels.

⇒ Disponibilité des installations

Pour les centrales biogaz et la TAC bioéthanol, ce paramètre est tiré de [127]. Dans cet article, une valeur légèrement plus élevée que 0,5 est renseignée. Après consultation du facteur de charge historique de la filière locale [18], ce paramètre a été arrondi à 0,5.

⇒ Filière biomasse

L'obtention des coûts O&M variables de la biomasse locale suivent la même démarche que pour la filière hydraulique ; plusieurs coûts d'exploitation locaux sont accessibles [78]. Ceux-ci varient selon le combustible brûlé :

- paille de canne,
- déchet vert,
- canne fibre,
- bois énergie.

Afin de simplifier la modélisation, la moyenne des coûts a été faite.

Les coûts de la biomasse liquide, non renseignés dans le tableau pour alléger ce dernier, sont supposés identiques à ceux de la biomasse locale. Seul un paramètre est renseigné, correspondant au coût des importations. Ce paramètre étant inconnu, l'hypothèse d'un coût identique à celui de la ressource que la biomasse liquide remplace, c'est-à-dire le fioul lourd, a été faite. Le chiffre est le même pour la TAC fioul/gazole ; le ratio fioul/gazole n'étant pas connu, l'hypothèse a été faite d'une alimentation seulement au fioul à horizon 2030. Des données de 2019 ont été utilisées pour obtenir ce paramètre [124]. La méthodologie est la même pour le coût d'importation des pellets des centrales bagasse, assimilé au coût d'importation du charbon. Le coût a cependant été divisé par deux, afin de modéliser l'objectif de n'alimenter que la moitié de la centrale par des pellets importés.

⇒ Filière ETM

Une régression linéaire a été effectuée avec les données de [125], afin de prendre en compte des coûts propres au cas d'étude. Cette régression fait apparaître un terme de « base » dans le calcul des coûts d'investissement. Ceux-ci étant en dollars dans le rapport, un taux de change de 0,92 €/€, a été appliqué.

Les données techniques et économiques utilisées pour les batteries, présentées dans la Table 3.5, proviennent intégralement de [36], en l'absence de données locales. Il s'agit de projections à moyen et long terme, et des coûts différents peuvent être mentionnés dans la littérature [126]. Ces paramètres, essentiels à l'optimisation économique réalisée, influencent les résultats obtenus. Pour réduire les incertitudes, les données économiques des différents moyens de stockage proviennent, autant que possible, d'une source unique.

Paramètre	2030	2050	Unité
CAPEX	660	270	k€/MWh
O&M fixe	570	-	€/MWh/an
O&M variable	1,91	1,7	€/MWh
Durée de vie	25	30	/
Auto-décharge	0,1	-	%/jour
Efficacité de charge	0,985	-	/
Efficacité de décharge	0,975	-	/

TABLE 3.5 – Données techniques et économiques des batteries stationnaires [36]. Les tirets correspondent à une valeur identique en 2030 et en 2050.

Le dernier critère optimisé durant les simulations concerne le renforcement du réseau. La création de nouvelles lignes électriques n'est pas prise en compte dans la modélisation, en raison de l'existence de contraintes géographiques fortes et de l'absence de tels projets d'aménagement localement. Si dans la fonction objectif présentée en Chapitre 2, une donnée de renforcement des lignes actuelles en €/MVA est utilisée (réduction de la complexité et des temps de calculs), l'estimation du coût de renforcement d'une ligne électrique suit en réalité la méthodologie développée dans [78]. Celle-ci est décrite dans l'équation suivante :

$$c_l = (p_c + p_f) \times L_l \times 1,2 \quad (3.1)$$

c_l correspond alors au coût du renforcement de la ligne (€), p_c est le prix du conducteur aérien (€/km) (voir Table 3.6) et L_l la longueur de la ligne. Le paramètre p_f vaut 25 k€/km et correspond à un coût fixe de remplacement du conducteur, tandis que le facteur 1,2 correspond à un surcoût lié au contexte insulaire. Ces données, tirées d'un rapport de 2018 [78], ne sont pas les plus récentes sur le sujet. Elles permettent cependant une première estimation pour le cas de La Réunion, et seront utilisées dans le calcul des coûts d'investissement de la prochaine section.

Conducteur	Capacité de la ligne (MVA)	Prix conducteur (k€/km)
ASTER 148	39	4,2
ASTER 228	50	7,4
ASTER 366	67	10,4
ASTER 570	88	14,9

TABLE 3.6 – Données de prix du conducteur en fonction de la capacité de la ligne [78].

3.5 Comparaison des scénarios définis

La simulation des scénarios précédemment introduits peut ensuite être étudiée. Celle-ci consiste à établir le mix électrique optimal pour répondre à la demande au moindre coût, ainsi qu'à dimensionner les batteries additionnelles et le renforcement du réseau. Pour comparer les projections du mix électrique futur, seuls deux scénarios de consommation seront testés. Une analyse de sensibilité sur la consommation sera menée par la suite.

Pour l'horizon 2030, les scénarios de consommation EE et Tendancier ont été testés avec un parc de VI électrifié à 20 %, dont la recharge est pilotable à 40 % (en 2022,

5 % du parc des VI est constitué de véhicules électriques, hybrides rechargeables et hybrides non rechargeables [18]).

Pour l’horizon 2050, les scénarios de consommation EE et Tendancier ont été testés avec un parc de VI électrifié à 100 %, sans baisse des trajets considérée, et avec une recharge pilotable à 80 %. L’électrification des réseaux de bus urbains avec un kilométrage équivalent à celui de 2017 a aussi été considérée.

3.5.1 Estimation des besoins en stockage à moyen et long terme

Différents résultats ont été obtenus grâce à l’optimisation du système électrique, modélisé avec l’outil présenté dans le Chapitre 2. L’électricité produite par secteur et par poste source, la capacité requise des batteries et leur fonctionnement, ainsi que le renforcement si nécessaire des lignes à haute tension ont été analysés. Les principaux résultats sont détaillés dans la Table 3.7.

Consommation	Production	Capacité des batteries (MWh)	Remarques
EE 2030	Tendancier	0	-
	+90% EnR	75	Mix électrique à 99,8 % EnR
	100% EnR	72	-
Tendancier 2030	Tendancier	0	-
	+90% EnR	22	Mix électrique à 92 % EnR
	100% EnR	21	-
EE 2050	Base	1 420	-
	Intermittent	1 410	-
	Combiné	1 433	-
	Décarboné	-	Faisable avec baisse de la conso. élec. de base de 25 %
Tendancier 2050	Base	(1 232)	Faisable avec forte utilisation de biomasse Renforcement de deux lignes électriques
	Intermittent	(1 205)	Faisable avec forte utilisation de biomasse Renforcement d’une ligne électrique
	Combiné	1 344	-
	Décarboné	-	Infaisable (conso. trop élevée)

TABLE 3.7 – Résultats des simulations de chaque scénario de production avec chacun des deux scénarios de consommation. Les résultats entre parenthèses sont obtenus avec une forte utilisation de la filière biomasse, ce qui pourrait ne pas être possible en fonction de la ressource locale.

En débutant l’analyse avec les simulations à moyen terme, on constate que les trois scénarios de puissances installées introduits répondent aux deux scénarios de demande prévus pour 2030. Aucun renforcement de ligne ne sera nécessaire dans les cas modélisés. Aucune batterie supplémentaire ne serait requise dans le cas du scénario Tendancier. Ce scénario possède en effet un taux de pénétration des énergies intermittentes moins élevé que les deux autres. Pour mettre en œuvre l’un de ces deux derniers, des batteries supplémentaires seront nécessaires, pour un total allant de 20 à 75 MWh. Une plus grande capacité de stockage est requise dans le cas d’un scénario avec une plus faible consommation, le taux de pénétration des énergies

intermittentes étant plus élevé (la biomasse sert de variable d’ajustement). Bien que la capacité des installations de production d’électricité soit fixée dans les scénarios, une optimisation de celle-ci a été testée afin d’étudier le comportement du modèle³. Les résultats obtenus montrent que des capacités plus faibles de PV seraient installées sur le moyen terme, afin de minimiser le recours à des installations de stockage supplémentaires (grâce à une diminution du taux d’énergies intermittentes).

Concernant les simulations sur le long terme, tous les scénarios de puissances installées ne permettent pas de répondre à la demande modélisée. En effet, pour que le scénario Décarboné puisse être déployé sur le long terme, il faudrait que la consommation électrique non pilotable soit au maximum égale à 75 % de la consommation électrique du scénario EE. De même, les scénarios Base et Intermittent ne pourraient répondre à la demande du scénario Tendanciel qu’avec un fort recours à la biomasse, dont la fourniture locale ne pourrait être garantie chaque année (fonction des conditions météorologiques, des conditions sociales, etc.). Seul le scénario Combiné permet de répondre aux deux scénarios de consommation avec une production électrique exclusivement locale. Cependant, ce scénario prévoit une production annuelle à partir de biomasse pouvant aller jusqu’à 1 000 GWh ; si des conditions défavorables se présentent certaines années, des importations pourraient être nécessaires.

Un détail de la répartition du mix électrique simulé avec ce scénario, et le scénario de consommation EE, est visible sur la Figure 3.7. Sur celle-ci, on observe la place importante de la production PV, comme évoqué dans le paragraphe précédent. Les filière hydraulique, biomasse et géothermique sont utilisées principalement en complément. Enfin, l’utilisation journalière des batteries est décrite sur le même graphique.

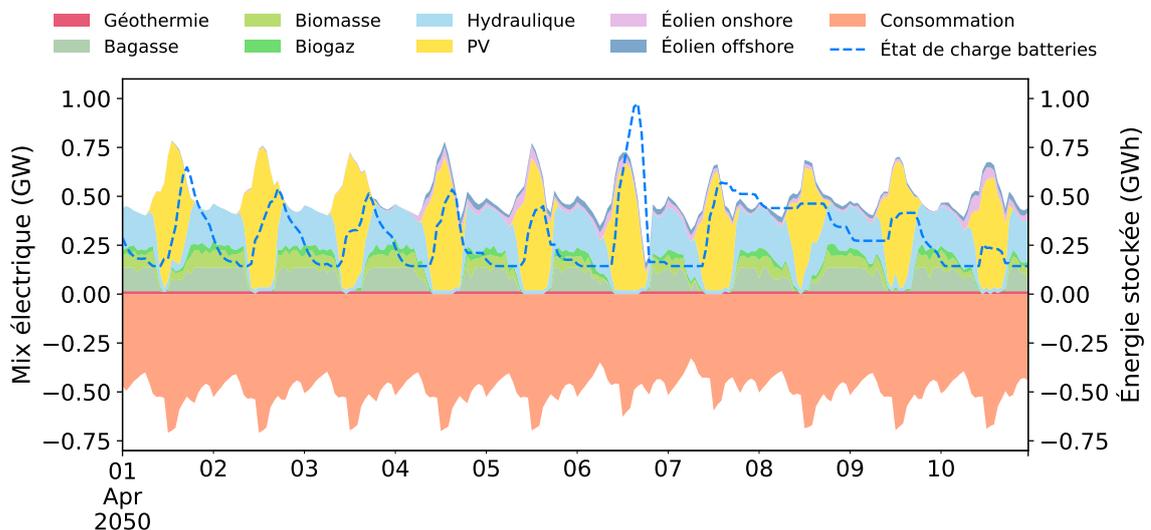


FIGURE 3.7 – Détail de la répartition de la production sur une semaine en avril, avec les scénarios Combiné 2050 et EE. Les puissances et énergies sont sommées sur toute l’île.

Dans tous les cas, la transition énergétique du territoire s’accompagnera de forts

3. Dans l’étude évoquée, les capacités installées des unités de production (en MW), en paramètres dans le présent manuscrit, ont été ajoutées comme variables d’optimisation. Les résultats ont fait l’objet d’une publication dans une revue internationale (voir Annexe A)

besoins en stockage : jusqu'à 1,4 GWh de batteries devraient être installées, et sur un même poste source cela pourrait s'élever jusqu'à 240 MWh de stockage nécessaires. Ces résultats sont cohérents avec ceux du scénario visant l'autonomie électrique du rapport de l'ADEME [78] : jusqu'à 874 MW de stockages seraient nécessaires, pour des durées de stockages de deux à quatre heures. Selon nos résultats, les lignes constituant le réseau électrique actuel ne devraient pas avoir besoin d'être fortement renforcées : une à deux lignes, situées près des deux pôles de consommation dans le Nord et dans le Sud, renforcées jusqu'à 10 MVA maximum. Les résultats obtenus sont valables dans le cas d'un fonctionnement simulé sans aucune perturbation. En effet, aucune analyse de contingence n'a été menée dans le présent travail.

Variant peu d'une simulation à l'autre avec un scénario de consommation, la composition du mix électrique des différents scénarios simulés est visible en Figure 3.8. Sur cette figure, la volonté locale de réduction des importations fossiles est clairement représentée, jusqu'à atteindre un mix électrique entièrement local à horizon 2050. À cet horizon, la part annuelle de l'énergie produite d'origine intermittente ne dépasse pas les 50 %, et ce peu importe le scénario de puissances installées. Bien que le mix électrique soit exclusivement composé d'énergies intermittentes durant une dizaine d'heure dans l'année, on peut supposer que la stabilité globale du système ne serait pas significativement compromise avec l'introduction de plus d'un gigawatt d'installations photovoltaïques.

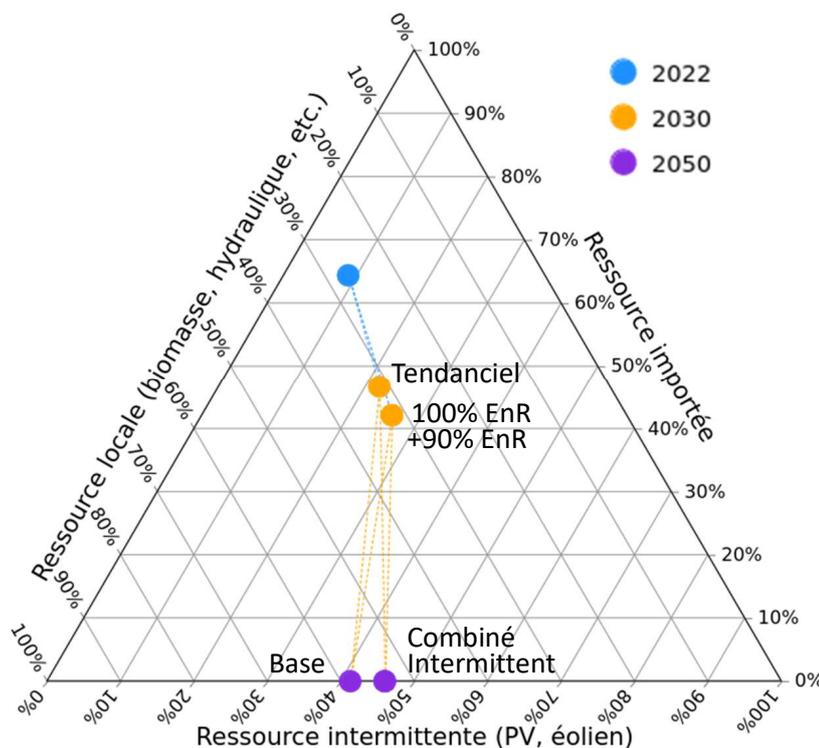


FIGURE 3.8 – Analyse tridimensionnelle de composition du mix électrique des scénarios simulés.

Une analyse de sensibilité a été menée afin d'étudier l'influence de la consommation sur les simulations du réseau électrique. Confirmant les résultats énoncés plus haut, une baisse de la consommation électrique des VE impliquera une augmentation des besoins en stockage. En effet, afin de réduire la complexité du modèle, la capacité des technologies de production d'électricité n'est pas optimisée. Dans le cas présent,

avec une demande électrique en baisse, les installations de production intermittente sont sur-dimensionnées, impliquant un taux de pénétration de ces énergies élevé, et ainsi un besoin en stockage conséquent. Pour rappel, dans le cas d'une optimisation des installations, ce sont bien les puissances installées en panneaux photovoltaïques qui décroissent. L'écrêtage des moyens de production n'a en effet pas été considéré ici.

L'influence de la pilotabilité de la recharge du parc de VI est étudiée en parallèle. Si celle-ci permet de réduire le pic de demande en fin de journée, aucun changement majeur n'est observé sur le réseau électrique global. L'influence de ce paramètre sera notable lors de situations contraintes (événements extrêmes, centrales à l'arrêt, etc.), particulièrement difficiles à anticiper.

3.5.2 Prise en compte de la contrainte foncière

Comme abordé dans le Chapitre 2, la contrainte foncière est particulièrement prégnante à La Réunion. Une estimation des besoins en surface des nouvelles installations de production d'électricité, ainsi que des batteries, a été faite à l'aide des données de la Table 3.8.

Ces données, initialement variables en m^2/MWh , ont été fixées en m^2/MW puis annualisées par les auteurs de [128]. Elle prennent en compte une utilisation directe des sols (hébergement des installations) et indirecte (matières premières extraites pour la construction). Les valeurs les plus élevées concernent la filière hydraulique (fortes incertitudes par rapport aux conditions des sites) et biomasse (les auteurs de [129] prennent en compte la surface occupée par le combustible). Pour l'éolien offshore, seule la base des mâts des éoliennes est prise en compte (les bateaux peuvent naviguer entre les éoliennes), alors que pour l'éolien onshore la surface complète d'occupation est considérée.

La donnée d'emprise au sol des batteries a été estimée à partir d'une des deux batteries actuellement installée à La Réunion. Celle-ci, d'une capacité de 2,5 MWh, tient dans un conteneur de bateau. Avec une surface au sol estimée à 18 m^2 , une valeur de $7,2 \text{ m}^2/\text{MWh}$ est obtenue. Afin de prendre en compte les infrastructures annexes nécessaires, cette valeur est arrondie à $10 \text{ m}^2/\text{MWh}$. Les résultats de la comparaison des scénarios sont visibles en Figure 3.9.

Technologie	Surface occupée (m^2/MW)
PV	1 561
Eolien onshore	3 950
Eolien offshore	31
Hydraulique	190 606
Biomasse	120 236
ETM	31
Géothermie	18 391
Fioul	2 308
Batterie	$10 \text{ m}^2/\text{MWh}$

TABLE 3.8 – Données de surface occupée des nouvelles installations considérées [128, 129]. Les besoins en surface de l'ETM sont supposés égaux à ceux de l'éolien offshore.

Les résultats montrent le fort impact des installations hydraulique et biomasse,

nécessitant des surfaces élevées pour leur développement. Ainsi, excepté pour le scénario Décarboné, les résultats sont globalement équivalents sur un même horizon. Au maximum, les installations électriques de l'île pourraient occuper jusqu'à 86 km², soit plus de 3 % de la surface de l'île.

Dans les scénarios à horizon 2050 apparaît la nécessité de capacités de stockage conséquentes. Ces stockages sont, dans toutes les simulations, principalement installés sur les deux gros pôles de consommation de l'île, le Nord et le Sud. Cependant, comme cela a été introduit en Section 2.7, certains postes source, présents dans des zones fortement urbanisées, peuvent présenter des difficultés à l'installation de nouvelles technologies de stockage. Les simulations ont ainsi été relancées en retirant les trois postes source du nord de l'île situés en zone très urbanisée, pour l'installation de nouvelles batteries. Cette action a pour effet de transférer les puissances de stockage requises dans les simulations au poste source le plus proche, situé dans l'Ouest. Sur ce poste, des capacités de batteries allant de 620 MWh jusqu'à 1 GWh seraient préconisées. Pour une transition énergétique efficace, il conviendra ainsi d'étudier spécifiquement chaque poste source, afin de ne pas cumuler des capacités de stockage trop importantes à un seul endroit. Avec de telles capacités requises, d'autres technologies de stockage devront être envisagés.

Les contraintes géographiques n'ont pas été appliquées dans l'élaboration des scénarios de puissances installées de production électrique. En effet, sur les postes source fortement contraints foncièrement, ce sera principalement du PV additionnel qui sera installé, ou des installations marines (ETM et éolien offshore).

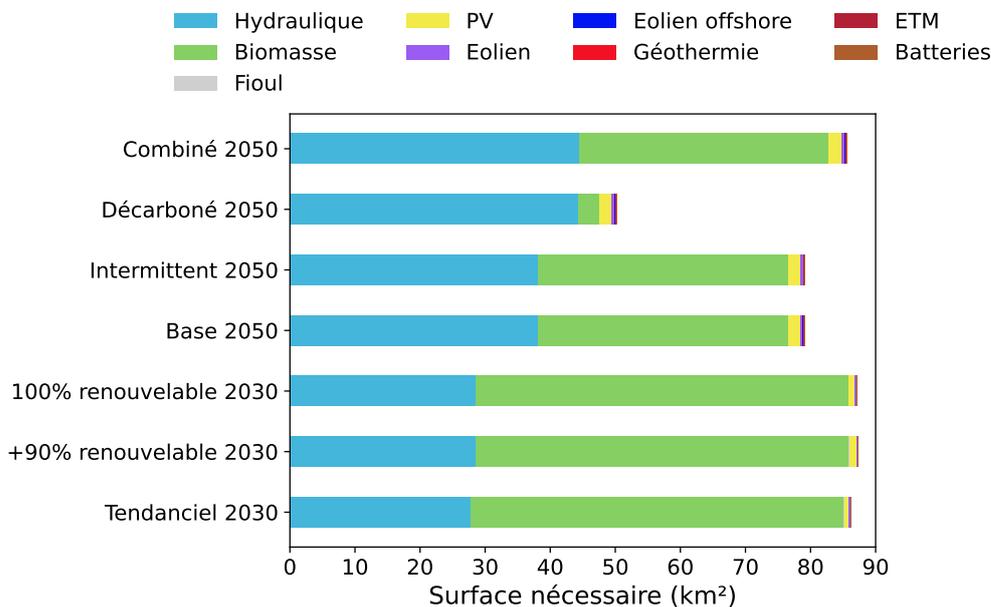


FIGURE 3.9 – Comparaison de l'emprise au sol des installations électriques des scénarios.

3.5.3 Comparaison économique et environnementale

D'autres critères peuvent être utilisés pour comparer les différents scénarios entre eux. Par exemple, les coûts d'investissement annualisés pour les nouvelles installations sur le moyen terme, ou pour la totalité des installations sur le long terme. Les résultats ont été obtenus avec les données des Tables 3.4 et 3.5, et calculés avec l'équation 2.13 avec un taux d'intérêt de 0,04. Les coûts de conversion des cen-

trales thermiques n'ont pas été pris en compte pour la comparaison. Les résultats sont visibles en Figure 3.10. Cette dernière permet de mettre en valeur la part de chaque filière dans le bilan économique, ainsi que l'importance d'y considérer les investissements dans des unités de stockage.

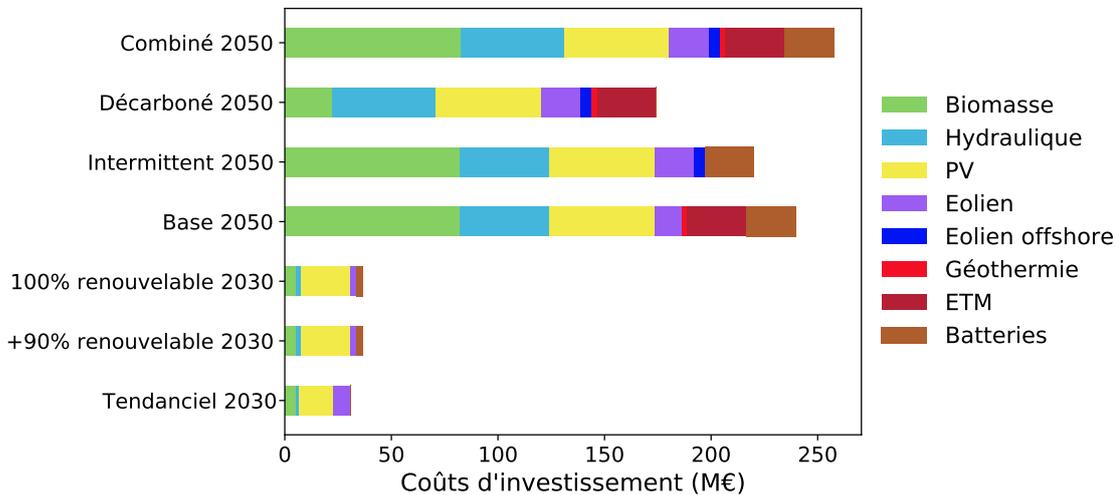


FIGURE 3.10 – Comparaison des coûts d'investissement annualisés. Pour les scénarios 2030, seules les nouvelles installations sont considérées, tandis que le parc complet est considéré pour les scénarios de 2050. Les investissements pour les batteries nécessaires dans le cas d'un scénario de consommation EE sont en hachurés. Pour rappel, le scénario Décarboné ne peut répondre à la demande de ce scénario.

Il est aussi possible de comparer les résultats sur des critères environnementaux. En particulier, la consommation en eau, ainsi que les émissions de GES sur le cycle de vie, sont évaluées. À l'aide des paramètres donnés dans les Tables 3.9 et 3.10, les Figures 3.11 et 3.12 sont tracées. La première représente les émissions de GES équivalentes du système sur un an de fonctionnement. Les paramètres utilisés prennent en compte la fabrication et la maintenance des technologies, ainsi que la phase de combustion pour les filières biomasse et fossile.

Afin de permettre une meilleure comparaison des scénarios, seules les simulations sur les scénarios de consommation EE ont été tracées. Dans le cas des simulations avec les scénarios de consommation Tendanciel, les émissions sont proportionnellement plus élevées, la filière biomasse étant utilisée en quasi exclusivité pour combler la différence de demande énergétique.

Comme le facteur d'émission de la majorité des technologies ne prend en compte que des impacts indirects (fabrication et maintenance), l'impact de la biomasse est prédominant (CO_2 dit « biogénique »). Les scénarios pour 2050 utilisant de nouvelles filières de production renouvelable, leurs émissions sur un an sont moins élevées que dans le cas des scénarios pour 2030. Du fait de l'absence de données, les émissions induites par les importations des combustibles, renouvelables ou non, n'ont en effet pas été prises en compte pour les simulations de 2030. Pour rappel, le scénario Décarboné ne peut répondre à la demande du scénario de consommation EE, il n'apparaît donc pas sur le graphique.

Technologie	GES (kgCO ₂ eq/MWh)
PV	43,9
Eolien onshore	14,1
Eolien offshore	15,6
Hydraulique	6
Biomasse, bagasse	228,3
TAC bioéthanol, biogaz	342,4
ETM	20
Géothermie	45
TAC fioul/gazole	730
Batterie	63,5

TABLE 3.9 – Paramètres d’émission de GES utilisés pour la comparaison des scénarios. Les émissions sont liées à la fabrication et à la maintenance des technologies. Pour les filières biomasse et fossile, la phase de combustion est aussi prise en compte. Toutes les données viennent de [130] excepté le facteur d’émission d’une batterie qui vient de [131].

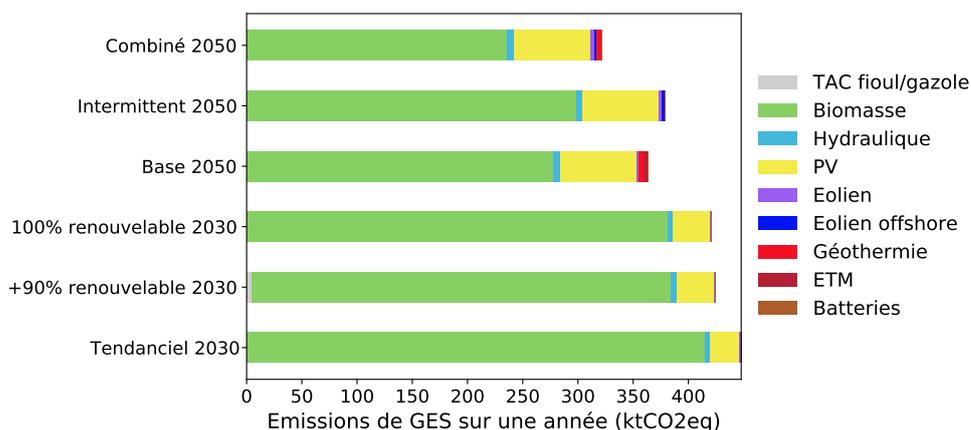


FIGURE 3.11 – Comparaison des émissions de GES sur une année des simulations des scénarios de puissances installées de production d’électricité, avec le scénario de consommation EE.

Technologie	Conso. eau (L/MW)	Conso. eau (L/MWh)	Source
PV	72,952	329,3	[129] et [132]
Eolien onshore	11 048	1,13562	[129] et [132]
Eolien offshore	3 660	0,378541	[129] et [132]
Hydraulique	16 587	0,208	[129]
Biomasse	16 587	553	[129]
ETM	16 587	0,208	Hypothèse hydraulique
Géothermie	18 000	500	[129]
TAC fioul/gazole	16 587	795	[129]

TABLE 3.10 – Paramètres de consommation d’eau utilisés pour la comparaison des scénarios. La valeur fixe correspond à l’eau utilisée pour la construction des technologies et la fabrication des composants électriques.

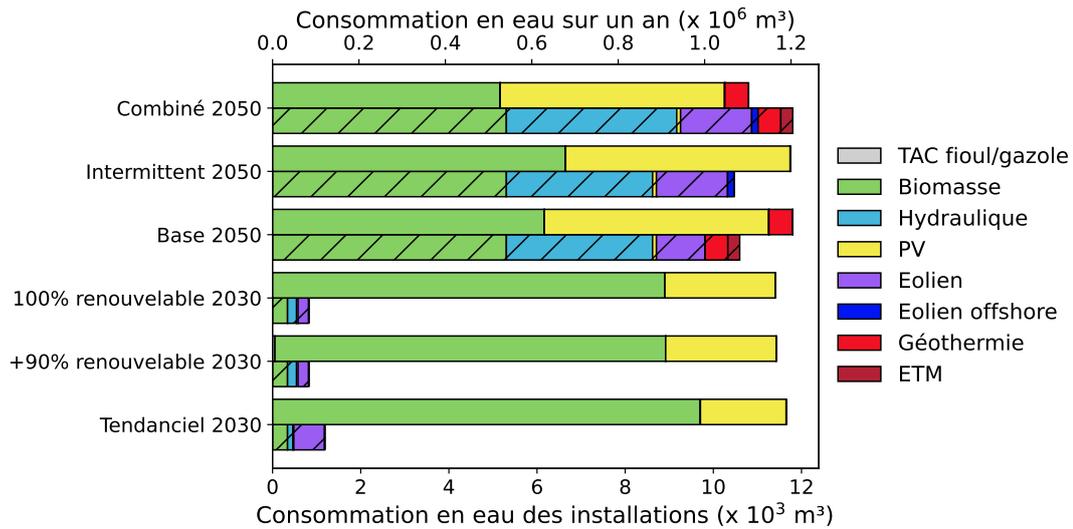


FIGURE 3.12 – Comparaison de la consommation en eau du système. Les barres avec hachures représentent la consommation pour la production des installations (axe du bas), tandis que les autres barres représentent la consommation pour le fonctionnement sur une année du système.

La Figure 3.12 présente le critère de consommation d'eau, d'une part sur le parc installé pour la fabrication des installations, et d'autre part sur une année de fonctionnement. Cela permet de distinguer la différence d'impact entre les installations en elles-mêmes et leur fonctionnement.

L'utilisation de l'eau est un critère particulièrement important en raison de sa disponibilité limitée sur l'île, tout comme la ressource foncière. Ce critère concerne l'eau prélevée dans l'environnement par l'installation électrique pendant sa construction et son fonctionnement, et qui n'est pas restituée à sa source d'origine [129]. L'eau consommée lors de la fabrication des installations pourrait être négligée au niveau local. En effet, toutes les technologies doivent être importées, et il n'existe actuellement aucune filière de production sur place. Cela pourrait ne plus être le cas dans les années à venir, avec l'émergence de nouvelles chaînes régionales. Afin de se concentrer sur les installations de production d'électricité, la consommation en eau lors de la production ou l'entretien des batteries n'a pas été pris en compte. Une fois de plus, seules les simulations sur les scénarios de consommation EE ont été tracées. Les résultats pour l'horizon 2030 prennent seulement en compte les nouvelles installations par rapport à la situation actuelle de l'île.

Nous constatons que les consommations en eau sont cent fois plus importantes pour le fonctionnement du système sur un an que pour la fabrication des installations de production d'électricité. Encore une fois, l'impact de la biomasse est important, bien que celui-ci puisse rivaliser avec celui du photovoltaïque sur le long terme. Le scénario Combiné présente un paradoxe intéressant : mobilisant le plus de puissances installées de production d'électricité, la consommation en eau pour la fabrication de celles-ci est plus importante que pour les autres scénarios. Cependant, grâce à cette variété des moyens de production, la simulation sur une année du système présente une consommation en eau inférieure à celle des autres scénarios, cette simulation mobilisant davantage les filières peu gourmandes en eau.

Les aspects évoqués ne doivent pas être négligés au niveau local ; la ressource en eau, déjà limitée aujourd'hui, pourrait l'être d'autant plus avec le changement climatique. À titre de comparaison, en 2020, plus de 152 millions de mètres cubes d'eau potable

étaient à destination de la consommation, 53 millions pour l'irrigation et 10 millions pour les usages industriels [133].

3.6 Impacts du changement climatique

Le dernier aspect à prendre en compte lors de l'élaboration de scénarios prospectifs est l'impact du changement climatique. Comme cela a été évoqué en introduction, nous faisons actuellement face à une évolution du climat terrestre, qui devrait se dégrader si aucun changement notable n'est entrepris dans les années à venir. En plus d'avoir un impact sur la santé humaine, la biodiversité, les ressources vivrières ou la ressource en eau, ce changement climatique influera aussi nos modes de vie et nos façons de produire de l'énergie.

En effet, le changement climatique a un impact majeur sur la production d'électricité, en particulier celle à partir de sources renouvelables : perturbation des ressources en eau pour l'hydroélectricité, baisse des rendements de la production de biomasse, dommages causés aux installations par des événements météorologiques extrêmes, etc.

Le changement climatique a également un impact sur notre consommation : dans un monde gouverné par la croissance économique et l'augmentation de la consommation mondiale, le changement climatique entraîne une augmentation globale de la température ambiante, ce qui se traduit par un besoin accru en refroidissement. Cependant, ces deux aspects combinés sont problématiques : une baisse de la production d'énergie renouvelable est incompatible avec une augmentation de la consommation d'énergie, dans un monde où nous voulons réduire notre impact pour ne pas exacerber les effets du changement climatique. Il est donc important de quantifier l'impact du changement climatique sur l'ensemble du système énergétique, afin de pouvoir ensuite prendre des mesures efficaces et cohérentes.

3.6.1 Revue bibliographique

De plus en plus d'études traitent des impacts du changement climatique sur les systèmes énergétiques en général. Comme la consommation et la production d'électricité dépendent de plus en plus de facteurs extérieurs tel que les conditions météorologiques [134], le changement climatique aura une influence certaine sur ceux-ci. De nombreux impacts, comme l'évolution des températures et des précipitations, les événements extrêmes, l'élévation du niveau de la mer ou encore l'évolution des vents, auront des répercussions aussi bien sur la demande énergétique, les réseaux de transports de l'électricité, la production renouvelable mais aussi la production fossile [135]. Sur ce dernier point par exemple, le refroidissement des centrales thermiques pourrait être impacté entre autre par l'augmentation de la température ambiante et de l'eau.

Trois aspects en particulier seront détaillés dans ce manuscrit. Le premier concerne les effets du changement climatique sur la production PV. Les conséquences de l'augmentation de la température ambiante sur l'efficacité des panneaux PV sont bien connus dans la littérature scientifique. Dans la plupart des études, les auteurs évaluent l'impact des changements de température et d'irradiation sur la production photovoltaïque pour une étude de cas spécifique : la Grèce [136], la Chine [137], le Brésil [138], ou l'Italie [139]. Un grand nombre de pays sont étudiés, sur tous les

continents. La majorité de ces articles concluent à une faible variation de la production photovoltaïque sur le long terme. Certains articles vont plus loin dans l'analyse en évaluant l'impact des aérosols et des nuages [140] ou la vitesse du vent [141]. Cependant, les changements obtenus, bien que mineurs, sont souvent étudiés seuls et ne sont pas comparés aux autres impacts induits par le changement climatique.

Le deuxième aspect, particulièrement pertinent dans le cas présent, est l'impact du changement climatique sur la production hydraulique. Contrairement aux études sur le potentiel photovoltaïque, la littérature prévoit une baisse notable de la production hydraulique à venir. Dans [89], les auteurs étudient un barrage au Brésil sur deux périodes, la première de 2021 à 2051, et la seconde de 2051 à 2080. Sur ces deux périodes, deux scénarios du GIEC sont testés. Les auteurs concluent sur la nécessité d'investir dans d'autres sources d'énergie, une diminution de la production globale étant à prévoir (-23 % d'ici 2080 pour leur cas d'étude) en raison de la baisse des précipitations. Ces effets pourraient être d'autant plus exacerbés en raison d'une demande en eau croissante impliquée par une augmentation de la population croissante elle aussi. C'est en effet ce que concluent les auteurs de [91] avec leurs prévisions allant de 2010 à 2070. L'augmentation des températures affectera aussi la production hydraulique, nécessitant une disponibilité en eau supérieure à la normale [142].

Finalement, le dernier aspect détaillé est celui de la consommation électrique, directement liée aux variations de température [143]. Certaines études présentent des corrélations entre consommation et température à partir de données historiques [144], mettant parfois en avant le lien avec d'autres paramètres comme l'évolution de la population, les avancées technologiques ou les activités saisonnières [145]. Globalement, en raison de l'augmentation des températures, une demande grandissante en électricité pour le refroidissement est à prévoir [146]. L'utilisation de climatiseurs et de ventilateurs représente aujourd'hui près de 20 % de la consommation totale d'électricité dans les bâtiments [147]. Afin de contenir l'augmentation de la consommation, des innovations en termes d'efficacité énergétique devront être développées.

3.6.2 Application à La Réunion

Deux rapports récents du Conseil de la Culture, de l'Éducation et de l'Environnement (CCEE) traitent des impacts du changement climatique à La Réunion sur un large panel de secteurs. Le premier rapport fait un état des lieux [148], tandis que le second propose différentes trajectoires soumises à la Région à la suite d'une consultation citoyenne [149].

Le premier rapport fait un constat sans appel : à La Réunion, les températures moyennes ont augmenté de 1°C depuis 50 ans et des épisodes d'inondation et de sécheresse sont de plus en plus fréquemment observés, ainsi qu'une baisse moyenne des précipitations. Différents secteurs considérés comme vulnérables sont alors analysés, dont :

- les milieux marins, en particulier le corail ou les baleines ;
- la biodiversité, en raison de l'érosion des plages, ou la disparition des forêts ;
- la ressource en eau.

Des impacts néfastes sur le secteur du tourisme, de l'agriculture, ou encore de la production d'énergie sont observés en conséquence. La santé publique est aussi abordée,

notamment en raison de l'expansion d'insectes tels que les moustiques, entraînant une propagation accrue de maladies comme la dengue, dont l'évolution future est également anticipée. Des politiques d'adaptation sont finalement proposées, qui seront retrouvées et détaillées dans le second rapport. Celles-ci prennent en compte le développement de projets de recherche, la rédaction de documents stratégiques (comme ceux évoqués dans la Sous-section 3.2.2) ou encore une sensibilisation accrue de la population.

Un projet en particulier est évoqué par le rapport. Il s'agit du projet BRIO (Building Resilience in the Indian Ocean) [79], visant à produire des simulations climatiques à haute résolution spatiale pour la zone sud-ouest de l'Océan Indien, afin d'anticiper les variations du climat sur le long-terme. Pour la présente étude, des données météorologiques ont pu être obtenues de ce projet.

Évoqués mais non détaillés dans le rapport du CCEE de La Réunion, les impacts du changement climatique sur la production électrique locale seront ici traités. Parmi les modèles abordés, on retrouve la production PV, la production hydraulique et la production à partir de la biomasse. Ces filières dépendent en effet directement des conditions climatiques. En raison d'un manque de données, l'évolution du potentiel de production éolien ne sera pas évaluée, de même que celui de l'ETM. On supposera ainsi une évolution négligeable de la production électrique issue de ces deux filières.

3.6.2.1 Traitement des données

Pour évaluer l'impact du changement climatique à La Réunion, les données suivantes issues du projet BRIO ont été obtenues : précipitations journalières, températures moyennes, minimales et maximales journalières, cela pour différentes zones de l'île de 2020 à 2100, selon trois scénarios d'évolution. Ces trois scénarios font partie des « trajectoires socioéconomiques partagées » (SSP, *Shared Socioeconomic Pathways*) du GIEC, qui définissent les efforts nécessaires à l'échelle mondiale pour atteindre des niveaux définis de concentration de gaz à effet de serre dans l'atmosphère sur le long terme. Les trois scénarios retenus proposent une trajectoire optimiste (SSP1-2.6, appelé 1 dans la suite), pessimiste (SSP5-8.5, appelé 3) et intermédiaire (SSP2-4.5, appelé 2) pour l'évolution des émissions de gaz à effet de serre.

Chaque scénario est moyenné sur 20 ans, afin de maintenir les tendances mais effacer la variabilité climatique. Cela permet de mesurer l'impact de l'évolution de la température à moyen terme (2030), à long terme (2050) et à très long terme (2090). Ce sont donc des moyennes journalières et des températures maximales et minimales journalières pour trois horizons temporels pour différents endroits de l'île, selon trois scénarios différents, qui sont obtenues. La température moyenne sur l'année pour tous les scénarios est représentée sur la Figure 3.13. On constate qu'à moyen terme, l'augmentation moyenne de la température est à peine perceptible. Cependant, après 2050, et plus encore à très long terme, l'augmentation moyenne de la température est notable. Globalement, la hausse de la température sera plutôt limitée sur le long terme, grâce au caractère insulaire du territoire.

L'étape suivante consiste à obtenir des profils de température horaires à partir de ces données quotidiennes. Pour ce faire, la méthodologie décrite dans [150] est suivie. Les données de températures horaires TMY introduites dans le Chapitre 2 pour différents endroits de l'île est utilisé avec la fonction *Empirical_daily_temperature_curve()* du package R *chillR* [151]. Avec les coefficients ho-

raires obtenus pour chaque mois de l'année, les données de températures quotidiennes minimales et maximales peuvent être exploitées avec la fonction *Empirical_hourly_temperatures()* du même package R. Enfin, des profils de température horaire sur différents horizons temporels et selon différents scénarios sont obtenus pour différents lieux.

Pour vérifier les profils obtenus, il est possible de comparer leur moyenne journalière avec les moyennes journalières récupérées dans le cadre du projet BRIO. Chaque jour de l'année, la différence observée entre les températures moyennes est inférieure à 1°C. Cette différence n'est cependant pas nulle. Il a donc été décidé d'ajouter cette différence observée à chaque heure de chaque jour, afin d'obtenir une température moyenne journalière identique entre les profils construits et les données du projet BRIO. Les températures maximales et minimales journalières observées par le projet BRIO ne sont ainsi plus respectées dans les profils construits. Cela ne sera pas problématique par la suite : une augmentation des deux températures extrêmes n'impactera pas globalement la production photovoltaïque (la baisse de performance avec la température maximale sera compensée avec la hausse de performance de la température minimale), et la température moyenne sera utilisée dans la Sous-section 3.6.2.3.

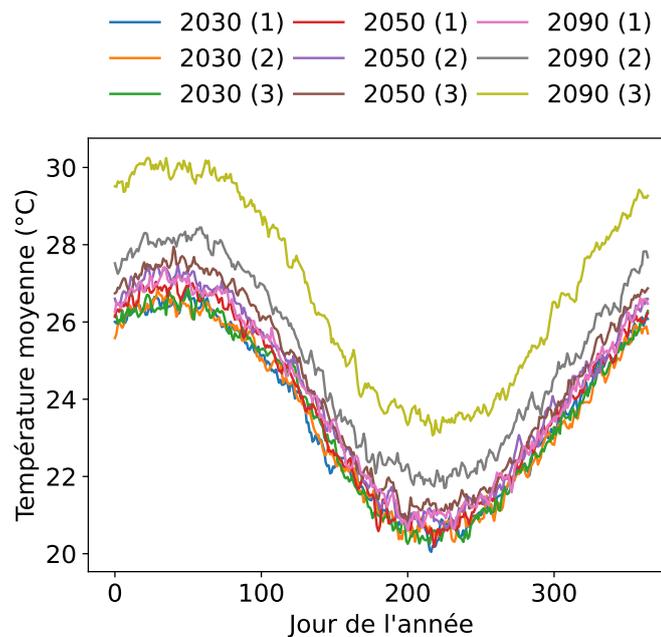


FIGURE 3.13 – Température moyenne journalière des différents scénarios moyennés sur 20 ans, moyennée sur l'île, pendant un an à La Réunion.

Concernant les précipitations, le projet BRIO conclut que dans les deux premiers scénarios, aucun effet notable du changement climatique n'est observé, alors que dans le troisième scénario, une baisse de 10 % des précipitations annuelles pourrait être observée sur le long terme. Cependant, à des échelles spatiales et temporelles plus fines, des impacts non négligeables seront observés pour tous les scénarios. D'une part, une baisse des précipitations sur la côte Ouest de La Réunion, la côte plus sèche, sera observée par rapport à la côte Est, déjà actuellement plus arrosée. Cette dualité a déjà mené à des travaux de canalisations souterraines traversant l'île de part et d'autre pour acheminer l'eau de l'est vers l'ouest. D'autre part, les

événements extrêmes dans l'année augmenteront, avec des alternances entre fortes pluies et périodes de sécheresse davantage marquées.

Dans le présent travail, de la même manière qu'avec les données de température, une moyenne des précipitations des trois scénarios sur 20 ans est faite. Afin d'obtenir des données extrêmes, on exportera sur ces mêmes 20 ans, l'année la plus sèche, et l'année la plus humide. Les données de précipitations obtenues sont visibles dans la Figure 3.14. Aucune tendance annuelle notable n'est visible sur le graphique, ce qui valide les conclusions du projet BRIO.

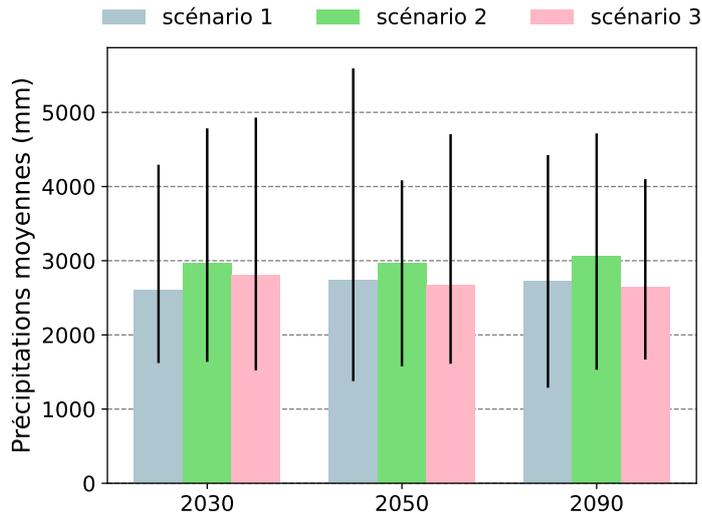


FIGURE 3.14 – Précipitations annuelles moyennes des différents scénarios. Les barres d'erreur représentent les précipitations moyennes des années sèches et humides relevées.

3.6.2.2 Impacts sur la production électrique

Une fois les données traitées, il est alors possible de regarder en détail chaque filière de production d'électricité renouvelable. En effet, certaines évolutions peuvent déjà être quantifiées.

Évolution de la production PV

À l'aide des données de températures précédemment traitées et du modèle présenté en Sous-section 2.5.1, l'évolution de la production PV peut être étudiée.

Concernant l'irradiation solaire, une étude a été menée sur son évolution en Afrique australe [152]. Dans ce travail, les résultats de vingt simulations climatiques régionales issues de plusieurs modèles climatiques régionaux et globaux sont comparés. Les auteurs concluent sur un changement global négligeable entre aujourd'hui et la fin du XXI^{ème} siècle. Comme l'étude ne se concentre pas sur l'île de la Réunion, ce qui pourrait conduire à des résultats différents de la tendance générale, la conclusion globale de celle-ci sera répétée ici : il est supposé que l'irradiation ne changera pas à La Réunion dans les horizons de temps considérés ici. On utilisera alors les données de TMY précédemment présentées.

Les données historiques de vent, de précipitations ou de couverture nuageuse n'étant pas disponibles en quantité suffisante pour évaluer l'impact de ces paramètres sur la production photovoltaïque, celui-ci sera négligé. Cet impact est souvent plus faible

que celui de l'irradiation et de la température à l'échelle temporelle utilisée dans le présent travail [140, 141]. De plus, l'évolution de la contribution des aérosols et de la couverture nuageuse est négligée.

Les résultats obtenus présentent donc l'influence de la température seule sur la production PV, et sont visibles en Table 3.11. Ceux-ci confirment ainsi ceux de la littérature sur les différents cas d'étude considérés : la baisse de production des panneaux reste négligeable sur le long terme, en ne prenant en compte que le facteur température. Ces estimations ont cependant été réalisées à partir de données technologiques actuelles. En effet, les modèles d'estimation de la production photovoltaïque ont été obtenus à partir de données historiques. Il est donc possible que de nouveaux panneaux soient installés à l'avenir, qui seront moins sujets à une baisse de rendement avec l'augmentation des températures [153].

Scénario	Évolution de la production	
	PV annuelle par rapport aux données de TMY(%)	
2030 (1)	-0,26	
2030 (2)	-0,23	
2030 (3)	-0,25	
2050 (1)	-0,37	
2050 (2)	-0,47	
2050 (3)	-0,57	
2090 (1)	-0,43	
2090 (2)	-0,83	
2090 (3)	-1,53	

TABLE 3.11 – Résultats de l'influence de l'évolution des températures sur la production PV.

Évolution de la production hydraulique

Le changement climatique aura également un impact sur la production hydroélectrique, avec l'évolution des précipitations. Comme évoqué dans le Chapitre 2, un modèle d'encadrement annuel a été utilisé pour estimer la production hydraulique. Ainsi, avec les données de la Figure 3.14, dans le cas de l'année la plus sèche à l'horizon 2090, une baisse de production jusqu'à 20 % pourrait être enregistrée. Cependant, comme cela a été rappelé, la disparité entre les zones et l'alternance de périodes sèches et humides plus marquées pourraient influencer davantage la production hydraulique. Néanmoins, en l'absence de modèle plus précis, l'estimation de la variation annuelle sera conservée.

Cas de la biomasse

Le changement climatique n'aura pas seulement un impact sur la production photovoltaïque et hydraulique. En effet, le secteur de la biomasse sera également affecté par la baisse globale des précipitations, les sécheresses, l'augmentation des feux de forêts, la hausse des températures ou encore les inondations. Cependant, les articles traitant de ce sujet dans la littérature aboutissent à des conclusions divergentes, rendant le sujet incertain [154]. La littérature locale suggère cependant une tendance à la baisse des rendements [155], bien que certains rapport statuent sur une augmentation de la surface agricole de canne à sucre et des rendements avec de meilleures

techniques culturelles [78]. En raison de cette forte incertitude, aucun changement notable causé par le changement climatique ne sera considéré ici.

3.6.2.3 Impacts sur la consommation électrique

Comme évoqué en introduction de la section, les changements de température influent sur la consommation électrique, en particulier pendant les périodes de froid (augmentation du chauffage) ou de chaud (augmentation de la climatisation). Plusieurs études, introduites en Sous-section 3.6.1, étudient l'évolution de la consommation électrique. En particulier, les auteurs de [145] évaluent l'impact de la population, des avancées technologiques et des activités saisonnières sur la corrélation entre température et consommation électrique. Dans le présent travail, de telles données ne sont pas suffisamment accessibles pour établir l'influence de ces paramètres. Une simple corrélation entre température moyenne et production électrique sera ainsi faite. Sans constituer une solide projection future, une tendance pourra être obtenue.

Les données quotidiennes de production d'électricité de 2016 à 2020 ont été utilisées, ainsi que les données de température moyenne sur la même période. Le graphique montrant la corrélation obtenue entre ces deux données est visible en Figure 3.15, où les jours de semaine ont été séparés des jours de week-end, afin d'obtenir deux modèles différents, prenant en compte la baisse d'activité pendant les week-ends.

Les deux corrélations trouvées sont les suivantes, avec P la production électrique journalière en MWh et T la température moyenne journalière en °C :

$$P_{wk} = 27,067 \times T^2 - 1088,3 \times T + 18869 \quad (3.2)$$

pour une journée en semaine, et

$$P_{wkd} = 23,989 \times T^2 - 961,68 \times T + 16711 \quad (3.3)$$

pour une journée en week-end. Une fois la corrélation obtenue, il est possible d'estimer la différence de production induite par une différence de température, en faisant l'hypothèse d'un comportement équivalent du système électrique :

$$P_{wk,X} = P_{wk,Y} + 27,067 \times (T_X^2 - T_Y^2) - 1088,3 \times (T_X - T_Y) \quad (3.4)$$

$$P_{wkd,X} = P_{wkd,Y} + 23,989 \times (T_X^2 - T_Y^2) - 961,68 \times (T_X - T_Y) \quad (3.5)$$

Ici, la donnée T_X est la donnée de température obtenue dans le cadre du projet BRIO et la donnée T_Y est la donnée de température pour l'année 2019, choisie comme référence en raison de la disponibilité des données. Enfin, la donnée P_Y est la donnée de consommation électrique de base de nos nouveaux scénarios. Les résultats de cette évolution sont visibles dans la Table 3.12.

La variation obtenue ici se concentre donc sur la différence de température par rapport aux températures moyennes de 2019, et ne prend pas en compte des facteurs plus globaux qui pourraient influencer la corrélation obtenue et donc cette variation, comme la croissance démographique ou l'efficacité énergétique, par exemple. Si la variation est négligeable à court terme, on constate qu'elle est plus importante à long terme. De fortes incertitudes sont tout de même à considérer pour l'horizon 2090.

Ces résultats présentent une tendance actuelle, et il est possible que celle-ci évolue

dans le futur. En effet, la climatisation, par exemple, est un sujet d'étude relativement commun, et de nouvelles innovations sont régulièrement développées. Il est donc possible qu'avec l'évolution des technologies ou du comportement des consommateurs, paramètres difficilement prévisibles, des résultats différents soient observés à l'avenir.

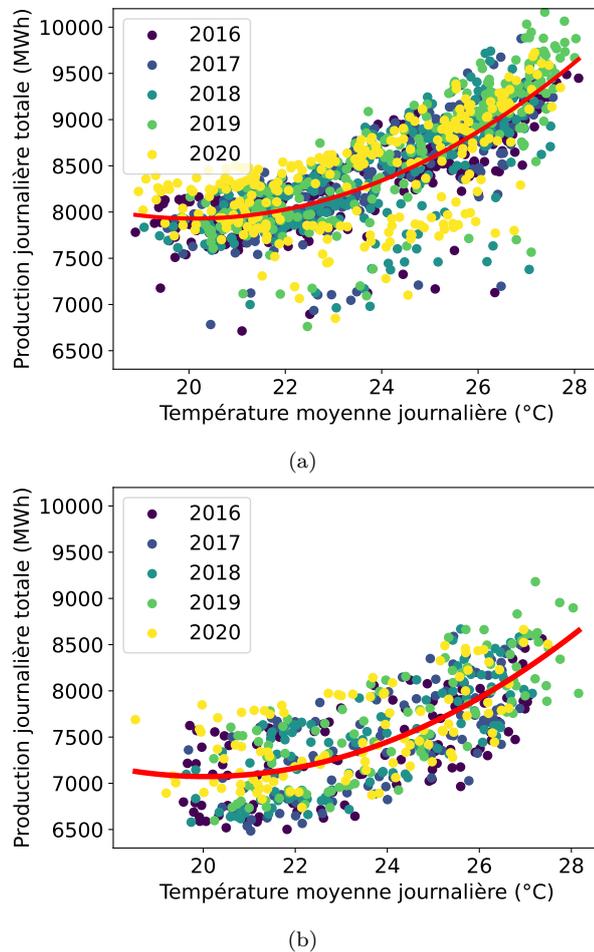


FIGURE 3.15 – Corrélation entre production électrique et température moyenne ; (a) pour un jour de semaine, (b) pour un jour de week-end.

3.6.3 Autres impacts

La hausse globale des températures aura également un impact sur le réseau électrique lui-même : réduction de la capacité des postes source et des transformateurs [156], surchauffe des lignes souterraines, augmentation des pertes de capacité [157], etc. Cependant, l'estimation de ces paramètres nécessite un certain nombre de données historiques, qui ne sont pas disponibles pour le présent travail. Ces impacts ne seront ainsi pas pris en compte.

D'autres impacts du changement climatique, autres que la température ou les précipitations, peuvent influencer le système énergétique global. C'est le cas des cyclones. D'après le projet BRIO, les cyclones pourraient être moins nombreux à l'avenir, mais plus intenses et leur intensité maximale pourrait se déplacer vers La Réunion. Cela aura des répercussions sur le système électrique, avec des impacts possibles sur les lignes de transport et de distribution de l'électricité, ainsi que sur les installations

de production et de stockage. De même, comme introduit au début de ce manuscrit, le changement climatique aura tendance à exacerber les tensions géopolitiques et à augmenter le nombre de réfugiés climatiques. Tout cela aura une influence sur les consommations électriques locales. Ces impacts, difficilement quantifiables, ne seront pas pris en compte ici.

Scénario	Évolution de la consommation électrique annuelle par rapport à la consommation initiale(%)
2030 (1)	+0,01
2030 (2)	+0,03
2030 (3)	+0,03
2050 (1)	+0,11
2050 (2)	+0,44
2050 (3)	+0,78
2090 (1)	+0,28
2090 (2)	+2,46
2090 (3)	+8,36

TABLE 3.12 – Résultats de l’influence de l’évolution des températures sur la consommation électrique.

3.7 Conclusion

Après une comparaison de la littérature, globale et locale, sur le sujet des scénarios énergétiques, plusieurs prévisions d’évolution du système énergétique de La Réunion ont été proposées. En particulier, divers scénarios de consommation électrique ont été détaillés, prenant en compte la consommation électrique non pilotable, la pénétration des véhicules électriques, et les réseaux de bus urbains convertis à l’électrique. Sept scénarios de production électrique ont ensuite été détaillés, correspondant à divers orientations pouvant être prises dans les années à venir.

Tous ces scénarios ont été simulés au sein de l’outil développé, et ceux-ci ont pu être comparés sur différents critères techniques, économiques ou environnementaux. Pour répondre sans importations énergétiques à une demande électrique constante sur le long terme par rapport aux prévisions tendanciennes pour 2030, tout en considérant une électrification complète du parc de véhicules individuels, seul un scénario de production électrique serait adapté. Ce scénario modélise une situation où toutes les filières locales sont développées au maximum de leur potentiel. Celui-ci, bien que présentant les pires résultats en termes de surface occupée et de coûts d’investissement, permettra des émissions de GES ainsi qu’une consommation de la ressource en eau réduites. Les résultats ont montré que les scénarios présentant les coûts d’investissement les plus faibles, totalisent les émissions de GES et la consommation en eau les plus élevées. Les orientations à venir en terme de transition énergétique devront ainsi se faire selon l’un ou l’autre de ces critères.

Parallèlement, l’impact du changement climatique sur la production photovoltaïque, la production hydraulique et la consommation électrique, a été évalué. Les données sur l’évolution des températures et des précipitations, jusqu’à l’horizon 2100

et selon trois scénarios, ont été analysées. La baisse attendue de la production photovoltaïque a été estimée, restant négligeable sur le long terme. L'évolution de la production hydraulique annuelle pourrait être fortement impactée certaines années, bien qu'une modélisation plus fine précisant cette tendance reste difficile localement. Enfin, l'augmentation de la consommation d'électricité liée à la hausse des températures, bien que négligeable à moyen terme, pourrait devenir problématique. En particulier, les pics de consommation lors des périodes chaudes pourraient mettre le réseau électrique en difficulté.

Plusieurs hypothèses ont été formulées dans ce chapitre, concernant divers sujets : mix de production d'électricité, consommation électrique non pilotable, véhicules électriques, ou encore changement climatique. Ces hypothèses ont été justifiées, et permettent de former une base de travail pour l'étude de la transition énergétique du système énergétique réunionnais. Elles s'insèrent dans la définition de scénarios, afin de pouvoir mesurer l'impact et l'influence de chacun de ces paramètres.

Comme cela a été vu dans ce chapitre, la consommation électrique, point névralgique du réseau électrique, sera impactée par l'augmentation des températures. Chaque secteur doit donc se préparer à anticiper les changements à venir et à s'assurer que la demande en électricité est toujours satisfaite. Des solutions concrètes pourraient être mises en place pour réduire la consommation en électricité à l'avenir : gestion de la demande, réduction de l'utilisation des voitures particulières, développement de technologies à haute efficacité énergétique, etc. L'île étant relativement petite et non interconnectée à un réseau continental, la production d'électricité locale est limitée. La demande d'électricité aura donc un rôle clé à jouer dans le futur.

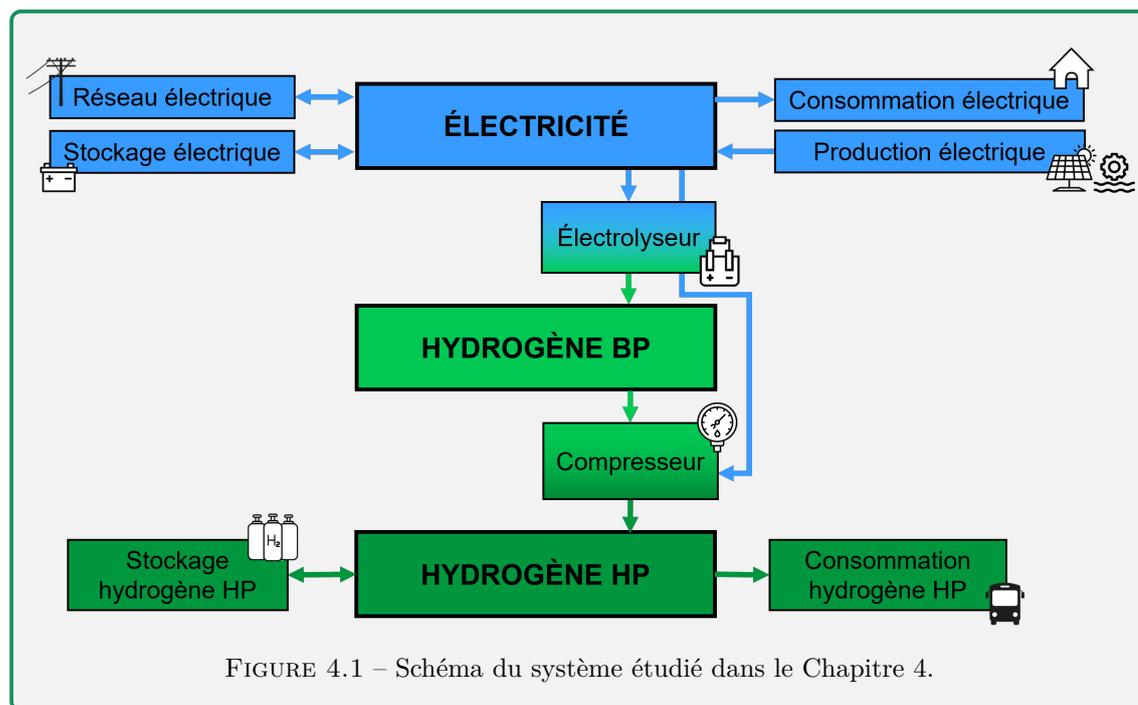
CHAPITRE 4

Intégration de l'hydrogène pour le secteur de la mobilité

Points clés

- Plusieurs applications de l'hydrogène dans le secteur de la mobilité sont étudiées : dans des autocars ou dans un train avec pile à combustible, comme réactif pour la production d'e-ammoniac pour le secteur maritime, et comme réactif pour la synthèse d'e-kérosène pour le secteur aérien.
- Pour l'application autocars, la solution hydrogène est comparée à la solution électrique à batterie. Sur certaines lignes du réseau local, l'utilisation de l'hydrogène est justifiée grâce à l'autonomie apportée aux véhicules.
- D'un point de vue économique, avec un coût total de possession d'environ 13 €/km, l'installation d'une ligne ferroviaire avec pile à combustible pourrait rivaliser avec celle d'un train électrique relié par caténaire.
- La transition du secteur maritime au e-ammoniac implique une demande énergétique annuelle supplémentaire de 240 GWh. Cette dernière peut être satisfaite à partir d'une production électrique locale, en plus des autres besoins du système énergétique.
- La transition du secteur aérien au e-kérosène implique quant à elle une demande énergétique annuelle supplémentaire de 6 840 GWh. Une telle demande ne pourra pas être satisfaite avec des ressources exclusivement locales. Pour conserver l'objectif d'autonomie énergétique, le territoire devra envisager une forte réduction de la consommation du secteur.

Le réseau électrique, tel qu'étudié dans ce chapitre, est schématisé en Figure 4.1.



Sommaire

4.1	Introduction	93
4.2	État de l'art	93
4.3	Méthodologie	99
4.3.1	Mise à jour du modèle	99
4.3.2	Modèle pour la comparaison économique	102
4.3.3	Modèle pour la comparaison environnementale	103
4.4	Réseau de cars interurbains	105
4.4.1	Consommation des véhicules	106
4.4.2	Comparaison économique	112
4.4.3	Comparaison environnementale	116
4.5	Ligne ferroviaire	118
4.5.1	Projections de consommation	119
4.5.2	Résultats des simulations	120
4.6	Carburants alternatifs pour le secteur maritime	123
4.6.1	Estimation de la consommation énergétique	124
4.6.2	Résultats des simulations	126
4.7	Carburants alternatifs pour le secteur aérien	128
4.7.1	Estimation de la consommation énergétique	128
4.7.2	Résultats des simulations	131
4.8	Conclusion	136

4.1 Introduction

Comme cela a été vu dans le Chapitre 1, de nombreuses applications utilisant de l'hydrogène sont aujourd'hui commercialisées ou en cours de développement. En particulier, le secteur de la mobilité évolue avec ce vecteur énergétique, afin de proposer des solutions aux véhicules thermiques ou électriques à batterie. Par rapport à ces derniers, l'hydrogène offre une meilleure autonomie et des temps de recharge des véhicules plus courts. Avec le temps et le développement des technologies, cet écart tend à se réduire.

Pour rappel, le secteur de la mobilité pose une problématique importante à La Réunion. En effet, sur la totalité des combustibles fossiles importés chaque année, près de la moitié est à destination du secteur du transport, dont deux tiers sont pour le secteur routier (461,3ktep en 2022 [18]). Les Réunionnais sont très dépendants de la voiture individuelle, et les embouteillages sur les différentes routes de l'île sont quotidiens. Les transports en commun, déjà présents sur l'île, doivent être davantage développés, afin de pouvoir réduire les importations de carburants fossiles dans les années à venir, et espérer pouvoir atteindre l'objectif d'autonomie énergétique. Bien que la LTECV fixe cet objectif pour 2030 pour La Réunion [6], compte tenu des dynamiques actuelles, un tel objectif devrait s'envisager sur le long terme.

Dans le présent chapitre, quatre cas d'application de l'hydrogène pour la mobilité seront étudiés :

- utilisation dans des autocars ;
- utilisation dans un train ;
- utilisation comme réactif pour la fabrication de carburants alternatifs pour le domaine maritime ;
- utilisation comme réactif pour la fabrication de carburants alternatifs pour le domaine aérien.

La première application sera étudiée à l'horizon 2030, et les trois autres à l'horizon 2050. Une description de l'état de l'art existant sera faite pour chaque cas, puis la méthodologie commune employée pour étudier les différentes applications sera détaillée. Enfin, les résultats obtenus pour chaque application seront présentés.

Dans le cas des applications routières et ferroviaires, une comparaison à la mobilité 100 % électrique sera faite. Dans le cas des applications maritimes et aériennes, les carburants alternatifs étudiés seront respectivement l'e-ammoniac et l'e-kérosène. Les impacts sur le réseau électrique de la transition de ces secteurs seront évalués, et l'objectif d'autonomie énergétique du territoire sera discuté.

4.2 État de l'art

Avec le développement de l'hydrogène pour la mobilité, viennent les études scientifiques de dimensionnement, d'évaluation économique ou environnementale, et d'efficacité énergétique. Le sujet de l'hydrogène comme moyen de décarboner ce secteur, bien que récurrent depuis de nombreuses années, fait régulièrement l'objet de nouvelles études.

Les différentes utilisations de l'hydrogène étant fréquemment étudiées séparément,

l'état de l'art de chaque cas d'application sera détaillé individuellement. La présentation des spécificités des cas autocars et train à La Réunion sera faite au début des Sections 4.4 et 4.5.

Réseau de cars interurbains

Le secteur des transports publics, composé d'autobus et d'autocars, est fréquemment analysé dans la littérature scientifique pour trouver des moyens efficaces de réduire les émissions de carbone. Alors que les premiers opèrent principalement dans les villes, avec des itinéraires entrecoupés de nombreux arrêts et transportant plus de passagers, les seconds sont principalement utilisés pour les itinéraires interurbains, plus longs et comportant moins d'arrêts. Les autobus étant les véhicules les plus étudiés, les principales solutions pour décarboner le secteur sont les suivantes : hybride diesel-électrique, gaz naturel, électrique à batterie ou électrique avec pile à combustible et hydrogène. En tant que solution qui n'a pas encore été pleinement développée pour cette application, les autobus à hydrogène avec moteur à combustion interne (ICE, *Internal Combustion Engine*) ne sont que peu abordés dans la littérature. Les principaux travaux décrits par la suite sont résumés dans la Table 4.1.

Le choix d'une technologie ou d'une autre dépend souvent de l'application et peut être basé sur différents critères techniques, économiques ou environnementaux. Sur le plan économique dans [158], les auteurs analysent le coût total de possession (TCO, *Total Cost of Ownership*) des autobus électriques et à hydrogène dans les transports publics d'une ville de 60 000 habitants, en 2020 et en 2030. Ce critère regroupe l'ensemble des coûts directs et indirects d'une flotte de véhicules, et s'exprime en fonction de la distance parcourue. Ce même paramètre économique est évalué dans [159], mais cette fois pour les technologies diesel, gaz, hybride et hydrogène en Australie, dans une ville de près de 2 millions d'habitants. Ce critère est également calculé dans [160], centré sur la comparaison des autobus diesel, électriques et à pile à combustible, et fournissant une évaluation des émissions de CO₂ sur la durée de vie des autobus, et dans [161], où les autobus diesel, à gaz naturel, à pile à combustible et électriques à Singapour sont comparés, avec un critère supplémentaire sur les émissions polluantes des autobus. Enfin, ce critère se retrouve également dans des études sans hydrogène, comme dans [162], où les auteurs se concentrent sur la comparaison détaillée de deux types de recharge pour les autobus électriques, la recharge au dépôt ou la recharge rapide aux terminus, ou dans [163] avec une étude économique complète impliquant le calcul de la valeur actuelle nette, du taux de rendement interne et du délai de récupération pour les autobus diesel, au gaz naturel et électriques à batterie.

Certaines études n'envisagent pas d'évaluation économique et s'intéressent à une comparaison environnementale, comme dans [164] où les émissions carbone sont calculées pour différents autobus alimentés en énergies fossiles (diesel, gaz de pétrole liquéfié -GPL-, et gaz naturel), électriques ou à pile à combustible. L'étude se fait dans une ville de près de 2 millions d'habitants à Taïwan. Dans [165] et dans [166], une évaluation du cycle de vie de différents types d'autobus est réalisée. Dans la première étude, différents moyens de production de l'hydrogène sont comparés, sur des critères énergétiques, de consommation d'eau ou d'occupation des sols. Dans la seconde, les critères étudiés de chaque solution technologique sont comparés « du puits au réservoir » et « du réservoir à la roue ». Par rapport aux précédentes, cette

étude introduit l'estimation des émissions de composés organiques volatiles (VOC). Dans [167], les auteurs introduisent le critère de potentiel de réchauffement global (GWP). Ils évaluent aussi l'impact de l'origine de l'électricité, et diverses sources d'énergie sont considérées, dont l'énergie éolienne, l'énergie solaire, les déchets et l'électricité du réseau.

Enfin, certaines études comparent les technologies sur la base de critères économiques et environnementaux, comme dans [168], où sont évalués les coûts sur le cycle de vie des véhicules et les émissions de CO₂ des autobus diesel, au gaz naturel, hybrides, à pile à combustible et électriques, ou dans [169], avec une étude centrée sur les deux derniers types de véhicules et évaluant la transition d'une flotte de véhicules diesel. Parfois, des critères supplémentaires peuvent être étudiés, comme la pollution sonore, le confort dans le véhicule ou la vitesse de circulation [170].

L'une des principales limites de toutes ces études est le manque de précisions concernant le dimensionnement des infrastructures nécessaires au ravitaillement des véhicules à hydrogène. Cela a été fait dans la littérature, mais les études correspondantes se concentrent souvent uniquement sur la technologie hydrogène et ne permettent donc pas une comparaison avec d'autres solutions décarbonées. C'est le cas de [171], qui étudie le dimensionnement d'un électrolyseur pour produire de l'hydrogène pour une flotte d'autobus, et propose l'évaluation économique de celle-ci. Dans [172], la chaîne d'approvisionnement en hydrogène est optimisée afin de minimiser le coût actualisé de l'hydrogène pour des autobus avec pile à combustible, mais aucune évaluation environnementale n'est réalisée. C'est également le cas dans [173], qui optimise la production d'hydrogène afin de minimiser les coûts. Enfin, [174] calcule le coût actualisé et l'intensité carbone d'une flotte de bus diesel, en optimisant la proportion de véhicules convertis à l'hydrogène, et [175] étudie la configuration du système d'approvisionnement en électricité et du système de production d'hydrogène pour alimenter une flotte de bus alimentés par ce dernier. Cette dernière évaluation est basée sur une analyse énergétique, économique et environnementale. Toutes ces études couvrent les aspects technico-économiques et l'évaluation du cycle de vie des véhicules à zéro émission.

Alors que la littérature est très complète en ce qui concerne les études sur les autobus, le présent chapitre étudiera les autocars, type de véhicules non étudié dans la littérature. Les technologies sont similaires, mais les données peuvent varier (consommation, technologies embarquées), tout comme l'état de la recherche et de la commercialisation, et les profils de vitesse. En outre, très peu d'études prennent en compte des profils de vitesse réels lors de l'estimation de la consommation des véhicules, ou le dimensionnement des technologies de recharge des véhicules au sein même de l'étude.

Dans l'ensemble, les études économiques proposent des résultats cohérents. A court terme, elles concluent que les véhicules à batterie sont économiquement plus avantageux que les véhicules à hydrogène (secteur encore émergent, coûts élevés, rendement de la chaîne de conversion faible et manque d'infrastructures). A long terme, cependant, les conclusions sont souvent inversées en fonction du cas étudié. En effet, les avantages de la solution hydrogène résident dans une meilleure autonomie (davantage d'énergie embarquée) et un temps de remplissage des réservoirs proche de celui d'un carburant fossile, deux paramètres pouvant être cruciaux selon les cas d'étude. Les études environnementales omettent régulièrement de prendre en compte l'impact des technologies embarquées au sein des véhicules (batteries, piles à com-

bustible, stockage de l'hydrogène). Cela est souvent pris en compte dans des études sur les véhicules individuels, comme dans [176], mais pas pour les transports publics. Enfin, il existe peu d'articles comparant les véhicules électriques et à hydrogène sur la base à la fois du coût total de possession et du potentiel de réchauffement global. Toutes ces limites seront abordées au sein de ce chapitre.

Réf.	Année	Cas d'étude	Solutions	Critères d'évaluation
[170]	2005	-	Diesel, gaz naturel, GPL, méthanol, hybride diesel/gaz naturel/GPL-électrique, batteries, H ₂ PAC	Conso. énergétique, efficacité énergétique, pollution de l'air, pollution sonore, CAPEX, OPEX, caractéristiques véhicules, adaptation de la route, confort usagers
[168]	2016	Finlande, Etats Unis	Diesel, gaz naturel, hybride diesel-électrique, batteries, H ₂ PAC	Conso. énergétique, efficacité énergétique, coûts sur le cycle de vie, émissions CO ₂ , coûts émissions CO ₂
[159]	2016	Australie	Diesel, gaz naturel, hybride diesel-électrique, H ₂ PAC	TCO
[161]	2017	Singapour	Diesel, gaz naturel, hybride diesel-électrique, batteries, H ₂ PAC (avec ou sans batterie)	TCO, émissions CO ₂ , CO, NO _x , SO _x , HC et PM
[163]	2018	Turquie	Diesel, gaz naturel, batteries	TCO
[164]	2019	Taiwan	Diesel, gaz naturel, GPL, batteries, H ₂ PAC	Émissions CO ₂
[158]	2021	Allemagne	Diesel, batteries, H ₂ PAC	TCO
[160]	2021	Autriche	Diesel, batteries, H ₂ PAC	TCO, émissions CO ₂
[165]	2021	Argentine	Diesel, H ₂ PAC	Conso. énergétique, occupation du sol, conso. eau, émissions CO ₂
[166]	2021	Maroc	Diesel, hybride diesel-électrique, batteries, H ₂ PAC	Conso. énergétique, émissions CO ₂ , CO, NO _x , SO _x , VOC et PM
[169]	2022	Australie	Batteries, H ₂ PAC	Réduction conso. énergétique, coûts totaux, réduction des émissions
[167]	2023	Pologne	Diesel, batteries, H ₂ PAC	GWP
[177]	2024	-	Diesel, essence, hybride essence-électrique, batteries, H ₂ PAC, H ₂ ICE	Autonomie, efficacité énergétique, coûts, émissions CO ₂

TABLE 4.1 – Principales caractéristiques des études comparant différentes solutions pour la décarbonation des transports en commun.

Ligne ferroviaire

L'utilisation de l'hydrogène dans des trains fait moins souvent l'objet d'études de la littérature que dans le cas des transports en commun. Le choix d'une telle solution, par rapport à une solution tout électrique par exemple, se fait très souvent par rapport à des critères techniques, laissant peu de choix aux autres critères, économiques ou environnementaux entre autres. De fait, l'utilisation de l'hydrogène en remplacement de la solution diesel permet soit d'éviter l'électrification d'une ligne

ferroviaire, soit de proposer une meilleure autonomie qu'une solution à batteries. En effet, si une ligne ferroviaire existe déjà, et que celle-ci est électrifiée, la question de l'hydrogène ne se pose pas.

Le premier avantage évoqué pour une solution hydrogène, à savoir l'évitement de l'électrification d'une ligne existante, est discuté dans [178]. Dans cet article, un état de l'art des trains à pile à combustible est présenté. Le temps de recharge, comme évoqué dans le paragraphe précédent, est aussi cité comme point fort de la solution hydrogène. Toutefois, de nouveau comme évoqué dans l'application précédente, les inconvénients de rendement de la chaîne de production et de coûts élevés sont mis en avant, de même que l'opinion publique sur la sécurité du stockage hydrogène. Tous ces inconvénients devront être palliés pour permettre une utilisation durable de l'hydrogène dans le secteur ferroviaire.

Certaines études scientifiques traitent du dimensionnement du train avec pile à combustible [179], avec par exemple des calculs de la consommation de celui-ci à partir du nombre de wagons compris ou encore de sa taille totale [180]. Dans [181], les infrastructures de la station de ravitaillement en hydrogène sont optimisées, sur des aspects énergétiques et économiques. Un cas avec des passagers et un cas de fret sont étudiés, et différents indicateurs économiques sont évalués : coût actualisé de l'hydrogène, TCO, délai de récupération ou encore retour sur investissement. En conclusion, le TCO de la solution hydrogène avec PAC est moins élevé qu'une solution à batteries ou reliée par caténaire. La comparaison est aussi faite dans [182], qui prend en compte les trains diesel et ceux avec de l'hydrogène dans un moteur à combustion interne. Plusieurs méthodes de production de l'hydrogène sont considérées, ainsi que différents moyens de production de l'électricité. Les scénarios introduits sont comparés sur des critères de consommation énergétique, de coûts kilométriques et d'émissions de dioxyde de carbone.

Une nouvelle fois, la prise en compte de l'impact carbone des technologies embarquées dans les trains à hydrogène n'a pas encore été traitée dans la littérature scientifique. Cela sera abordé dans le présent chapitre, et une comparaison économique du coût total de possession sera effectuée entre solution hydrogène et solution électrique, afin de vérifier les résultats obtenus par [181].

Le seul train à hydrogène commercialisé aujourd'hui est le Coradia iLint de l'entreprise *Alstom* (considéré dans la présente étude, en Section 4.5). Dans les pas de ce premier modèle, *Siemens* devrait proposer prochainement son modèle de train à hydrogène en Europe. De nombreux pays mènent aujourd'hui des tests sur les trains à hydrogène : Japon, Portugal, États-Unis, etc. Le constat est le même pour les trains à batterie : si des essais sont menés, et des projets sont lancés, aucun véhicule n'est aujourd'hui commercialisé. En France, l'entreprise *Bombardier* développe actuellement un train à batterie pour remplacer les trains diesel sur les lignes régionales.

Électro-carburants pour les secteurs maritime et aérien

Dans les secteurs aérien et maritime, l'hydrogène peut être pris en compte comme carburant en tant que tel, ou comme réactif pour la production d'autres carburants alternatifs. Ces deux secteurs utilisent encore aujourd'hui de grosses quantités de combustibles fossiles, et les solutions électriques ne sont cette fois pas soutenables dans la majeure partie des cas. En effet, l'utilisation de moteurs électriques reste envi-

sagée pour de petites navettes maritimes, des avions légers ou ultra-légers ou encore des hélicoptères. Les carburants alternatifs parmi les plus prometteurs aujourd'hui sont des électro-carburants, c'est-à-dire des carburants produits à partir d'électricité décarbonée.

Quelques études font état du développement actuel des carburants alternatifs des deux secteurs évoqués [183–185]. C'est le cas par exemple de [186] qui évoque plusieurs électro-carburants : e-diesel, e-ammoniac, e-gasoline, e-méthane, e-kérosène ou encore e-méthanol. Dans cette étude, des coûts sont évalués pour ces deux derniers carburants. Ceux-ci sont aussi parfois comparés sur davantage de critères, comme leur potentiel de réduction des émissions de GES ou leur consommation énergétique [187].

En raison de l'avancée technique de la transition du secteur maritime, cette dernière est souvent étudiée dans la littérature. Par exemple, [188] établit une étude de coûts d'une unité de production d'e-ammoniac, alors que [189] optimise la pression, la température et le nombre de réacteurs d'une telle unité, afin de minimiser la consommation énergétique du processus et de maximiser son rendement. Dans [190], une minimisation des coûts d'investissement et d'opération est effectuée, afin de dimensionner une unité de production d'e-ammoniac, ainsi que le stockage hydrogène associé. Une comparaison économique et environnementale est ensuite effectuée, et différentes sources d'électricité sont considérées. Une dernière étude évalue les besoins énergétiques nécessaires pour la transition du secteur maritime à l'hydrogène, au e-ammoniac ou au e-méthanol [191].

L'analyse présentée dans ce chapitre permettra de combiner ces recherches sur le secteur maritime, en offrant une évaluation des besoins énergétiques du secteur et un dimensionnement des infrastructures nécessaires. Le seul carburant alternatif pris en compte pour le secteur maritime sera l'**e-ammoniac**, car étant le plus étudié aujourd'hui.

La même méthodologie sera appliquée pour évaluer la transition énergétique du secteur aérien, afin de proposer une étude scientifique répondant à ce problème. Le seul carburant alternatif étudié pour le secteur aérien sera l'**e-kérosène**, carburant qui contribuera le plus probablement à la transition du secteur. Des critères de consommation d'eau et d'impact global sur le réseau électrique seront aussi évalués. L'hydrogène pur ne sera considéré comme carburant alternatif pour aucun des deux secteurs. La principale raison est la faible maturité des solutions hydrogène prévue pour 2050, en particulier pour l'aviation. De plus, bien que l'Union Européenne souhaite intégrer progressivement les carburants durables d'aviation (SAF, pour Sustainable Aviation Fuels) jusqu'à atteindre les 70 % en 2050 [192], l'hydrogène pur ne fait initialement pas partie de cette catégorie. Ceci reflète les limitations perçues de cette technologie dans le cadre de la transition énergétique.

Pour l'évaluation des besoins énergétiques des deux secteurs, deux rapports récents seront particulièrement utilisés.

Le premier, datant de février 2023, traite des propriétés, des moyens de productions et des usages des électro-carburants suivants : e-méthane, e-méthanol, e-essence, e-kérosène, e-gazole et e-ammoniac [193]. Plusieurs projets en cours sont cités, et les propriétés et usages de chacun sont détaillés.

Le second rapport, datant d'octobre 2023, traite des besoins des secteurs maritimes et aériens en France à l'horizon 2050 [194]. L'obtention des besoins énergétiques y est détaillée, et les besoins totaux en électricité sont assimilés en termes de quanti-

tés de réacteurs pressurisés européens (EPR) à installer. Les besoins en dioxyde de carbone sont aussi quantifiés. Une limite de cette étude est qu'elle ne prend pas en compte la consommation énergétique liée à la production du diazote, nécessaire à la production d'e-ammoniac.

La France bénéficiant d'un large réseau électrique de type continental interconnecté, la demande énergétique supplémentaire pourrait en effet être satisfaite à l'aide de réacteurs nucléaires. Dans le cas présent d'un réseau non interconnecté, les moyens nécessaires pour produire une telle demande énergétique additionnelle seront évalués, et les impacts sur le réseau électrique seront analysés. Les besoins en termes de dioxyde de carbone et d'eau seront aussi quantifiés.

4.3 Méthodologie

Pour chaque cas d'application, la consommation projetée sera d'abord évaluée. Pour l'application autocars, celle-ci sera évaluée pour l'horizon 2030, tandis que pour les trois autres applications, la consommation sera estimée pour l'horizon 2050. En effet, le niveau de maturité des technologies est différent. La méthodologie d'estimation de cette demande énergétique étant propre à chaque cas d'étude, elle sera détaillée individuellement par la suite.

Dans cette section, la modélisation du réseau électrique avec PyPSA est détaillée. En effet, pour chaque cas, les infrastructures hydrogène seront dimensionnées et les impacts sur le réseau seront évalués.

Un modèle de comparaison économique, puis un modèle de comparaison environnementale, sont ensuite présentés. Ces deux modèles seront utilisés afin de comparer différentes solutions aux carburants fossiles dans le cas des autocars et de la ligne ferroviaire.

4.3.1 Mise à jour du modèle

Le modèle sur PyPSA, présenté dans le Chapitre 2, est mis à jour afin de pouvoir prendre en compte une consommation en hydrogène au sein du système énergétique global. Pour cela, de nouvelles variables d'optimisation ainsi que de nouvelles contraintes sont ajoutées. Finalement, la fonction objectif est mise à jour.

La modélisation des stations de ravitaillement en hydrogène est identique quel que soit le cas d'étude modélisé. Une station est rattachée à un poste source électrique, reliée par un élément *Lien* représentant un électrolyseur. Ce lien connecte deux éléments *Bus*, celui représentant le poste source électrique, et celui représentant un vecteur hydrogène basse pression (BP). Afin de passer à un vecteur hydrogène haute pression (HP), représenté lui aussi par un élément *Bus*, on utilise un élément *Lien* pour symboliser un compresseur. Cet élément est connecté en entrée à la fois au vecteur hydrogène BP et au poste source électrique, afin de matérialiser sa consommation en électricité. Un élément *Charge* est finalement ajouté au vecteur hydrogène HP, afin de représenter la demande en hydrogène pour la mobilité. Un stockage est aussi ajouté, modélisé de la même façon qu'un stockage électrique. Seuls les paramètres technico-économiques précisés seront différents. Cette représentation d'une station de ravitaillement en hydrogène avec PyPSA est schématisée en Figure 4.2. Afin de simplifier la figure, les éléments propres à la modélisation du poste source électrique précédemment introduits n'ont pas été représentés (voir Figure 2.2). Pour

une meilleure compréhension de la modélisation, un schéma simplifié est proposé en Figure 4.3. En particulier sur celui-ci, les différents bus, ou nœuds, ne sont pas affichés et le sens des flux est précisé. Le choix des postes source sur lesquels connecter une station de ravitaillement hydrogène diffère selon le cas étudié. Ce choix sera ainsi détaillé dans la suite de ce chapitre.

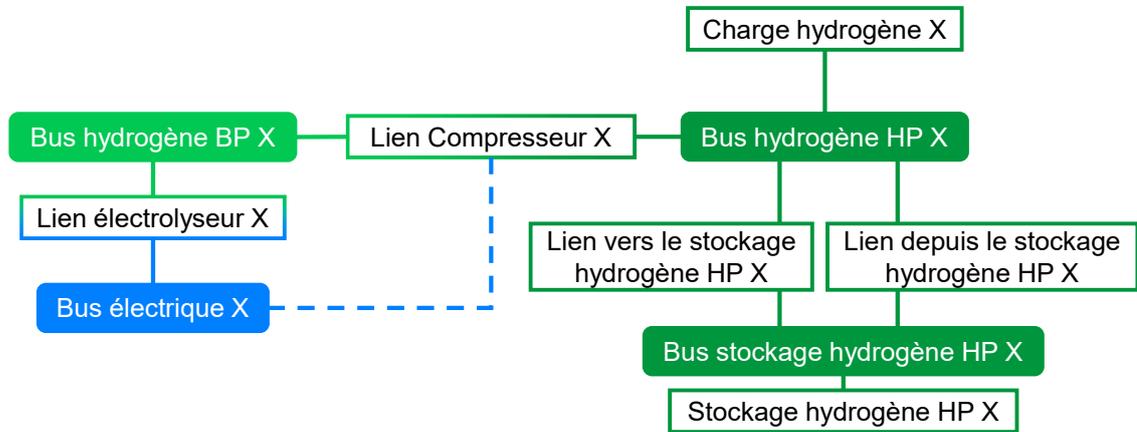


FIGURE 4.2 – Modélisation détaillée d'une station de ravitaillement en hydrogène sur un poste source du réseau électrique insulaire avec PyPSA. Les éléments propres à la modélisation du poste source électrique n'ont pas été représentés.

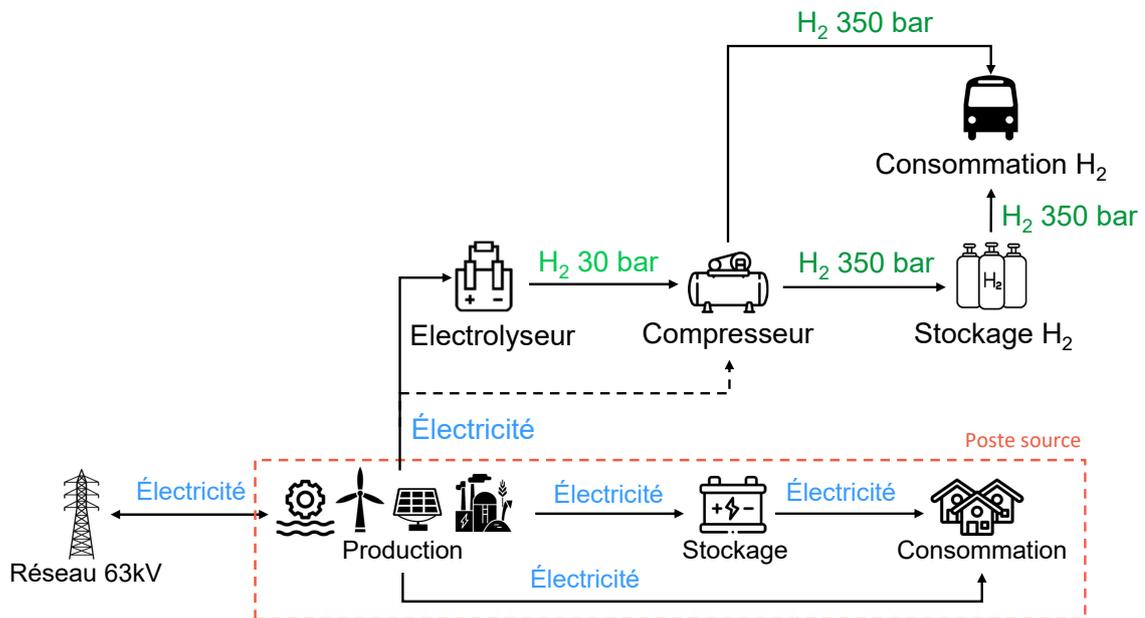


FIGURE 4.3 – Modélisation simplifiée d'une station de ravitaillement en hydrogène sur un poste source du réseau électrique insulaire.

Avec cette nouvelle modélisation, un nouvel ensemble est défini : l'ensemble $k \in \{1, \dots, K\}$ représente les postes source du réseau modélisé, ayant une station de ravitaillement en hydrogène installée. De nouvelles variables d'optimisation sont introduites :

- puissance nominale des électrolyseurs et compresseurs ($\bar{g}h_{k,ely}$ et $\bar{g}h_{k,comp}$ en MW),

- leur puissance horaire ($gh_{k,ely,t}$ et $gh_{k,comp,t}$ en MW),
- capacité des stockages HP ($e\bar{h}_{k,HP}$ en MWh),
- leur état de charge horaire ($eh_{k,HP,t}$ en MWh),
- leur flux d'entrée et de sortie ($hh_{i,k,HP,t}$ et $hh_{o,k,HP,t}$ en kgH₂).

Les variables précédemment présentées dans le Chapitre 2 sont maintenues.

La fonction objectif minimisant les coûts d'investissement et de fonctionnement est mise à jour afin de prendre en compte ces nouvelles variables. Cette fonction est décrite avec l'équation 4.1.

$$\begin{aligned} \min \quad & \sum_{n,s} c_s [\bar{g}_{n,s} + \bar{h}_{n,s}] + \sum_l c_l F_l + \sum_{k,s} c_s [\bar{g}h_{k,s} + e\bar{h}_k] \\ & + \sum_t \left[\sum_{n,s} o_s [g_{n,s,t} + h_{o,n,s,t}] \right] + \sum_t \left[\sum_{k,s} o_s [gh_{k,s,t} + hh_{o,k,HP,t}] \right] \end{aligned} \quad (4.1)$$

Pour rappel, le paramètre c_s représente les coûts d'investissement, tandis que le paramètre o_s représente les coûts d'opération.

La contrainte principale du modèle, la satisfaction de la demande électrique, est mise à jour sur les postes source avec une station de ravitaillement. En effet, l'électricité utilisée par les électrolyseurs et compresseurs doit être prise en compte dans la loi des Nœuds. De plus, une seconde contrainte, cette fois de satisfaction de la demande en hydrogène, est ajoutée sur les mêmes postes source. Ces deux contraintes sont décrites par les équations 4.2 et 4.3. L'équation 2.1 introduite dans le Chapitre 2 reste valide pour les postes source sans hydrogène.

$$\begin{aligned} \sum_s g_{k,s,t} - \sum_s h_{i,k,s,t} + \sum_s h_{o,k,s,t} \cdot \eta_o \\ - \sum_l K_{kl} f_{l,t} = d_{k,t} + gh_{k,ely,t} + \frac{gh_{k,comp,t}}{PCI_{H_2}} \cdot \beta_{comp} \end{aligned} \quad (4.2)$$

$$\frac{gh_{k,ely,t}}{\eta_{ely}} - hh_{i,k,HP,t} + hh_{o,k,HP,t} = dh_{k,t} \quad (4.3)$$

Les paramètres suivants sont introduits : β_{comp} la consommation d'un compresseur (prise à 1,68 kWh/kgH₂ [195]), η_{ely} la consommation d'un électrolyseur (pris à 50 kWh/kgH₂ [196]), PCI_{H_2} le pouvoir calorifique inférieur de l'hydrogène pris à 33,33 kWh/kgH₂ et $dh_{k,t}$ la demande en hydrogène sur une station k à un instant t en kgH₂.

Afin d'éviter que certaines installations soient sur-dimensionnées et utilisées de manière intermittente tout au long de l'année simulée, un facteur de charge est introduit, contraignant le nombre minimal d'heures de fonctionnement. Celui-ci concerne les technologies électrolyseur et compresseur, et son utilisation est décrite par l'équation suivante :

$$\sum_t gh_{k,s,t} \geq CF \times \bar{g}h_{k,s} \times 8760 \quad (4.4)$$

avec CF le facteur de charge des technologies concernées, pris initialement à 0,9. L'impact de cette contrainte sera évalué lors de chaque simulation, avec des facteurs de charge plus faible ou sans facteur de charge.

Le fonctionnement des stockages hydrogène est décrit avec les contraintes suivantes :

$$eh_{k,HP,t} = eh_{k,HP,t-1} + hh_{i,k,HP,t} - hh_{o,k,HP,t} \quad (4.5)$$

$$eh_{k,HP,tinitial} \times (1 - 10\%) \leq eh_{k,HP,tfinal} \leq eh_{k,HP,tinitial} \times (1 + 10\%) \quad (4.6)$$

$$\bar{e}h_{k,HP} \geq \max \sum_{24h} dh_{k,t} \quad (4.7)$$

$$eh_{k,HP,t} \geq \max \sum_{24h} dh_{k,t} \quad (4.8)$$

L'équation (4.5) détermine l'énergie stockée avec un taux d'auto-décharge considéré comme nul, et l'équation (4.6) définit un fonctionnement cyclique sur l'année simulée comprenant une tolérance de 10%.

L'équation (4.7) impose une capacité minimale pour chaque stockage d'hydrogène $\bar{e}h_{k,HP}$. Sur chaque station, ceux-ci doivent être suffisamment grands pour couvrir le maximum de la demande en hydrogène pendant une journée entière $\max \sum_{24h} dh_{k,t}$. Cette demande sur une journée varie sur l'année selon les cas. En effet, cela sera détaillé par la suite, mais la demande pourra varier entre un jour ouvré et un jour férié, ou d'un mois à l'autre.

De plus, l'équation (4.8) contraint l'état de charge de ces stockages à être toujours au moins égal à cette même demande journalière maximale. Cette mesure renforce la contrainte précédente, et permet de stocker localement la demande d'une journée entière, afin de minimiser le risque de ne pas pouvoir faire fonctionner les différents véhicules concernés en raison d'un problème au niveau de l'électrolyseur ou du compresseur [197]. Ces deux contraintes influencent ainsi directement la taille des stockages optimisés.

4.3.2 Modèle pour la comparaison économique

Dans le cas de l'utilisation de l'hydrogène pour des applications de mobilité terrestre, une comparaison économique entre plusieurs solutions est menée. En effet, si d'autres alternatives viables et déjà commercialisées existent, l'hydrogène ne peut être la seule solution envisagée pour la transition énergétique de La Réunion. En particulier dans le cas de la mobilité, il a été précisé dans le Chapitre 1 que d'autres alternatives peuvent être plus adaptées. Différentes solutions vont ainsi être comparées sur des critères économiques et environnementaux. Pour les secteurs aériens et maritimes, aucune comparaison ne sera faite, car peu de solutions concurrentes sont envisagées aujourd'hui.

Pour la comparaison économique des technologies, leur coût total de possession (TCO) est calculé. Pour rappel, ce critère regroupe l'ensemble des coûts directs et indirects d'une flotte de véhicules, et s'exprime en fonction de la distance parcourue [198]. Celui-ci est souvent utilisé dans la littérature et permet donc de comparer différentes technologies, différents modèles ou différentes études de cas. Le TCO d'un scénario j (type de technologie étudié) est calculé comme suit :

$$TCO_j = \frac{(IC_j + II_j) \times CRF_j - RV_j + CC_j + MC_j + MI_j}{KM} \quad (4.9)$$

avec IC_j le coût d'investissement d'un véhicule, II_j le coût d'investissement des infrastructures, RV_j la valeur résiduelle du véhicule si celui-ci n'a pas atteint sa

fin de vie à la fin de la période simulée, CC_j les coûts du carburant pour une année de fonctionnement, MC_j le coût de maintenance annuel du véhicule et MI_j le coût de maintenance annuel des infrastructures. Toutes ces données sont en euros. Enfin, le nombre de kilomètres parcourus pendant une année par la flotte entière est représenté par KM . CRF_j représente le facteur de récupération du capital, calculé comme suit :

$$CRF_j = \frac{i \times (1 + i)^{n_j}}{(1 + i)^{n_j} - 1} \quad (4.10)$$

avec i le taux d'intérêt pris à 4,5 % [117] et n_j la durée de vie de la technologie.

Quelques hypothèses ont été retenues pour les calculs.

⇒ Le coût du carburant sera déterminé à partir du prix de l'électricité, et le coût d'exploitation de l'électrolyseur sera pris en compte pour les véhicules avec de l'hydrogène.

⇒ Dans le cas des autocars, comme ceux-ci existent déjà sur le cas d'étude, des opérations de rétrofit électrique seront considérées. Une telle opération consiste à remplacer la motorisation d'un véhicule, en retirant le moteur thermique et en lui substituant un moteur électrique. Dans ce cas, aucune valeur résiduelle n'est prise en compte pour les anciens éléments (moteur thermique, batterie initiale).

⇒ L'assurance du véhicule et les coûts de main-d'œuvre ne sont pas inclus dans les calculs, et l'hypothèse d'une faible influence dans la comparaison a été faite.

⇒ Aucune aide nationale à l'achat n'a été prise en compte, que ce soit pour des opérations de rétrofit, l'achat de nouveaux véhicules ou l'installation de nouvelles infrastructures. Les résultats obtenus pourront donc être considérés comme une borne supérieure par rapport aux coûts qui peuvent être présentés dans les rapports de retour d'expérience.

Les données économiques utilisées seront détaillées pour chaque application, dans les Sections 4.4 et 4.5.

4.3.3 Modèle pour la comparaison environnementale

Une évaluation sur un critère environnemental sera ensuite menée pour les deux applications du secteur routier. Le critère choisi est le potentiel de réchauffement global (GWP). Celui-ci, exprimé en kgCO_2eq ou $\text{kgCO}_2\text{eq}/\text{km}$, représente l'impact d'une seule unité de gaz à effet de serre sur l'effet de serre global, et permet de prendre en compte le dioxyde de carbone mais aussi d'autres gaz à effet de serre, ramenés à leurs équivalents en termes de dioxyde de carbone.

Dans le présent chapitre, ce critère est calculé pour les piles à combustible, les réservoirs d'hydrogène et les batteries embarqués dans les différents véhicules. Le calcul porte sur les différentes étapes du cycle de vie : extraction des matières premières, production, transport, recyclage et fin de vie. La phase de recyclage aura un impact sur l'extraction et la production des matières premières, réduisant ainsi les émissions de ces deux étapes. Le recyclage ne sera toutefois pas envisagé pour les réservoirs d'hydrogène : il n'est pas encore possible de les recycler, en raison de leur forte teneur en fibres de carbone [199].

Les données utilisées pour toutes les étapes du cycle de vie, à l'exception du transport des technologies, figurent dans la Table 4.2. Dans celle-ci, deux types de batteries

sont spécifiés. En effet, pour des applications de mobilité, différentes compositions de batteries lithium-ion peuvent être utilisées. La première composition considérée est celle au lithium-fer-phosphate (LFP), tandis que la seconde est au nickel-manganèse-cobalt (NMC).

Les impacts des infrastructures, comme les électrolyseurs ou les compresseurs, ne sont pas pris en compte ; ceux-ci peuvent être utilisés pour d'autres applications.

Technologie	GWP sans recyclage	GWP avec recyclage	Référence
Batterie LFP	227,72 kgCO ₂ eq/kWh	127,45 kgCO ₂ eq/kWh	[200]
Batterie NMC	160,85 kgCO ₂ eq/kWh	128,48 kgCO ₂ eq/kWh	[200]
PAC	42,94 kgCO ₂ eq/kWh	29,47 kgCO ₂ eq/kWh	[199]
Stockage H ₂	8,49 kgCO ₂ eq/kWh	x	[199]

TABLE 4.2 – Données de GWP des technologies considérées.

Pour évaluer l'impact de la phase de transport des technologies, il est possible de prendre en compte différents pays d'origine et différents modes de transport. La méthodologie de [201] est suivie, et l'équation (4.11) de [200] est utilisée pour calculer le GWP de cette étape :

$$GWP_{transport,s} = \frac{1}{E_s} \times \sum_i F_i D_i \quad (4.11)$$

avec E_s la densité de puissance ou d'énergie d'une technologie (les données utilisées sont résumées dans la Table 4.3), F_i le facteur d'émission d'un mode de transport par tonne transportée et par kilomètre parcouru (en gCO₂eq/t.km, données utilisées résumées dans la Table 4.4) et D_i la distance parcourue par ce moyen de transport en kilomètre. Différents scénarios seront simulés, afin d'évaluer l'impact de différents modes de transport et de différents pays d'origine, lorsque le lieu d'origine exact de la technologie n'est pas connu.

Finalement, les émissions de CO₂ générées par le fonctionnement des véhicules composeront le dernier élément pris en compte dans l'évaluation du GWP. Pour ce faire, les données de la Table 3.9 du Chapitre 3 seront utilisées.

Technologie	Valeur	Référence
Batterie LFP	151,3 Wh/kg	[200]
Batterie NMC	207,4 Wh/kg	[200]
PAC	650,0 W/kg	[202]
Stockage H ₂	1400,0 Wh/kg	[203]

TABLE 4.3 – Données de densité de puissance et d'énergie.

Mode de transport	Valeur (gCO ₂ eq/t.km)
Camion (26 tonnes)	161,00
Camion (40 tonnes)*	94,00
Porte-conteneurs	10,70
Train électrique France	1,55
Train diesel	28,10

* Utilisé quand le mode de transport principal est le porte-conteneurs

TABLE 4.4 – Facteur d'émissions selon le mode de transport [200].

4.4 Réseau de cars interurbains

Le réseau de cars étudié dans ce document est Car Jaune, le réseau interurbain de l'île. Les cinq autres réseaux de bus urbains ont été considérés dans le Chapitre 3, abordant l'autonomie électrique du territoire.

La carte du réseau régional étudié est visible sur la Figure 4.4. En 2017, les bus de ce réseau de 17 lignes ont parcouru au total près de 8 millions de kilomètres [204]. En 2010, l'Agence Régionale Energie Réunion, publiait un rapport étudiant le passage à l'hydrogène d'une ligne de ce réseau [205]. Dans celui-ci, plusieurs configurations étaient modélisées, et une comparaison économique et environnementale étaient menée par rapport aux véhicules à moteur thermique. À l'époque, la filière hydrogène présentait des coûts trois fois plus élevés que les filières classiques. Aujourd'hui, un projet de plusieurs autocars à hydrogène est à l'étude pour ce même réseau.

L'âge moyen des véhicules de la flotte actuelle, inférieur à sept ans, a été obtenu par l'intermédiaire du gestionnaire du réseau. Étant donné que la durée de vie d'un autocar est estimée à 16 ans [117], nous supposons que la flotte a atteint la moitié de sa durée de vie. Par conséquent, l'analyse des critères économiques et environnementaux s'appuiera sur la méthodologie de [206] et sera menée sur une période de 8 ans (de la huitième à la seizième année de vie du véhicule). Cela permettra d'inclure des scénarios envisageant des opérations de retrofit, une solution de plus en plus considérée pour les solutions hydrogène dans les transports en commun.

Les différents scénarios considérés sont les suivants :

- **Retrofit électrique** : opération de retrofit des véhicules thermiques actuels après huit ans d'exploitation, avec la mise en place d'un moteur électrique et d'une nouvelle batterie,
- **Nouveau électrique** : achat de nouveaux véhicules, comportant un moteur électrique et une batterie, d'une durée de vie de seize ans,
- **Retrofit hydrogène** : opération de retrofit des véhicules thermiques actuels après huit ans d'exploitation, avec la mise en place d'un moteur électrique, d'une nouvelle batterie et d'une pile à combustible,
- **Nouveau hydrogène** : achat de nouveaux véhicules, comportant un moteur électrique, une batterie et une pile à combustible, d'une durée de vie de seize ans.

La possibilité d'utiliser un moteur thermique brûlant de l'hydrogène sera considérée dans la Sous-section 4.4.1, traitant de la consommation des véhicules.

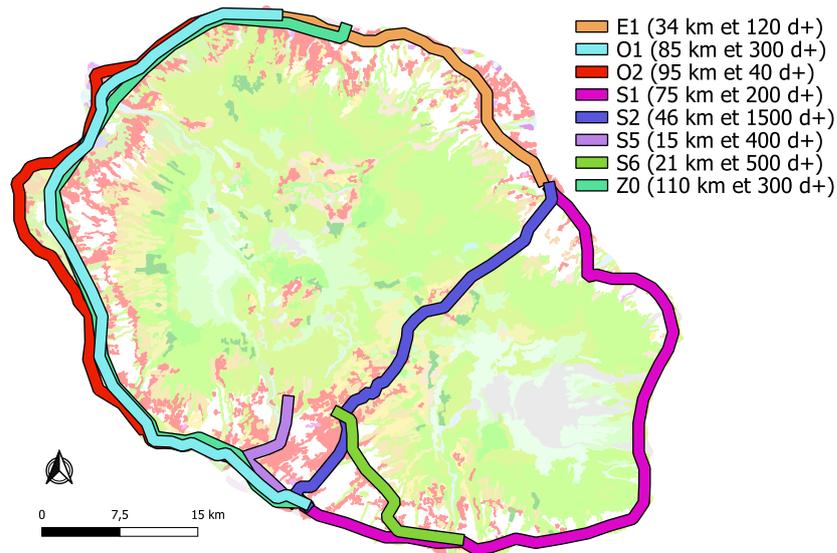


FIGURE 4.4 – Carte des lignes du réseau d'autocars régional. Pour éviter les chevauchements, seules les principales lignes ont été tracées, et six lignes n'apparaissent pas. Les lignes étudiées dans la section sont les suivantes : E1, O1 et S2. Carte produite avec QGIS.

La Table 4.5 résume les technologies présentes dans les véhicules des différents scénarios présentés, ainsi que les infrastructures de recharge impliquées.

Technologie	PAC (kW)	Stockage H ₂ (kgH ₂)	Batterie (kWh)	Référence	Infrastructures de recharge
Retrofit électrique	x	x	192 (LFP)	[207]	Recharge lente au dépôt, rapide aux principaux arrêts
Nouveau électrique	x	x	375 (LFP)	[207]	Recharge lente au dépôt, rapide aux principaux arrêts
Retrofit hydrogène	150	36	84 (NMC)	[208]	Électrolyseur, compresseur, stockage H ₂ stationnaire
Nouveau hydrogène	180	72,8	160 (NMC)	[207]	Électrolyseur, compresseur, stockage H ₂ stationnaire

TABLE 4.5 – Détail des technologies présentes dans les véhicules considérés.

4.4.1 Consommation des véhicules

Afin d'évaluer la faisabilité technique des différents scénarios introduits, la première étape est d'estimer leur consommation énergétique moyenne. Pour ce faire, la consommation énergétique d'un véhicule à chaque pas de temps sur un trajet type est étudiée. Les différentes forces appliquées au véhicule sont calculées à chaque instant [209] :

$$F_a(t) = \frac{1}{2} \times \rho \times A \times C_x \times v(t)^2 \quad (4.12)$$

$$F_r(t) = m \times C_r \times g \times \cos \alpha(t) \quad (4.13)$$

$$F_g(t) = m \times g \times \sin \alpha(t) \quad (4.14)$$

avec F_a la résistance aérodynamique (N), F_r la résistance au roulement (N), F_g la résistance à la montée (N), ρ la densité de l'air prise à 1,21 kg/m³ [210], g l'accélé-

ration de pesanteur ($9,81 \text{ m/s}^2$) et m la masse du véhicule (kg). La surface frontale du véhicule A en m^2 , le coefficient de traînée du véhicule C_x et le coefficient de résistance au roulement C_r sont trois paramètres spécifiques au véhicule modélisé. Enfin, la vitesse v (m/s) et l'angle α (radians) sont deux variables évoluant à chaque pas de temps, estimés à l'aide d'un profil de vitesse et de dénivélé, réel ou simulé. Pour obtenir la puissance au niveau des roues P_{roues} (W), toutes les forces introduites sont sommées [211] :

$$P_{roues}(t) = v(t) \times \left(m \frac{dv(t)}{dt} + F_a(t) + F_r(t) + F_g(t) \right) \quad (4.15)$$

La puissance instantanée $P_{traction}$ (W) est ensuite calculée [162] :

$$P_{traction}(t) = P_{AC} + \begin{cases} \frac{P_{roues}(t)}{\eta}, & \text{si } P_{roues}(t) \geq 0 \\ P_{roues}(t) \times \eta \times r, & \text{si } P_{roues}(t) < 0 \end{cases} \quad (4.16)$$

avec P_{AC} la puissance additionnelle nécessaire pour la climatisation ou le chauffage du véhicule (en W, supposée constante durant le trajet), η l'efficacité de la chaîne de transmission prise à 0,8 [209] et r le pourcentage d'énergie récupérée en descente. Enfin, l'énergie consommée en kWh pendant le trajet du véhicule est obtenue en intégrant le profil de puissance :

$$E_{elec} = \int P_{traction}(t) dt \quad (4.17)$$

Les paramètres manquants, propres au cas d'étude, sont détaillés dans la Table 4.6. Le pourcentage de récupération en descente a été considéré comme inférieur à ce qui peut être utilisé dans la littérature, car les lignes du réseau local peuvent comprendre de nombreux virages, ce qui implique une forte utilisation des freins et une récupération faible.

Pour comparer les véhicules fonctionnant seulement à l'électricité et ceux fonctionnant avec de l'hydrogène, la consommation d'hydrogène est obtenue à partir de la consommation globale d'énergie :

$$E_{H_2_PAC} = \frac{E_{elec} \times 3,6}{LHV \times \eta_{PAC}} \quad \text{et} \quad E_{H_2_ICE} = \frac{E_{elec} \times 3,6}{LHV \times \eta_{H_2_ICE}}, \quad (4.18)$$

L'une ou l'autre des deux équations est utilisée en fonction de l'utilisation de l'hydrogène, pour alimenter un moteur électrique ou un moteur à combustion.

Dans l'équation 4.18, LHV est le pouvoir calorifique inférieur de l'hydrogène pris à 120,1 MJ/kg [209], η_{PAC} est le rendement de la pile à combustible, pris à 0,47 [210] et $\eta_{H_2_ICE}$ est le rendement du moteur à combustion pris à 0,40 [212]. Les deux efficacités ont été considérées comme constantes pour les estimations de consommation du présent travail. Pour simplifier les estimations, le fonctionnement de la batterie des véhicules avec pile à combustible n'a pas été modélisé. Les résultats de la consommation d'hydrogène seront donc légèrement surestimés.

Paramètre	Symbole	Valeur	Unité	Référence
Masse véhicule plein	m	23	tonnes	[213]
Surface frontale	A	8,59	m ²	[213]
Coefficient de traînée	C_x	0,66	-	[214]
Coefficient de résistance au roulement	C_r	0,0075	-	[162]
Puissance climatisation	P_{AC}	6 800	W	[215]
Récupération d'énergie	r	20	%	Hypothèse

TABLE 4.6 – Paramètres utilisés pour l'estimation de la consommation d'énergie, propres au cas d'étude.

Afin d'obtenir les données de consommation propres à notre cas d'étude, trois profils de vitesse et d'élévation différents ont été obtenus, pour trois lignes différentes du réseau étudié : deux lignes longeant le littoral (E1 et O1 sur la Figure 4.4), et une ligne avec un relief plus marqué (S2 sur la Figure 4.4). Ces profils sont présentés via la Figure 4.5.

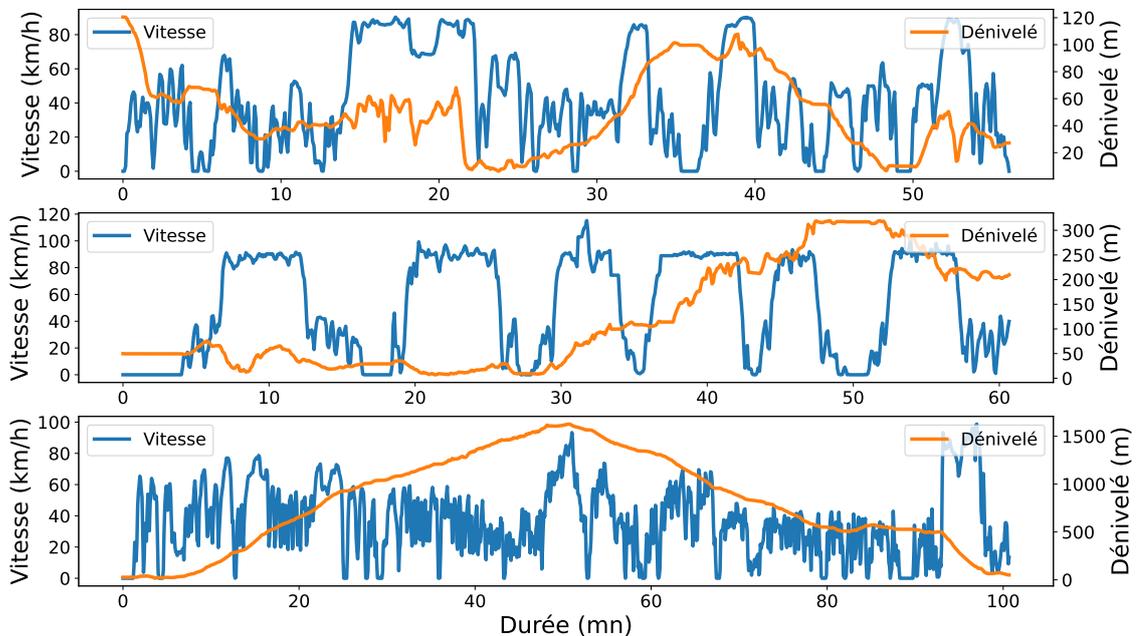


FIGURE 4.5 – Profils de vitesse et de dénivelé pour trois lignes du réseau d'autocars étudié. La première ligne sera appelée « ligne littoral 1 » (ligne E1) par la suite, la deuxième « ligne littoral 2 » (ligne O1) et la troisième « ligne avec relief » (ligne S2).

Les données de vitesse, de latitude et de longitude ont été collectées avec l'application GPS logger, utilisée à l'intérieur d'un autocar pendant son trajet. Les données d'altitude ont été obtenues avec GPS Visualizer [216] à partir des données de latitude et de longitude. Afin de ne pas prendre en compte les erreurs de mesure liées à la faible précision de l'appareil utilisé, les données enregistrées par seconde ont été moyennées toutes les cinq secondes. Les données présentant des différences d'altitude trop importantes par seconde ont également été corrigées.

À partir de ces profils, des équations détaillées ci-dessus et des différents paramètres introduits, les consommations de la Table 4.7 ont été obtenues. Dans le cas d'une ligne longeant le littoral, on constate que les résultats obtenus sont proches des données moyennes décrites dans la littérature, que ce soit pour les

véhicules électriques [217] ou à pile à combustible [165]. Les résultats obtenus dans le cas de la ligne avec relief montrent l'impact de celui-ci sur la consommation du véhicule, avec une augmentation de 36,5 % de la consommation.

Scénario	Ligne littoral 1	Ligne littoral 2	Ligne avec relief
Consommation électrique	152,1 kWh/100km	176,7 kWh/100km	206,7 kWh/100km
Consommation hydrogène (PAC)	9,7 kgH ₂ /100km	11,3 kgH ₂ /100km	13,2 kgH ₂ /100km
Consommation hydrogène (ICE)	11,4 kgH ₂ /100km	13,2 kgH ₂ /100km	15,5 kgH ₂ /100km

TABLE 4.7 – Résultats de l'estimation de la consommation des autocars.

Une analyse de sensibilité a été réalisée pour évaluer l'incertitude entourant les différents paramètres utilisés pour estimer la consommation. Les résultats de celle-ci sont détaillés dans la Figure 4.6. Si cette analyse valide l'importance d'utiliser un profil de vitesse réel et souligne l'impact de la masse du véhicule, elle montre également que l'influence de la consommation de la climatisation et de l'énergie récupérée en descente est faible.

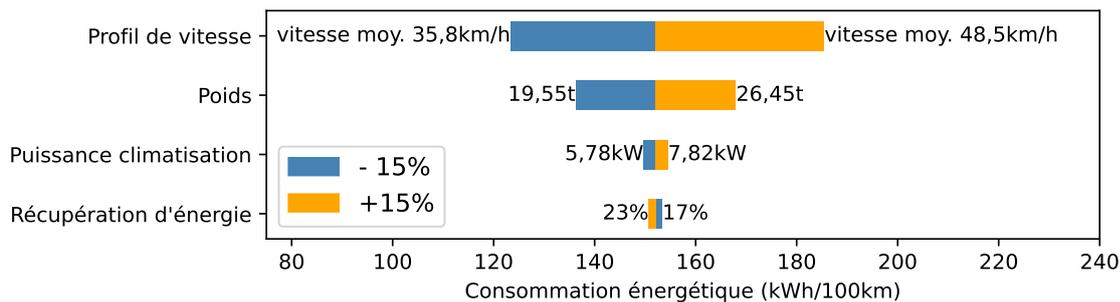


FIGURE 4.6 – « Tornado chart » sur la consommation de la ligne littoral 1, montrant une analyse de sensibilité de $\pm 15\%$ sur la consommation électrique d'un véhicule.

En ce qui concerne la consommation de carburant des véhicules à hydrogène, une amélioration de 15 % du rendement de la pile à combustible (0,54) et du moteur thermique (0,46) conduirait à une consommation de carburant de 8,4 kgH₂/100km et de 9,9 kgH₂/100km respectivement pour la ligne littoral 1 (-13 %).

Il est important de rappeler que le fonctionnement de la batterie à l'intérieur des véhicules hydrogène n'a pas été pris en compte. Les résultats obtenus permettent d'estimer une consommation moyenne, mais ne sont pas suffisants dans le cas d'un dimensionnement en puissance des technologies embarquées. Pour ce faire, une étude plus précise devrait être menée. La technologie de combustion de l'hydrogène ne sera pas considérée par la suite : une consommation énergétique supérieure est observée en raison du plus faible rendement du moteur thermique par rapport à la pile à combustible, pour une autonomie supposée équivalente (absence de données sur la taille des stockages embarqués).

Une fois la consommation moyenne obtenue, il est possible d'évaluer la faisabilité technique des différents scénarios, en tenant compte de l'autonomie des véhicules, de leur temps de recharge et des distances moyennes parcourues chaque jour.

Pour les véhicules à hydrogène, on considère un débit de ravitaillement moyen de $3,6 \text{ kgH}_2/\text{min}$ [218] et une capacité totale des stockages embarqués comprise entre 25 and 73 kgH_2 [207]. Le ravitaillement d'un autocar ne dépassera pas 20 minutes, ce qui ne constitue pas une contrainte forte pour la faisabilité de la technologie.

Selon l'opérateur du réseau Car Jaune, certains véhicules parcourent jusqu'à 400 kilomètres par jour. On supposera, pour la présente évaluation de l'autonomie, que tous les autocars parcourent en moyenne 400 kilomètres par jour. À l'aide des données de la Table 4.5 et des résultats de la Table 4.7, les conclusions suivantes sont obtenues :

- deux pleins par jour pour le scénario Rétrofit hydrogène (autonomie d'environ 300 kilomètres) ;
- deux pleins pour trois jours d'exploitation pour le scénario Nouveau hydrogène (autonomie de plus de 600 kilomètres en moyenne).

Pour les véhicules 100 % électriques, le problème d'autonomie est abordé différemment. On suppose que les batteries des véhicules ne peuvent être déchargées en dessous de 10 %, ni chargées au-dessus de 95 % [162]. Cette contrainte a un impact direct sur l'autonomie des véhicules considérés :

- Rétrofit électrique : autonomie de 100 kilomètres en moyenne pour une ligne littoral et de 80 kilomètres pour la ligne avec relief ;
- Nouveau électrique : autonomie de 195 kilomètres en moyenne pour une ligne littoral et de 154 kilomètres pour la ligne avec relief.

En ce qui concerne le temps de recharge des véhicules, on suppose qu'un véhicule ne doit pas s'arrêter plus de cinq minutes sur le parcours pour recharger sa batterie. Cela signifie qu'un maximum de 25 kWh seulement pourrait être rechargé avec une puissance de 300 kW. Avec les données de consommation obtenues dans la Table 4.7, cela correspond à 15 kilomètres sur un itinéraire littoral.

Compte tenu des longueurs des différentes lignes composant le réseau et bien que la consommation des véhicules ait été surestimée, il ne semble pas opportun d'un point de vue technique d'envisager des autocars avec rétrofit électrique pour l'ensemble du réseau étudié. Bien que des recharges puissent être considérées aux terminus, la ligne la plus longue du réseau est de 110 kilomètres et comporte très peu d'arrêts (ligne Z0 sur la Figure 4.4).

Dans le cas où les véhicules électriques ne pourraient pas être entièrement rechargés une seconde fois pendant la journée (temps de recharge, disponibilité des opérateurs, etc.), le scénario Rétrofit électrique est impossible. En effet, la recharge rapide ne sera pas forcément utilisée pour la recharge complète du véhicule, afin de ne pas entraîner des pics de puissance trop importants. Les temps de recharge peuvent alors varier entre deux [219] et quatre heures [220].

La mise en place de nouveaux autocars 100 % électriques pourrait être envisagée avec des stations de recharge rapide et une réduction du kilométrage journalier de certains véhicules, mais reste compromise pour les lignes avec relief.

Ainsi, d'un point de vue technique, il est préférable de ne pas mettre en œuvre la transition du réseau d'autocars réunionnais en investissant uniquement dans des véhicules 100 % électriques, tels qu'ils sont actuellement disponibles sur le marché, avec les technologies de recharge actuelles et les parcours actuels des véhicules.

La composition optimale de la flotte entre véhicules électriques et véhicules à hydrogène, ainsi que le kilométrage journalier de chaque véhicule n'ont pas été étudiés dans le présent travail. Cela nécessiterait davantage de données sur le réseau, telles que le nombre de véhicules par ligne ou les distances parcourues par les véhicules entre les trajets commerciaux.

Les différents résultats obtenus sont résumés dans la Table 4.8.

Scenario	Autonomie	Temps de recharge	Remarques
Rétrofit électrique	80 à 110 km	2h [219] / 38 mn	Recharge lente / rapide 300 kW
Nouveau électrique	180 à 210 km	4h [220] / 1h15	Recharge lente / rapide 300 kW
Rétrofit hydrogène	270 à 370 km	< 20 mn	2 pleins max. par jours
Nouveau hydrogène	550 à 750 km	< 20 mn	Jusqu'à 2 pleins pour 3 jours

TABLE 4.8 – Comparaison de l'autonomie et des temps de recharge des différents véhicules. Les fourchettes d'autonomie dépendent de la ligne considérée : la valeur basse concerne celle avec le plus de dénivelé.

La première partie de l'étude portant sur la consommation des véhicules conclut donc sur un désavantage technique du côté des autocars à batterie.

Afin de pouvoir comparer les différentes technologies d'un point de vue économique et environnemental, les installations nécessaires à la production de l'hydrogène doivent être dimensionnées. Pour cela, une demande en hydrogène tout au long de l'année doit être modélisée.

Dans cette étude autocars, l'horizon 2030 est simulé. Les technologies évoquées sont aujourd'hui commercialisées, et un projet est en cours d'étude à La Réunion. Sur la base du réseau actuel, une évolution possible pour 2030 est déterminée. Seule la fréquence des bus a été augmentée, afin d'atteindre une augmentation de 12,5 % de la distance parcourue par les bus par jour.

Les spécificités du réseau sont présentées dans la Table 4.9. Les valeurs affichées concernent l'ensemble de la flotte. Les kilomètres par jour ont été établis notamment en considérant des trajets jusqu'à 22 ou 23 heures, une fréquence de passage horaire, ou un nombre de passages plus important les dimanches et jours fériés. Le nombre de véhicules de la flotte a été augmenté en conséquences.

Horizon	Kilomètres annuels	Kilomètres jours ouvrables	Kilomètres dimanches et jours fériés	Nombre de bus
Actuel	7,917 M [204]	24 000	11 200	94 [204]
2030	8,980 M	27 000	12 600	105

TABLE 4.9 – Comparaison des spécificités du réseau étudié.

En combinant ces données kilométriques ainsi que les données de consommation précédentes, il est possible d'obtenir une consommation journalière des véhicules. Cette demande peut ensuite être modélisée, en utilisant une profil tiré de [174] et en l'adaptant selon les contraintes locales (heures de travail principalement). On supposera un total de trois distributeurs d'hydrogène par station, et deux stations de ravitaillement sur l'île.

Pour localiser ces stations, on s'intéresse aux zones de l'île avec le plus de terminus de lignes. Dans ces zones, on sélectionne les postes source avec le plus de puissances de production électrique installées. Ainsi, une station sera située dans le Sud et

l'autre dans le Nord.

Modéliser davantage de stations entraîne une répartition de la demande et une répartition des puissances des électrolyseurs/compresseurs. Seules les capacités des stockages peuvent varier, en fonction du poste source où est modélisé la station de ravitaillement (demande électrique et puissances installées de production d'électricité varient selon le poste). Le profil de charge sur une des deux stations en jour ouvrable, dans le cas d'une demande pour des autocars à pile à combustible, est visible sur la Figure 4.7.

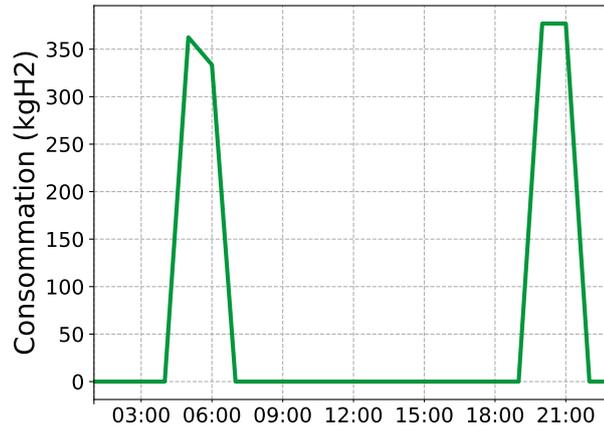


FIGURE 4.7 – Consommation en hydrogène sur une des deux stations de ravitaillement des autocars avec PAC sur un jour ouvrable.

4.4.2 Comparaison économique

Les résultats du dimensionnement des installations, obtenu grâce au modèle d'optimisation mis en place, sont détaillés dans la Table 4.10. Le mix électrique optimisé sera détaillé plus loin, pour l'évaluation de l'impact carbone de celui-ci. Les besoins en stockages batteries obtenus lors des optimisations ne seront pas détaillés pour ce cas d'étude.

Scénario	Électrolyseurs	Compresseurs	Stockages H ₂
Autocars PAC	3,06 MW / station Total : 6,12 MW	2,04 MW / station Total : 4,08 MW	2,23 tH ₂ / station Total : 4,46 tH ₂

TABLE 4.10 – Résultats du dimensionnement des infrastructures hydrogène dans le cas des autocars.

Il est important de noter que la taille des technologies est directement proportionnelle à la demande totale d'hydrogène sur l'île. Pour un même nombre de stations, si la demande est divisée par deux, la taille des technologies sera divisée par deux. Toutefois, si le nombre de stations devait changer (par exemple, 3 stations installées ou 4), le stockage total d'hydrogène installé varierait légèrement.

Sur chaque station hydrogène, les mêmes dimensionnements sont obtenus, la demande totale étant la même. On constate que dans les deux scénarios, une capacité de stockage de plus de deux tonnes d'hydrogène serait nécessaire. Cela implique des procédures administratives lourdes en France, car un tel projet doit faire l'objet d'une autorisation. Il pourrait donc être plus avantageux d'installer davantage de stations de ravitaillement afin de répartir la consommation et de réduire les procédures

administratives. Une autre solution pourrait être la suppression de la contrainte minimisant la taille des stockages afin d'assurer un seuil critique d'approvisionnement (Eq. 4.7 et 4.8). Enfin, une dernière solution pourrait être l'évolution de la réglementation actuelle, en prenant l'exemple de l'Allemagne, où le stockage d'hydrogène peut atteindre 3 tonnes sur le même site avant de nécessiter des procédures plus lourdes [221].

Les données concernant les investissements nécessaires pour l'achat de nouveaux autocars ou pour une opération de rétrofit sont détaillés dans la Table 4.11.

Paramètre	Valeur	Unité	Référence
Rétrofit hydrogène	400	k€	Fabricant
Nouveau hydrogène	620	k€	[174]
Rétrofit électrique	300	k€	[222]
Nouveau électrique	440	k€	[220]
Maintenance autocar	0,11	€/km	[158]

TABLE 4.11 – Paramètres économiques pour le calcul du TCO pour les autocars. Le coût de maintenance est le même pour les deux types de véhicules.

Les données économiques concernant les infrastructures nécessaires pour la recharge ou le ravitaillement des autocars sont détaillées dans la Table 4.12.

⇒ Le terme « station électrique » regroupe la station de recharge au dépôt, la connexion au réseau, la planification, ainsi que les coûts de transformateur. On supposera qu'une station de ravitaillement en hydrogène comprend une station électrique. Pour chaque scénario, deux stations électriques sont considérées, composées de trois distributeurs.

⇒ De même, pour la « station recharge rapide », les coûts de couplage au réseau et de transformation sont pris en compte. Dans les deux scénarios Rétrofit électrique et Nouveau électrique, six stations de recharge rapide sont modélisées aux six principaux arrêts du réseau.

⇒ Le prix de l'électricité a été pris à 0,1166 €/kWh. Il s'agit du prix moyen actuel de l'électricité pour les collectivités territoriales qui souscrivent à une puissance significative (supérieure à 250 kVA). Ce choix a été fait car ce prix est commun à tous les territoires français grâce au principe de péréquation tarifaire, et son évolution dans le temps est difficile à prévoir.

Les résultats obtenus sont visibles dans la Table 4.13. Pour rappel, les coûts de carburant et de maintenance, ainsi que les kilomètres parcourus, sont évalués sur huit ans.

Technologie	Paramètre	Valeur	Unité	Source
Électrolyseur	CAPEX	410	€/kW	[180]
	O&M variable	0,154	€/kWh	[196]
	O&M fixe	2	% CAPEX / an	[180]
Compresseur	CAPEX	550	€/kW	[180]
	O&M fixe	4	% CAPEX / an	[180]
Stockage hydrogène	CAPEX	1350	€/kgH ₂	[218]
	O&M fixe	3	% CAPEX / an	[158]
Distributeur hydrogène	CAPEX	65	k€	[174]
	O&M fixe	3	% CAPEX / an	[174]
Station électrique	CAPEX	34	k€	[158]
Borne de recharge électrique	CAPEX	35	k€	[220]
	O&M variable	0,14	€/kWh	[158]
Station recharge rapide	CAPEX	515,5	k€	[158]
	O&M fixe	5	k€/an	[158]

TABLE 4.12 – Paramètres économiques pour le calcul du TCO pour les infrastructures des autocars.

Scenario	Conso. moyenne	Autonomie	Conso. annuelle	TCO
Retrofit électrique	178,5 kWh/100km	110 km max.	16 GWh	1,16 €/km
Nouveau électrique	178,5 kWh/100km	210 km max.	16 GWh	1,39 €/km
Retrofit hydrogène	11,4 kgH ₂ /100km	320 km	50,4 GWh	2,54 €/km
Nouveau hydrogène	11,4 kgH ₂ /100km	650 km	50,4 GWh	2,91 €/km

TABLE 4.13 – Résultats de la comparaison économique des différents scénarios d'autocars.

Le coût total de possession calculé montre une nette différence entre une utilisation de l'hydrogène ou non. Dans le cas de la flotte d'autocars étudiée, une flotte utilisant de l'hydrogène aurait un TCO en euros par kilomètre environ deux fois plus élevé que celui d'une flotte entièrement électrique. Ce résultat valide l'optimalité économique d'un parc composé à la fois de véhicules à batterie et à pile à combustible, afin de réduire le coût total de possession d'un parc composé exclusivement de ces derniers. Les détails de ces coûts sont présentés avec la Figure 4.8.

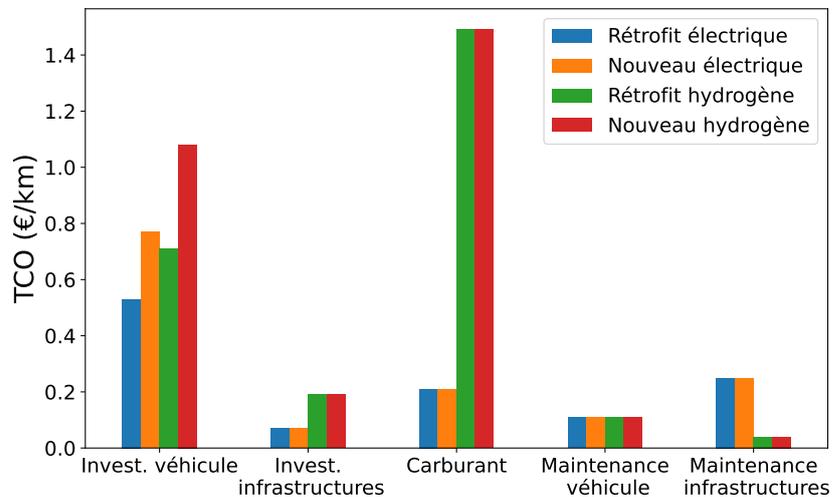


FIGURE 4.8 – Répartition du TCO de la flotte d'autocars.

La principale différence entre les deux technologies réside dans le coût de l'alimentation des véhicules. En effet, celle des véhicules à hydrogène nécessite plus d'électricité, à cause du rendement plus faible : la demande énergétique annuelle est trois fois plus importante. Comme ce critère de TCO est évalué à partir des kilomètres parcourus, les résultats obtenus dépendent de la configuration du réseau et des lignes. Compte tenu de la différence importante obtenue entre le TCO d'autocar à hydrogène et celui d'un autocar à batterie, une analyse de sensibilité a été réalisée pour identifier les paramètres ayant la plus grande influence sur ce critère, et ainsi étudier l'évolution possible des résultats obtenus dans les années à venir.

Sachant que la moitié du TCO provient de l'approvisionnement en carburant, cette analyse est réalisée sur la consommation énergétique du véhicule (paramètre qui influence également le dimensionnement des infrastructures), le prix de l'électricité et le coût d'exploitation de l'électrolyseur.

Un autre paramètre est également étudié comme source d'incertitude dans la modélisation : le coût d'investissement de l'opération de rétrofit. Les résultats de l'analyse de sensibilité sont détaillés dans la Figure 4.9.

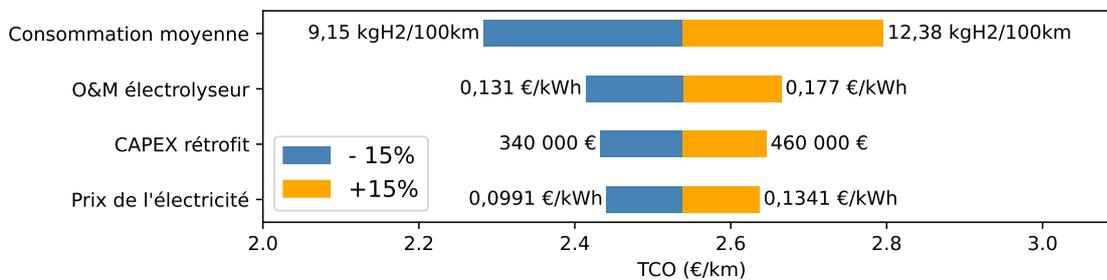


FIGURE 4.9 – « Tornado chart » sur le TCO d'un autocar du scénario Rétrofit hydrogène, montrant une analyse de sensibilité de $\pm 15\%$ sur différents paramètres.

Comme attendu, la consommation moyenne des véhicules est le paramètre qui a le plus d'impact sur le coût total de possession. Pour obtenir un TCO équivalent à celui de nouveaux véhicules électriques, si seule la consommation des véhicules à hydrogène variait, il faudrait une réduction de 66 % de la consommation, soit une consommation de 3,7 kgH₂/100 km. Comme nous l'avons vu plus haut, la consommation peut être réduite, mais probablement pas à un tel niveau. Pour que le coût total de possession soit compétitif, le rendement complet de la chaîne hydrogène devra diminuer : c'est en effet en raison d'un rendement plus faible que celui de la solution batterie, que la différence de consommation énergétique est aussi notable.

La décision de calculer le TCO sur une période de huit ans peut être remise en question. Cette durée a été sélectionnée pour permettre la comparaison entre les opérations de rétrofit et les achats de véhicules neufs. Dans le cas d'une étude à plus long terme, davantage de données seraient nécessaires, comme le remplacement des technologies dans les véhicules (batterie, pile à combustible).

Toutefois, les résultats obtenus sont cohérents avec ceux de l'étude [160], qui compare les autobus électriques (TCO de 1,45 €/km) et les autobus à pile à combustible (TCO de 2,7 €/km) sur une période de 14 ans. D'autres études comparatives entre l'électricité et l'hydrogène montrent des résultats très différents pour l'hydrogène, comme [158] (TCO d'environ 0,9 €/km pour les autobus électriques et d'environ 1,4 €/km pour les autobus à pile à combustible). Cela pourrait être dû à la plus

faible consommation énergétique des véhicules à hydrogène ($8 \text{ kgH}_2/100\text{km}$), mais d'autres paramètres pourraient influencer, expliquant la différence de ratio entre le TCO des véhicules hydrogène et celui des véhicules électriques à batteries (56 % dans l'article, 89 % ici).

4.4.3 Comparaison environnementale

Avant de présenter les résultats du calcul du GWP, les impacts obtenus pour la phase de transport des technologies sont présentés dans la Table 4.14.

On suppose que tous les éléments des nouveaux autocars à hydrogène doivent s'arrêter au Portugal, lieu de fabrication des véhicules considérés dans la présente étude. Comme attendu, cette étape n'a qu'un faible impact sur l'ensemble du GWP. Ainsi, pour chaque cas, l'impact impliqué par le moyen de transport le plus défavorable (transport par camion) est affiché dans la Table 4.14, et est considéré pour la suite des calculs.

Technologie	Application	Pays d'origine	GWP transport
Batterie LFP	Retrofit électrique	France	0,886 $\text{kgCO}_2\text{eq/kWh}$
Batterie LFP	Nouveau électrique	Chine	1,962 $\text{kgCO}_2\text{eq/kWh}$
Batterie NMC	Retrofit hydrogène	France	0,717 $\text{kgCO}_2\text{eq/kWh}$
Batterie NMC	Nouveau hydrogène	Turquie	4,418 $\text{kgCO}_2\text{eq/kWh}$
PAC	Retrofit hydrogène	France	0,269 $\text{kgCO}_2\text{eq/kW}$
PAC	Nouveau hydrogène	Japon	3,426 $\text{kgCO}_2\text{eq/kW}$
Stockage H_2	Retrofit hydrogène	Corée du Sud	0,270 $\text{kgCO}_2\text{eq/kWh}$
Stockage H_2	Nouveau hydrogène	Japon	1,590 $\text{kgCO}_2\text{eq/kW}$

TABLE 4.14 – Données calculées de la phase de transport du GWP.

Les données de la Table 3.9 du Chapitre 3 sont utilisées avec le mix électrique simulé, détaillé dans la Table 4.15. L'impact du mix électrique ainsi obtenu est de $123,3 \text{ gCO}_2/\text{kWh}$.

Technologie	GWh
PV	777
Eolien onshore	153
Hydraulique	797
Biomasse	1 197
Biogaz	210

TABLE 4.15 – Mix électrique résultant de la simulation du système avec les scénarios 100 % EnR 2030 et consommation EE, ainsi qu'une demande en hydrogène pour le cas autocars.

Les résultats obtenus pour le calcul du GWP sont visibles dans la Table 4.16. La colonne présentant le GWP sans la phase d'exploitation du véhicule concerne seulement un seul véhicule de la flotte, tandis que la colonne prenant en compte l'exploitation concerne l'ensemble de la flotte sur huit ans.

Scenario	GWP sans exploitation	GWP avec exploitation
Rétrofit électrique	24,6 tCO ₂ eq	28,4 kgCO ₂ eq/100km
Nouveau électrique	48,5 tCO ₂ eq	32,3 kgCO ₂ eq/100km
Rétrofit hydrogène	25,8 tCO ₂ eq	81,1 kgCO ₂ eq/100km
Nouveau hydrogène	51,6 tCO ₂ eq	85,3 kgCO ₂ eq/100km

TABLE 4.16 – Résultats de la comparaison environnementale du cas des autocars.

L'impact de la phase d'exploitation pendant huit ans est bien plus important que l'impact des autres étapes : si le GWP n'est pas ramené au nombre de kilomètres parcourus, il faut compter un peu moins de 200 tCO₂eq pour les scénarios électriques à batterie, et environ 500 tCO₂eq pour les scénarios hydrogène. L'importance de la phase d'exploitation est visible dans la Figure 4.10, où la composition du GWP de tous les scénarios est détaillée.

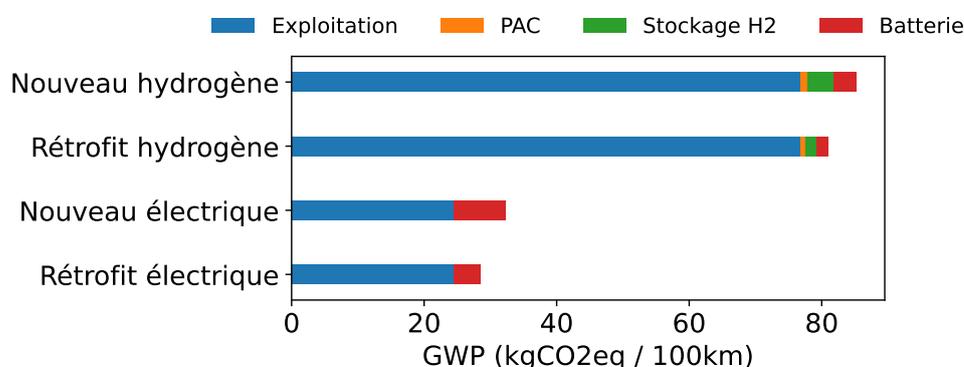


FIGURE 4.10 – Répartition du GWP d'un autocar.

En ce qui concerne un véhicule avec rétrofit hydrogène, son GWP est inférieur à celui d'un véhicule électrique neuf, en ne considérant que les technologies qui le composent, mais devient significativement supérieur en prenant en compte la phase d'exploitation sur huit ans. Ces résultats montrent l'importance d'avoir un mix électrique décarboné, une faible consommation des autocars et un rendement élevée de la chaîne de production d'hydrogène.

En effet, tous ces paramètres sont à l'origine de l'impact plus important des véhicules à hydrogène sur la phase d'exploitation ; si le mix électrique utilisé avait un impact carbone de 10 gCO₂eq/kWh, le GWP global des deux véhicules (hydrogène rétrofité et nouveau véhicule électrique) serait équivalent.

Si aucune étape de recyclage n'était envisagée dans chaque scénario, le GWP des technologies dans le cas Rétrofit hydrogène serait de 30,6 tCO₂eq, 59,3 tCO₂eq dans le cas Nouveau hydrogène, 43,9 tCO₂eq dans le scénario Rétrofit électrique et 86,1 tCO₂eq dans le scénario Nouveau électrique. Cela montre l'importance de prendre en compte le recyclage des batteries lors de l'étude du développement de nouveaux véhicules. Pour rappel, bien que cette filière soit encore naissante, la phase de recyclage aura un impact sur l'extraction et la production de matières premières, en utilisant des matériaux recyclés.

Les résultats obtenus peuvent être comparés à ceux de [167]. Dans cet article, les auteurs proposent plusieurs scénarios, en considérant différentes consommations des véhicules et différents mix électriques. Un scénario en particulier est similaire à

la présente étude, avec une consommation des véhicules proche (120 kWh/100 km et 9 kgH₂/100 km), ainsi qu'une composition du mix électrique proche (moitié solaire - moitié biomasse avec capture du CO₂). Dans ce scénario, le GWP est égal à 26,9 kgCO₂eq/100km pour les véhicules électriques à batteries, et a une valeur de 99,2 kgCO₂eq/100km pour les véhicules avec pile à combustible.

D'autres impacts environnementaux tels que les émissions polluantes d'oxyde d'azote, d'oxyde de carbone, d'hydrocarbures ou de particules fines auraient pu être quantifiés. Des coûts indirects pourraient également être pris en compte, par exemple sur le système de santé [223].

Enfin, la consommation en eau des autocars hydrogène a été évaluée. Avec une donnée de 11 litres d'eau nécessaires pour produire 1 kg d'hydrogène [224], 10 621 m³ seraient nécessaires pendant un an pour alimenter l'ensemble de la flotte d'autocars. Cela représente environ 0,7% des besoins quotidiens de l'île (approvisionnement en eau potable, irrigation, industrie). Ce critère peut donc être considéré comme négligeable.

4.5 Ligne ferroviaire

Le deuxième cas d'application concerne l'installation d'un train sur l'île. Entre la fin du XIX^{ème} siècle et celle du XX^{ème} siècle, un chemin de fer était exploité à La Réunion. Celui-ci permettait un transport de marchandises et de personnes. En raison de coûts d'entretien élevés et du développement de la place de la voiture, le train a été stoppé, et les lignes démontées.

Depuis lors, la question de la réinstallation d'une ligne ferroviaire est fréquente. Le dernier projet en date, un tram-train électrique faisant le tour de l'île (voir Figure 4.11), a été abandonné en 2010 au profit de la construction de la Nouvelle route du Littoral [225].

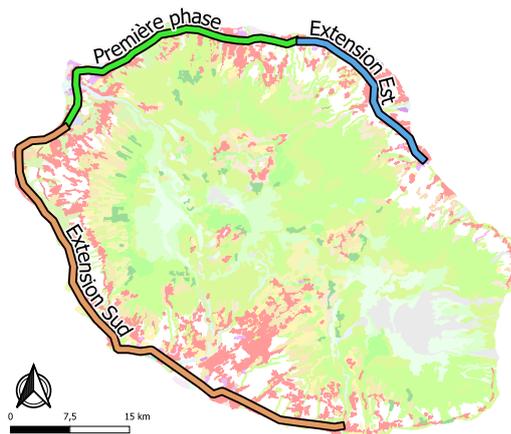


FIGURE 4.11 – Tracé du projet de tram-train abandonné en 2010. Carte produite avec QGIS.

De nombreux Réunionnais souhaitent qu'un tel projet se concrétise un jour à La Réunion. Le développement d'une ligne ferroviaire est souvent évoqué lors des consultations publiques sur le sujet de la mobilité [149, 226].

L'installation d'un train à hydrogène permettrait d'éviter l'électrification de la ligne ferroviaire, ce qui éviterait des coûts supplémentaires voire quelques problématiques potentielles liées au terrain.

Cette étude suit la même méthodologie que pour l'application autocars : une comparaison sur un critère économique (TCO) sera faite, puis l'impact environnementale des technologies sera évalué. Cependant, l'horizon simulé ici est l'horizon 2050 ; un tel projet de transformation du territoire n'est pas envisageable d'ici 2030, et devra se construire sur le long terme.

4.5.1 Projections de consommation

En l'absence de profils de vitesse réels, une donnée de consommation de tests effectués en Allemagne est utilisée [227] : une consommation de 20 kgH₂/100km pour un train hydrogène avec pile à combustible est supposée. Le kilométrage du projet initial est repris, soit une ligne d'une distance de 146 km. Des hypothèses ont été faites sur le nombre de trajets par jour : en supposant un départ toutes les 30 minutes de 5h30 à minuit, 11 096 km seraient parcourus par jour.

Afin de proposer une recharge des trains tous les deux jours, on choisira un nombre de 26 rames pour la simulation, parcourant ainsi chacune environ 440 km par jour. La Table 4.17 détaille les technologies embarquées dans un train hydrogène. À l'aide de la capacité du stockage hydrogène embarqué et de la consommation choisie, l'autonomie du train est estimée à 900 km. Une seule recharge suffirait donc pour deux jours de fonctionnement.

Technologie	PAC	Stockage H ₂	Batterie	Source
Train hydrogène	396 kW	180 kgH ₂	111 kWh (NMC)	[228]

TABLE 4.17 – Détail des technologies présentes dans un train hydrogène.

Deux stations de ravitaillement sont modélisées, une à chaque extrémité de la ligne ferroviaire. Un ravitaillement des rames en début de journée est supposé [227]. Chaque jour, treize trains sont alimentés, sept dans le Sud, et six dans le Nord. Cette hypothèse a été faite afin de répartir la demande énergétique. D'après les essais effectués en Allemagne, un train peut être ravitaillé en 15 minutes [227]. On supposera que quatre trains sont ravitaillés entre 5 et 6h sur les deux stations, puis de 6h à 7h trois trains sont ravitaillés dans le Sud, et deux dans l'Est. Le profil de charge sur une des deux stations est visible sur la Figure 4.12.

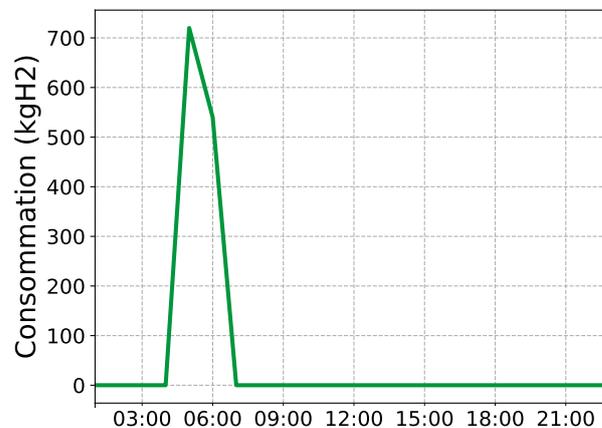


FIGURE 4.12 – Consommation en hydrogène du cas ferroviaire sur une des deux stations de ravitaillement.

4.5.2 Résultats des simulations

De la même manière que dans le cas des autocars, le TCO du train hydrogène est calculé, puis comparé à celui d'un train électrique relié à un caténaire. L'autonomie des trains à batterie n'est aujourd'hui pas suffisante pour que cette solution soit considérée ici. Du biberonnage aux stations pourrait cependant être mis en place. Les résultats du dimensionnement, obtenus avec les données de consommation précédemment présentées, sont détaillés dans la Table 4.18.

	Électrolyseurs		Compresseurs		Stockages H ₂	
	Avec <i>CF</i>	Sans <i>CF</i>	Avec <i>CF</i>	Sans <i>CF</i>	Avec <i>CF</i>	Sans <i>CF</i>
Station Sud	2,92 MW	3,36 MW	1,94 MW	2,24 MW	2,40 tH ₂	2,39 tH ₂
Station Est	2,5 MW	2,78 MW	1,67 MW	1,85 MW	2,12 tH ₂	2,05 tH ₂
Total	5,42 MW	6,14 MW	3,61 MW	4,09 MW	4,52 tH ₂	4,44 tH ₂

TABLE 4.18 – Résultats du dimensionnement des infrastructures hydrogène dans le cas du train.

Comme attendu, des installations plus grandes sont nécessaires sur la station du Sud, la demande énergétique étant plus importante. L'impact du facteur de charge des électrolyseurs et compresseurs a été évalué (Eq. 4.4). Sans contrainte sur le fonctionnement minimal de ces installations, leur capacité nominale est plus importante, et leur fonctionnement plus intermittent, comme le montre la Figure 4.13. Cette contrainte a très peu d'impact sur les stockages hydrogène, et aucun impact dans le cas présent sur le renforcement des lignes du réseau électrique ainsi que sur le besoin en batteries additionnelles à chaque poste source.

De même que dans le cas des autocars, de larges stockages hydrogène sont nécessaires aux deux stations de recharge. La ligne de train possédant deux terminus, il ne serait pas ici intéressant de rajouter des stations pour répartir la production d'hydrogène. Cependant, sur le long terme, le transport de l'hydrogène pourrait être développé, que ce soit par pipeline ou par camion. Cela permettrait de réduire le besoin de stockage à un seul endroit.

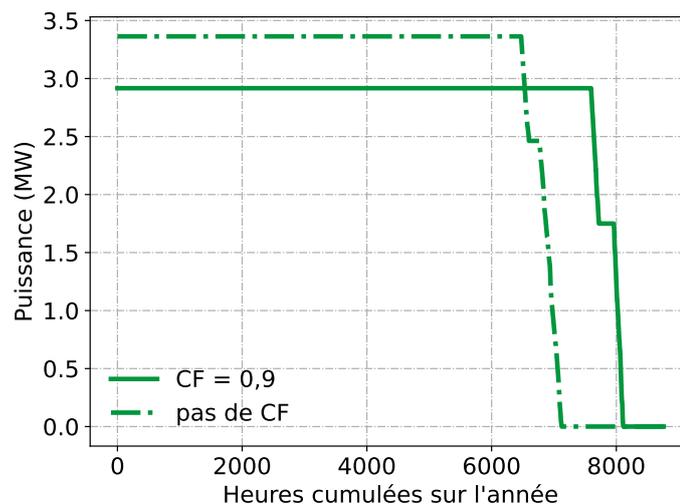


FIGURE 4.13 – Monotone de production de l'électrolyseur d'une des deux stations du cas ferroviaire, dans le cas d'une simulation avec facteur de charge à 0,9, et dans le cas d'une simulation sans.

Comme il n'existe plus de chemin de fer sur l'île, le calcul du TCO est effectué sur toute la durée de vie d'un train à hydrogène, à savoir quinze ans [181]. La différence de la durée de vie d'un train électrique, estimée à 20 ans [180], sera prise en compte dans le facteur de récupération du capital. Les coûts des infrastructures sont tirés d'un projet français [229] et doublés pour tenir compte des coûts d'importation et des potentiels problèmes liés au relief local.

Les données utilisées sont résumées dans la Table 4.19. Les coûts des infrastructures hydrogène sont les mêmes que dans la Table 4.12, sauf s'ils sont spécifiés dans la Table 4.20. Dans cette dernière, des coûts projetés pour 2050 sont détaillés.

Paramètre	Valeur	Unité	Source
Train hydrogène	4	M€	[230]
Train électrique câblé	3,4	M€	[230, 231]
Maintenance train hydrogène	0,72	€/km	[181]
Maintenance train électrique câblé	2,8	€/km	[180]
Rail	2	M€/km	[229]
Électrification rail	1	M€/km	[231]
Maintenance électrification rail	5,25	€/m	[180]

TABLE 4.19 – Paramètres pour la comparaison des TCO du cas ferroviaire.

Technologie	Paramètre	Valeur	Unité	Source
Électrolyseur	O&M variable	0,184	€/kWh	[196]
Compresseur	CAPEX	400	€/kW	[180]
Stockage hydrogène	CAPEX	733	€/kgH ₂	[36]

TABLE 4.20 – Paramètres économiques pour le calcul du TCO pour les infrastructures hydrogène variant entre 2030 et 2050.

Les résultats de comparaison de TCO entre train hydrogène et train électrique câblé sont détaillés dans la Table 4.21. Dans le cas d'étude présent, les deux TCO, aux alentours de 13 €/km, sont très proches. La répartition des coûts est visible en Figure 4.14.

Scenario	Conso. moyenne	Autonomie	Conso. annuelle	TCO
Hydrogène	20 kgH ₂ /100km	900 km	44 GWh	13,25 €/km
Électrique relié	500 kWh/100km [231]	-	20 GWh	13,56 €/km

TABLE 4.21 – Résultats de la comparaison économique du cas ferroviaire.

Cette répartition est inégale entre les différents paramètres. Pour le cas du train électrique câblé, la maintenance des rames ainsi que l'électrification de la ligne représentent une forte dépense. Dans le cas du train hydrogène, le carburant coûte le plus cher, en raison d'une forte consommation énergétique et de la prise en compte du coût de fonctionnement de l'électrolyseur. Les deux coûts obtenus avec les paramètres décrits étant très proches, il est possible de conclure qu'une baisse du facteur de maintenance du train électrique ou des caténaires entraînerait une baisse du TCO de la solution correspondante. Celle-ci serait alors plus intéressante sur un critère économique.

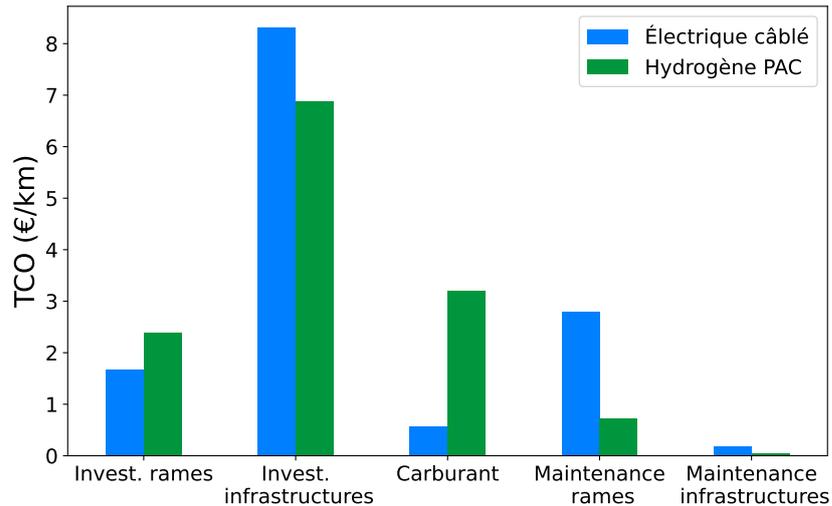


FIGURE 4.14 – Répartition du TCO du cas ferroviaire.

Le TCO obtenu est cohérent avec celui de [181] : dans cette étude, un TCO de 12,1 €/km est obtenu pour un train doté d'une pile à combustible. La répartition des coûts est aussi similaire pour ce qui concerne l'investissement dans les rames (3,23 €/km) ou le coût du carburant (3,12 €/km). Des différences notables sont cependant observées pour l'investissement dans la station hydrogène (0,43 €/km) ou les activités de maintenance (2,64 €/km). D'autres coûts sont pris en compte dans l'étude, comme des coûts de dépréciation et de main d'œuvre. Finalement, le TCO d'un train électrique câblé est nettement supérieur à celui obtenu ici (44,9 €/km).

Afin d'estimer le GWP de la solution hydrogène dans le cas ferroviaire, la même méthodologie que dans le cas précédent est suivie. Les données de la Table 3.9 du Chapitre 3 sont utilisées avec le mix électrique simulé, détaillé en Table 4.22. L'impact du mix électrique ainsi calculé est de 80,2 gCO₂/kWh.

Technologie	GWh
PV	1 578
Eolien onshore	203
Eolien offshore	143
Hydraulique	1 198
Biomasse	963
Biogaz	154
ETM	110
Géothermie	174

TABLE 4.22 – Mix électrique résultant de la simulation du système avec le scénario Combiné 2050 et une demande en hydrogène pour le cas ferroviaire.

Les résultats finaux obtenus sont détaillés dans la Table 4.23. L'impact du fonctionnement du train électrique relié a été estimé en supposant une consommation de 5 kWh/km [231].

Ceux-ci sont relativement proches par rapport à ceux obtenus dans le cas des autocars, bien que légèrement supérieurs (Table 4.16). La colonne présentant le GWP sans la phase d'exploitation du véhicule concerne un seul véhicule de la flotte, tandis

que la colonne prenant en compte l'exploitation concerne l'ensemble de la flotte sur quinze ans. Si ce deuxième GWP n'est pas ramené au nombre de kilomètres parcourus, il faut compter plus de 2000 tCO₂eq pour l'évaluation du GWP sur un train hydrogène, prenant en compte l'exploitation sur quinze ans, ainsi que l'extraction des matières premières, la production, le transport, le recyclage et la fin de vie des technologies PAC, batterie et réservoir hydrogène embarqués.

L'impact de la phase de transport des technologies n'a ici pas été détaillé : pour une PAC, un réservoir hydrogène et une batterie venant d'Allemagne, les impacts du transport sont respectivement de 197 kgCO₂eq, 1,4 tCO₂eq et 173 kgCO₂eq. Si aucune étape de recyclage n'était envisagée, le GWP du train hydrogène serait de 87,6 tCO₂eq.

Une nouvelle fois, la différence importante entre les deux technologies se trouve dans la différence de consommation, et donc dans le plus faible rendement de la solution hydrogène.

Scenario	GWP sans exploitation	GWP avec exploitation
Train hydrogène PAC	78,6 tCO ₂ eq	90,8 kgCO ₂ eq/100km
Train électrique cablé	-	40,1 kgCO ₂ eq/100km

TABLE 4.23 – Résultats du GWP de l'application ligne ferroviaire. Les technologies embarquées dans le train électrique relié ne sont pas prises en compte.

La consommation en eau de la production d'hydrogène pour alimenter les trains de la ligne ferroviaire est évaluée. Avec une donnée de 11 litres d'eau nécessaires pour produire 1 kg d'hydrogène [224], 9395 m³ seraient nécessaires pour une année de fonctionnement. Cela représente environ 0,6 % des besoins quotidiens de l'île (approvisionnement en eau potable, irrigation, industrie). Ce critère peut donc être négligé.

4.6 Carburants alternatifs pour le secteur maritime

Afin d'atteindre l'autonomie énergétique d'un territoire insulaire, les carburants fossiles utilisés pour le secteur maritime, entièrement importés, doivent être remplacés. Après avoir comparé plusieurs solutions alternatives aux carburants fossiles utilisés actuellement, l'e-ammoniac a été choisi pour la présente étude, car pouvant être produit principalement à partir de ressources locales, et étant envisagé pour la transition du secteur par la plupart des études existantes.

Dans un premier temps, l'estimation de la consommation électrique nécessaire pour la production d'e-ammoniac sur le long terme sera détaillée. La méthodologie suivie est visible en Figure 4.15.

Pour rappel, l'étude de carburants alternatifs pour le secteur maritime se fait sur l'horizon 2050. Une telle transition totale du secteur sur le moyen terme semble difficilement réalisable, bien que quelques projets soient prévus pour 2030 en Afrique et en Australie [193].

Dans un second temps, les impacts sur le réseau local de La Réunion seront analysés. Aucune évaluation économique ou environnementale ne sera faite, en raison des fortes incertitudes entourant la transition du secteur maritime.

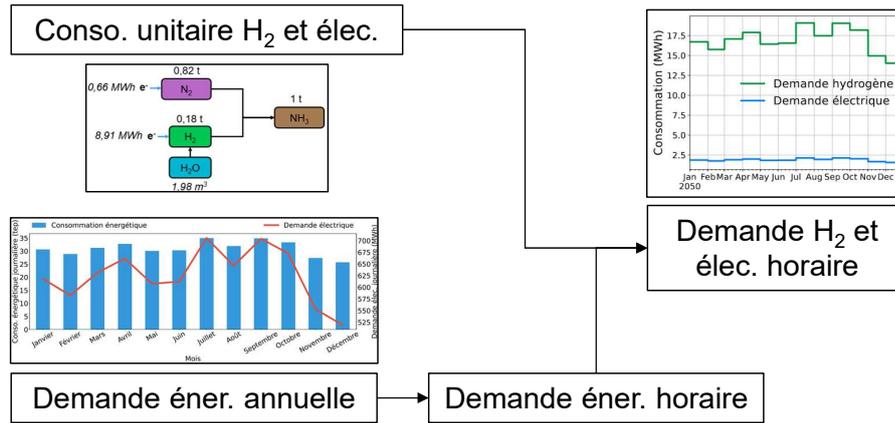


FIGURE 4.15 – Méthodologie d'estimation de la demande énergétique liée au secteur maritime.

4.6.1 Estimation de la consommation énergétique

Afin de produire du e-ammoniac, seuls de l'hydrogène et du diazote sont nécessaires. La réaction chimique utilisée est la suivante, aussi appelé procédé de Haber-Bosch :



Dans la présente étude, l'hydrogène est produit via électrolyse de l'eau à partir d'électricité du réseau. Une consommation de 11 L d'eau pour produire 1 kg d'hydrogène [224] est supposée, de même qu'un rendement de l'électrolyseur de 50 kWh/kgH₂ [196]. Concernant la production de diazote, on supposera une consommation moyenne de 0,8 kWh par kilogramme d'azote liquide produit par procédé cryogénique [193].

La Figure 4.16 résume les besoins énergétiques pour la production d'une tonne d'e-ammoniac.

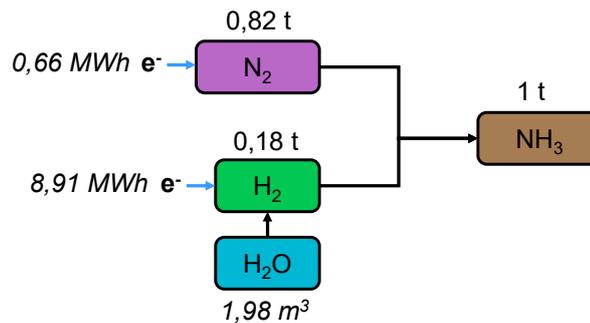


FIGURE 4.16 – Schéma de la production d'e-ammoniac à partir d'hydrogène et de diazote. Les consommations en eau et en électricité sont issues d'hypothèses sourcées.

Pour estimer l'efficacité énergétique du e-ammoniac, il est possible de calculer sa consommation électrique en MWh_e/MWh. À partir de la figure précédente, une consommation de **1,82 MWh_e/MWh** a été obtenue en considérant une densité énergétique de l'ammoniac de 11,47 MJ/L et une densité volumique de 610 kg/m³ [232]. Pour estimer la consommation électrique totale du secteur, il suffit ainsi de connaître les besoins énergétiques de celui-ci.

Afin d'estimer ceux-ci sur le long terme, on s'intéresse aux données de consommation annuelles de 2019, principalement en gazole et en super sans plomb. En

2019, le secteur maritime a consommé 15,1 ktep de ces carburants fossiles [233]. On supposera une consommation en baisse sur le long terme, atteignant une diminution de 25 % à l'horizon 2050. En effet, l'importation d'essence, de fioul lourd, de gazole, de GPL, de kérosène et de charbon représentait 25 % des importations en 2019. Si l'autonomie énergétique venait à être atteinte, toutes ces importations seraient réduites à zéro. Les autres mouvements au port représentent des importations et exportations de denrées alimentaires, de véhicules, de matériaux de construction, ou encore des produits manufacturés.

En raison de l'incertitude encore existante sur le sujet, on supposera un rendement de combustion du e-ammoniac proche de celui des carburants fossiles utilisés actuellement. Ainsi, un besoin annuel de 11,3 ktep sera supposé pour les simulations. Avec le rendement énergétique obtenu précédemment, cela représente **240 GWh_e** supplémentaires à fournir chaque année.

Afin d'obtenir une répartition mensuelle de l'énergie nécessaire, représentative des variations du trafic maritime au cours de l'année, les données statistiques mensuelles de la société Port Réunion sont utilisées. Il est ainsi possible de répartir le besoin annuel précédemment évoqué en besoin mensuel.

Finalement, avec la consommation électrique du e-ammoniac précédemment calculée, il est possible d'obtenir une estimation de la consommation électrique mensuelle pour la production d'e-ammoniac. En supposant une répartition égale sur chaque jours du mois, les différentes données journalières sont représentées en Figure 4.17. Sur celle-ci, les besoins énergétiques en tep d'e-ammoniac sont représentés, ainsi que leur équivalent en demande électrique.

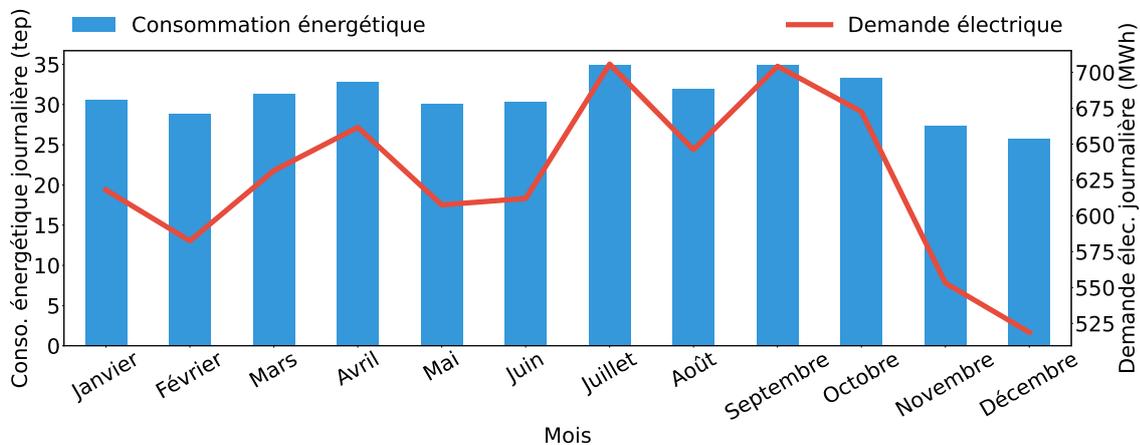


FIGURE 4.17 – Évolution de la consommation du secteur maritime sur une journée pour chaque mois de l'année. Sur l'axe de gauche, les besoins énergétiques en tep d'e-ammoniac sont représentés, leur équivalent en demande électrique se trouvant sur l'axe de droite.

En moyenne, pour une répartition uniforme sur chaque heure de la journée, les besoins du secteur maritime représentent une consommation électrique d'une trentaine de mégawatts. En utilisant la donnée de consommation en eau pour la production d'hydrogène précédemment évoquée, environ 65 000 m³ seraient nécessaires à l'année. Cela représente 4 % des besoins journaliers de La Réunion (1,5 millions de m³ [234]).

Le port de La Réunion étant situé sur la côte Nord-Ouest de l'île, on attribue la totalité de la demande électrique et hydrogène à un seul poste source. Il s'agit du poste source Marquet, utilisé aujourd'hui principalement pour la centrale

Diesel convertie récemment à la biomasse liquide. La consommation journalière précédemment décrite est répartie de manière égale sur chaque heure de la journée. En effet, les heures de ravitaillement des différents bateaux ne sont pas connues. Cette hypothèse permet un dimensionnement minimal des installations nécessaires. La demande horaire additionnelle à l'année sur le poste source concerné est visible sur la Figure 4.18.

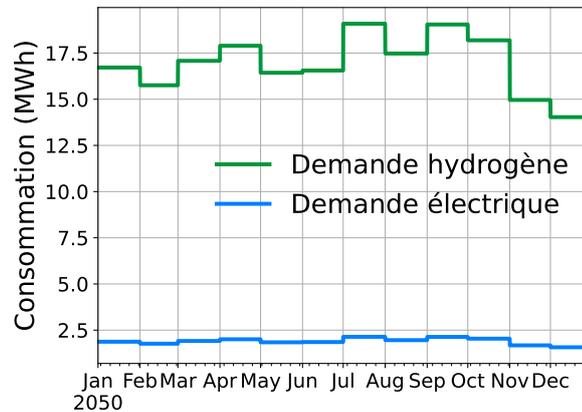


FIGURE 4.18 – Demande énergétique horaire sur le poste source Marquet sur l'année simulée. La demande électrique est liée à la production de diazote.

4.6.2 Résultats des simulations

Les résultats décrits ci-dessous ont été obtenus avec les paramètres de simulation suivants : scénario 1 du projet BRIO concernant l'évolution du changement climatique, scénario de puissances installées de production électrique Combiné 2050, scénario de consommation électrique Tendancier, parc de véhicules individuels entièrement électrifié avec une recharge pilotable à 80 % et fonctionnement des réseaux de bus urbains similaire à l'année 2017.

Dans la Table 4.24, l'influence des différentes contraintes ajoutées au problème d'optimisation a été étudiée (équations 4.4 à 4.8).

	Électrolyseur	Compresseur	Stockage H ₂	Batteries	Lignes à renforcer
Eq. 4.4 à 4.8	28,3 MW	18,8 MW	30,7 tH ₂	1,3 GWh	2 lignes
Aucune	46,8 MW	31,2 MW	29,0 tH ₂	1,03 GWh	2 lignes
Eq. 4.4	28,3 MW	18,8 MW	17,0 tH ₂	1,3 GWh	2 lignes
Eq. 4.5 à 4.8	48,9 MW	32,6 MW	38,5 tH ₂	1,06 GWh	2 lignes

TABLE 4.24 – Résultats du dimensionnement du système avec une demande supplémentaire pour la synthèse d'e-ammoniac.

On observe tout d'abord qu'avec les paramètres utilisés pour la simulation, il est possible de fournir localement la demande supplémentaire modélisée pour le secteur maritime. Cependant, de gros aménagements du réseau électrique local sont nécessaires : en prenant en compte toutes les contraintes du problème d'optimisation, un électrolyseur de 37,7 MW, un compresseur de 25,1 MW et un stockage hydrogène de 40,9 tH₂ seraient nécessaires. De plus, des quantités importantes de batteries aux

postes source pourraient être nécessaires : jusqu'à 1,3 GWh pour toute l'île, avec des stockages allant de quelques mégawatts à plus de 200 selon les postes source.

Ce résultat est identique aux cas de simulation sans demande hydrogène (voir Chapitre 3). L'hydrogène n'a donc aucun impact sur les stockages batteries supplémentaires requis. Cependant, lors des simulations, deux lignes auraient besoin d'être renforcées de quelques MVA. La première est située dans le Nord et la seconde dans le Sud, près des deux principaux pôles de consommation d'électricité. L'hydrogène a une nouvelle fois peu d'impact, ces deux lignes étant régulièrement à renforcer lors des simulations (voir Chapitre 3).

Comme attendu, la contrainte sur le facteur de charge des technologies électrolyseur et compresseur (équation 4.4) implique une baisse de leur capacité nominale, et un fonctionnement moins intermittent.

Les contraintes sur le stockage hydrogène (équations 4.5 à 4.8) impliquent une augmentation de sa capacité nominale. Si ces contraintes n'ont pas d'influence sur les lignes à renforcer, elles peuvent en avoir sur le nombre de batteries additionnelles optimisé : lorsque l'électrolyseur n'est pas contraint à fonctionner une certaine quantité d'heure sur l'année, celui-ci fonctionne de manière intermittente, en suivant la production d'électricité. Moins de batteries additionnelles sont requises dans ce cas. Le diagramme des flux totaux induits sur l'année simulée est visible en Figure 4.19.

Une analyse de sensibilité a été menée sur l'influence de la demande électrique annexe à la demande énergétique du e-ammoniac. Une simulation avec un scénario de consommation EE réduit les contraintes sur le réseau et permet de baisser la taille des stockages hydrogène. Une évolution du changement climatique selon le scénario 3 du projet BRIO (le plus pessimiste en termes d'évolution des émissions de CO₂) produit l'effet inverse, et le stockage hydrogène nécessaire est plus important. Dans les deux cas, la taille de l'électrolyseur et du compresseur ne varie pas. De plus, les deux mêmes lignes doivent être renforcées, toujours de quelques MVA.

Les deux autres scénarios de puissances installées de production électrique ont aussi été testés. Si une simulation avec le scénario Intermittent implique une hausse de la taille du stockage hydrogène, en raison de la part importante des énergies intermittentes, le scénario Base permet lui une diminution des batteries supplémentaires aux postes source.

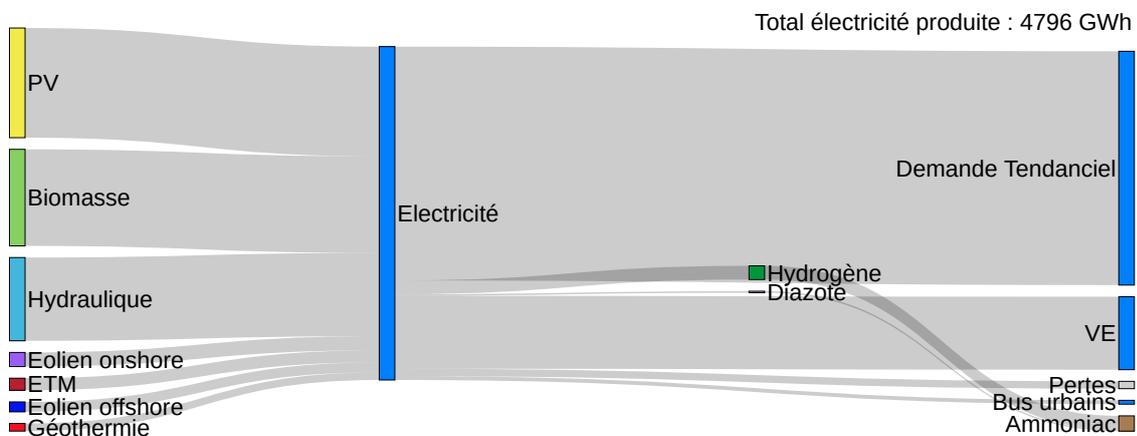


FIGURE 4.19 – Diagramme de Sankey sur l'année simulée avec une demande en e-ammoniac pour le secteur maritime. La première colonne concerne l'électricité produite, et ne représente pas l'énergie primaire.

Si une transition du secteur maritime semble réalisable localement, certains choix pris ici peuvent être remis en question. En effet, si l'e-ammoniac a été choisi comme carburant alternatif pour le secteur, celui-ci présente des inconvénients notables en termes de santé humaine : des vapeurs toxiques et corrosives peuvent être observées, pouvant provoquer des brûlures au niveau des voies respiratoires [193]. De plus, le carburant est classé comme très toxique pour les organismes aquatiques [235]. Ainsi, l'opinion publique pourrait s'opposer au développement de l'ammoniac, et d'autres solutions devraient être alors envisagées pour la transition du secteur maritime (hydrogène pur ou méthanol par exemple).

4.7 Carburants alternatifs pour le secteur aérien

De même que pour le secteur maritime, pour permettre une autonomie énergétique complète, les carburants du secteur aérien doivent pouvoir être produits exclusivement localement.

Après avoir comparé plusieurs solutions alternatives aux carburants fossiles utilisés actuellement, l'e-kérosène a été choisi pour la présente étude. Celui-ci peut être produit principalement à partir de ressources locales, et fait partie des solutions les plus probables pour l'évolution du secteur aérien.

Dans un premier temps, l'estimation de la consommation en électricité nécessaire pour la production d'e-kérosène sur le long terme sera détaillée. La méthodologie suivie est visible en Figure 4.20. De même que dans le cas maritime, la présente étude est menée sur le long terme.

Dans un second temps, les impacts sur le réseau local de La Réunion seront analysés. Aucune évaluation économique ou environnementale ne sera faite, en raison des fortes incertitudes entourant la transition du secteur aérien.

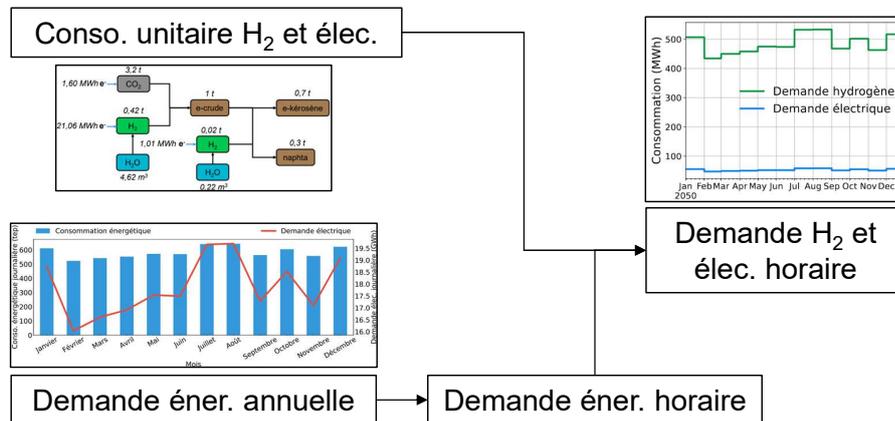
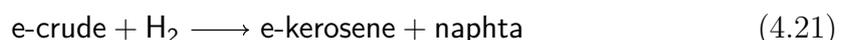


FIGURE 4.20 – Méthodologie d'estimation de la demande énergétique liée au secteur aérien.

4.7.1 Estimation de la consommation énergétique

Afin de produire du e-kérosène, seuls de l'hydrogène et du dioxyde de carbone sont nécessaires. Les deux réactions chimiques impliquées sont les suivantes :



Dans la première équation, le procédé de Fischer-Tropsch intervient après production de CO à partir de CO₂.

La deuxième équation décrit le raffinage de l'e-crude (pétrole de synthèse) créé par hydrotraitement. Le naphta créé peut être utilisé dans la pétrochimie.

Dans la présente étude, l'hydrogène est produit via électrolyse de l'eau à partir d'électricité du réseau. Les mêmes hypothèses que précédemment sont conservées, à savoir une consommation en eau de 11 L/kgH₂ et un rendement de l'électrolyseur de 50 kWh/kgH₂.

Concernant l'origine du dioxyde de carbone consommé, deux options sont possibles. Celui-ci peut être capté à partir de fumées, ou capturé directement dans l'air. Le premier procédé est plus efficace énergétiquement, puisqu'il implique une consommation de 0,2 MWh_e/tCO₂ [194]. Cependant, celui-ci a un désavantage majeur : une quantité suffisante de fumées doit être émise localement. Le second procédé, très onéreux et encore peu développé aujourd'hui [236], implique une consommation électrique plus élevée : 0,5 MWh_e/tCO₂ [194]. Ce procédé sera choisi pour notre cas d'étude ; la justification de ce choix sera détaillée par la suite.

La Figure 4.21 résume les besoins énergétiques pour la production de 0,7 tonnes d'e-kérosène. Plusieurs hypothèses ont été faites pour estimer les consommations décrites sur la figure : une consommation du procédé de Fischer-Tropsch en hydrogène de 13,9 kWh/te-crude et en dioxyde de carbone de 3,2 tCO₂/te-crude, un besoin de 2 % en masse d'hydrogène pour le raffinage de l'e-crude, et enfin une sélectivité de l'hydrotraitement de 0,7 [194].

Pour estimer l'efficacité énergétique du e-kérosène, il est possible de calculer sa consommation électrique en MWh_e/MWh. À partir de la Figure 4.21, il suffit d'estimer l'énergie contenue dans une tonne de produit. On convertit d'abord la quantité d'e-kérosène en ktep (on assimile l'e-kérosène au kérosène, soit 1 t = 1,045 tep), et le tout est converti en joules puis en wattheures. Ainsi, on obtient une consommation énergétique de **2,75 MWh_e/MWh**. Pour estimer la consommation électrique totale du secteur, il suffit ainsi de connaître les besoins énergétiques de celui-ci.

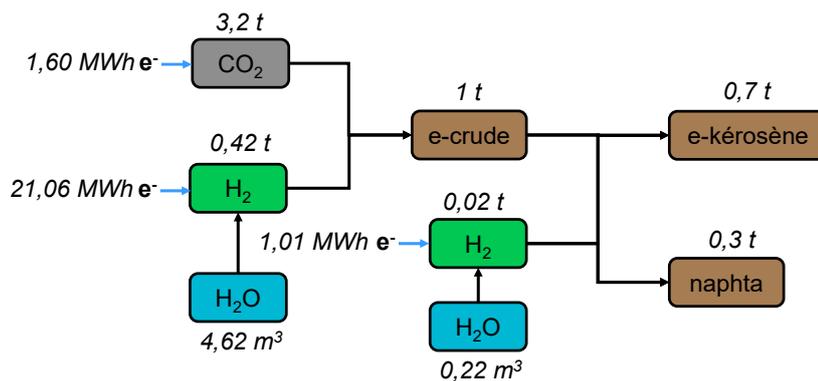


FIGURE 4.21 – Schéma de la production d'e-kérosène à partir d'hydrogène et de dioxyde de carbone. Les consommations en eau et en électricité sont issues d'hypothèses sourcées.

Afin d'estimer ceux-ci sur le long terme, on s'intéresse aux données de consommation annuelles de 2019, principalement en kérosène. En 2019, le secteur aérien a consommé 213,4 ktep de ce carburant fossile [233]. On supposera une consommation stable sur le long terme. En raison de l'incertitude encore existante sur le sujet, on supposera un rendement de combustion du e-kérosène proche de celui des

carburants fossiles utilisés actuellement. Ainsi, un besoin annuel de 213,4 ktep sera supposé pour les simulations. Avec le rendement énergétique obtenu précédemment, cela représente **6 840 GWh_e** supplémentaires à fournir chaque année.

Afin d'obtenir une répartition mensuelle, représentative des variations du trafic aérien au cours de l'année, les données de l'Observatoire Régional du Tourisme ont été utilisées. Celles-ci décrivent les mouvements d'avions pour chaque mois de l'année sur l'aéroport principal de l'île. Il est ainsi possible de répartir le besoin annuel précédemment évoqué en besoin mensuel.

Finalement, avec la consommation électrique du e-kérosène précédemment calculée, il est possible d'obtenir une estimation de la consommation électrique mensuelle pour la production d'e-kérosène. En supposant une répartition égale sur chaque jours du mois, les différentes données journalières sont représentées en Figure 4.22.

En moyenne, pour une consommation uniforme sur chaque heure de la journée, les besoins du secteur aérien représentent une consommation électrique de plus de 700 MW. En utilisant la donnée de consommation en eau pour la production d'hydrogène précédemment évoquée, environ 1 400 000 m³ seraient nécessaires à l'année. Cela représente la totalité des besoins de La Réunion sur une journée [234].

Ainsi, il est possible que d'autres solutions soient envisagées. Par exemple, si un procédé de dessalement de l'eau de mer devait être mis en place, une consommation électrique supplémentaire devra être prise en compte. Sur le long terme, la consommation de centrales de dessalement d'eau de mer par osmose inverse pourrait atteindre en moyenne 2,3 kWh/m³ [237]. Dans le cas présent, cela représenterait une demande électrique annuelle supplémentaire de 3,22 GWh.

Par rapport aux besoins énergétiques de la production d'e-kérosène, cette demande reste négligeable. Toutefois, les impacts environnementaux, tels que le rejet de sel dans l'océan, pourraient être significatifs.

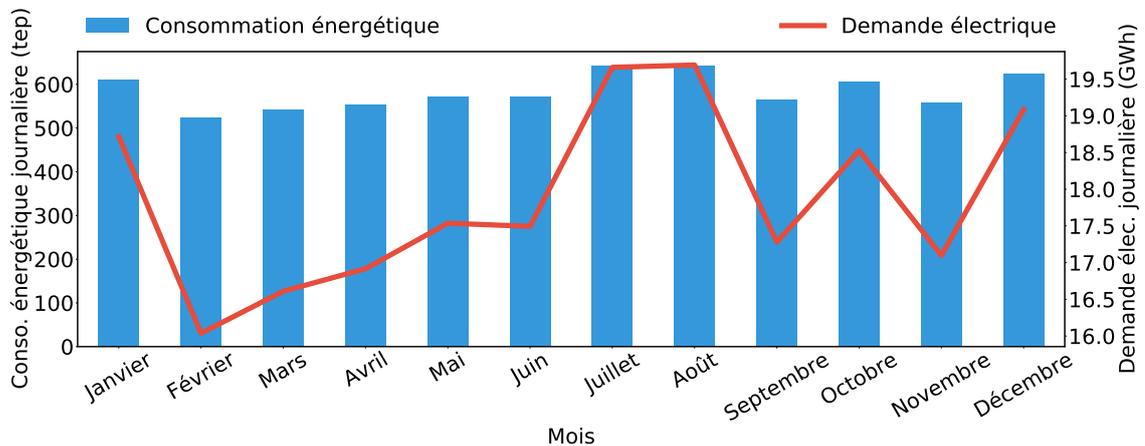


FIGURE 4.22 – Évolution de la consommation du secteur aérien sur une journée pour chaque mois de l'année. Sur l'axe de gauche, les besoins énergétiques en tep d'e-kérosène sont représentés, leur équivalent en demande électrique se trouvant sur l'axe de droite.

Il est aussi possible d'estimer la quantité de dioxyde de carbone nécessaire à l'année pour la production d'e-kérosène.

Pour produire 213,4 ktep de ce carburant, 934 ktCO₂ doivent être utilisées. Cela représente 23 % des émissions de CO₂ issues de la combustion de produits énergétiques à La Réunion en 2022 [18]. On suppose que l'on souhaite extraire ce dioxyde de carbone des fumées générées par la combustion d'éléments organiques.

Pour estimer la masse de biomasse nécessaire pour produire 934 ktCO₂, on utilise les données suivantes ([130], catégorie déchets de bois « adjuvants ») : 296 kg de combustible sont nécessaires pour produire 1 MWh thermique, ce qui émet 17,4 kgCO₂eq. Ainsi, environ 16 Mt de combustible seraient nécessaires pour émettre 934 ktCO₂. À titre de comparaison, en 2022, 0,4 Mt de bagasse locale ont été utilisées et 0,039 Mt de pellets ont été importés pour la production d'électricité.

Ainsi, une utilisation de la biomasse locale telle qu'il en serait nécessaire sur le long terme pour la production d'e-kérosène localement, semble difficilement réalisable. Pour cette raison, on suppose une capture du dioxyde de carbone directement dans l'air pour les simulations.

L'aéroport principal de La Réunion étant situé au Nord de l'île, on attribue la totalité de la demande électrique et hydrogène à un seul poste source. Des puissances horaires de plusieurs centaines de mégawatts étant impliquées, on suppose la création d'un nouveau poste source à proximité de l'aéroport et du poste source de Sainte-Marie.

On suppose aussi un total de trois lignes électriques reliant ce poste source : une ligne reliant le poste le plus proche, Sainte-Marie, et deux lignes pour le relier aux mêmes postes que ce dernier. Ces lignes sont supposées avec une capacité initiale de 44,7 MVA, comme la grande majorité des autres lignes du réseau de transport de l'île. Leur capacité pourra être étendue lors des simulations.

Finalement, la consommation journalière précédemment décrite est répartie de manière égale sur chaque heure de la journée. En effet, les heures de ravitaillement des différents avions ne sont pas connues. La demande horaire additionnelle à l'année sur le poste source concerné est visible sur la Figure 4.23.

Au vu de l'importance des puissances horaires modélisées, la limitation de renforcement des lignes électriques, initialement fixée à 88 MVA, est supprimée pour les simulations de ce cas d'application.

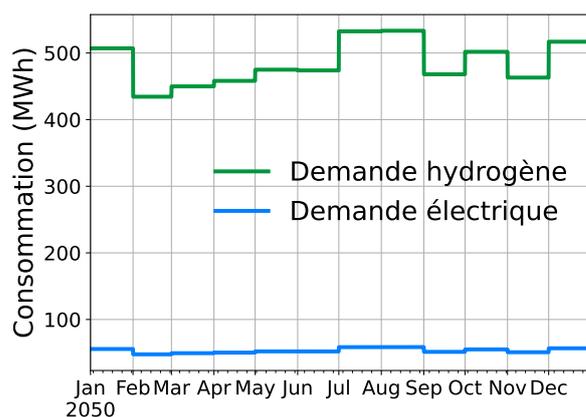


FIGURE 4.23 – Demande énergétique horaire sur le nouveau poste source sur l'année simulée. La demande électrique est liée à la captation carbone.

4.7.2 Résultats des simulations

De la même façon qu'avec les carburants alternatifs pour le maritime, les simulations ont été faites sur l'horizon 2050, avec une même base de scénario : scénario de

puissances installées de production électrique Combiné 2050, scénario de consommation électrique Tendanciel, parc de véhicules individuels entièrement électrifié avec une recharge pilotable à 80 % et fonctionnement des réseaux de bus urbains similaire à l'année 2017. Si le sujet de la transition du secteur aérien est d'actualité, une modification complète du système prendra un certain temps.

Comme cela a été précisé précédemment, l'utilisation du e-kérosène avec une consommation du secteur aérien égale à celle de l'année 2019 implique une demande énergétique de plus de 6 000 GWh localement. Pour rappel, la consommation électrique de l'île était de 2 800 GWh en 2022 [18]. Sans surprise, il n'est pas possible de satisfaire une telle demande énergétique avec des ressources uniquement locales. Ainsi, les simulations suivantes ont été menées, afin d'envisager des solutions pour planifier la transition du secteur aérien via la synthèse d'e-kérosène :

- A. Dimensionnement d'une nouvelle centrale électrique.
- B. Dimensionnement d'un parc éolien offshore.
- C. Estimation de la quantité d'e-kérosène pouvant être produite à partir des ressources locales.

La première méthode (A) consiste à ne plus viser l'autonomie énergétique et à synthétiser l'e-kérosène grâce à une nouvelle centrale installée sur l'île. Celle-ci, pouvant être thermique ou nucléaire, ne pourra pas être alimentée par des ressources locales, en raison de la limitation de la filière biomasse et de l'absence d'autres types de combustibles localement.

Pour estimer la taille de cette centrale, un élément *Générateur* est ajouté au modèle sur le poste source de l'aéroport, avec des coûts de fonctionnement et d'investissement particulièrement élevés par rapport aux autres moyens de production, dans le but d'obtenir une capacité minimale optimisée. Un facteur de charge de 80 % est précisé pour ce générateur, simulant ainsi un fonctionnement proche de celui d'une centrale électrique.

Les résultats obtenus sont décrits dans la Table 4.25. Il a été vu dans la section précédente que l'utilisation ou non d'un facteur de charge pour les technologies électrolyseur et compresseur a un impact notable sur les résultats obtenus. Une simulation avec ce facteur de charge, et une simulation sans, sont donc décrites.

	Centrale	Électrolyseur	Compresseur	Stockage H ₂	Batteries	Lignes à renforcer
Avec <i>CF</i>	940 MW	810 MW	540 MW	540 tH ₂	900 MWh	6 lignes jusqu'à 77 MVA
Sans <i>CF</i>	980 MW	1 GW	665 MW	420 tH ₂	100 MWh	11 lignes jusqu'à 124 MVA

TABLE 4.25 – Résultats du dimensionnement du système avec une demande supplémentaire pour la synthèse d'e-kérosène fournie par un générateur optimisé.

L'impact de la contrainte du facteur de charge de l'électrolyseur et du compresseur est notable sur les résultats : contraindre le fonctionnement de ces installations diminue leur capacité, de la même façon que dans les autres cas d'application. Les besoins en stockage sont cependant nettement plus importants : +30 % pour le stockage hydrogène, +800 % pour les batteries additionnelles aux postes source. Cependant, comme l'énergie est stockée localement aux postes source grâce aux

capacités de stockage importantes, les contraintes sur le réseau de transport sont moindres, et moins de lignes nécessitent d'être renforcées.

Dans les deux cas simulés, opter pour une telle solution de décarbonation du secteur aérien entraîne une nécessité d'adaptation importante du réseau électrique.

Le diagramme des flux totaux induits sur l'année simulée, avec un facteur de charge de 0,9 pour l'électrolyseur et le compresseur, est visible en Figure 4.24.

Sur celle-ci, d'importantes pertes énergétiques peuvent être observées. Pour les diminuer, d'autres carburants alternatifs pourraient être envisagés pour le secteur aérien, comme par exemple l'hydrogène pur.

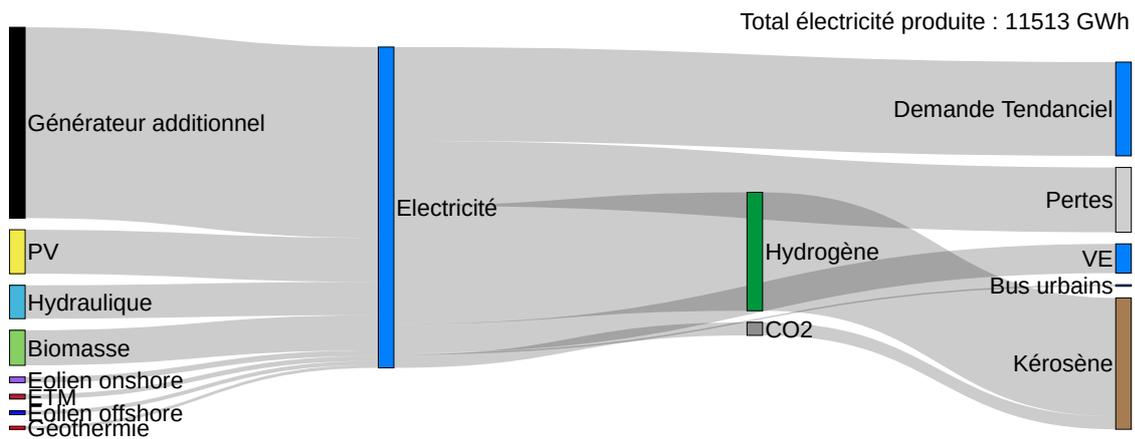


FIGURE 4.24 – Diagramme de Sankey sur l'année simulée avec une demande en e-kérosène pour le secteur aérien satisfaite par un générateur additionnel. La première colonne concerne l'électricité produite, et ne représente pas l'énergie primaire.

Une deuxième méthode (B) consiste à miser sur l'éolien offshore pour atteindre l'autonomie énergétique de l'île. En prenant en compte la disponibilité foncière restreinte sur l'île et les surfaces requises de chaque filière de production d'électricité à La Réunion, la filière éolien offshore s'impose comme celle ayant la capacité d'extension la plus importante.

La production d'hydrogène à partir d'électricité produite par des éoliennes en mer est déjà évaluée dans la littérature [238], de même que la production d'hydrogène directement en mer [239]. Cette deuxième solution pourrait s'avérer économiquement plus intéressante qu'une production à terre.

Dans le cas présent, les éoliennes offshore ne seront pas directement liées à la production d'hydrogène ; suivant la modélisation du réseau choisie, la production électrique sera disponible aux postes sources.

Afin d'estimer quelle quantité d'éolien offshore serait nécessaire pour répondre à la demande supplémentaire, les puissances installées du scénario Combiné ont été optimisées. Dans ce scénario un seul site est exploité à hauteur de 40 MW - il s'agit du site le plus favorable à l'installation d'éoliennes offshore à La Réunion, et celui-ci est étudié activement.

Les résultats obtenus sont détaillés dans la Table 4.26. Une nouvelle fois, l'impact du facteur de charge des technologies hydrogène a été étudié.

	Eolien offshore	Électrolyseur	Compresseur	Stockage H ₂	Batteries	Lignes à renforcer
Avec CF	4,3 GW	800 MW	540 MW	4,1 ktH ₂	3 GWh total 50 GWh aéroport	10 lignes jusqu'à 125 MVA
Sans CF	3,4 GW	3 GW	2 GW	5,7 ktH ₂	1,9 GWh	5 lignes jusqu'à 85 MVA

TABLE 4.26 – Résultats du dimensionnement du système avec une demande supplémentaire pour la synthèse d'e-kérosène fournie par de l'éolien offshore.

On observe que plusieurs gigawatts d'éolien offshore permettent de satisfaire la demande additionnelle en e-kérosène. De telles puissances paraissent difficilement réalisables : la feuille de route régionale [19] fixe un potentiel de 40 MW sur le moyen terme, et un projet actuellement à l'étude vise un total de 200 MW.

Les puissances optimisées des électrolyseurs, compresseurs ou stockages hydrogène sont elles aussi très importantes. Finalement, dans le cas d'un fonctionnement contraint de l'électrolyseur et du compresseur, un stockage batterie de près de 50 GWh serait nécessaire à proximité de l'aéroport. Tous ces résultats obtenus laissent à penser l'impossibilité d'une fourniture d'énergie supplémentaire exclusivement d'éoliennes offshore.

Par rapport au cas A, la demande énergétique pour la synthèse d'e-kérosène, constante chaque heure, doit être principalement satisfaite par une énergie intermittente. Cela entraîne des besoins en stockage d'hydrogène bien plus importants qu'en cas de fonctionnement quasi constant d'une centrale électrique.

L'impact du facteur de charge est lui aussi notable : comme l'électrolyseur et le compresseur fonctionnent de manière régulière tout au long de l'année, la puissance installée d'éoliennes offshore augmente, de même que la taille du stockage hydrogène. De plus, d'importantes quantités de batteries sont nécessaires sur les postes source du réseau de l'île, afin d'absorber le surplus de la production éolienne si nécessaire. Ces résultats montrent l'importance de la prise en compte de différents paramètres lors du dimensionnement de projets avec de l'hydrogène.

Le diagramme des flux totaux induits sur l'année simulée, avec un facteur de charge pour l'électrolyseur et le compresseur, est visible en Figure 4.25.

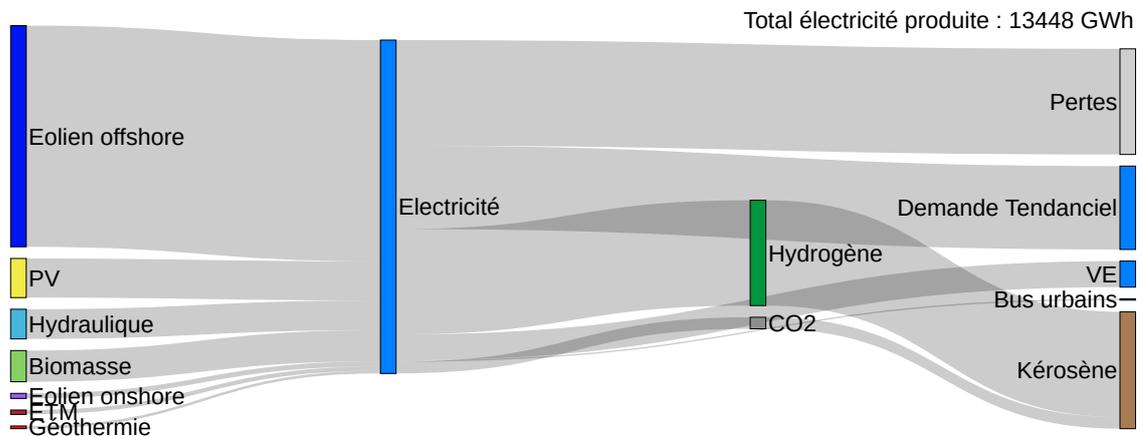


FIGURE 4.25 – Diagramme de Sankey sur l'année simulée avec une demande en e-kérosène pour le secteur aérien satisfaite par de l'éolien offshore. La première colonne concerne l'électricité produite, et ne représente pas l'énergie primaire.

Une fois de plus, des pertes énergétiques sont observées. Celles-ci sont plus impor-

tantes que dans le cas précédent, en raison d'une utilisation plus importante des stockages batterie. Ces résultats démontrent l'importance d'étudier le réseau électrique dans son intégralité et de prendre en compte des paramètres non seulement économiques, mais aussi énergétiques, lors de projets de dimensionnement.

Enfin, une troisième méthode (C) consiste à estimer la quantité d'e-kérosène qui pourrait être produite en conservant l'objectif d'autonomie énergétique avec les scénarios électriques proposés dans le présent travail.

Pour estimer cette quantité, le système suivant est simulé : scénario de puissances installées Combiné 2050, parc de véhicules individuels entièrement électrifié avec une recharge pilotable à 80 %, fonctionnement des réseaux de bus urbains similaire à l'année 2017, et utilisation d'e-ammoniac pour le secteur maritime. Cela permet de simuler une situation où la quantité d'e-kérosène pouvant être produite localement ne serait pas surestimée. Afin de simplifier le problème, la contrainte du facteur de charge des électrolyseurs et compresseurs a été retirée.

Dans le cas d'une simulation avec scénario de consommation électrique EE, environ 5 ktep d'e-kérosène pourraient être produits annuellement, selon la forme du profil de consommation introduit en Figure 4.22. Cela correspond à une baisse de plus de 97 % de la consommation du secteur par rapport à 2019. En termes de mouvements d'avions, cela représenterait environ 310 mouvements par an (13 200 en 2019, 5 842 en 2020 durant la période de COVID), soit environ 25 mouvements d'avions par mois. Le diagramme des flux totaux induits sur l'année simulée est visible en Figure 4.26.

Une telle réduction du trafic aérien aurait des répercussions économiques et sociétales importantes, qui mériteraient une analyse approfondie. En particulier, si une telle mesure entraînerait une diminution significative des flux touristiques, avec des impacts non négligeables sur l'économie locale, elle mènerait aussi à une restriction des déplacements des habitants eux-mêmes.

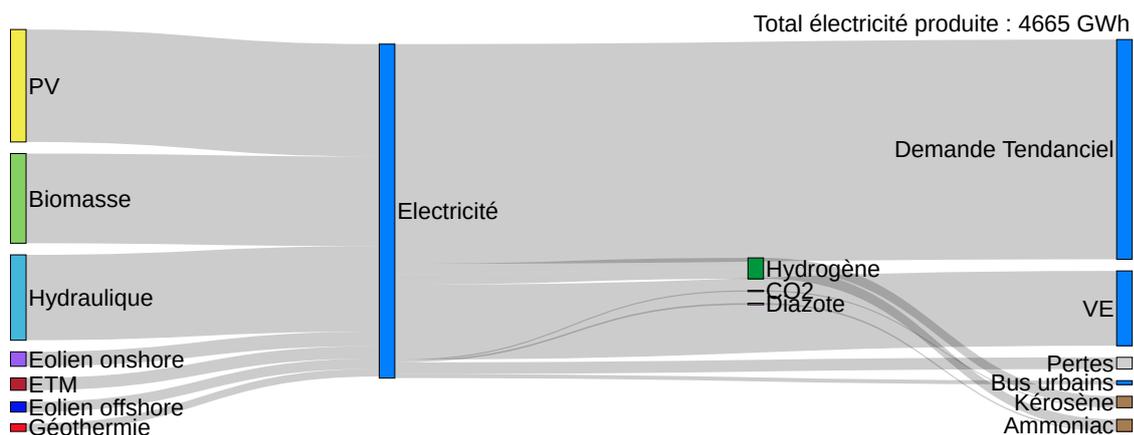


FIGURE 4.26 – Diagramme de Sankey sur l'année simulée avec une production en e-kérosène locale. La première colonne concerne l'électricité produite, et ne représente pas l'énergie primaire.

Dans le cas d'une simulation avec scénario de consommation électrique Tendanciel, environ 1 ktep pourrait être produit annuellement. Cela correspond à une diminution de plus de 99 % de la consommation, soit moins de 70 mouvements d'avions par an (environ 5 mouvements par mois).

Finalement, une dernière solution pourrait être envisagée, probablement celle qui sera suivie sur le long terme, en considération des résultats présentés. Cette solution consiste à importer du carburant, de la même manière qu'aujourd'hui. Dans ce cas, l'objectif d'autonomie énergétique ne pourrait pas être respecté.

4.8 Conclusion

Dans ce chapitre, l'intégration de l'hydrogène dans le secteur de la mobilité a été étudiée. Tout d'abord, le réseau d'autocars régional de La Réunion a été pris comme cas d'étude sur le moyen terme. Le parc étant actuellement entièrement fossile, une analyse a été réalisée pour comparer les solutions 100 % électriques et hydrogène sur plusieurs aspects : technique (consommation et autonomie des véhicules), économique (calcul du coût total de possession en €/km) et environnemental (calcul du potentiel de réchauffement global en kgCO₂/véhicule et kgCO₂/100km).

Différents scénarios ont été pris en compte : un retrofit électrique-batterie ou électrique-PAC des autocars fossiles, ou un remplacement de la flotte par de nouveaux véhicules 100 % électriques ou par des véhicules à PAC.

La comparaison effectuée conclut sur la nécessité d'utiliser de l'hydrogène sur certaines lignes du réseau, les solutions tout électrique n'apportant pas aujourd'hui une autonomie suffisante ni un temps de recharge rapide bénéficiant à l'organisation du réseau. Ces solutions sont néanmoins plus intéressantes sur les critères économiques et environnementaux évalués. Un mix entre solutions électriques à batterie et hydrogène bénéficierait ainsi sur tous les points au réseau local. Les technologies batteries et hydrogène sont complémentaires et peuvent être utilisées au sein d'un même réseau énergétique [161].

L'optimisation du réseau d'autocars, que ce soit sur le ratio électrique/hydrogène, ou sur le nombre de véhicules et la courbe de charge, n'a cependant pas été effectuée dans le cadre du travail de thèse. Une trop grande incertitude subsiste sur la place future qui sera allouée aux transports en commun sur le moyen et long terme à La Réunion.

Une fois que celle-ci aura été levée, il sera possible d'appliquer de nouveau la méthodologie présentée ici, d'optimiser les temps de recharge [240] et de comparer les nouveaux résultats obtenus. Le nombre de bus composant la flotte locale et leurs itinéraires peuvent également être optimisés pour favoriser un type de véhicule plutôt qu'un autre. Si la Région devait investir dans davantage de véhicules, et si les trajets venaient à être raccourcis, la solution tout électrique serait la plus intéressante sur tous les points.

Un projet de tram-train faisant le tour de l'île ayant déjà été envisagé par le passé, l'utilisation de l'hydrogène pour une ligne ferroviaire a été étudiée. Solution encore peu développée aujourd'hui, de grosses incertitudes subsistent, que ce soit en termes de consommation ou d'investissement. Une comparaison avec une ou plusieurs autres solutions est plus compliquée que dans le cas précédent, aucune donnée locale n'étant disponible pour le cas d'étude. L'étude permet ainsi, dans un cas précis détaillé, de dimensionner les installations hydrogène nécessaires, et d'évaluer la demande énergétique totale supplémentaire. Les principaux résultats qui ont été obtenus sont résumés dans la Table 4.27.

Bien que le projet de train hydrogène soit moins intéressant sur des aspects économiques et environnementaux qu'un projet d'autocars hydrogène, celui-ci présente

une consommation énergétique totale moindre, ainsi que des investissements moins importants dans des technologies de production et de stockage de l'hydrogène.

Si un choix devait être fait sur l'investissement dans l'une ou l'autre des applications, et que la pertinence de l'hydrogène dans des applications ferroviaires venait à être renforcée d'ici quelques années, cette dernière application pourrait être favorisée grâce aux avantages cités ci-dessus.

Cependant, afin de soutenir l'objectif d'autonomie énergétique, tous les transports en communs devront être favorisés, afin de réduire l'utilisation des véhicules individuels. Comme cela a été vu précédemment, l'électrification du parc actuel de véhicules individuels entraîne une consommation annuelle de plus de 1 000 GWh, une consommation très nettement supérieure à celle d'un train ou d'un réseau d'autocars sur une année. Cependant, les comportements restent difficiles à prévoir.

Enfin, la transition des secteurs maritimes et aériens a été traitée. Pour le premier, l'e-ammoniac a été choisi pour remplacer les carburants fossiles, tandis que l'e-kérosène a été choisi pour la transition du second secteur. Les besoins actuels des deux applications étant aujourd'hui très différents, il a été supposé que leurs besoins futurs seraient tout autant différents.

Si la production d'e-ammoniac impliquerait une consommation énergétique quatre fois inférieure à celle du parc de VI actuel entièrement électrifié, la production d'e-kérosène engendrerait quant à elle une consommation énergétique deux fois supérieure à la consommation actuelle de l'île.

De nombreuses hypothèses ont été faites, en particulier sur l'évolution constante des besoins du secteur ou l'efficacité énergétique des appareils. Cependant, comme cela a été vu dans le développement, pour réellement atteindre l'autonomie énergétique, une réduction drastique des trajets en avion sera nécessaire.

	Autocars	Train	Maritime	Aérien
Horizon	2030	2050	2050	2050
Conso. unitaire	11,4 kgH ₂ /100km	20 kgH ₂ /100km	1,82 Whé/Wh	2,75 Whé/Wh
Conso. annuelle	50 GWh	44 GWh	240 GWh	6 840 GWh
Conso. eau	10 621 m ³	9 395 m ³	65 000 m ³	1 400 000 m ³
Electrolyseur	6 MW	5,4 MW	30-50 MW	800 MW
Compresseur	4 MW	3,6 MW	20-30 MW	540 MW
Stockage H₂	4,5 tH ₂	4,5 tH ₂	20-40 tH ₂	>500 tH ₂
Batteries sup.	324 MWh	900 MWh	1 GWh	1->3 GWh
Renforcement	x	1 ligne	2 lignes	6-10 lignes

TABLE 4.27 – Résumé des résultats obtenus pour chaque cas d'application de l'utilisation de l'hydrogène dans le secteur de la mobilité.

CHAPITRE 5

Intégration de l'hydrogène comme moyen de stockage de l'électricité

Points clés

- L'hydrogène comme stockage réseau est considéré à chaque poste source, avec la possibilité de réinjecter l'hydrogène produit par le biais d'une pile à combustible.
- Si une optimisation économique favorise l'utilisation de batteries comme moyen de stockage de l'électricité, une optimisation sur critère environnemental favorise l'installation de stockages hydrogène. Le GWP d'une batterie est en effet plus élevé que celui d'un stockage hydrogène.
- L'hydrogène est utilisé comme moyen de stockage inter-saisonnier, pour fournir de l'énergie les jours de faible ensoleillement, caractérisés par une baisse de la production photovoltaïque.

Le réseau électrique, tel qu'étudié dans ce chapitre, est schématisé en Figure 5.1.

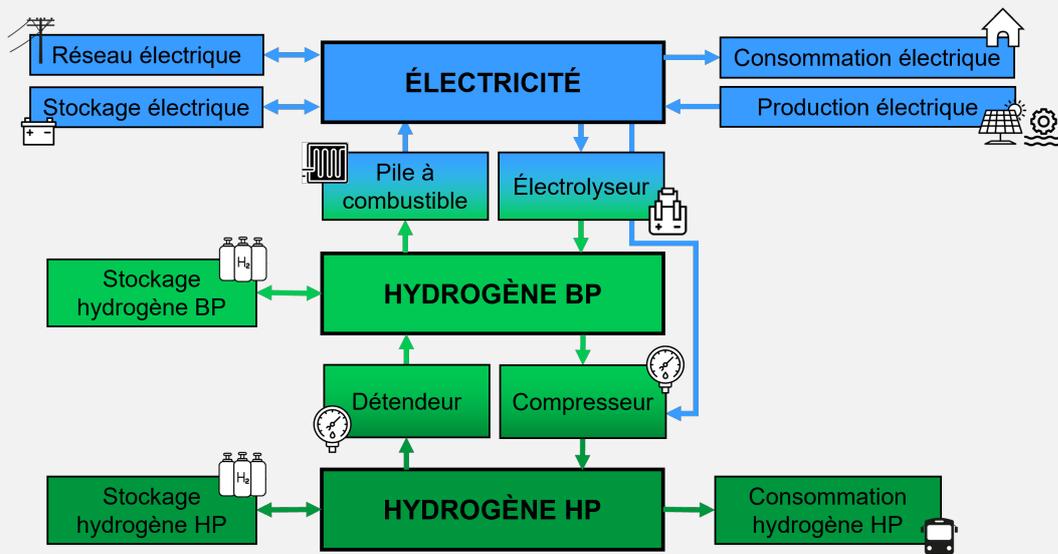


FIGURE 5.1 – Schéma du système étudié dans le Chapitre 5.

Sommaire

5.1	Introduction	140
5.2	L'hydrogène comme moyen de stockage de l'électricité	141
5.3	Optimisation multi-objectifs de systèmes énergétiques	143
5.4	Méthodologie	145
5.4.1	Mise à jour du modèle	145
5.4.2	Optimisation multi-objectifs	147
5.5	Cas sans demande en hydrogène pour la mobilité	148
5.5.1	Analyse des systèmes obtenus	149
5.5.2	Comparaison des fronts de Pareto	151
5.6	Cas avec demande en hydrogène pour la mobilité	154
5.7	Cas de « sécheresse énergétique »	155
5.7.1	Contexte	156
5.7.2	Le cas de La Réunion	156
5.8	Conclusion	159

5.1 Introduction

Il a été vu dans le Chapitre 1 que le développement des énergies intermittentes peut causer des instabilités sur le réseau. Afin de maximiser l'intégration de celles-ci, le recours à des unités de stockages de l'énergie est nécessaire. Celles-ci peuvent être utilisées quotidiennement (en fonctionnement complémentaire à la production photovoltaïque par exemple) ou sur de plus longues durées, pouvant aller de plusieurs semaines à plusieurs mois (pour pallier à la baisse de production photovoltaïque en hiver par exemple). Cette deuxième utilisation en particulier, dépend des régions du monde étudiées, et un tel stockage n'est pas forcément nécessaire dans tous les cas de figure.

Plusieurs moyens de stockage ont été cités dans le Chapitre 1. Dans le présent manuscrit, seules les batteries et le stockage hydrogène sont détaillés. Après avoir étudié séparément quelques applications de l'hydrogène pour la mobilité, l'usage de l'hydrogène comme moyen de stockage peut être étudié. Ainsi, la possibilité d'installer un stockage hydrogène à chaque poste source du réseau électrique est considérée, ainsi qu'une ré-injection sur le réseau de l'hydrogène converti en électricité via l'utilisation d'une pile à combustible. Dans le but d'étudier plusieurs trajectoires énergétiques de La Réunion en tenant compte de plusieurs aspects, une optimisation multi-objectifs sera mise en place. Celle-ci intégrera une dimension environnementale. Plusieurs cas seront ensuite détaillés pour évaluer la pertinence de l'utilisation de l'hydrogène comme stockage réseau :

- un cas sans demande en hydrogène pour la mobilité ;
- un cas avec demande en hydrogène pour la mobilité ;
- un cas de simulation sur plusieurs années.

Enfin, une conclusion clora ce chapitre.

5.2 L'hydrogène comme moyen de stockage de l'électricité

Dans la littérature, la comparaison entre stockage batterie et stockage hydrogène est fréquente, et le couplage des deux moyens est souvent considéré. Le but d'une telle installation est souvent de convertir l'électricité en hydrogène en cas de pic de production lorsque les batteries sont chargées. Ensuite, cet hydrogène peut à nouveau être converti en électricité en cas de pic de consommation, lorsque l'état de charge des batteries atteint un seuil minimal.

L'emploi de ce couplage implique des coûts moins importants que l'utilisation d'une batterie de grande taille ou d'un stockage hydrogène seul. Globalement, les batteries sont le moyen de stockage réseau le plus utilisé pour de courtes périodes (quelques heures à quelques jours), en raison de leur capacité à réagir rapidement et efficacement aux variations de la demande et de la production d'électricité. Comme décrit sur la Figure 5.2, plusieurs moyens de stockage de l'énergie peuvent être complémentaires.

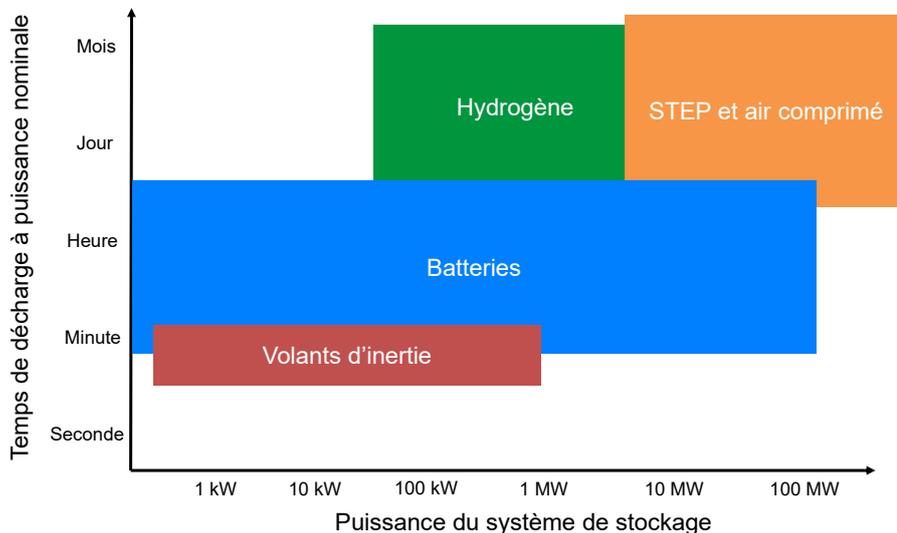


FIGURE 5.2 – Diagramme tiré de [241], représentant la plage de temps de décharge et de puissance des moyens de stockage évoqués dans le présent manuscrit.

Dans [242], les auteurs comparent les trois configurations suivantes sur des îles françaises : stockage hydrogène, stockage batterie et couplage des deux. C'est cette dernière solution qui résulte de la minimisation du coût actualisé de l'électricité du système étudié. En effet, cette étude dimensionne aussi des installations éoliennes et photovoltaïques, et le couplage des deux moyens de stockage permet de minimiser la taille des installations de production intermittente.

La conclusion est la même dans [243], étude portant sur un système off-grid plus petit, où la solution hybride est plus intéressante économiquement que l'utilisation d'une batterie seule. Dans leurs simulations, les auteurs intègrent un fonctionnement de l'électrolyseur et de la pile à combustible couplé à l'état de charge de la batterie. Cela est aussi le cas dans [244], où un cycle d'hysteresis est considéré dans les algorithmes de gestion de la puissance, permettant ainsi de réduire les périodes où la batterie a un niveau de charge minimale.

Sans couplage, des résultats différents peuvent être obtenus. C'est le cas par exemple

dans [245], où un micro-réseau en Guadeloupe composé d'une ferme éolienne et de stockages batterie et hydrogène est étudié. Les auteurs cherchent à minimiser le coût actualisé de l'énergie ainsi qu'un facteur de non respect de la prévision de l'alimentation électrique prévue un jour avant. Après une simulation sur quinze années à un pas de temps de dix minutes, le stockage batterie seul résulte comme la meilleure solution.

Globalement, l'utilisation de l'hydrogène comme moyen de stockage varie selon les régions. C'est en effet ce que montre [246], via une optimisation bi-objectifs (coûts et émissions de CO₂) du système considéré. Si l'hydrogène n'est pas sollicité dans le cas d'une minimisation des coûts, les résultats montrent une différence selon les pays considérés lorsque les émissions de CO₂ sont prises en compte : en Norvège et en République tchèque, l'utilisation saisonnière du stockage hydrogène sera plus marquée qu'en Espagne ou en France.

Dans [247], trois villes d'Italie, d'Allemagne et du Royaume-Uni sont étudiées. Cette fois, l'utilisation d'un stockage hydrogène est indispensable, le système énergétique des trois villes étant composé d'une turbine fonctionnant à l'hydrogène. L'utilisation d'une batterie reste facultative. Une nouvelle fois, l'utilisation de celle-ci diminue les coûts, et les villes les plus au Nord nécessitent l'installation de davantage de stockage hydrogène en raison d'une saisonnalité plus marquée. Ce résultat est directement lié aux profils météorologiques fournis en entrée de l'optimisation.

Dans [248] un cas d'étude avec une turbine hydraulique utilisée de manière très intermittente est modélisé. Face à une demande électrique constante chaque jour de l'année, le coût actualisé du stockage hydrogène qui en résulte est moins élevé que celui du stockage batterie, pour un stockage sur une durée supérieure à deux jours.

Plusieurs études proposent un contexte particulier qui met en valeur la pertinence de l'hydrogène dans certains cas. Par exemple, les auteurs de [249] étudient à partir de quel pourcentage d'autoconsommation du système modélisé, l'hydrogène devient indispensable. Dans l'article, le système est constitué de panneaux photovoltaïques, d'une demande électrique constante de 1 MW, d'un réseau électrique avec un prix d'achat de l'électricité variable, d'une batterie et d'une chaîne hydrogène. Le système est optimisé de façon à ce que la production PV soit utilisée pour satisfaire la demande, l'électrolyseur étant activé dans un second temps pour absorber le surplus de production. S'agissant d'une minimisation des coûts, l'hydrogène n'est globalement pas utilisé, jusqu'à atteindre un pourcentage d'autoconsommation de plus de 92 %. À partir de ce pourcentage, l'hydrogène est économiquement avantageux pour une utilisation saisonnière.

En parallèle, [250] étudie la variation des puissances installées en éolien et en PV sur les besoins en stockage hydrogène : une augmentation progressive de la puissance éolienne, avec une diminution progressive de la puissance PV. L'étude met en valeur le fait que la taille optimisée de l'électrolyseur et de la pile à combustible est directement proportionnelle à la puissance installée des filières éolienne et PV, tandis que la taille du stockage hydrogène est directement proportionnelle à la puissance installée de la filière éolienne seule.

Finalement, [251] étudie différents moyens de stockage hydrogène saisonniers, ainsi qu'un transport possible par pipeline ou par camion. Les moyens de stockage considérés sont les suivants : liquide, en caverne ou par voie chimique (hydrogénation de molécules puis déshydrogénation). Ce sont ces deux dernières solutions qui s'avèrent économiquement optimales.

L'hydrogène comme moyen de stockage a déjà été étudié sur l'île de La Réunion, sur un site pilote dans le cirque de Mafate [252]. Ce système, constitué de 8 kW de panneaux photovoltaïques, quatre batteries de 16 kWh au total, un électrolyseur de 5 kW, une pile à combustible de 2,5 kW et un stockage hydrogène de 3 kgH₂ à 33 bars, a été mis en place en avril 2017. L'installation a servi à alimenter un dispensaire, une école, un atelier et quelques maisons. En raison d'un problème de dimensionnement, la consommation des usagers ayant été sous-estimée, la pertinence de l'hydrogène n'a pas été observée après un an de fonctionnement, ni durant les années qui ont suivi. Le projet s'est arrêté mi-2022, suite à un incendie à proximité ayant endommagé les installations.

Dans plusieurs des études de la littérature évoquées, des optimisation multi-objectifs sont mises en place. Afin de proposer une telle optimisation dans le présent chapitre, plusieurs méthodes sont comparées.

5.3 Optimisation multi-objectifs de systèmes énergétiques

Fréquemment, lorsqu'une étude emploie une optimisation multi-objectifs, celle-ci considère en réalité deux objectifs entrant en conflit. Par exemple dans [253], la consommation d'énergie des centrales fossiles est minimisée, ainsi que la valeur actuelle nette du système. De même, dans [99] le coût annuel est minimisé, ainsi que le coût actualisé de l'hydrogène.

Les auteurs de [254] mettent eux en place la comparaison de trois objectifs : minimisation des coûts totaux annualisés, des émissions annuelles de CO₂, et de l'énergie importée du réseau. Chaque fonction est minimisée individuellement lors des simulations, et les résultats sont ensuite comparés par les auteurs.

Dans [255], trois objectifs sont considérés, dont un seul est réellement minimisé, avec les deux autres sous contrainte. Il s'agit du coût journalier, du potentiel de réchauffement global, et du risque relatif total (prenant en compte le stockage, le transport et la production d'hydrogène). Il existe deux méthodes particulièrement utilisées dans la littérature pour mettre en place une optimisation multi-objectifs dans le cas d'un problème de programmation linéaire. Les autres méthodes ne seront pas détaillées ici [256].

La première méthode, celle de la **somme pondérée**, consiste à minimiser ou à maximiser tous les objectifs regroupés dans une seule fonction, en pondérant chaque objectif. Pour tracer un front de Pareto, permettant de comparer des résultats sur deux dimensions, il est possible de faire varier ces poids. La fonction objectif est alors la suivante, dans le cas d'une optimisation bi-objectifs :

$$\min \quad w_A \times f_A(x) + w_B \times f_B(x) \quad (5.1)$$

avec les poids w_A et w_B compris entre 0 et 1 et dont la somme vaut 1.

Le principal avantage de cette méthode est sa facilité d'implémentation : les outils utilisés dans le cadre d'une optimisation mono-objectif n'ont pas besoin d'être adaptés, puisqu'un seul objectif est conservé ici.

Le principal désavantage de cette méthode est l'impossibilité de trouver les zones concaves du front de Pareto tracé [257]. Le fait de sommer des paramètres parfois très différents voire opposés peut aussi être problématique.

La deuxième méthode, évoquée précédemment, est la méthode ϵ -**contrainte**. Dans le cas d'une optimisation bi-objectifs, un seul objectif est conservé comme fonction objectif principale (f_A), le second étant modélisé sous forme de contrainte (f_B). La méthode se modélise comme suit :

$$\min f_A(x) \quad (5.2)$$

$$\text{s.c. } f_B(x) \leq e, \quad e \in [x_{B,min}, x_{B,max}] \quad (5.3)$$

Le principe de la méthode est illustré dans la Figure 5.3.

La première étape consiste à minimiser le système avec la fonction A. À la suite de cette étape, un système est obtenu, avec comme caractéristique d'être le minimum de la fonction A et le maximum de la fonction B (Figure 5.3a).

La deuxième étape consiste à minimiser le système avec la fonction B, pour obtenir un nouveau résultat spécifique, représentant le minimum de la fonction B et le maximum de la fonction A (Figure 5.3b). Les deux extrémités du front de Pareto sont ainsi obtenues.

Ensuite, on s'intéresse à l'intervalle de résultats obtenu sur la fonction B (Figure 5.3c). En fonction du nombre de points souhaité sur le front de Pareto, cet intervalle est divisé en un certain nombre de sous-intervalles.

Pour obtenir le deuxième point du front de Pareto, le système est de nouveau optimisé, avec les spécificités suivantes : minimisation de la fonction A et contrainte de la fonction B, qui doit forcément être inférieure à la valeur du premier sous-intervalle (Figure 5.3d). Le système optimisé constitue le deuxième point du front de Pareto, et l'opération est répétée autant de fois que nécessaire avec chaque valeur de chaque intervalle (Figure 5.3e) pour finalement obtenir le front de Pareto complet (Figure 5.3f).

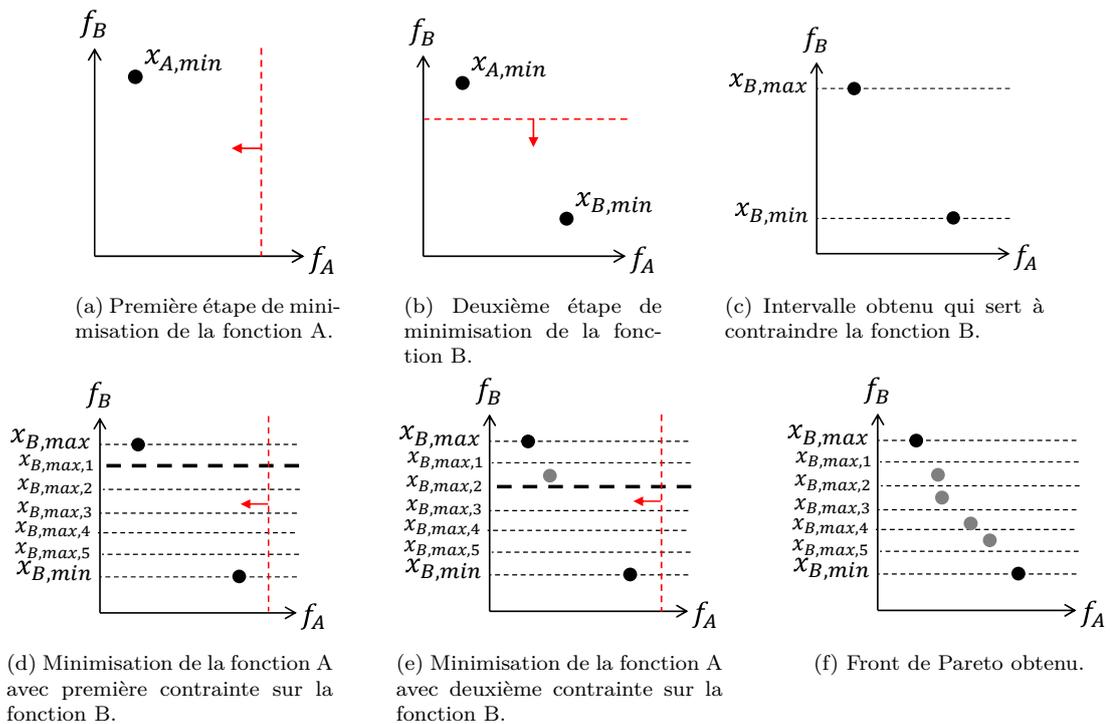


FIGURE 5.3 – Illustration de la méthode ϵ -contrainte.

5.4 Méthodologie

Pour les simulations de ce chapitre, deux changements principaux sont opérés : la mise à jour du modèle, afin de prendre en compte une pile à combustible ainsi qu'un stockage BP d'hydrogène à chaque poste source, et la mise en place d'une optimisation bi-objectifs.

5.4.1 Mise à jour du modèle

Le modèle sur PyPSA, présenté dans les Chapitres 2 et 4, a dans un premier temps été mis à jour afin de prendre en compte un stockage de l'hydrogène à basse pression (BP) et une ré-injection de l'hydrogène dans le réseau électrique. Pour cela, de nouvelles variables d'optimisation ont été ajoutées et la fonction objectif a été mise à jour.

Dans le cas d'une modélisation selon le Chapitre 4, c'est-à-dire d'une modélisation où certains postes source sont équipés d'une station de ravitaillement en hydrogène, deux éléments *Lien* sont ajoutés, l'un entre le vecteur électrique et le vecteur hydrogène BP pour symboliser une pile à combustible, et l'autre entre le vecteur hydrogène BP et HP, pour symboliser un détendeur. Ces deux éléments permettent de ré-injecter l'hydrogène dans le réseau électrique. Enfin, un stockage est ajouté au vecteur hydrogène BP, modélisé de la même façon qu'un stockage électrique.

Sur tous les autres postes source, ceux qui sont modélisés comme dans le Chapitre 2, c'est-à-dire sans hydrogène, les éléments suivants sont ajoutés : un *Bus* hydrogène BP, deux *Liens* pour l'électrolyseur et la pile à combustible, un *Bus* de stockage hydrogène BP, et deux *Liens* pour relier celui-ci à un *Stockage*. Cette représentation avec PyPSA est schématisée en Figure 5.4. Sur celle-ci, seuls les nouveaux éléments entre les différents vecteurs sont spécifiés : les éléments propres à la modélisation du poste source électrique précédemment introduits ne sont pas représentés (voir Figure 2.2), de même que les éléments propres à la modélisation d'une station de ravitaillement en hydrogène (voir Figure 4.2). La consommation en oxygène des piles à combustible ne sera pas prise en compte dans le cadre de la présente étude.

Pour une meilleure compréhension de la modélisation, un schéma simplifié est proposé en Figure 5.5. En particulier sur celui-ci, les différents bus, ou nœuds, ne sont pas affichés et le sens des flux est précisé.

Avec cette nouvelle modélisation, de nouvelles variables d'optimisation sont introduites :

- puissance nominale des piles à combustibles ($\bar{g}h_{k,PAC}$ en MW),
- leur puissance horaire ($gh_{k,PAC,t}$ en MW),
- capacité des stockages BP ($\bar{e}h_{BP,s}$ en MWh),
- leur état de charge horaire ($eh_{k,BP,t}$ en MWh),
- leur flux d'entrée et de sortie ($hh_{i,k,BP,t}$ et $hh_{o,k,BP,t}$ en kgH₂)

Le détendeur, bien qu'optimisé dans le problème, ne sera pas étudié par la suite. Les variables précédemment présentées dans les Chapitres 2 et 4 sont maintenues.

La fonction objectif minimisant les coûts d'investissement et de fonctionnement est ainsi mise à jour afin de prendre en compte ces nouvelles variables. Cette fonction est décrite avec l'équation 5.4.

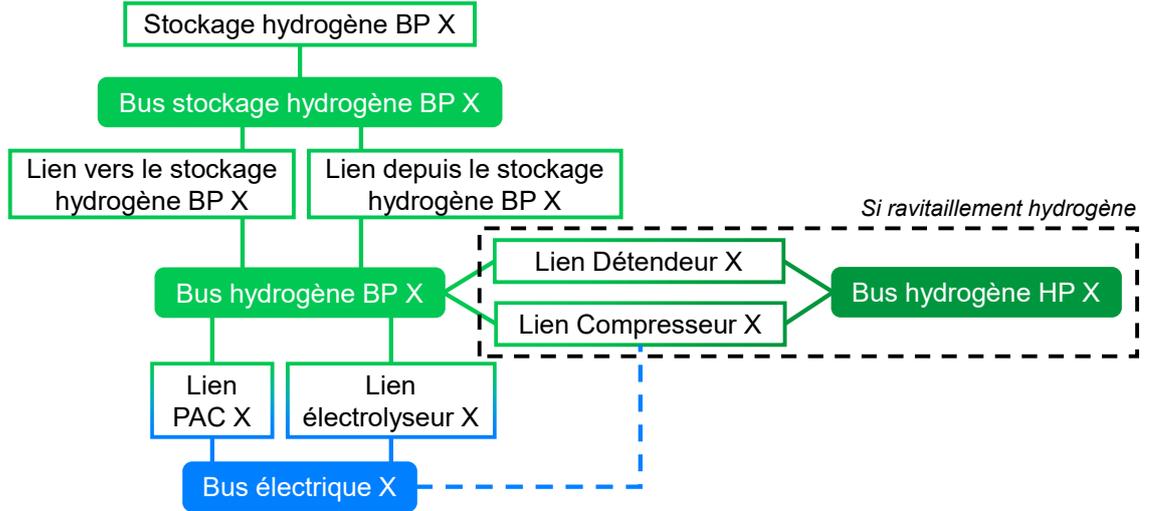


FIGURE 5.4 – Modélisation détaillée d'un poste source du réseau électrique insulaire avec un stockage hydrogène basse pression et une ré-injection possible de l'hydrogène sur le réseau avec PyPSA. Les éléments propres à la modélisation du poste source électrique et de la station de ravitaillement en hydrogène pour la mobilité n'ont pas été représentés. La partie encadrée correspond au cas où une station de ravitaillement en hydrogène pour la mobilité est reliée au poste source.

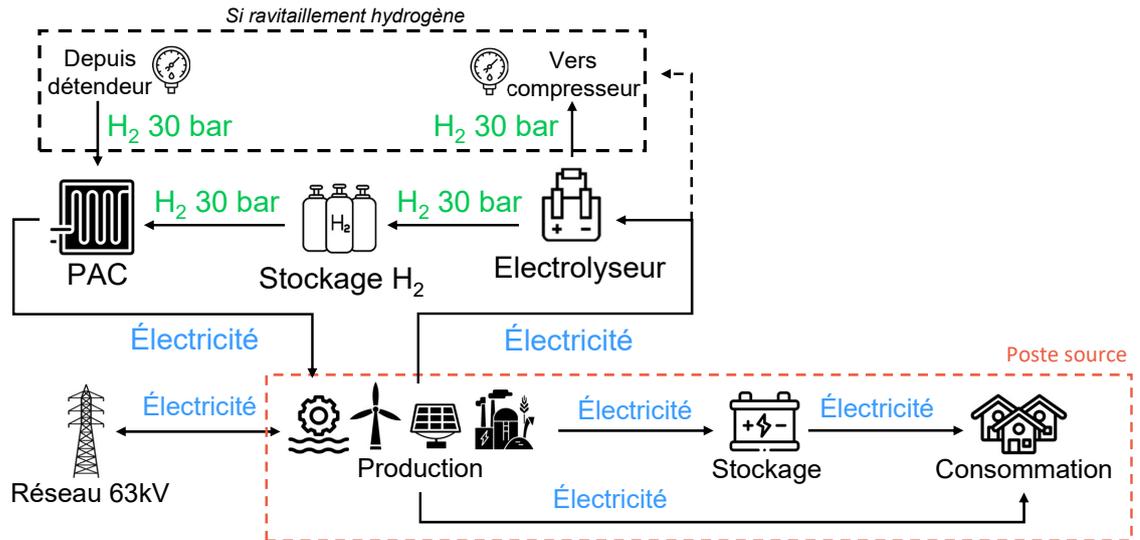


FIGURE 5.5 – Modélisation simplifiée d'un poste source du réseau électrique insulaire avec un stockage hydrogène basse pression et une ré-injection possible de l'hydrogène sur le réseau.

$$\begin{aligned}
 \min \quad & \sum_{n,s} c_s [\bar{g}_{n,s} + \bar{h}_{n,s}] + \sum_l c_l F_l + \sum_{n,s} c_s [g\bar{h}_{n,s} + e\bar{h}_{n,HP} + e\bar{h}_{n,BP}] \\
 & + \sum_t \left[\sum_{n,s} o_{n,s,t} [g_{n,s,t} + h_{i/o,n,s,t}] \right] \\
 & + \sum_t \left[\sum_{n,s} o_{n,s,t} [gh_{n,s,t} + hh_{i/o,n,HP,t} + hh_{i/o,n,BP,t}] \right]
 \end{aligned} \tag{5.4}$$

Pour rappel, le paramètre c_s représente les coûts d'investissement, tandis que le paramètre $o_{n,s,t}$ représente les coûts d'opération.

5.4.2 Optimisation multi-objectifs

Une optimisation économique seule a été privilégiée dans les premiers chapitres du présent manuscrit, car ce critère reflète le mode de fonctionnement actuel principal des réseaux énergétiques, basé sur un dispatching économique. Cette approche a permis d'établir une base solide pour l'analyse du système. Cependant, une optimisation avec seulement une minimisation économique constitue une limitation de la présente étude. L'introduction d'une optimisation bi-objectifs dans ce dernier chapitre répond donc à une volonté d'approfondir l'étude en intégrant les aspects environnementaux. Toutefois, pour des raisons de temps, il n'a pas été possible de reprendre l'ensemble des simulations précédentes avec cette nouvelle méthodologie.

La méthode ϵ -contrainte détaillée précédemment a ainsi été implémentée dans l'optimisation afin de pouvoir prendre en compte deux fonctions objectif. La fonction objectif minimisant les impacts environnementaux est la suivante :

$$\begin{aligned} \min \quad & \sum_n Env_{batt} \cdot \bar{h}_n \\ & + \sum_n [Env_{ely} \cdot \bar{g}h_{n,ely} + Env_{PAC} \cdot \bar{g}h_{n,PAC} + Env_{H_2} \cdot \bar{h}h_n] \\ & + \sum_t \sum_{n,s} Env_s \cdot g_{n,s,t} \end{aligned} \quad (5.5)$$

Puis la contrainte modélisée pour la méthode ϵ -contrainte :

$$\begin{aligned} & \sum_n Env_{batt} \cdot \bar{h}_n \\ & + \sum_n [Env_{ely} \cdot \bar{g}h_{n,ely} + Env_{PAC} \cdot \bar{g}h_{n,PAC} + Env_{H_2} \cdot \bar{h}h_n] \\ & + \sum_t \sum_{n,s} Env_s \cdot g_{n,s,t} \leq e_{CO_2} \end{aligned} \quad (5.6)$$

avec Env_{batt} et Env_{H_2} les impacts environnementaux fixes des deux technologies de stockage en $kgCO_2eq/MWh$ (batterie et stockage hydrogène, indifféremment pour haute ou basse pression), Env_{ely} et Env_{PAC} les impacts environnementaux fixes des deux technologies électrolyseur et PAC en $kgCO_2eq/MW$, et Env_s les impacts environnementaux variables des technologies de production de l'électricité en $kgCO_2eq/MWh$. On ne considérera pas l'impact environnemental fixe impliqué par la construction des technologies de production d'électricité (en $kgCO_2eq/MW$), car les puissances installées ne sont pas des variables d'optimisation. Concernant les lignes électriques, aucune donnée d'impact environnemental homogène à celles introduites n'a été identifiée pour évaluer l'impact de leur renforcement. Pour éviter que l'optimisation effectuée ne propose un renforcement sur-estimé des lignes, une valeur non nulle très faible (de l'ordre du gCO_2eq) est ajoutée à la fonction objectif de l'équation 5.5 ainsi qu'à la contrainte de l'équation 5.6.

Le critère environnemental pris en compte se limite ainsi aux émissions en équivalent CO_2 , ce qui ne reflète qu'une partie de l'impact global. D'autres aspects environnementaux ne sont en effet pas inclus, comme par exemple l'eutrophisation ou l'acidification des océans, les impacts sur la santé humaine (voies respiratoires, effets cancérigènes, etc.) ou l'écotoxicité [166].

Les données environnementales variables des technologies de production de l'électricité utilisées sont celles de la Table 3.9. Les données fixes utilisées sont rappelées

dans la Table 5.1 ci-dessous, et sont constituées des potentiels de réchauffement global des technologies hors phase de transport. Pour une utilisation stationnaire, on supposera l'utilisation d'une batterie de technologie LFP [258]. La filière de recyclage des différentes technologies est encore en pleine émergence, et les valeurs utilisées ici sont appelées à évoluer significativement en fonction de son développement [259].

Technologie	GWP sans recyclage	GWP avec recyclage	Référence
Batterie LFP	227,72 kgCO ₂ eq/kWh	127,45 kgCO ₂ eq/kWh	[200]
PAC	42,94 kgCO ₂ eq/kW	29,47 kgCO ₂ eq/kW	[199]
Électrolyseur	378,4 kgCO ₂ eq/kW	244,58 kgCO ₂ eq/kW	[260]
Stockage H ₂	8,49 kgCO ₂ eq/kWh	x	[199]

TABLE 5.1 – Données de GWP des technologies considérées, sans la phase de transport.

L'impact de la phase de transport des technologies est détaillé dans la Table 5.2. La méthodologie de calcul est la même que celle présentée dans le Chapitre 4, la seule donnée manquante étant celle de la densité de puissance de l'électrolyseur, prise à 200 W/kg [261]. On supposera une origine de France hexagonale pour les technologies.

Technologie	GWP phase transport
Batterie LFP	0,988 kgCO ₂ eq/kWh
PAC	0,269 kgCO ₂ eq/kW
Électrolyseur	0,537 kgCO ₂ eq/kW
Stockage H ₂	0,107 kgCO ₂ eq/kWh

TABLE 5.2 – Données de la phase de transport du GWP des technologies considérées.

Les données technico-économiques des technologies hydrogène utilisées lors des simulations sont détaillées dans la Table 5.3. Ces données concernent l'horizon 2050. Toutes les autres données utilisées ont été présentées précédemment (Tables 3.4 et 3.5). Il a été supposé un taux d'auto-décharge nul pour les stockages hydrogène.

5.5 Cas sans demande en hydrogène pour la mobilité

Dans un premier temps, le système énergétique initial, comprenant un scénario de puissances installées de production d'électricité, un scénario de consommation d'électricité, des lignes électriques dont la capacité peut être optimisée et des batteries additionnelles à chaque poste est repris. Une chaîne électrolyseur - stockage hydrogène basse pression - pile à combustible est ajoutée à chaque poste source. Aucune demande en hydrogène n'est considérée pour ce premier cas.

Pour les simulations principales, les scénarios suivants seront considérés : scénario de production Combiné 2050, scénario de consommation EE, parc de VI électrifié à 100 % dont la recharge est pilotable à 80 %. L'optimisation bi-objectifs est ainsi réalisée, afin d'obtenir différentes configurations d'un système énergétique à l'horizon 2050, sans demande en hydrogène, avec utilisation possible de stockage d'hydrogène.

Technologie	Paramètre	Valeur	Unité	Source
Électrolyseur	CAPEX	410	k€/MW	[180]
	O&M variable	184	€/MWh	[196]
	O&M fixe	2	% CAPEX	[180]
	Consommation	50	kWh/kgH ₂	[196]
	Durée de vie	15	/	[196]
Compresseur	CAPEX	400	k€/MW	[180]
	O&M fixe	4	% CAPEX	[180]
	Consommation	1,68	kWh/kgH ₂	[195]
	Durée de vie	15	/	[180]
PAC	CAPEX	40	k€/MW	[180]
	Rendement	0,65	/	[180]
	Durée de vie	10	/	[123]
Stockage gazeux	CAPEX	22	k€/MWh	[36]
	O&M fixe	3	% CAPEX	[158]
	Durée de vie	30	/	[36]

TABLE 5.3 – Données techniques et économiques des technologies hydrogène.

5.5.1 Analyse des systèmes obtenus

Une première simulation est réalisée, ne comprenant aucune contrainte supplémentaire, autres que celles limitant ou encadrant la production électrique (voir Chapitre 2).

Les résultats obtenus pour chaque système du front de Pareto sont détaillés sur la Figure 5.6. Sur celle-ci, les puissances installées en électrolyseur et pile à combustible, ainsi que les capacités installées en batterie et en stockage hydrogène sont comparées.

On remarque que, plus on se dirige vers l'optimum environnemental, plus l'hydrogène comme moyen de stockage est développé, et moins les batteries sont sollicitées. Le critère élevé de GWP pour une batterie, par rapport à celui d'un stockage hydrogène, permet de répartir les capacités installées de stockage.

Dans le cas de l'optimum économique, le système est optimisé de façon à n'utiliser qu'un seul stockage hydrogène, un seul électrolyseur d'une centaine de kilowatts, avec un facteur de charge de 8 %, et une seule pile à combustible avec un facteur de charge de 1,5 %. Dans ce système, la chaîne hydrogène est très peu utilisée : la Figure 5.7 montre que l'énergie stockée dans le stockage hydrogène est utilisée une seule fois autour du mois de mars, après que les batteries n'ont pas pu être rechargées à leur maximum suite à plusieurs jours avec peu de vent.

Cette utilisation de l'hydrogène se conserve sur les deux premiers points du front de Pareto. La différence entre ces deux points réside dans l'utilisation de la filière ETM, non exploitée dans le premier, et développée dans le deuxième, associée une baisse de la production biomasse.

À partir du troisième point, les stockages hydrogène sont utilisés de la même manière que les batteries, c'est-à-dire à plusieurs postes source avec des cycles réguliers tout au long de l'année (voir Figure 5.7).

Finalement, pour l'optimum environnemental, des batteries de petite taille sont installées à tous les postes source et cinq lignes doivent être renforcées, pour des

capacités allant de 47 à 78 MVA.

La Figure 5.8 compare les stockages optimisés ainsi que les lignes renforcées de deux points extrêmes du front de Pareto.

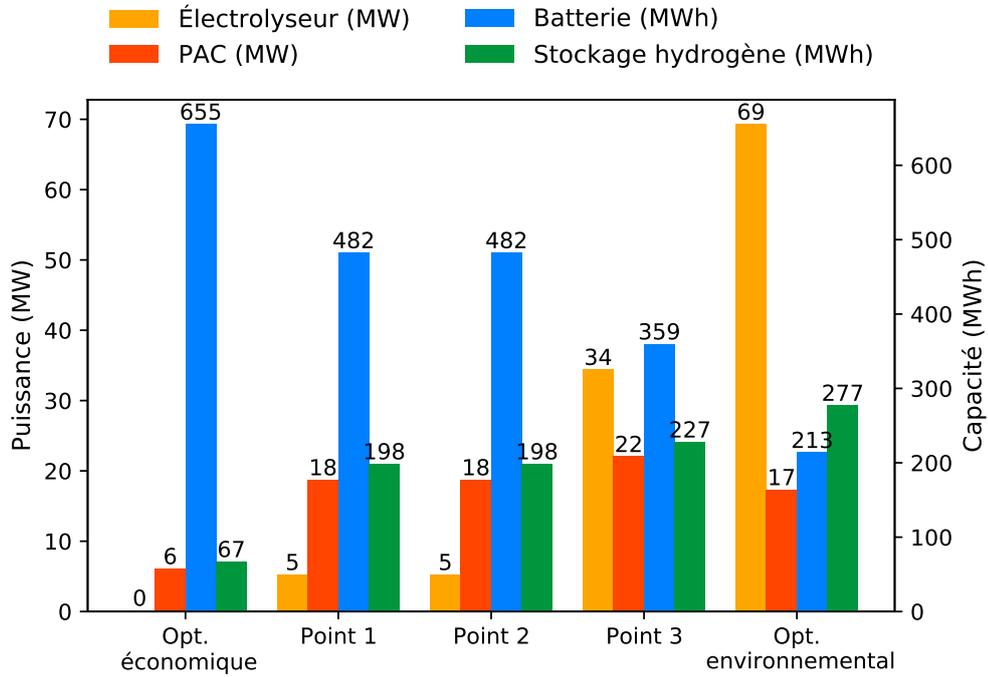


FIGURE 5.6 – Comparaison des capacités optimisées des différents points du front de Pareto de la simulation initiale. Les valeurs affichées sont arrondies : un électrolyseur est optimisé à 0,2 MW pour le premier système.

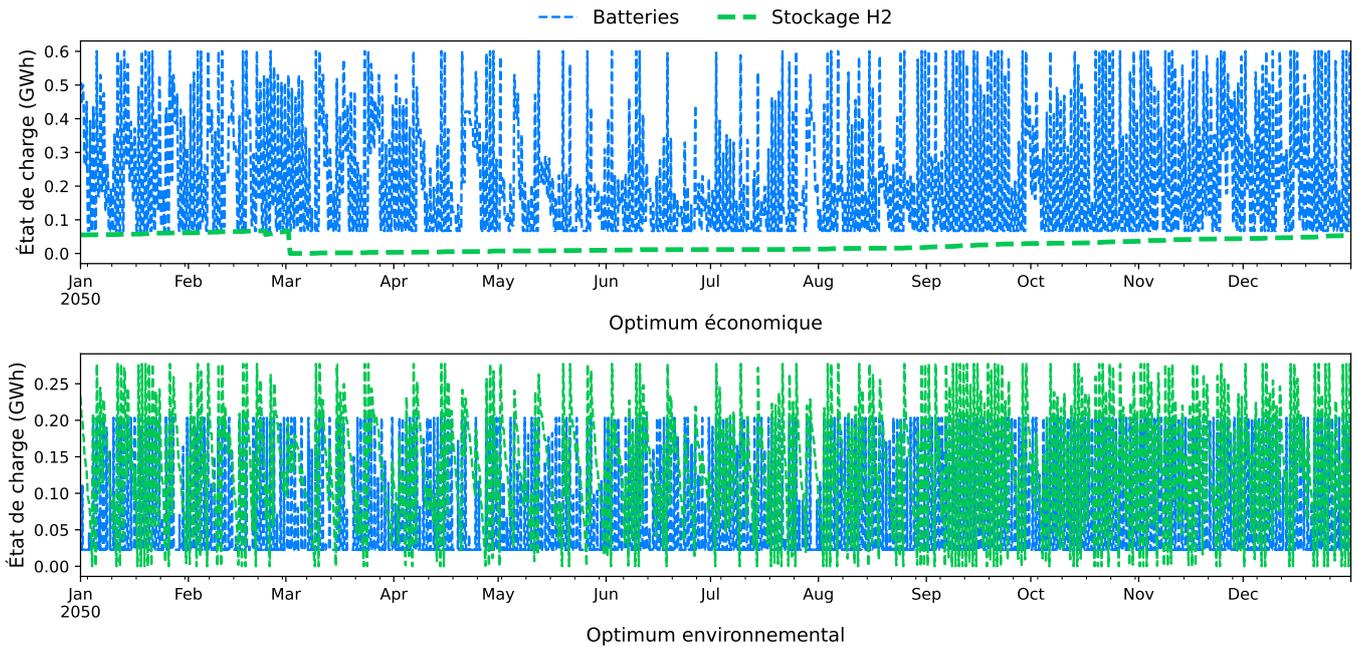


FIGURE 5.7 – Comparaison du fonctionnement des stockages des deux points extrêmes du front de Pareto de la simulation initiale sans demande en hydrogène.

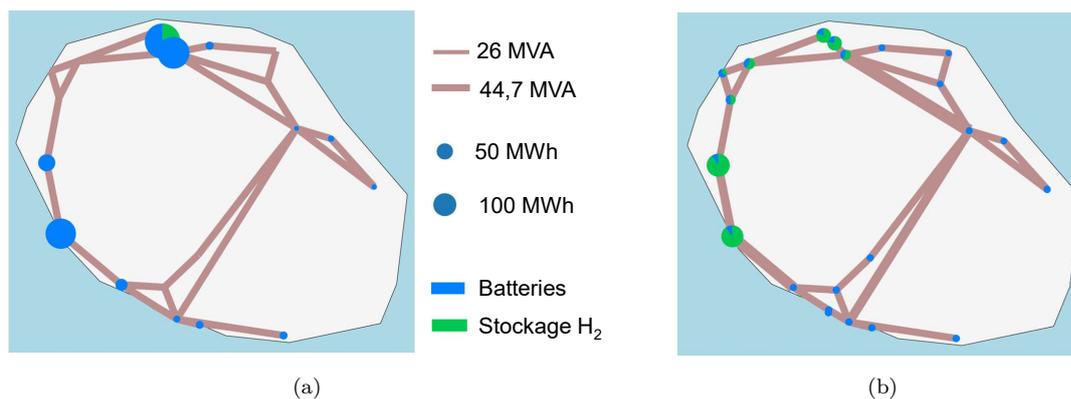


FIGURE 5.8 – Comparaison des stockages optimisés et des lignes renforcées dans le cas de la simulation initiale sans demande en hydrogène ; (a) optimum économique, (b) optimum environnemental.

Une analyse de sensibilité a été menée sur cette simulation initiale afin de mesurer l'impact des scénarios pris en compte.

Dans le cas du scénario de production électrique Intermittent, davantage de stockages batterie est requis pour les deux points extrêmes du front de Pareto. Une augmentation de la capacité de 9 % seulement du point de vue de l'optimum économique, contre une augmentation de 122 % du point de vue de l'optimum environnemental.

Pour un scénario climatique suivant le scénario 3 du projet BRIO, ainsi que pour une augmentation de la consommation selon les différents scénarios à disposition, ce sont les stockages hydrogène qui subissent une augmentation de la capacité de l'ordre de 50 % pour les deux système extrêmes.

5.5.2 Comparaison des fronts de Pareto

Afin d'étudier les réactions de l'optimisation face aux variations d'autres paramètres, différentes simulations sont comparées.

1. Simulation initiale : telle que décrite dans la Sous-section 5.5.1.
2. Batteries à 50 MWh : une contrainte sur la taille maximale des batteries à 50 MWh à chaque poste source est ajoutée.
3. Batteries à 25 MWh : une contrainte sur la taille maximale des batteries à 25 MWh à chaque poste source est ajoutée.
4. CF à 0,5 : le facteur de charge des électrolyseurs à chaque poste source est contraint à 0,5.
5. GWP sans recyclage : l'étape de recyclage n'est pas prise en compte dans l'estimation du GWP des différentes technologies à dimensionner.
6. Contrainte géographique : aucune nouvelle batterie ou technologie hydrogène n'est autorisée sur huit postes source. Ces postes source sont ceux identifiés comme pouvant se trouver dans des zones sensibles dans le Chapitre 2 (forte urbanisation, mouvements de terrain ou zone de présomption de prescription archéologique).

La taille maximale des batteries est étudiée, afin d'analyser si les optimisations réalisées sur-dimensionnent celles-ci. L'utilisation de plus petites batteries (par rapport aux capacités obtenues dans le Chapitre 3) permettrait une baisse de l'emprise

au sol, une installation possible dans des zones fortement urbanisées, ou encore une moindre utilisation de la ressource en eau dans le cas d'un incident. La simulation n°2 n'impliquant aucune différence dans les résultats, la simulation n°3 a été proposée.

La simulation n°4 permet d'analyser si le facteur de charge introduit dans le Chapitre 4 a une influence sur un système sans consommation d'hydrogène. Ce facteur a été baissé à 0,5 (comparé à 0,9 dans le Chapitre 4).

La simulation n°5 permet finalement d'analyser les résultats d'un système énergétique sans filière de recyclage des matériaux des batteries, des électrolyseurs ou des piles à combustibles. En effet, l'importance du recyclage sur les émissions calculées a été démontrée dans le Chapitre 4. Cette démarche pourrait considérablement réduire les besoins en ressources [259] et, à terme, contribuer à diminuer les importations de batteries, tout en favorisant l'émergence d'une filière locale dédiée au recyclage.

Les différents fronts de Pareto obtenus sont visibles sur la Figure 5.9. Pour rappel, les deux fonctions objectifs sont définies aux équations 5.4 et 5.5. Le calcul des coûts impliqués a aussi été détaillé plus tôt dans le manuscrit à travers les équations 2.12, 2.13 et 3.1.

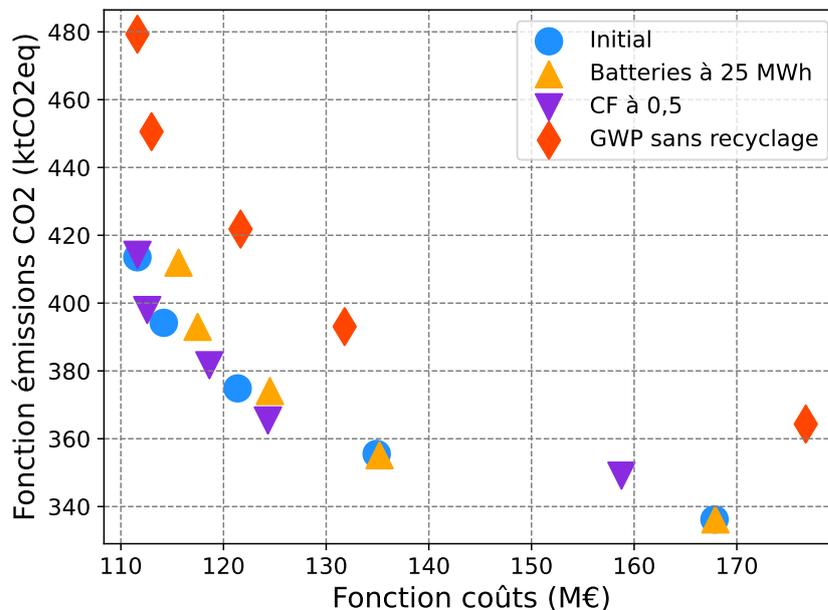


FIGURE 5.9 – Fronts de Pareto obtenus des différentes simulations sans demande en hydrogène. Deux simulations n'ont pas été représentées, car chevauchant la simulation initiale sur tous les points : celle avec la taille des batteries limitées à 50 MWh, et celle avec les contraintes géographiques prises en compte.

Sur cette figure, seuls les résultats de quatre simulations sont représentés. En effet, les résultats des simulations n°2 et n°6 ne sont pas représentés. Le front de Pareto de ces deux simulations n'a pas été tracé car très proche sur tous les points avec celui de la simulation initiale.

En effet, la limitation de la taille des batteries à 50 MWh pour les 25 postes source ne contraint pas les installations sur l'île globalement (capacité installée totale inférieure à 1 GWh dans tous les cas). Cette contrainte impose une répartition des batteries installées, et les coûts ainsi que les émissions de CO₂ restent similaires.

L'observation est la même concernant les contraintes géographiques : les technologies initialement optimisées pour un poste source ensuite retiré sont déplacées au poste

source le plus proche. Les résultats économiques et environnementaux restent ainsi similaires.

Concernant les résultats tracés sur la Figure 5.9, plusieurs observations peuvent être faites. Les détails des dimensionnements obtenus pour les deux points extrêmes de chaque front sont visible dans la Table 5.4.

Comme attendu, le fait de ne pas prendre en compte la phase de recyclage des batteries, piles à combustible et électrolyseurs entraîne un impact environnemental global du système plus important. Si les coûts sont similaires au début du front de Pareto, ceux-ci augmentent à mesure que le système se rapproche de l'optimum environnemental. En effet, au dernier point, la capacité installée des stockages hydrogène est plus de deux fois supérieure à celle des batteries. Dans la simulation initiale, les capacités énergétiques des deux types de stockages sont proches.

Ensuite, la limitation des batteries à 25 MWh à chaque poste source constitue une véritable contrainte sur le système : lors de la simulation initiale, la capacité installée totale en batterie dépasse les 625 MWh pour le premier point du front de Pareto. Pour répondre à cette contrainte, davantage de stockage hydrogène doit être installé, impliquant des coûts plus importants. Plus le système se rapproche de l'optimum environnemental, plus la capacité des batteries diminue, et le front de Pareto tracé rejoint celui de la simulation initiale (cf. Figure 5.8).

Enfin, la contrainte sur le fonctionnement des électrolyseurs constitue une fois de plus une contrainte importante. Dans la simulation initiale ceux-ci ont un facteur de charge au maximum d'une dizaine de pourcents selon les points étudiés. L'optimum économique est proche de celui de la simulation initiale, avec des installations de stockage similaires, et une diminution de la puissance nominale des électrolyseurs pour permettre un fonctionnement plus régulier.

Du point de vue de l'optimum environnemental cependant, aucune technologie hydrogène n'est installée, des batteries de plus grande capacité sont installées et certaines lignes ont une capacité optimisée plus importante. Cela implique des coûts moins importants que dans le cas de la simulation initiale.

	Batteries		Électrolyseur		Stockage H ₂		PAC	
	<i>Opt. éco.</i>	<i>Opt. env.</i>	<i>Opt. éco.</i>	<i>Opt. env.</i>	<i>Opt. éco.</i>	<i>Opt. env.</i>	<i>Opt. éco.</i>	<i>Opt. env.</i>
N°1	655 MWh	213 MWh	0,2 MW	69 MW	2 tH ₂	8 tH ₂	6 MW	17 MW
N°3	568 MWh	213 MWh	19 MW	69 MW	12 tH ₂	8 tH ₂	33 MW	17 MW
N°4	663 MWh	504 MWh	0,02 MW	0	2 tH ₂	0	5 MW	0
N°5	655 MWh	121 MWh	0,2 MW	110 MW	2 tH ₂	11 tH ₂	6 MW	24 MW

TABLE 5.4 – Résultats de la comparaison des fronts de Pareto des différentes simulations. Pour les simulations, aucune ligne n'est à renforcer pour l'optimum économique, alors que cinq lignes le sont pour l'optimum environnemental.

En conclusion de cette section, nous avons vu que de nombreux paramètres peuvent influencer les résultats de dimensionnement des installations : critères économique ou environnemental, contraintes de fonctionnement des technologies, ou encore maximisation des capacités installées. Chaque paramètre doit être étudié en amont pour permettre une intégration optimale des moyens de stockages dans un système énergétique.

5.6 Cas avec demande en hydrogène pour la mobilité

Dans un deuxième temps, une demande en hydrogène pour la mobilité est considérée dans le système énergétique. Ceci permet d'analyser si des résultats différents de ceux décrits dans le Chapitre 4 peuvent être obtenus suite à la prise en compte de la ré-injection de l'hydrogène dans le réseau électrique.

Le même scénario de base que dans la Section 5.5 sera utilisé, avec différents cas de demande en hydrogène. Le premier cas considérera une demande pour le réseau d'autocars inter-urbains. Le deuxième cas prendra en compte une demande pour une ligne ferroviaire, et le troisième cas modélisera une demande en hydrogène (et en électricité) pour la conversion du secteur maritime au e-ammoniac. Toutes ces demandes ont été détaillées dans le Chapitre 4.

La Figure 5.10 représente les fronts de Pareto obtenus pour chaque simulation. Comme attendu suite à la modélisation des différentes consommations additionnelles modélisées, le cas maritime est plus impactant sur les deux fonctions objectif prises en compte.

La Table 5.5 compare les résultats obtenus pour chaque extremum de ces fronts aux résultats du Chapitre 4, simulés à nouveau avec le scénario de consommation EE. Les mêmes contraintes de fonctionnement ont été prises, c'est-à-dire un facteur de charge pour les électrolyseurs et compresseurs de 0,9, et un état de charge minimal des stockages haute pression hydrogène pour les simulations avec autocars et train.

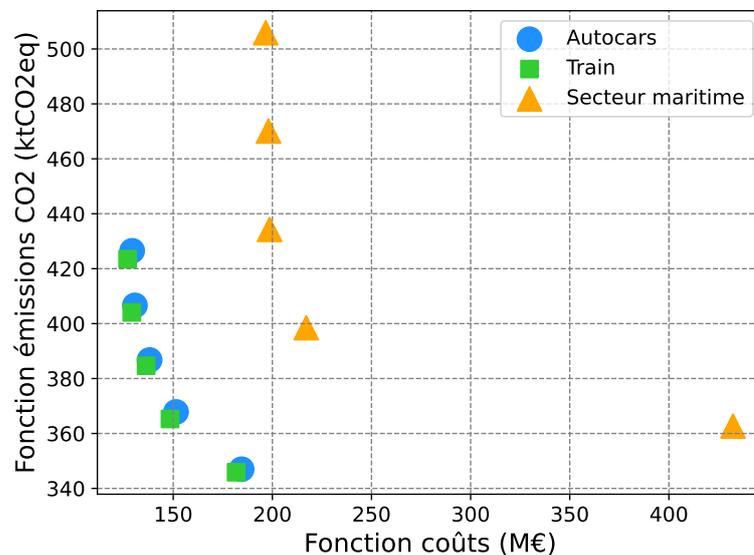


FIGURE 5.10 – Fronts de Pareto obtenus des différentes simulations avec demande en hydrogène.

Les puissances des électrolyseurs et compresseurs ne sont pas comparées, car égales à celles obtenues dans les résultats du Chapitre 4. On remarque que le dimensionnement des optimums économiques avec possibilité de stockage hydrogène BP sont proches des résultats obtenus sans ces installations ; l'utilisation des stockages hydrogène basse pression permet de diminuer la capacité des batteries installées de l'ordre de la dizaine de mégawattheures dans les cas autocars et train.

Dans le cas de l'optimum environnemental, le renforcement des lignes électriques permet une réduction des besoins en batteries additionnelles. Un investissement

		Autocars	Train	Maritime
Modélisation du Chapitre 4	Stockage HP	5,1 tH ₂	4,5 tH ₂	13,7 tH ₂
	Batteries	701 MWh	698 MWh	892 MWh
	Renforcement	x	x	x
Opt. économique	Stockage HP	5,2 tH ₂	4,6 tH ₂	13,7 tH ₂
	Stockage BP	1,8 tH ₂	2,2 tH ₂	0
	PAC	5,4 MW	6,6 MW	0
	Batteries	652 MWh	638 MWh	892 MWh
	Renforcement	x	x	x
Opt. environnemental	Stockage HP	3,8 tH ₂	3,6 tH ₂	0,7 tH ₂
	Stockage BP	8,2 tH ₂	8,5 tH ₂	0,5 tH ₂
	PAC	15,8 MW	15,9 MW	0,3 MW
	Batteries	212 MWh	213 MWh	0
	Renforcement	5 lignes jusqu'à 79 MVA	5 lignes jusqu'à 78 MVA	12 lignes jusqu'à 86 MVA

TABLE 5.5 – Comparaison des extremums des points du front de Pareto dans le cas d'une simulation avec une demande en hydrogène. Les données renseignées sont des données totales pour toute l'île.

plus important des moyens de stockage basse pression est aussi constaté.

Dans le cas d'une simulation avec prise en compte de la transition du secteur maritime, aucune batterie additionnelle n'est requise, le système fonctionnant avec les deux batteries déjà installées sur l'île actuellement, et avec un stockage hydrogène basse pression de 500 kilogrammes.

Ces résultats soulèvent la limite des données prises en compte, un impact environnemental très faible ayant été utilisé pour le renforcement des lignes électriques. Les autres points du front de Pareto présentent une variation semblable à ceux de la Section 5.5.

En conclusion de cette section, les résultats obtenus confirment ceux obtenus précédemment : les paramètres économiques et environnementaux influencent le dimensionnement des installations énergétiques. Cependant, la prise en compte d'une consommation en hydrogène pour la mobilité terrestre impacte peu le réseau : les besoins en stockage hydrogène BP, en batteries et en pile à combustible sont proches de ceux de la simulation n°1 de la section précédente. Dans le cas de la mobilité maritime cependant, les besoins en stockage dans le cas d'un optimal environnemental pourraient être considérablement réduits. Pour rappel, la taille des stockages hydrogène n'est pas contrainte dans ce cas, en raison de l'incertitude entourant la demande journalière modélisée. Cette réduction des besoins en stockage se répercute sur un renforcement de plus d'un quart des lignes du réseau électrique, paramètre dont l'impact environnemental est difficile à quantifier.

5.7 Cas de « sécheresse énergétique »

Un dernier cas, particulièrement intéressant du point de vue énergétique, sera détaillé dans ce chapitre. C'est le cas de sécheresse énergétique, spécifiquement contraignant dans le cas d'un réseau non interconnecté comme l'est celui de La Réunion.

5.7.1 Contexte

Le cas de sécheresse énergétique, aussi connu sous le terme allemand « Dunkelflaute », représente une succession de plusieurs jours où les conditions météorologiques ne sont pas favorables à la production éolienne et photovoltaïque [262–265]. Dans un système énergétique où ces énergies intermittentes produisent une part importante du mix électrique, une baisse de la production sur plusieurs jours peut être problématique. Dans le cas d'un réseau interconnecté, des importations d'énergie sont possibles, par exemple de régions dont les conditions météorologiques sont favorables. Dans le cas d'un réseau isolé, d'autres moyens de production d'électricité pilotables doivent être utilisés en contrepartie, comme des centrales thermiques ou de l'hydro-électricité par exemple. Le dernier moyen possible est le recours aux moyens de stockage de l'électricité.

Les auteurs de [266] utilisent des données météorologiques historiques enregistrées au Japon pendant 28 ans pour démontrer que les capacités en stockage nécessaires dépendent principalement de ces périodes de sécheresse énergétique. De plus, via une minimisation des coûts, les résultats montrent la nécessité d'utiliser un stockage hydrogène saisonnier pour répondre aux problématiques soulevées par ces périodes, conjointement avec une batterie pour absorber les fluctuations journalières et ainsi réduire les besoins en stockage et donc les coûts.

Dans [267], ce sont 35 années de données météorologiques collectées en Allemagne qui sont utilisées. Les auteurs montrent qu'une optimisation sur chaque année individuellement (minimisation des coûts) a tendance à sous-estimer les besoins en stockage nécessaires, comparé à une optimisation sur les 35 années en une fois. Ces stockages se font principalement sous forme de réserves sous-terraines d'hydrogène (aucun autre moyen de stockage de l'hydrogène n'est considéré). Toujours en Allemagne, les auteurs de [268] modélisent un cas particulier de sécheresse énergétique pour quantifier les besoins en stockage sous-terrain d'hydrogène, en comparaison à un cas « classique ».

Enfin, ce sont les données de 15 années qui sont utilisées dans [269] pour un cas Australien. Une nouvelle fois, les auteurs insistent sur l'importance de simuler plusieurs années en une seule fois, afin de prendre en compte l'ensemble des impacts d'une ou de plusieurs périodes avec une baisse de la production éolienne et/ou photovoltaïque. Cependant, cette étude ne conclut pas en faveur du stockage long terme. L'utilisation de centrales thermiques entraînerait des coûts moins importants (pas de considération des impacts environnementaux dans l'article). Les auteurs conseillent aussi de diversifier les sources d'énergie, par exemple avec l'installation d'éoliennes offshore.

5.7.2 Le cas de La Réunion

L'île de La Réunion, avec ses nombreux micro-climats, sa géographie spécifique, et la faible saisonnalité de ses profils météorologiques, n'est pas particulièrement soumise à de longues périodes sans soleil et/ou sans vent.

Les conditions particulièrement défavorables à l'exploitation des filières PV et éolienne pendant plusieurs jours consécutifs pourraient survenir lors des épisodes cycloniques durant l'été austral. Durant ces épisodes, la couverture nuageuse est importante, et le vent est trop fort pour que des éoliennes puissent exploiter son énergie.

Afin d'étudier la pertinence de l'utilisation de l'hydrogène comme stockage

d'énergie sur le long terme, plusieurs années sont simulées en une seule optimisation. Comme cela a été présenté dans le Chapitre 2, plusieurs jeux de données météorologiques locales ont été obtenus. Cependant, sur le jeu de données avec le plus d'années disponibles (de 2000 à 2020), de nombreuses données sont manquantes. La méthodologie suivie est donc d'utiliser pour chaque poste source les données horaires disponibles de la station météo la plus proche. Ainsi, d'une heure à une autre, la station dont la donnée utilisée est tirée peut varier. Quand des données sont manquantes pour toutes les stations à la même heure, une valeur nulle est attribuée.

En raison de l'absence de données historiques de vent en mer, la production éolienne offshore a été estimée à l'aide des données terrestres de la station la plus proche. Celle-ci est par conséquent sous-estimée. De plus, le vent en mer étant plus régulier que sur terre, les cas de « sécheresse énergétique » obtenus ici pourraient être sur-estimés.

Les simulations sont effectuées sur des périodes de cinq ans, afin de limiter les ressources informatiques nécessaires (mémoire, temps de calcul). Les scénarios de consommation précédemment évoqués ont de nouveau été utilisés (consommation EE, parc de voitures 100 % électrique avec recharge pilotable à 80 %, utilisation des bus urbains semblable à l'utilisation en 2017). Le scénario de puissances installées Combiné 2050 a aussi été utilisé, et seulement une minimisation de la fonction objectif économique est effectuée.

	Stockage BP	Batteries	Renforcement
2000-2004	44 tH ₂	1,5 GWh	x
2005-2009	18 tH ₂	1,5 GWh	x
2010-2014	78 tH ₂	1,5 GWh	x

TABLE 5.6 – Description des résultats obtenus pour une optimisation économique sur une durée de cinq ans.

Les principaux résultats obtenus sont détaillés dans la Table 5.6. Seules trois simulations sur les quatre prévues entre 2000 et 2019, ont pu être réalisées. La dernière simulation, couvrant les années allant de 2015 à 2019, n'a pas convergé après plusieurs essais, dont une simulation d'une quarantaine d'heures.

Dans la Table 5.6, on remarque des capacités importantes de stockage, sans aucun renforcement nécessaire sur les lignes du réseau électrique. Des puissances d'électrolyseur allant jusqu'à 3 MW pourraient être nécessaires.

La Figure 5.11 détaille, pour chaque simulation, l'état de charge des stockages hydrogène au cours des cinq années simulées. Sur celle-ci, on observe une utilisation très intermittente de l'énergie stockée sous forme d'hydrogène. Pour rappel, une contrainte du problème d'optimisation fixe un fonctionnement cyclique des stockages sur l'intégralité de la simulation, avec une tolérance de 10 % (éq. 4.6).

La Figure 5.12 détaille l'état du système sur une partie des chutes importantes de l'état de charge des stockages hydrogène. Sur celle-ci, on remarque que le stockage hydrogène est utilisé lors d'une forte baisse de la production photovoltaïque. En particulier pour la Figure 5.12b, l'île traversait un épisode de très fortes pluies [270].

L'hydrogène pourrait ainsi être utilisé dans les territoires non interconnectés afin de fournir de l'énergie dans les cas où la production photovoltaïque venait à baisser sur une journée ou deux. Cependant, comme évoqué précédemment, les données

météorologiques utilisées confirment que La Réunion n'est pas sujette à des épisodes où la production photovoltaïque serait en baisse significativement plus de deux jours consécutifs. Une utilisation aussi intermittente de l'hydrogène ne serait ainsi peut-être pas nécessaire, et d'autres moyens de stockage pourraient être employés. Une meilleure gestion de la demande (effacement ou pilotage par exemple) pourrait aussi être mise en place.

Pour définitivement conclure sur la pertinence de l'utilisation de l'hydrogène comme moyen de stockage de l'électricité sur le long terme, de nouvelles simulations pourraient être faites, prenant en compte l'impact environnemental, une limitation des tailles des batteries, ou encore un jeu de données dépassant les cinq années.

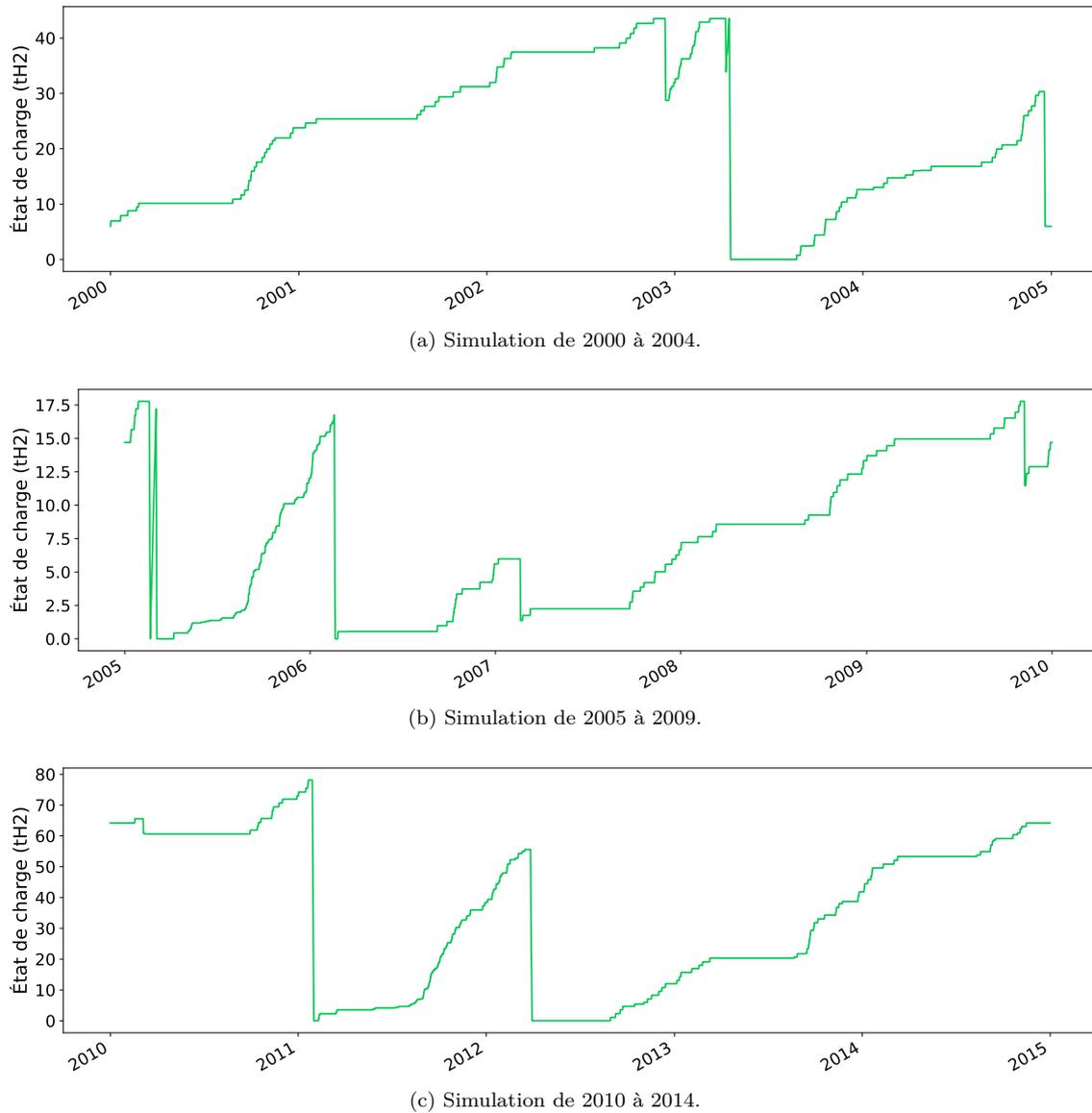


FIGURE 5.11 – État de charge des stockages hydrogène résultant des simulations sur cinq ans avec des données météorologiques historiques.

5.8 Conclusion

Dans ce chapitre, l'hydrogène a été intégré aux simulations comme moyen de stockage de l'électricité. Afin d'évaluer sa pertinence selon un deuxième critère environnemental, une optimisation bi-objectifs a été mise en place, prenant en compte les émissions de dioxyde de carbone des filières de production d'électricité ainsi que le potentiel de réchauffement global pour certaines technologies. Ce critère a été introduit dans le Chapitre 4.

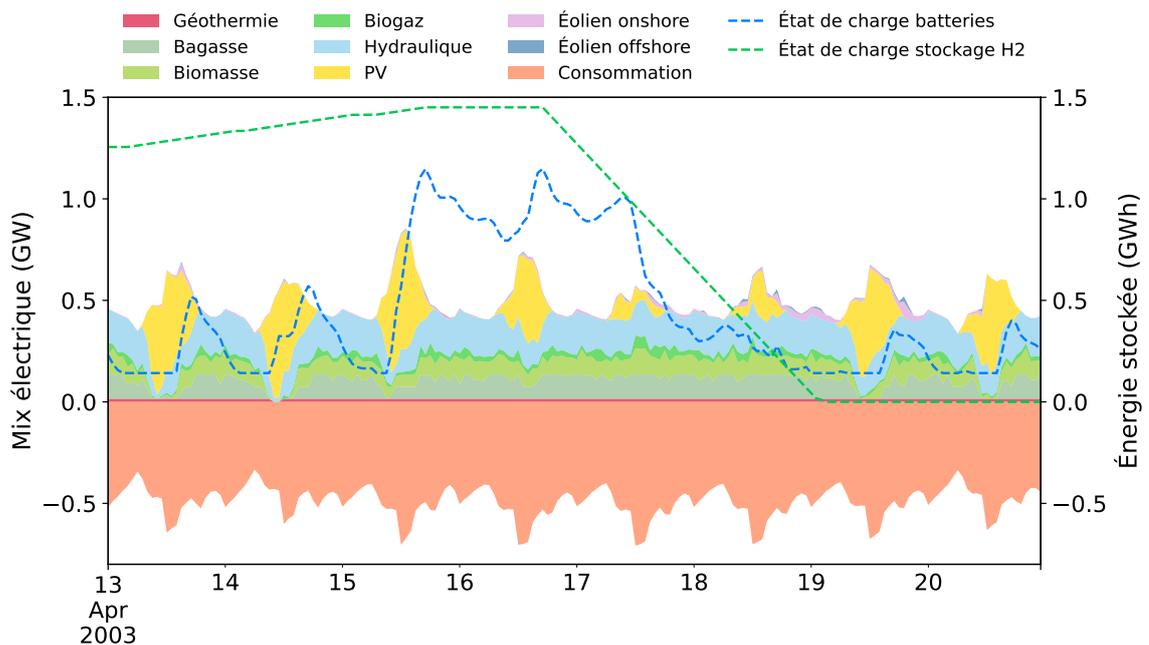
Plusieurs simulations ont été menées, avec ou sans demande en hydrogène pour la mobilité. Globalement, les résultats obtenus montrent qu'un optimum économique favorise l'installation de stockages, en particulier des batteries, sans grand impact sur les lignes du réseau électrique. Dans le cas d'un optimum environnemental, le renforcement des lignes électriques est favorisé en raison des hypothèses effectuées. Les quantités de stockage utilisées baissent, avec légèrement plus de capacités ins-

tallées en hydrogène.

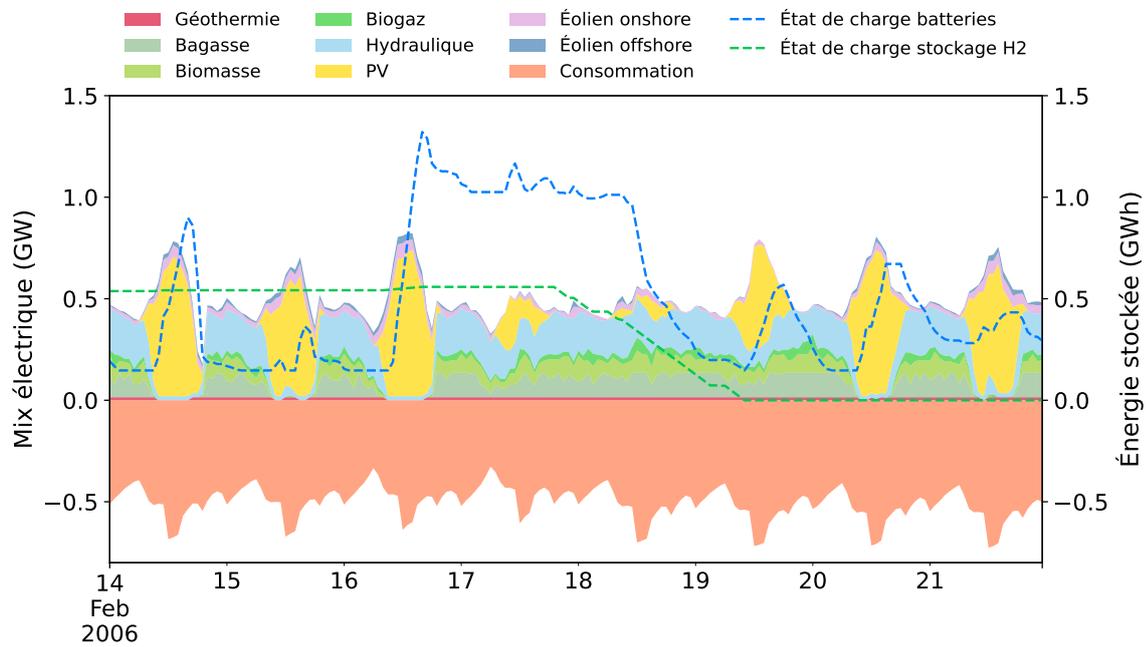
Le sujet de sécheresse énergétique a ensuite été introduit, afin de caractériser l'utilisation de l'hydrogène sur plusieurs années consécutives, comme moyen de stockage inter-saisonnier.

Les résultats obtenus montrent l'importance de mener des simulations sur plusieurs années avec des données réelles, en considérant également l'impact sur la consommation énergétique qui est susceptible d'être influencée par ces épisodes météorologiques. En effet, sur les simulations réalisées, l'hydrogène est utilisé en particulier lors des journées caractérisées par une faible production photovoltaïque. Le contexte géographique de La Réunion permet cependant de limiter les besoins énergétiques exceptionnels, qui se limitent aujourd'hui à quelques occurrences tous les cinq ans.

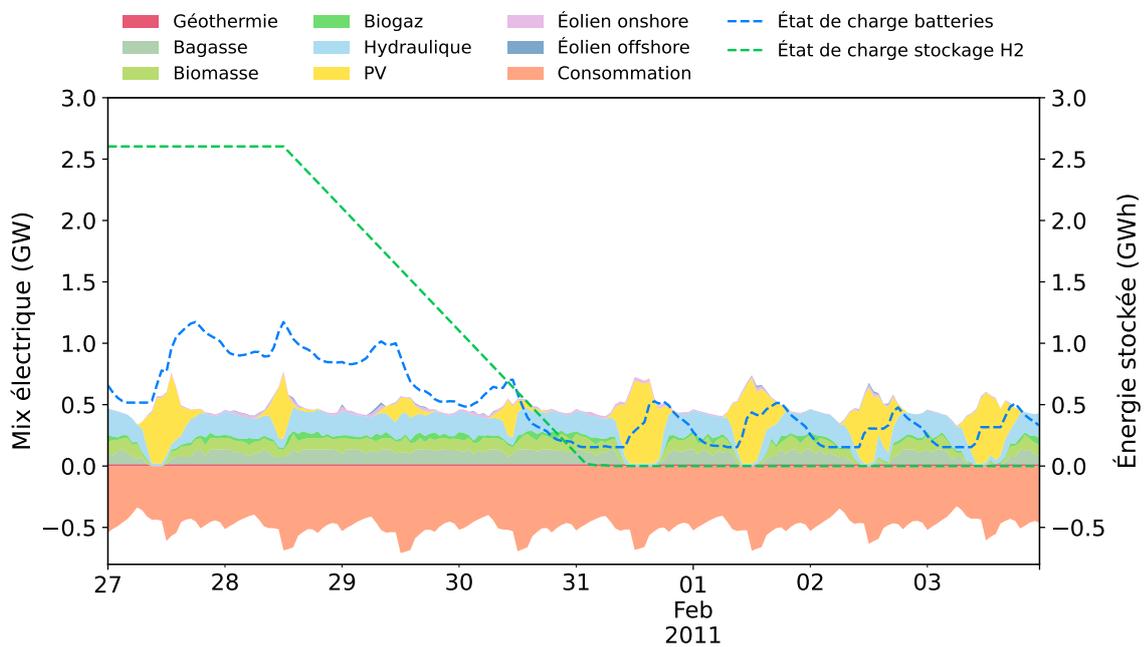
Tous les aspects énergétiques n'ont pas pu être pris en compte dans ce dernier chapitre, et des impacts restent à étudier. Par exemple, le changement climatique aura un impact certain sur les conditions locales et les événements extrêmes. De plus, la demande en hydrogène pour la mobilité n'a pas été considérée dans ces dernières simulations sur plusieurs années. Enfin, la question du stockage d'aussi importantes quantités d'hydrogène (jusqu'à 80 tH₂ dans la Section 5.7) n'a pas été abordée dans le présent travail. Les résultats obtenus doivent ainsi constituer une base de réflexion pour les études à venir sur le sujet.



(a) Période du 13 au 20 avril 2003.



(b) Période du 14 au 21 février 2006.



(c) Période du 27 janvier au 03 février 2011.

FIGURE 5.12 – Répartition du mix électrique sur trois périodes des simulations. La filière de production ETM a été retirée du graphique pour aider à sa lecture.

CHAPITRE 6

Conclusion générale

Sommaire

6.1	Résumé du travail effectué	163
6.2	Réponse aux problématiques	165
6.3	Perspectives	166

6.1 Résumé du travail effectué

Les systèmes insulaires, avec des contextes énergétiques contraints qui leur sont propres, sont sujets d'étude communs pour des objectifs d'autonomie électrique voire énergétique. En particulier, le travail de thèse avait comme objectif de modéliser un réseau insulaire, évaluer la faisabilité de son objectif d'autonomie électrique, puis analyser l'utilisation de l'hydrogène pour atteindre un objectif d'autonomie énergétique. Le travail a été appliqué au cas de La Réunion.

Après avoir exposé les contraintes énergétiques auxquelles sont soumis les territoires insulaires, le Chapitre 1 a présenté plus en détail la situation énergétique de l'île de La Réunion : contexte géographique, importations, consommation, parc de production électrique, présentation du réseau et obstacles parfois rencontrés.

L'hydrogène a ensuite été introduit, et ses différentes utilisations possibles dans un réseau insulaire ont été présentées; en particulier, l'hydrogène comme carburant pour la mobilité ou comme moyen de stockage de l'électricité a été introduit.

Ce chapitre introductif s'est conclu sur la présentation du projet HyLES, étudiant l'intégration de l'hydrogène dans le réseau électrique corse, réunionnais et polynésien, ainsi qu'une comparaison des spécificités de ces trois territoires français.

C'est dans ce contexte que l'étude d'un réseau électrique insulaire a été amorcée dans le Chapitre 2. Après une comparaison de différents travaux sur le sujet ainsi que de différents outils existants, l'utilisation de l'outil PyPSA pour notre étude a été détaillée. Le problème d'optimisation a été décrit, avec une modélisation du réseau par ses différents postes source et ses lignes de transport de l'électricité, et une fonction objectif minimisant les coûts d'investissement et les coûts de fonctionnement de celui-ci. Dans un premier temps, les variables d'optimisation introduites ont été le fonctionnement horaire du réseau sur une année (production, stockage), ainsi que l'investissement dans de nouvelles batteries et dans le renforcement des lignes.

Afin de finaliser la modélisation du système électrique de La Réunion, les différentes données utilisées ont été décrites : transport, production et consommation

électriques, ainsi que température, rayonnement ou vent. Finalement, les modèles de production photovoltaïque et éolien à employer pour le cas d'étude ont été déterminés, et les modèles de production des filières hydraulique et ETM ont été abordés.

Une fois le réseau insulaire actuel modélisé, l'objectif d'autonomie électrique sur le long terme, avec une étude intermédiaire sur le moyen terme, a pu être étudié dans le Chapitre 3. Dans celui-ci, différents scénarios de production et de consommation électrique ont été proposés sur les deux horizons considérés. Ceux-ci ont ensuite été comparés, sur des paramètres techniques (production suffisante pour satisfaire la demande, investissement dans du stockage, renforcement des lignes électriques), économiques (coûts d'investissements) et environnementaux (emprise au sol, émissions de GES sur une année, consommation en eau).

D'un point de vue technique, un seul scénario de production électrique permet de répondre au scénario de consommation électrique le moins favorable. Ce scénario prévoit une exploitation maximale des potentiels photovoltaïque, éolien, hydraulique et géothermique locaux, ainsi que des filières biomasse et ETM. Un tel choix d'orientation ne sera pas sans conséquences sur les coûts d'investissement et la surface occupée par les installations électriques, mais pourrait cependant réduire les émissions de GES et la consommation en eau de celles-ci.

Le chapitre s'est conclu sur une évaluation des impacts du changement climatique sur le territoire réunionnais sur le très long terme. Si l'évolution de la température devrait avoir une influence négligeable sur la production photovoltaïque, une augmentation notable de la consommation électrique pourrait être observée. La Table 6.1 résume les différentes modélisations qui ont été faites dans ce chapitre, ainsi que dans les deux chapitres suivants.

Dans le Chapitre 4, la question de la mobilité a été abordée. Ce secteur consommant de grandes quantités d'énergies fossiles, sa transition est indispensable pour parvenir à l'objectif d'autonomie énergétique fixé par le gouvernement français pour les différents territoires d'Outre-mer.

Le cas d'un réseau d'autocars a d'abord été étudié, comparant la mobilité électrique à batterie à la mobilité électrique avec pile à combustible et hydrogène, sur des critères d'autonomie, de coût total de possession et de potentiel de réchauffement global. Si cette étude a donné raison à l'utilisation de l'hydrogène dans un des cas étudiés grâce à l'autonomie procurée et au faible temps de ravitaillement attendu, l'électrique à batterie reste plus intéressant sur le moyen terme sur des aspects économiques et environnementaux.

L'installation d'une ligne ferroviaire à La Réunion a ensuite été considérée, avec de nouveau une comparaison économique entre solution hydrogène et solution électrique à caténaire. Le potentiel de réchauffement global de la solution hydrogène a été évalué, afin de permettre une comparaison par rapport au cas des autocars.

Finalement, la transition du secteur maritime, avec la production de e-ammoniac, et celle du secteur aérien, avec la production de e-kérosène, ont été étudiées. Cette dernière impliquerait à elle seule une consommation électrique deux fois supérieure à la consommation annuelle actuelle de La Réunion, ainsi que des besoins en dioxyde de carbone et en eau non négligeables. La transition du secteur maritime, quant à elle, est possible sur le long terme, et ses impacts sur le réseau électrique local seront limités.

Enfin, le Chapitre 5 a introduit l'utilisation de l'hydrogène comme moyen de stockage de l'électricité aux différents postes source du réseau modélisé. Après la mise

en place d’une optimisation bi-objectif prenant en compte les émissions de dioxyde de carbone, les résultats obtenus ont permis de tracer différents front de Pareto. Si une optimisation économique favorise l’utilisation des batteries, une optimisation basée sur le potentiel de réchauffement global des technologies favorise l’utilisation de l’hydrogène comme moyen de stockage. De nombreux paramètres sont cependant à prendre en compte afin de confirmer les tendances obtenues, comme l’utilisation d’un facteur de charge pour la production d’hydrogène, la limitation de la taille des batteries installées, ou le nombre d’années pris en compte pour les simulations.

Chapitre	Objectif	Horizon	Optimisé	Demande H ₂	Stockage H ₂ réseau
Chapitre 3	Autonomie électrique	2030, 2050	Batteries, lignes	Non	Non
Chapitre 4	Autonomie énergétique	2050	Électrolyseurs, stockages H ₂ , batteries, lignes	Autocars (2030), train, secteur maritime, secteur aérien	Non
Chapitre 5	Autonomie énergétique	2050	Électrolyseurs, stockages H ₂ , PAC, batteries, lignes	Oui	Oui

TABLE 6.1 – Récapitulatif des modélisations dans les Chapitres 3 à 5.

6.2 Réponse aux problématiques

Le travail effectué a permis de répondre aux différentes problématiques soulevées dans le chapitre introductif.

Q1. Dans quelles mesures l’hydrogène peut-il contribuer à la transition énergétique, notamment dans un contexte insulaire ?

Dans un nombre de cas restreint, l’hydrogène peut être intéressant pour la mobilité terrestre lourde. Celui-ci propose en effet, avec les technologies connues aujourd’hui, une autonomie suffisante lorsque le parcours l’impose, pour un temps de ravitaillement court.

Dans le cas ferroviaire, la solution hydrogène présente un coût total de possession légèrement inférieur à la solution électrique à caténaire. Dans les cas maritime et aérien, l’hydrogène fait partie des solutions envisagées pour la production de carburants alternatifs. En particulier pour le secteur maritime, une production locale serait possible à La Réunion.

Ensuite, le présent travail a permis de montrer que l’utilisation de l’hydrogène comme moyen de stockage de l’électricité serait particulièrement pertinente lors de baisse de la production photovoltaïque. Davantage d’études doivent cependant être menées pour conclure définitivement sur le cas de La Réunion.

Q2. Quels paramètres ont le plus d’influence sur l’optimisation des systèmes énergétiques dans une zone non-interconnectée ?

Dans le modèle open-source développé¹, des optimisations du réseau électrique sur

1. Accessible sur le dépôt GitHub du projet HyLES une fois le présent travail de thèse terminé.

des critères économique et environnemental ont été mises en place et testées. Ces deux critères étant en conflit, il a été possible de tracer un front de Pareto pour chaque système simulé. Bien que l'impact environnemental considéré ne prenne en compte que les émissions d'équivalent CO₂, les résultats obtenus ont montré des différences par rapport à un optimal économique : moins de batteries utilisées, des électrolyseurs de plus grande capacité, ou encore davantage de lignes électriques renforcées.

Tout au long du manuscrit, les différentes tendances dessinées ont été évaluées selon des critères de consommation énergétique, de consommation d'eau, ou de contrainte géographique. Ces deux derniers paramètres sont parmi les plus importants pour la transition énergétique locale. En effet, la ressource en eau et la ressource foncière sont particulièrement vulnérables dans un cas insulaire.

Enfin, la performance des technologies, peu évaluée dans le présent manuscrit en raison de fortes incertitudes d'évolution, aura une influence à ne pas négliger sur les besoins en capacité et en puissance des différentes technologies considérées.

6.3 Perspectives

Plusieurs perspectives peuvent être envisagées pour aller plus loin sur le sujet étudié.

Étude de la consommation

Comme cela a été détaillé dans le Chapitre 2, des données de consommation électrique précises n'ont pu être obtenues avant la fin du projet. De nombreux paramètres concernant la consommation électrique peuvent ainsi être pris en compte afin de renforcer la fiabilité des résultats obtenus. Entre autres paramètres : la variation de la courbe de charge, la consommation des véhicules électriques, celles des réseaux de bus urbains, ou une évolution sur le long terme différente selon les postes source. Si un travail plus précis venait à être souhaité, l'échelle utilisée au niveau spatial (réseau de distribution) ou au niveau temporel (pas de temps de l'ordre de la minute) pourrait être revue en fonction des données à disposition.

Sur la question de la consommation de la mobilité, seules quelques situations ont été considérées : solution hydrogène avec PAC ou électrique à batterie pour les autocars, e-ammoniac pour le secteur maritime et e-kérosène pour le secteur aérien. Afin de permettre un tour d'horizon plus complet de la situation, des carburants alternatifs pourraient être étudiés pour la mobilité lourde, et d'autres solutions pourraient être comparées pour les secteurs aérien et maritime, comme l'utilisation d'autres électro-carburants, ou l'utilisation de l'hydrogène pur.

L'évolution des usages de la mobilité n'a pas pu être modélisée pleinement, en raison des incertitudes sur celle-ci. Une évolution de la mobilité des habitants de territoires insulaires, contrainte ou non, pourrait être définie d'une façon plus fine que ce qui a été fait dans le présent travail, à partir d'enquêtes de terrain par exemple, ou d'observations dans des territoires à contexte similaire.

Si le travail présenté s'est concentré sur les applications mobilité et stockage réseau, l'utilisation de l'hydrogène pour la fabrication locale d'engrais azotés n'a pas été abordée. Pourtant, chaque année plusieurs dizaines de milliers de tonnes d'engrais minéraux et de synthèse sont importés à La Réunion. Si une volonté de se

détacher de ces importations sur les territoires insulaires venait à être formulée, les futurs travaux sur le sujet devront par conséquent modéliser la chaîne énergétique locale correspondante.

Bien qu'abordée, la problématique de la consommation en eau n'a pas été étudiée en détail dans le présent manuscrit. De futurs travaux devront se pencher sur la question, sachant que cette ressource est déjà sujette à quelques problématiques à La Réunion. En effet, des coupures d'eau sont déjà mises en place occasionnellement dans certaines régions de l'île quand l'eau vient à manquer. De plus, en raison du contraste climatique entre la côte Est, arrosée, et la côte Ouest, sèche, une galerie souterraine avait été creusée entre la fin du XX^{ème} siècle et le début du XXI^{ème} siècle, afin de permettre une meilleure répartition de la ressource en eau. Cependant, de nombreuses pertes sont observées, et la ressource reste rare sur la côte Ouest. Ainsi, de telles contraintes géographiques devront être prises en compte pour une meilleure planification de la transition énergétique locale sur le long terme.

Bien qu'elle soit liée à la consommation, la dimension sociale n'aura été que très peu traitée. Pourtant, elle est à la base des sujets étudiés [271]. Par exemple, des hypothèses ont été faites sur l'électrification des véhicules électriques. Aujourd'hui, l'accès à ceux-ci est encore limité, que ce soit en termes de coûts [272] ou en termes d'infrastructures. De même, pour une utilisation massive des transports en commun, des aménagements importants devront être faits. Pour que la transition énergétique se déroule dans de bonnes conditions, il sera nécessaire de garantir une certaine justice sociale, en veillant à ce que personne ne se sente lésé par ces changements.

Évolution des hypothèses

Compte tenu de son approche prospective, le présent travail a nécessité la formulation et l'utilisation d'un certain nombre d'hypothèses pour les simulations. Celles-ci pourraient être nuancées dans un prochain travail, et d'autres pourraient être élaborées : différente capacité initiale des lignes électriques, évolution des prix, évolution de la législation, rupture technologique, ou encore prise en compte de crises politiques. Comme évoqué dans le Chapitre 5, le critère environnemental actuellement limité aux émissions d'équivalent CO₂ pourrait être enrichi pour inclure d'autres paramètres, tels que l'artificialisation des sols, l'acidification des océans, ou encore la consommation des ressources. La méthodologie présentée dans le présent manuscrit restera la même, seules les données d'entrées seront à changer.

La modélisation du réseau pourrait aussi être complétée afin de prendre en compte une production électrique décentralisée ou des moyens de stockage à l'échelle résidentielle. Toutes ces changements permettent de prendre en compte et de nuancer un grand nombre d'évolutions possibles du réseau électrique local. Les résultats obtenus pourront alors être utilisés par des décideurs locaux, dans le cas par exemple de l'élaboration de feuilles de routes de planification énergétique.

Développement d'un marché mondial de l'hydrogène

Dans le présent travail, seule une utilisation « simplifiée » de l'hydrogène a été étudiée. Dans un futur travail, un marché de l'hydrogène pourrait être pris en compte avec les pays voisins. La volonté de développer l'hydrogène est forte en Australie, et des exportations sont prévues. De même, l'Afrique du Sud pourrait devenir un producteur important d'hydrogène sur le long terme. Cela pourrait constituer une

opportunité pour l'île de la Réunion, par exemple pour décarboner le secteur aérien. Tous ces facteurs devront être considérés dans le cas d'une consommation d'hydrogène à La Réunion, que ce soit pour la mobilité ou pour d'autres usages. De même, aucun transport d'hydrogène n'a été considéré localement. Cela pourrait se développer sur le long terme, selon les trajectoires suivies dans les années à venir. Par exemple, des pipelines pourraient être mises en places. Les contraintes géographiques détaillées dans le présent manuscrit pourraient cependant être un frein à un tel développement. Si un transport limité est nécessaire, celui-ci pourrait se faire par camion.

Le présent travail de thèse a donné comme résultats certaines tendances, et de nombreux paramètres font l'objet d'hypothèses en raison de leur incertitude. La mise en place d'expérimentations pourrait permettre de lever certaines d'entre elles. Par exemple, l'hydrogène, que ce soit comme carburant pour la mobilité ou comme moyen de stockage de l'électricité, pourrait être testé à une échelle spatiale réduite. Ceci permettrait de vérifier par exemple la consommation de véhicules à pile à combustible, ou d'évaluer le fonctionnement des électrolyseurs ou piles à combustible dans un cas tropical, c'est-à-dire avec une forte humidité et une chaleur parfois importante. Si de telles conditions venaient à contraindre le fonctionnement des systèmes, des adaptations devraient être mises en place, comme par exemple des installations dans les hauteurs de l'île, où la température ambiante est généralement moins élevée.

Répliquabilité

Le code développé permettant de modéliser et optimiser le réseau électrique d'un territoire insulaire a comme but initial de pouvoir être appliqué à n'importe quel cas d'étude. Seules quelques données initiales, propres à chaque territoire, sont nécessaires à la bonne utilisation de l'outil.

Afin de vérifier sa répliquabilité, un futur travail pourrait consister en la comparaison de différents futurs énergétiques de territoires insulaires, obtenus avec le code développé. Cela permettrait aussi de comparer l'intégration de l'hydrogène dans différents contextes énergétiques insulaires. Des contacts ont d'ores et déjà été établis avec des acteurs de l'énergie d'un autre DROM français, en vue d'un potentiel travail de répliquabilité.

Pour terminer, l'impact carbone de la thèse a été évalué dans l'Annexe B. Bien que le contexte de cette thèse ait été particulier, entre deux laboratoires situés à plus de 10 000 km l'un de l'autre, des axes de réflexion ont été proposés afin de réduire l'impact carbone d'un travail de thèse en général.

Bibliographie

- [1] IEA. CO2 Emissions in 2023. <https://www.iea.org/reports/co2-emissions-in-2023>, 2024. Licence : CC BY 4.0.
- [2] The Intergovernmental Panel on Climate Change. <https://www.ipcc.ch/>.
- [3] IPCC. 2023 : Summary for Policymakers. Climate Change 2023 : Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, 2021.
- [4] Futurs énergétiques 2050 - Rapport complet. Rapport technique, RTE, 2022.
- [5] Transition(s) 2050 - Rapport. Rapport technique, ADEME, 2021.
- [6] LOI n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte - Article 1, 2015. Ajout article L. 100-4 Code de l'énergie.
- [7] Rapport public annuel 2024 - L'action publique en faveur de l'adaptation au changement climatique, Volume 2. Rapport technique, Cour des comptes, Chambres régionales & territoriales des comptes, 2024.
- [8] S. Merceron. La population réunionnaise à l'horizon 2050 - Autant de seniors que de jeunes. INSEE, 2017.
- [9] I. Mayer Jouanjean. L'île de La Réunion sous l'œil du cyclone au XXème siècle. Histoire, société et catastrophe naturelle. Thèse, Université de la Réunion, novembre 2011.
- [10] V.K.E. Duvat, A.K. Magnan, S. Etienne, C. Salmon, et C. Pignon-Mussaud. Assessing the impacts of and resilience to Tropical Cyclone Bejisa, Reunion Island (Indian Ocean). Nat Hazards, 83 :601–640, 2016.
- [11] Ministère de la Culture. Atlas des patrimoines. <http://atlas.patrimoines.culture.fr/atlas/trunk/>. Téléchargé le 10/04/2024.
- [12] L'Atlas-Catologue du Sandre. Cours d'eau - Réunion 2012 - BD Carthage. <https://www.sandre.eaufrance.fr/atlas/srv/fre/catalog.search#/metadata/ab96219e-e051-481d-a240-2ee2f1cb4b47>. Téléchargé le 11/04/2024.
- [13] Ministère de la Transition écologique et de la cohésion des territoires. CORINE Land Cover. <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/corine-land-cover-0>. Téléchargé le 10/04/2024.
- [14] Rapport annuel économique 2020 La Réunion. Rapport technique, IEDOM, 2021.
- [15] V. Russeil, D. Lo Seen, F. Broust, M. Bonin, et J.-P. Praene. Food and electricity self-sufficiency trade-offs in Reunion Island : Modelling land-use change scenarios with stakeholders. Land Use Policy, 132 :106784, 2023.

- [16] Ministère de l'agriculture et de la souveraineté alimentaire. Entre mer et volcans, La Réunion, une île de grande tradition agricole. agriculture.gouv.fr, 2021.
- [17] Fréquentation touristique 2019. Rapport technique, Tourisme Infos île de La Réunion Tourisme, 2020.
- [18] Bilan énergétique de la réunion année 2022. Rapport technique, Observatoire Énergie Réunion, Horizon Réunion, 2023.
- [19] Programmation pluriannuelle de l'énergie de la réunion 2019 - 2028. Rapport technique, Région Réunion, 2020.
- [20] J. Raynal. À La Réunion, les centrales électriques carburent à l'huile de colza et aux pellets de bois : est-ce vraiment durable ? [La Tribune](#), 2024.
- [21] Service de la donnée et des études statistiques. Véhicules en service - Données annuelles de 2012 à 2021. [INSEE](#), 2022.
- [22] S. Delestre. Évolution de la consommation d'énergie du secteur des transports en France entre 1990 et 2021, par source d'énergie. [Statista](#), 2022.
- [23] F. Turpin. Étude spécifique : Recensement des acteurs et des actions de la maîtrise de la demande en énergie. Rapport technique, Observatoire Energie Réunion, 2019.
- [24] P. Abadie. Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique - Article 22. Journal officiel de la République française, 2008.
- [25] Code de l'énergie - Article L141-5, 2015.
- [26] 2022 Odessa disturbance. Rapport technique, NERC, 2022.
- [27] B. Diaz. Schéma régional des énergies de la mer 2018. Rapport technique, Energies Réunion, 2019.
- [28] P. Thouverez. Danemark : Record éolien battu ! [Techniques de l'ingénieur](#), 2016.
- [29] J. Raynal. EDF : quand le réseau disjoncte, c'est toute La Réunion qui est sous tension. [Imaz Press](#), 2024.
- [30] T. Boigontier, G. de Temmerman, R. Girard, J. Lamarque-Lacoste, M. de la Motte Saint Pierre, et A. Dubois. Low-carbon hydrogen production in the EU : are 2030 targets achievable ? Rapport technique, Zenon Research, MINES paris, PERSEE, IHEIE, juin 2023.
- [31] Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique. Rapport technique, Ministère de la Transition écologique et solidaire, 2018.
- [32] IEA. Global demand for pure hydrogen, 1975-2018. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-demand-for-pure-hydrogen-1975-2018>, 2019. Licence : CC BY 4.0.
- [33] IEA. Global hydrogen review 2023. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-20238>, 2023. Licence : CC BY 4.0.
- [34] The future of hydrogen. Rapport technique, IEA, 2019.

- [35] P. Crifo, N. Pietruszewska, et J. Trotin. Captage du CO₂ : la technologie va-t-elle nous sauver ? Polytechnique insights, 2023.
- [36] Danish Energy Agency. Technology data for energy storage. Version 7, 10/2023.
- [37] M. Liebreich/Liebreich Associates. Clean Hydrogen Ladder, Version 5.0. <https://www.linkedin.com/pulse/hydrogen-ladder-version-50-michael-liebreich/>, 2023. Concept credit : Adrian Hiel, Energy Cities. Licence : CC-BY 4.0.
- [38] Bilan énergétique de la Polynésie française Edition 2022. Rapport technique, Observatoire polynésien de l'énergie, 2023.
- [39] N. AbouSeada et T. M. Hatem. Climate action : Prospects of green hydrogen in Africa. Energy Reports, 8 :3873–3890, 2022.
- [40] J. M. Lassalle, D. F. Martínez, et L. V. Fernández. Optimisation of hybrid renewable energy systems on islands : a review. Island Studies Journal, 17(1) :221–242, 2022.
- [41] A. Harewood, F. Dettner, et S. Hilpert. Open source modelling of scenarios for a 100% renewable energy system in Barbados incorporating shore-to-ship power and electric vehicles. Energy for Sustainable Development, 68 :120–130, 2022.
- [42] S. Hilpert, C. Kaldemeyer, U. Krien, S. Günther, C. Wingenbach, et G. Plessmann. The Open Energy Modelling Framework (oemof) - a new approach to facilitate open science in energy system modelling. Energy Strategy Reviews, 22 :16–25, 2018.
- [43] A. R. Silva et A. Estanqueiro. Optimal planning of isolated power systems with near 100% of renewable energy. IEEE Transactions on Power Systems, 35(2) :1274–1283, 2020.
- [44] H. M. Tróndheim, B. A. Niclasen, T. Nielsen, F. F. D. Silva, et C. L. Bak. 100% sustainable electricity in the Faroe Islands : Expansion planning through economic optimization. IEEE Open Access Journal of Power and Energy, 8 :23–34, 2021.
- [45] F. Wiese, R. Bramstoft, H. Koduvere, A. Pizarro Alonso, O. Balyk, J. G. Kirkerud, Å. G. Tveten, T. F. Bolkesjø, M. Münster, et H. Ravn. Balmorel open source energy system model. Energy Strategy Reviews, 20 :26–34, 2018.
- [46] H. C. Gils et S. Simon. Carbon neutral archipelago – 100% renewable energy supply for the Canary Islands. Applied Energy, 188 :342–355, 2017.
- [47] C. Schlenzig. PlaNet : ein entscheidungsunterstützendes System für die Energie- und Umweltplanung. Thèse, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Stuttgart, Germany, 1998. 10.18419/opus-1512.
- [48] H. C. Gils, Y. Scholz, T. Pregger, D. Luca de Tena, et D. Heide. Integrated modelling of variable renewable energy-based power supply in Europe. Energy, 123 :173–188, 2017.
- [49] R. Loulou, U. Remme, A. Kanudia, A. Lehtila, et G. Goldstein. Documentation for the TIMES model part II. Energy technology systems analysis programme, 384, 2005.

- [50] H. Lund, J. Z. Thellufsen, P. A. Østergaard, P. Sorknæs, I. R. Skov, et B. V. Mathiesen. EnergyPLAN – Advanced analysis of smart energy systems. Smart Energy, 1 :100007, 2021.
- [51] W. Zhou, D. A. Hagos, S. Stikbakke, L. Huang, X. Cheng, et E. Onstein. Assessment of the impacts of different policy instruments on achieving the deep decarbonization targets of island energy systems in Norway – the case of Hinnøya. Energy, 246 :123249, 2022.
- [52] S. Selosse, O. Ricci, S. Garabedian, et N. Maïzi. Exploring sustainable energy future in reunion island. Utilities Policy, 55 :158–166, 2018.
- [53] S. Selosse, S. Garabedian, O. Ricci, et N. Maïzi. The renewable energy revolution of Reunion Island. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 89 :99–105, 2018.
- [54] M. Drouineau, E. Assoumou, V. Mazauric, et N. Maïzi. Increasing shares of intermittent sources in reunion island : Impacts on the future reliability of power supply. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 46 :120–128, 2015.
- [55] N. Maïzi, V. Mazauric, E. Assoumou, S. Bouckaert, V. Krakowski, X. Li, et P. Wang. Maximizing intermittency in 100% renewable and reliable power systems : A holistic approach applied to reunion island in 2030. Applied Energy, 227 :332–341, 2018. Transformative Innovations for a Sustainable Future – Part III.
- [56] V. Gouin, M.-C. Alvarez-Hérault, et B. Raison. Benefits of load shedding for distribution grids investments planning. In 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, pages 1–5, 2015.
- [57] F. Babonneau, S. Biscaglia, D. Chotard, A. Haurie, N. Mairet, et T. Lefillatre. Assessing a transition to 100% renewable power generation in a non-interconnected area : a case study for La Réunion island. Environmental Modeling & Assessment, 26 :911–926, 2021.
- [58] F. Babonneau, M. Caramanis, et A. Haurie. ETEM-SG : Optimizing regional smart energy system with power distribution constraints and options. Environmental Modeling & Assessment, 22 :411–430, 2017.
- [59] P. Marocco, D. Ferrero, E. Martelli, M. Santarelli, et A. Lanzini. An MILP approach for the optimal design of renewable battery-hydrogen energy systems for off-grid insular communities. Energy Conversion and Management, 245 :114564, 2021.
- [60] Y. Kalinci. Alternative energy scenarios for Bozcaada island, Turkey. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 45 :468–480, 2015.
- [61] Antoine Mallécol. Optimisation multi-objectifs de systèmes énergétiques couplés : méthodes exactes et approchées. Thèse, Ecole nationale supérieure Mines-Télécom Atlantique, décembre 2023.
- [62] Faiza Sadi, Ameer Soukhal, et Baptiste Mille. Méthodes approchées pour la résolution d’un problème d’ordonnancement avec travaux interférants. Rapport Final de PFE, 2014.
- [63] L. Urbanucci. Limits and potentials of Mixed Integer Linear Programming methods for optimization of polygeneration energy systems. Energy Procedia, 148 :1199–1205, 2018. ATI 2018 - 73rd Conference of the Italian Thermal Machines Engineering Association.

- [64] R. Evins. A bi-level design and operation optimization process applied to an energy centre. Journal of Building Performance Simulation, 9(3) :255–271, 2016.
- [65] F. Hofmann. Linopy : Linear optimization with n-dimensional labeled variables. Journal of Open Source Software, 8(84) :4823, 2023.
- [66] T. Brown, J. Hörsch, et D. Schlachtberger. PyPSA : Python for Power System Analysis. Journal of Open Research Software, 6(4), 2018.
- [67] S. Peñate Vera. Gridcal. <https://www.advancedgridinsights.com/gridcal>, dernière mise à jour en 2024.
- [68] S. Pfenninger et B. Pickering. Calliope : a multi-scale energy systems modelling framework. Journal of Open Source Software, 3(29) :825, 2018.
- [69] L. E. Kuepper, H. Teichgraeber, et A. R. Brandt. CapacityExpansion : A capacity expansion modeling framework in Julia. Journal of Open Source Software, 5(52) :2034, 2020.
- [70] P. Fritzson, A. Pop, K. Abdelhak, A. Ashgar, B. Bachmann, W. Braun, D. Bouskela, R. Braun, L. Buffoni, F. Casella, R. Castro, R. Franke, D. Fritzson, M. Gebremedhin, A. Heuermann, B. Lie, A. Mengist, L. Mikelsons, K. Moudgalya, L. Ochel, A. Palanisamy, V. Ruge, W. Schamai, M. Sjölund, B. Thiele, J. Tinnerholm, et P. Östlund. The OpenModelica Integrated Environment for Modeling, Simulation, and Model-Based Development. Modeling, Identification and Control, 41(4) :241–295, 2020.
- [71] N. Heliö, J. Kiviluoma, J. Ikäheimo, T. Rasku, E. Rinne, C. O’Dwyer, R. Li, et D. Flynn. Backbone—an adaptable energy systems modelling framework. Energies, 12(17), 2019.
- [72] A. Lyden, W. Sun, I. Struthers, L. Franken, S. Hudson, Y. Wang, et D. Friedrich. PyPSA-GB : An open-source model of Great Britain’s power system for simulating future energy scenarios. Energy Strategy Reviews, 53 :101375, 2024.
- [73] M. Millinger, L. Reichenberg, F. Hedenus, G. Berndes, E. Zeyen, et T. Brown. Are biofuel mandates cost-effective? - An analysis of transport fuels and biomass usage to achieve emissions targets in the European energy system. Applied Energy, 326 :120016, 2022.
- [74] S. M. G. Dumlaog et K. N. Ishihara. Dynamic cost-optimal assessment of complementary diurnal electricity storage capacity in high PV penetration grid. Energies, 14(15), 2021.
- [75] J.-P. Sasse et E. Trutnevyte. Regional impacts of electricity system transition in Central Europe until 2035. Nature communications, 11(1) :4972, 2020.
- [76] F. Bagheri, H. Dagdougui, et M. Gendreau. Stochastic optimization and scenario generation for peak load shaving in smart district microgrid : sizing and operation. Energy and Buildings, 275 :112426, 2022.
- [77] Opendata EDF à La Réunion. <https://opendata-reunion.edf.fr/>.
- [78] D. Chotard, T. Lefillatre, N. Mairet, F. Babonneau, et A. Haurie. Vers l’autonomie énergétique en Zone Non Interconnectée (ZNI) sur L’île de la Réunion à l’horizon 2030. Rapport technique, Artelia, Ordecys, Ademe, Enerdata, 2018.

- [79] M.-D. Leroux, F. Bonnardot, S. F. Kotomangazafy, A.-O. Said, P. Veerabadrén, et V. Amélie. Régionalisation du changement climatique et développement de services climatiques dans le sud-ouest de l’océan Indien et ses territoires insulaires. Rapport technique, Météo France, janvier 2023.
- [80] G. Wirth, E. Lorenz, A. Spring, G. Becker, R. Pardatscher, et R. Witzmann. Modeling the maximum power output of a distributed PV fleet. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, 23(9) :1164–1181, 2015.
- [81] P. Pinson. Estimation of the uncertainty in wind power forecasting. Thèse, École Nationale Supérieure des Mines de Paris, mars 2006.
- [82] Vestas. 2 MW platform. <https://pdf.archiexpo.com/pdf/vestas/mw-platform/88087-242201.html>.
- [83] S. Haas, U. Krien, B. Schachler, S. Bot, V. Zeli, F. Maurer, K. Shivam, F. Witte, S. J. Rasti, Seth, et S. Bosch. wind-python/windpowerlib : Update release, v0.2.2. *Zenodo*, 2024.
- [84] Y.-H. Kim et H.-C. Lim. Effect of island topography and surface roughness on the estimation of annual energy production of offshore wind farms. *Renewable Energy*, 103 :106–114, 2017.
- [85] Bilan énergétique de la réunion année 2020. Rapport technique, Observatoire Énergie Réunion, 2021.
- [86] M. Golbazi et C. L Archer. Surface roughness for offshore wind energy. In *Journal of Physics : Conference Series*, volume 1452, page 012024. IOP Publishing, 2020.
- [87] Statista. Facteur de charge moyen de l’électricité éolien en France en 2021 par région, 2022.
- [88] Statista. Average capacity factor for offshore wind power worldwide from 2010 to 2022, 2023.
- [89] E. W. M. Lucas, F. D. dos Santos Silva, F. A. S. de Souza, D. D. C. Pinto, Heliofábio B. Gomes, Helber B. Gomes, M. C. C. Lins, et D. L. Herdies. Regionalization of climate change simulations for the assessment of impacts on precipitation, flow rate and electricity generation in the Xingu river basin in the Brazilian Amazon. *Energies*, 15(20), 2022.
- [90] P. de Jong, T. B. Barreto, C. A.S. Tanajura, K. P. Oliveira-Esquerre, A. Kiperstok, et E. Andrade Torres. The impact of regional climate change on hydroelectric resources in South America. *Renewable Energy*, 173 :76–91, 2021.
- [91] F. D. Yamba, H. Walimwipi, S. Jain, P. Zhou, B. Cuamba, et C. Mzezewa. Climate change/variability implications on hydroelectricity generation in the Zambezi river basin. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, 16 :617–628, 2011.
- [92] C. Condemi, D. Casillas-Pérez, L. Mastroeni, S. Jiménez-Fernández, et S. Salcedo-Sanz. Hydro-power production capacity prediction based on machine learning regression techniques. *Knowledge-Based Systems*, 222 :107012, 2021.
- [93] E. Uzlu, A. Akpınar, H. T. Öztürk, S. Nacar, et M. Kankal. Estimates of hydroelectric generation using neural networks with the artificial bee colony algorithm for Turkey. *Energy*, 69 :638–647, 2014.

- [94] White paper ocean thermal energy conversion OTEC. Rapport technique, IEA Ocean Energy Systems, 2021.
- [95] Global ocean 1/12° physics analysis and forecasts updated daily. doi : 10.48670/moi-00016, 2020.
- [96] J. Langer et K. Blok. The global techno-economic potential of floating, closed-cycle ocean thermal energy conversion. Journal of Ocean Engineering and Marine Energy, 10(1) :85–103, 2024.
- [97] Ministère de la Transition écologique et de la cohésion des territoires, BRGM. Georisques mouvements de terrain. <https://www.georisques.gouv.fr/donnees/bases-de-donnees/base-de-donnees-mouvements-de-terrain>. Téléchargé le 10/05/2024.
- [98] A. Barney, H. Polatidis, et D. Haralambopoulos. Decarbonisation of islands : A multi-criteria decision analysis platform and application. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 52 :102115, 2022.
- [99] G. Pan, W. Gu, H. Qiu, Y. Lu, S. Zhou, et Z. Wu. Bi-level mixed-integer planning for electricity-hydrogen integrated energy system considering levelized cost of hydrogen. Applied Energy, 270 :115176, 2020.
- [100] M. Dayhim, M. A. Jafari, et M. Mazurek. Planning sustainable hydrogen supply chain infrastructure with uncertain demand. International Journal of Hydrogen Energy, 39(13) :6789–6801, 2014.
- [101] M. Jelić, M. Batić, N. Tomašević, A. Barney, H. Polatidis, T. Crosbie, D. Abi Ghanem, M. Short, et G. Pillai. Towards self-sustainable island grids through optimal utilization of renewable energy potential and community engagement. Energies, 13(13), 2020.
- [102] N.V.S.N. Murthy Konda, N. Shah, et N. P. Brandon. Optimal transition towards a large-scale hydrogen infrastructure for the transport sector : The case for the Netherlands. International Journal of Hydrogen Energy, 36(8) :4619–4635, 2011.
- [103] S. Damman, E. Sandberg, E. Rosenberg, P. Pisciella, et I. Graabak. A hybrid perspective on energy transition pathways : Is hydrogen the key for Norway? Energy Research & Social Science, 78 :102116, 2021.
- [104] J. Kim, Y. Lee, et I. Moon. Optimization of a hydrogen supply chain under demand uncertainty. International Journal of Hydrogen Energy, 33(18) :4715–4729, 2008.
- [105] M. Moreno-Benito, P. Agnolucci, et L. G. Papageorgiou. Towards a sustainable hydrogen economy : Optimisation-based framework for hydrogen infrastructure development. Computers & Chemical Engineering, 102 :110–127, 2017. Sustainability & Energy Systems.
- [106] J. André, S. Auray, D. De Wolf, M.-M. Memmah, et A. Simonnet. Time development of new hydrogen transmission pipeline networks for France. International Journal of Hydrogen Energy, 39(20) :10323–10337, 2014.
- [107] G. Krajačić, R. Martins, A. Busuttil, N. Duić, et M. da Graça Carvalho. Hydrogen as an energy vector in the islands’ energy supply. International Journal of Hydrogen Energy, 33(4) :1091–1103, 2008.

- [108] E. F. Bødal, D. Mallapragada, A. Botterud, et M. Korpås. Decarbonization synergies from joint planning of electricity and hydrogen production : A Texas case study. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(58) :32899–32915, 2020.
- [109] G. He, D. S Mallapragada, A. Bose, C. F Heuberger-Austin, et E. Gençer. Sector coupling via hydrogen to lower the cost of energy system decarbonization. *Energy & Environmental Science*, 14(9) :4635–4646, 2021.
- [110] Plan Economique de Transition et de Relance via des Energies 100 % Locales à l’île de La Réunion. Rapport technique, ARER, 2009.
- [111] Schéma Régional Climat Air Energie de La Réunion. Rapport technique, Région Réunion, 2013.
- [112] Bilan Prévisionnel de l’équilibre offre/demande d’électricité à La Réunion 2019-2020. Rapport technique, EDF-SEI, 2020.
- [113] A. Desreveaux. Impact de facteurs techniques sur la consommation énergétique de véhicules électriques. Thèse, Université de Lille, 2020. Thèse de doctorat dirigée par A. Bouscayrol, E. Castex, et R. Trigui, Génie électrique.
- [114] Bilan Prévisionnel de l’équilibre offre-demande d’électricité à La Réunion. Rapport technique, EDF-SEI, 2022.
- [115] M. Payet, F. Turpin, J. Meyer, et G. Gilboire. Étude spécifique : Suivi du transport collectif de personnes. Rapport technique, Observatoire Energie Réunion, AGORAH, 2020.
- [116] Rapport final sur l’utilisation de bus 100% électriques à Bayonne et Saint-Sébastien. Rapport technique, DBUS, Syndicat des Mobilités Pays Basque - Adour, 2021.
- [117] Analyse coûts bénéfiques des véhicules électriques : Les autobus et autocars. Rapport technique, Commissariat général au développement durable, 2018.
- [118] S. His et G. Dubois. La transition énergétique dans les zones non-interconnectées de France : l’impasse de l’usage massif de la biomasse importée. Rapport technique, Energies renouvelables pour tous, 2024.
- [119] B. Bénard, V. Famin, B. Sanjuan, F. Vimeux, B. Aunay, P. Agrinier, et G. Lebeau. An integrated geochemical spatial and temporal survey of thermal springs to characterize the geothermal resource of a volcano (Piton des Neiges, Réunion Island). *Applied Geochemistry*, 154 :105689, 2023.
- [120] C. Dezayes, V. Famin, B. Tourlière, J.-M. Baltassat, et B. Bénard. Potential areas of interest for the development of geothermal energy in La Réunion Island based on GIS analysis. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 421 :107450, 2022.
- [121] Journal officiel de la République française. Arrêté du 7 mars 2024 accordant un permis exclusif de recherches de gîtes géothermiques, dit « Piton des Neiges » (La Réunion) à la société Albioma SA. <https://www.legifrance.gouv.fr/eli/arrete/2024/3/7/ECOR2406002A/jo/texte>.
- [122] Agreste. Bilan des importations de denrées à La Réunion, 2020.
- [123] Danish Energy Agency. Technology data for generation of electricity and district heating. Version 12, 06/2022.

- [124] Coût de la dépendance énergétique à La Réunion. Rapport technique, Observatoire Énergie Réunion, 2020.
- [125] L. Vatinel. OTEC economics in the French territories of the South West of the Indian Ocean. Rapport technique, Deeprun, TUDelft, 2023.
- [126] Levelized Cost of Energy+. Rapport technique, Lazard, 2024.
- [127] N. Bolson, P. Prieto, et T. Patzek. Capacity factors for electrical power generation from renewable and nonrenewable sources. Proceedings of the National Academy of Sciences, 119(52) :e2205429119, 2022.
- [128] D. Nock et E. Baker. Holistic multi-criteria decision analysis evaluation of sustainable electric generation portfolios : New England case study. Applied Energy, 242 :655–673, 2019.
- [129] R. Mercado Fernandez et E. Baker. The sustainability of decarbonizing the grid : A multi-model decision analysis applied to Mexico. Renewable and Sustainable Energy Transition, 2 :100020, 2022.
- [130] ADEME. Database Empreinte v22.0.0, 2022.
- [131] T. Le Varlet, O. Schmidt, A. Gambhir, S. Few, et I. Staffell. Comparative life cycle assessment of lithium-ion battery chemistries for residential storage. Journal of Energy Storage, 28 :101230, 2020.
- [132] J. Meldrum, S. Nettles-Anderson, G. Heath, et J. Macknick. Life cycle water use for electricity generation : a review and harmonization of literature estimates. Environmental Research Letters, 8(1) :015031, 2013.
- [133] P. Nativel, A.S. Payet, F. Badat, et G. Sam-Yin-Yang. Les chroniques de l'eau n°129. Office de l'eau Réunion, 2022.
- [134] I. Staffell et S. Pfenninger. The increasing impact of weather on electricity supply and demand. Energy, 145 :65–78, 2018.
- [135] T. K. Mideksa et S. Kallbekken. The impact of climate change on the electricity market : a review. Energy Policy, 38(7) :3579–3585, 2010. Large-scale wind power in electricity markets with Regular Papers.
- [136] I. S Panagea, I. K Tsanis, A. G Koutroulis, et M. G Grillakis. Climate change impact on photovoltaic energy output : the case of Greece. Advances in Meteorology, 2014 :1–11, 2014.
- [137] X. Zhao, G. Huang, C. Lu, X. Zhou, et Y. Li. Impacts of climate change on photovoltaic energy potential : A case study of China. Applied Energy, 280 :115888, 2020.
- [138] A. J. Leandro Santos et A. F.P. Lucena. Climate change impact on the technical-economic potential for solar photovoltaic energy in the residential sector : a case study for Brazil. Energy and Climate Change, 2 :100062, 2021.
- [139] N. Matera, D. Mazzeo, C. Baglivo, et P. M. Congedo. Will climate change affect photovoltaic performances? A long-term analysis from 1971 to 2100 in Italy. Energies, 15(24), 2022.
- [140] J. Niu, W. Qin, L. Wang, M. Zhang, J. Wu, et Y. Zhang. Climate change impact on photovoltaic power potential in China based on CMIP6 models. Science of The Total Environment, 858 :159776, 2023.

- [141] G. Narvaez, L. F. Giraldo, M. Bressan, et A. Pantoja. The impact of climate change on photovoltaic power potential in Southwestern Colombia. Heliyon, 8(10), 2022.
- [142] M. B. Machina et S. Sharma. Assessment of climate change impact on hydropower generation : a case study of Nigeria. International Journal of Engineering Technology Science and Research, 4(8), 2017.
- [143] N. Voisin, A. F. Hamlet, L. P. Graham, D. W. Pierce, T. P. Barnett, et D. P. Lettenmaier. The role of climate forecasts in Western U.S. power planning. Journal of Applied Meteorology and Climatology, 45(5) :653 – 673, 2006.
- [144] S. Jovanović, S. Savić, M. Bojić, Z. Djordjević, et D. Nikolić. The impact of the mean daily air temperature change on electricity consumption. Energy, 88 :604–609, 2015.
- [145] M. Bessec et J. Fouquau. The non-linear link between electricity consumption and temperature in Europe : A threshold panel approach. Energy Economics, 30(5) :2705–2721, 2008.
- [146] J.-L. Fan, J.-W. Hu, et X. Zhang. Impacts of climate change on electricity demand in China : An empirical estimation based on panel data. Energy, 170 :880–888, 2019.
- [147] IEA. The Future of Cooling. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-cooling>, 2018. Licence : CC BY 4.0.
- [148] La Réunion à l’horizon 2040 - Une île face aux défis du changement climatique : État des lieux et politiques d’adaptation 2022 . Rapport technique, Conseil de la Culture, de l’Éducation et de l’Environnement La Réunion, 2022.
- [149] La Réunion à l’horizon 2040 - Une île face aux défis du changement climatique : ÉCo-construction de 30 trajectoires d’adaptation au changement climatique . Rapport technique, Conseil de la Culture, de l’Éducation et de l’Environnement La Réunion, 2024.
- [150] E. Luedeling. Chapter 8 Making hourly temperatures | Tree phenology analysis with R. https://inresgb-lehre.iaas.uni-bonn.de/chillR_book/making-hourly-temperatures.html. Consulté en février 2023.
- [151] E. Luedeling, L. Caspersen, et E. Fernandez. chillR : Statistical methods for phenology analysis in temperate fruit trees. <https://CRAN.R-project.org/package=chillR>.
- [152] C. Tang, B. Morel, M. Wild, B. Pohl, B. Abiodun, C. Lennard, et M. Bessafi. Numerical simulation of surface solar radiation over Southern Africa. Part 2 : projections of regional and global climate models. Climate Dynamics, 53 :2197–2227, 2019.
- [153] N. Kannan et D. Vakeesan. Solar energy for future world : - a review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 62 :1092–1105, 2016.
- [154] K. Solaun et E. Cerdá. Climate change impacts on renewable energy generation. A review of quantitative projections. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 116 :109415, 2019.
- [155] M. Christina, L. Le Mézo, M. Mézino, et P. Todoroff. Impact du changement climatique sur les rendements canniens dans les 50 prochaines années à La Réunion. 2021.

- [156] X. Li, R.W. Mazur, D.R. Allen, et D.R. Swatek. Specifying transformer winter and summer peak-load limits. IEEE Transactions on Power Delivery, 20(1) :185–190, 2005.
- [157] J. A. Sathaye, L. L. Dale, P. H. Larsen, G. A. Fitts, K. Koy, S. M. Lewis, et A. F. P. de Lucena. Estimating impacts of warming temperatures on California’s electricity system. Global Environmental Change, 23(2) :499–511, 2013.
- [158] H. Kim, N. Hartmann, M. Zeller, R. Luise, et T. Soylu. Comparative TCO analysis of battery electric and hydrogen fuel cell buses for public transport system in small to midsize cities. Energies, 14(14), 2021.
- [159] J. Ally et T. Pryor. Life cycle costing of diesel, natural gas, hybrid and hydrogen fuel cell bus systems : An Australian case study. Energy Policy, 94 :285–294, 2016.
- [160] A. Ajanovic, A. Glatt, et R. Haas. Prospects and impediments for hydrogen fuel cell buses. Energy, 235 :121340, 2021.
- [161] J.P. Stempien et S.H. Chan. Comparative study of fuel cell, battery and hybrid buses for renewable energy constrained areas. Journal of Power Sources, 340 :347–355, 2017.
- [162] D. Jefferies et D. Göhlich. A comprehensive TCO evaluation method for electric bus systems based on discrete-event simulation including bus scheduling and charging infrastructure optimisation. World Electric Vehicle Journal, 11(3), 2020.
- [163] O. Topal et I. Nakir. Total cost of ownership based economic analysis of diesel, CNG and electric bus concepts for the public transport in Istanbul city. Energies, 11(9), 2018.
- [164] C.-C. Chang, Y.-T. Liao, et Y.-W. Chang. Life cycle assessment of alternative energy types – including hydrogen – for public city buses in Taiwan. International Journal of Hydrogen Energy, 44(33) :18472–18482, 2019.
- [165] L. Iannuzzi, J. A. Hilbert, et E. E. Silva Lora. Life Cycle Assessment (LCA) for use on renewable sourced hydrogen fuel cell buses vs diesel engines buses in the city of Rosario, Argentina. International Journal of Hydrogen Energy, 46(57) :29694–29705, 2021.
- [166] F. Jelti, A. Allouhi, S. G. Al-Ghamdi, R. Saadani, A. Jamil, et M. Rahmoune. Environmental life cycle assessment of alternative fuels for city buses : A case study in Oujda city, Morocco. International Journal of Hydrogen Energy, 46(49) :25308–25319, 2021.
- [167] A. Lubecki, J. Szczurowski, et K. Zarębska. A comparative environmental Life Cycle Assessment study of hydrogen fuel, electricity and diesel fuel for public buses. Applied Energy, 350 :121766, 2023.
- [168] A. Lajunen et T. Lipman. Lifecycle cost assessment and carbon dioxide emissions of diesel, natural gas, hybrid electric, fuel cell hybrid and electric transit buses. Energy, 106 :329–342, 2016.
- [169] D. A. Hensher, E. Wei, et C. Balbontin. Comparative assessment of zero emission electric and hydrogen buses in Australia. Transportation Research Part D : Transport and Environment, 102 :103130, 2022.

- [170] G.-H. Tzeng, C.-W. Lin, et S. Opricovic. Multi-criteria analysis of alternative-fuel buses for public transportation. Energy Policy, 33(11) :1373–1383, 2005.
- [171] M. Sayer, A. Ajanovic, et R. Haas. On the economics of a hydrogen bus fleet powered by a wind park – a case study for Austria. International Journal of Hydrogen Energy, 47(78) :33153–33166, 2022.
- [172] T. A. Gunawan, I. Williamson, D. Raine, et R. F.D. Monaghan. Decarbonising city bus networks in Ireland with renewable hydrogen. International Journal of Hydrogen Energy, 46(57) :28870–28886, 2021.
- [173] D. Coleman, M. Kopp, T. Wagner, et B. Scheppat. The value chain of green hydrogen for fuel cell buses – A case study for the Rhine-Main area in Germany. International Journal of Hydrogen Energy, 45(8) :5122–5133, 2020. 22nd World Hydrogen Energy Conference.
- [174] D. Coppitters, K. Verleysen, W. De Paepe, et F. Contino. How can renewable hydrogen compete with diesel in public transport? Robust design optimization of a hydrogen refueling station under techno-economic and environmental uncertainty. Applied Energy, 312 :118694, 2022.
- [175] C. H. Silva Moura, J. L. Silveira, et W. de Queiróz Lamas. Dynamic production, storage, and use of renewable hydrogen : A technical-economic-environmental analysis in the public transport system in São Paulo state, Brazil. International Journal of Hydrogen Energy, 45(56) :31585–31598, 2020.
- [176] W. Wu, N. Cong, X. Zhang, Q. Yue, et M. Zhang. Life cycle assessment and carbon reduction potential prediction of electric vehicles batteries. Science of The Total Environment, 903 :166620, 2023.
- [177] A. M. Kuyumcu, B. Bingül, F. Akar, et A. Yıldız. Well-to-wheel carbon footprint and cost analysis of gasoline, diesel, hydrogen ice, hybrid and fully electric city buses. Energy, 301 :131685, 2024.
- [178] D. Ding et X.-Y. Wu. Hydrogen fuel cell electric trains : Technologies, current status, and future. Applications in Energy and Combustion Science, 17 :100255, 2024.
- [179] D. Murray-Smith. Modelling and simulation of hybrid electric trains powered by hydrogen fuel cells and batteries for routes in the highlands of scotland : preliminary results. 2020.
- [180] F. Zenith, R. Isaac, A. Hoffrichter, M. S. Thomassen, et S. Møller-Holst. Techno-economic analysis of freight railway electrification by overhead line, hydrogen and batteries : Case studies in Norway and USA. Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part F : Journal of Rail and Rapid Transit, 234(7) :791–802, 2020.
- [181] F. Piraino, M. Genovese, et P. Fragiaco. Towards a new mobility concept for regional trains and hydrogen infrastructure. Energy Conversion and Management, 228 :113650, 2021.
- [182] Y. Haseli, G.F. Naterer, et I. Dincer. Comparative assessment of greenhouse gas mitigation of hydrogen passenger trains. International Journal of Hydrogen Energy, 33(7) :1788–1796, 2008.
- [183] A. Nemmour, A. Inayat, I. Janajreh, et C. Ghenai. Green hydrogen-based e-fuels (e-methane, e-methanol, e-ammonia) to support clean energy transition :

- A literature review. International Journal of Hydrogen Energy, 48(75) :29011–29033, 2023.
- [184] K. Shi, B. Guan, Z. Zhuang, J. Chen, Y. Chen, Z. Ma, C. Zhu, X. Hu, S. Zhao, H. Dang, et al. Perspectives and outlook of e-fuels : Production, cost effectiveness, and applications. Energy & Fuels, 38(9) :7665–7692, 2024.
- [185] V. J. Reddy, N. P. Hariram, R. Maity, M. F. Ghazali, et S. Kumarasamy. Sustainable e-fuels : Green hydrogen, methanol and ammonia for carbon-neutral transportation. World Electric Vehicle Journal, 14(12), 2023.
- [186] M. Minaud. Exploring potential e-fuel production pathways for maritime and aviation sectors in France : a techno-economic and environmental assessment, 2024.
- [187] E. Lindstad, B. Lagemann, A. Rialland, G. M. Gamlem, et A. Valland. Reduction of maritime GHG emissions and the potential role of e-fuels. Transportation Research Part D : Transport and Environment, 101 :103075, 2021.
- [188] F. Cameli, A. Kourou, V. Rosa, E. Delikonstantis, V. Galvita, K. M. Van Geem, et G. D. Stefanidis. Conceptual process design and technoeconomic analysis of an e-ammonia plant : green H₂ and cryogenic air separation coupled with Haber-Bosch process. International Journal of Hydrogen Energy, 49 :1416–1425, 2024.
- [189] G. de la Hera, G. Ruiz-Gutiérrez, J. R. Viguri, et B. Galán. Flexible green ammonia production plants : Small-scale simulations based on energy aspects. Environments, 11(4), 2024.
- [190] N. Champion, H. Nami, P. R. Swisher, P. Vang Hendriksen, et M. Münster. Techno-economic assessment of green ammonia production with different wind and solar potentials. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 173 :113057, 2023.
- [191] Yfantis, E., Kleanthous, K., Ktoris, A., Mallouppas, G., Damianou, S., Ioannou, C., Shiali, D., et Nikolaou, I. Shipping decarbonization : E-fuels as a potential solution and the role of resources. E3S Web Conf., 436 :11009, 2023.
- [192] Commission européenne. ReFuelEU Aviation. https://transport.ec.europa.eu/transport-modes/air/environment/refueleu-aviation_en, 2018.
- [193] Note de synthèse sur les électro-carburants. Rapport technique, EVOLEN, 2023.
- [194] Electro-carburants en 2050. Rapport technique, ADEME, 2023.
- [195] C. Duncan, R. Roche, S. Jemei, et M.-C. Pera. Techno-economical modelling of a power-to-gas system for plant configuration evaluation in a local context. Applied Energy, 315 :118930, 2022.
- [196] D. Wickham, A. Hawkes, et F. Jalil-Vega. Hydrogen supply chain optimisation for the transport sector – focus on hydrogen purity and purification requirements. Applied Energy, 305 :117740, 2022.
- [197] Ville de Pau. Booklet Febus. https://www.fuelcellbuses.eu/sites/default/files/documents/Febus-Brochure-BusWorld_0.pdf.

- [198] E. M. Szumska, M. Pawełczyk, et R. Jurecki. Total cost of ownership analysis and energy efficiency of electric, hybrid and conventional urban buses. Eksploatacja i Niezawodność, 24(1), 2022.
- [199] C. Robert, A. Ravey, R. Perey, et D. Hissel. Potentiel de réchauffement global et impacts sociétaux d'un système pile à hydrogène. 3ème réunion plénières de la Fédération hydrogène (FRH2) du CNRS, mai 2023.
- [200] C. Robert, A. Ravey, R. Perey, et D. Hissel. Environmental impacts of batteries for transportation application according to different life cycle steps. In 2022 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), pages 1–6, 2022.
- [201] Information GES des prestations de transport : Guide méthodologique. Rapport technique, Ministère de la Transition écologique et solidaire, 2018.
- [202] S. Benoit. La pile à combustible PEM pour la mobilité. https://carnauto.fr/wp-content/uploads/2021/01/2021-02-04_Carnauto_PEMFC_final-1.pdf, 2021.
- [203] A. Mendez, T. J. Leo, et M. A. Herreros. Current state of technology of fuel cell power systems for autonomous underwater vehicles. Energies, 7(7) :4676–4693, 2014.
- [204] M. Payet et F. Turpin. Étude spécifique : suivi du transport collectif de personnes. Rapport technique, Observatoire Energie Réunion, Agorah, 2019.
- [205] M. Vinard. Étude de la mise en place d'une flotte de véhicules hydrogène sur la Route des Tamarins. Rapport technique, ARER, 2010.
- [206] Étude « rétrofit ». Rapport technique, ADEME, 2021.
- [207] La transition de l'autocar vers des technologies zéro émission. Rapport technique, Avere-France, France Hydrogène, 2023.
- [208] GCK mobility. Datasheet Rétrofit hydrogène Crossway longue distance. https://www.gck-mobility.com/wp-content/uploads/2023/01/FicheProduit-IVECO-CROSSWAY-LongueDistance_compressed.pdf, 2023.
- [209] A. Ravey, N. Watrin, B. Blunier, et A. Miraoui. Energy sources sizing for hybrid fuel cell vehicles based on statistical description of driving cycles. In 2010 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference, pages 1–6, 2010.
- [210] Y. Zhou, A. Ravey, et M.-C. Pera. Operational cost analysis of fuel cell electric vehicles under different powertrain-sizing configurations. In 2020 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), pages 1–6, 2020.
- [211] Y. Zhou, H. Li, A. Ravey, et M.-C. Péra. An integrated predictive energy management for light-duty range-extended plug-in fuel cell electric vehicle. Journal of Power Sources, 451 :227780, 2020.
- [212] V. D. Salehi. Application of a holistic approach of hydrogen internal combustion engine (HICE) busses. Proceedings of the Design Society, 1 :477–486, 2021.
- [213] Iveco bus. Datasheet Crossway. https://www.iveco.com/ivecobus/fr-fr/collections/technical_sheets/Documents/Iveco_Bus_Update/Crossway/crossway_line_e6_fr.pdf.
- [214] P. Sinhuber, W. Rohlfs, et D. U. Sauer. Study on power and energy demand for sizing the energy storage systems for electrified local public transport buses. In 2012 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference, pages 315–320, 2012.

- [215] N. Zacharof, O. Özener, S. Broekaert, M. Özkan, Z. Samaras, et G. Fontaras. The impact of bus passenger occupancy, heating ventilation and air conditioning systems on energy consumption and CO2 emissions. *Energy*, 272 :127155, 2023.
- [216] GPS Visualizer. www.gpsvisualizer.com, 2023.
- [217] Étude comparative sur le différentes motorisations des autobus. Rapport technique, Centrale d’achat du transport public, 2022.
- [218] B. Reuter, M. Faltenbacher, O. Schuller, N. Whitehouse, et S. Whitehouse. New bus refuelling for European hydrogen bus depots. Rapport technique, Thinkstep, Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking, 2017.
- [219] Communiqué de presse de Transdev. Le premier autocar rétrofité homologué en Europe par Transdev et Retrofleet. <https://www.transdev.com/fr/communique-de-presse/le-premier-autocar-retrofite-homologue-en-europe-par-transdev-et-retrofleet/>, 2023.
- [220] Étude de faisabilité d’exploitation de véhicules électriques avec prise en compte des impacts techniques et économiques. Rapport technique, INGETEC, 2022.
- [221] Ineris. Analyse de la législation et de la réglementation liées au stockage souterrain d’hydrogène, 2021.
- [222] A. Filoche. À Rouen, 49 vieux bus diesel vont devenir électriques grâce au rétrofit. https://actu.fr/normandie/rouen_76540/a-rouen-49-vieux-bus-diesel-vont-devenir-electriques-grace-au-retrofit_51089840.html, 2022.
- [223] M. J Eckelman, J. D Sherman, et A. J MacNeill. Life cycle environmental emissions and health damages from the Canadian healthcare system : an economic-environmental-epidemiological analysis. *PLoS medicine*, 15(7) :e1002623, 2018.
- [224] X. Shi, X. Liao, et Y. Li. Quantification of fresh water consumption and scarcity footprints of hydrogen from water electrolysis : A methodology framework. *Renewable Energy*, 154 :786–796, 2020.
- [225] Le tram-train de La Réunion est mort, vive la nouvelle route du littoral! *Le Moniteur*, 2010.
- [226] B. Minas. Les Réunionnais rêvent d’un train. *Mayotte la 1ère*, 2024.
- [227] Province of Groningen. Main results of the hydrogen train test in Groningen. https://www.alstom.com/sites/alstom.com/files/2020/09/30/Rapport%20Waterstofftrein%20Groningen_EN.pdf, 2020.
- [228] H. Wang, A. Gaillard, Z. Li, R. Roche, et D. Hissel. Multiple-fuel cell module architecture investigation : A key to high efficiency in heavy-duty electric transportation. *IEEE Vehicular Technology Magazine*, 17(3) :94–103, 2022.
- [229] S. Lamarque. Pau-Oloron : le kilomètre de rails à un million d’euros. <https://www.larepubliquedespyrenees.fr/politique/alain-rousset/pau-oloron-le-kilometre-de-rails-a-un-million-d-euros-5359057.php#:~:text=La%20part%20de%20RFF%20se,ballast%20et%2060%20000%20traverses.,> 2010.
- [230] Railway Technology. Coradia iLint Regional Train. <https://www.railway-technology.com/projects/coradia-ilint-regional-train/>, 2020.

- [231] B. Simian, H. de Tréglodé, I. Faucheux, A. Frémont, et P. Izard. Le verdissement des matériels roulants du transport ferroviaire en France. Rapport technique, Ministère des Transports, 2018.
- [232] C. Rousselle. L’ammoniac : un des futurs e-fuel pour une production d’énergie à zéro empreinte carbone. *Chimie et énergies nouvelles*, 2022.
- [233] Bilan énergétique de la réunion année 2019. Rapport technique, Observatoire Énergie Réunion, 2020.
- [234] M. Binet, F. Carlevaro, et M. Paul. La demande d’eau potable à La Réunion : estimation à partir de données d’enquête. *Revue d’économie politique*, 126 :155–191, 2016.
- [235] Climalife. Fiche de Données de Sécurité étendue - Ammoniac. [https://www.val-de-marne.gouv.fr/contenu/telechargement/13204/96155/file/4%20annexe%203%20a\)%20fds_ammoniac.pdf](https://www.val-de-marne.gouv.fr/contenu/telechargement/13204/96155/file/4%20annexe%203%20a)%20fds_ammoniac.pdf), 2015.
- [236] IEA. Direct Air Capture. <https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage/direct-air-capture>, 2024.
- [237] N. Voutchkov. Energy use for membrane seawater desalination – current status and trends. *Desalination*, 431 :2–14, 2018.
- [238] M. Scolaro et N. Kittner. Optimizing hybrid offshore wind farms for cost-competitive hydrogen production in Germany. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(10) :6478–6493, 2022.
- [239] A. Rogeau, J. Vieubled, M. de Coatpont, P. Affonso Nobrega, G. Erbs, et R. Girard. Techno-economic evaluation and resource assessment of hydrogen production through offshore wind farms : A European perspective. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 187 :113699, 2023.
- [240] T. Paul et H. Yamada. Operation and charging scheduling of electric buses in a city bus route network. In *17th International IEEE Conference on Intelligent Transportation Systems (ITSC)*, pages 2780–2786, 2014.
- [241] Commission de régulation de l’énergie. Les différentes technologies stationnaires de stockage de l’électricité. smartgrids-cre.fr, 2022. Source : Analyse E-Cube Strategy Consultants pour le Comité de prospective de la CRE.
- [242] Z. Shahid, M. Santarelli, P. Marocco, D. Ferrero, et U. Zahid. Techno-economic feasibility analysis of renewable-fed power-to-power (P2P) systems for small French islands. *Energy Conversion and Management*, 255 :115368, 2022.
- [243] B. Guinot, B. Champel, F. Montignac, E. Lemaire, D. Vannucci, S. Sailler, et Y. Bultel. Techno-economic study of a PV-hydrogen-battery hybrid system for off-grid power supply : Impact of performances’ ageing on optimal system sizing and competitiveness. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(1) :623–632, 2015.
- [244] D. Ipsakis, S. Voutetakis, P. Seferlis, F. Stergiopoulos, S. Papadopoulou, et C. Elmasides. The effect of the hysteresis band on power management strategies in a stand-alone power system. *Energy*, 33(10) :1537–1550, 2008.
- [245] D. Hernández-Torres, C. Turpin, X. Roboam, et B. Sareni. Techno-economical optimization of wind power production including lithium and/or hydrogen sizing in the context of the day ahead market in island grids. *Mathematics and Computers in Simulation*, 158 :162–178, 2019. ELECTRIMACS 2017, The

International Conference on Modeling and Simulation of Electric Machines, Converters and Systems (IMACS TC 1).

- [246] I. Petkov et P. Gabrielli. Power-to-hydrogen as seasonal energy storage : an uncertainty analysis for optimal design of low-carbon multi-energy systems. Applied Energy, 274 :115197, 2020.
- [247] A. Escamilla, D. Sánchez, et L. García-Rodríguez. Techno-economic study of power-to-power renewable energy storage based on the smart integration of battery, hydrogen, and micro gas turbine technologies. Energy Conversion and Management : X, 18 :100368, 2023.
- [248] L. Jin, M. Rossi, A. Monforti Ferrario, J. C. Alberizzi, M. Renzi, et G. Comodi. Integration of battery and hydrogen energy storage systems with small-scale hydropower plants in off-grid local energy communities. Energy Conversion and Management, 286 :117019, 2023.
- [249] E. Crespi, P. Colbertaldo, G. Guandalini, et S. Campanari. Design of hybrid power-to-power systems for continuous clean PV-based energy supply. International Journal of Hydrogen Energy, 46(26) :13691–13708, 2021. European Fuel Cell Conference & Exhibition 2019.
- [250] P. Colbertaldo, S. B. Agustin, S. Campanari, et J. Brouwer. Impact of hydrogen energy storage on California electric power system : Towards 100% renewable electricity. International Journal of Hydrogen Energy, 44(19) :9558–9576, 2019. Special Issue on Power To Gas and Hydrogen applications to energy systems at different scales - Building, District and National level.
- [251] M. Reuß, T. Grube, M. Robinius, P. Preuster, P. Wasserscheid, et D. Stolten. Seasonal storage and alternative carriers : A flexible hydrogen supply chain model. Applied Energy, 200 :290–302, 2017.
- [252] D. Beretta, P. Mocoteguy, G. Sessa, M. Limagne, et J.-E. Boucher. A 100% renewable isolated μ -grid in mafate. CIREN Workshop, 2018.
- [253] G. Barone, A. Buonomano, C. Forzano, G. F. Giuzio, et A. Palombo. Supporting the sustainable energy transition in the Canary islands : Simulation and optimization of multiple energy system layouts and economic scenarios. Frontiers in Sustainable Cities, 3, 2021.
- [254] J. D. Fonseca, J.-M. Commenge, M. Camargo, L. Falk, et I. D. Gil. Multi-criteria optimization for the design and operation of distributed energy systems considering sustainability dimensions. Energy, 214 :118989, 2021.
- [255] S. De-León Almaraz, C. Azzaro-Pantel, L. Montastruc, et S. Domenech. Hydrogen supply chain optimization for deployment scenarios in the Midi-Pyrénées region, France. International Journal of Hydrogen Energy, 39(23) :11831–11845, 2014.
- [256] E. Glize. Méthodes exactes pour les problèmes combinatoires bi-objectif : Application sur les problèmes de tournées de véhicules. Thèse, INSA de Toulouse, 2019.
- [257] N. Jozefowicz. Optimisation combinatoire multi-objectif : des méthodes aux problèmes, de la Terre à (presque) la Lune. Habilitation à diriger des recherches, Institut National Polytechnique de Toulouse (INP Toulouse), décembre 2013.

- [258] H. C. Hesse, M. Schimpe, D. Kucevic, et A. Jossen. Lithium-ion battery storage for the grid—a review of stationary battery storage system design tailored for applications in modern power grids. Energies, 10(12), 2017.
- [259] D. Walter, W. Atkinson, S. Mohanty, K. Bond, C. Gulli, et A. Lovins. The Battery Mineral Loop : The path from extraction to circularity. Rapport technique, RMI, 2024.
- [260] A. Lotrič, M. Sekavčnik, I. Kuštrin, et M. Mori. Life-cycle assessment of hydrogen technologies with the focus on EU critical raw materials and end-of-life strategies. International Journal of Hydrogen Energy, 46(16) :10143–10160, 2021.
- [261] E. MacA. Gray, C.J. Webb, J. Andrews, B. Shabani, P.J. Tsai, et S.L.I. Chan. Hydrogen storage for off-grid power supply. International Journal of Hydrogen Energy, 36(1) :654–663, 2011. 11th International Conference : "Hydrogen Materials Science & Chemistry of Carbon Nanomaterials".
- [262] C. Bracken, N. Voisin, C. D. Burleyson, A. M. Campbell, Z. J. Hou, et D. Broman. Standardized benchmark of historical compound wind and solar energy droughts across the Continental United States. Renewable Energy, 220 :119550, 2024.
- [263] M. Ohba, Y. Kanno, et D. Nohara. Climatology of dark doldrums in Japan. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 155 :111927, 2022.
- [264] M. Ohba, Y. Kanno, et S. Bando. Effects of meteorological and climatological factors on extremely high residual load and possible future changes. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 175 :113188, 2023.
- [265] B. Li, S. Basu, S. J. Watson, et H. W. J. Russchenberg. Mesoscale modeling of a “Dunkelflaute” event. Wind Energy, 24(1) :5–23, 2021.
- [266] Y. Matsuo, S. Endo, Y. Nagatomi, Y. Shibata, R. Komiyama, et Y. Fujii. Investigating the economics of the power sector under high penetration of variable renewable energies. Applied Energy, 267 :113956, 2020.
- [267] O. Ruhnau et S. Qvist. Storage requirements in a 100% renewable electricity system : extreme events and inter-annual variability. Environmental Research Letters, 17(4) :044018, mar 2022.
- [268] H. Kondziella, K. Specht, P. Lerch, F. Scheller, et T. Bruckner. The techno-economic potential of large-scale hydrogen storage in Germany for a climate-neutral energy system. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 182 :113430, 2023.
- [269] A. Boston, G. D Bongers, et N. Bongers. Characterisation and mitigation of renewable droughts in the Australian national electricity market. Environmental Research Communications, 4(3) :031001, mar 2022.
- [270] La Réunion sous la pluie. Imaz Press, 2006.
- [271] S. De-León Almaraz, T. Kocsis, C. Azzaro-Pantel, et Z. Oszkár Szántó. Identifying social aspects related to the hydrogen economy : Review, synthesis, and research perspectives. International Journal of Hydrogen Energy, 49 :601–618, 2024.
- [272] R. Schnee, N. Kroichvili, D. Chrenko, et R. Kriesten. How can sustainable business models and innovative value chains accelerate the transformation of

electric vehicles? Transportation Research Procedia, 70 :83–90, 2023. 8th International Electric Vehicle Conference (EVC 2023).

- [273] N. Dougier. Modélisation systémique pour l'optimisation multi-objectifs de systèmes énergétiques – Application aux micro-réseaux électriques isolés. Thèse, HESAM Université, janvier 2022.
- [274] Véhicules particuliers vendus en France - Consommations conventionnelles de carburant et émissions de CO₂. Rapport technique, ADEME, 2012.

ANNEXE A

Publications liées au travail de thèse

Le travail présenté dans ce manuscrit a été valorisé via les publications et communications suivantes.

Revue internationale

- D. Grondin, C. Tang, A. Barney, **A. François**, H. Polatidis, M. Benne et B. Morel, « Long-term energy scenario ranking with MCDA analysis : the case of Reunion Island », *Smart Energy*, Volume 17, 2025, 100171, ISSN 2666-9552, doi : 10.1016/j.segy.2024.100171.
- **A. François**, R. Roche, D. Grondin, N. Winckel et M. Benne, « Investigating the use of hydrogen and battery electric vehicles for public transport : a technical, economical and environmental assessment », *Applied Energy*, Volume 375, 2024, 124143, ISSN 0306-2619, doi : 10.1016/j.apenergy.2024.124143.
- **A. François**, R. Roche, D. Grondin et M. Benne, « Assessment of medium and long term scenarios for the electrical autonomy in island territories : The Reunion Island case study », *Renewable Energy*, Volume 216, 2023, 119093, ISSN 0960-1481, doi : 10.1016/j.renene.2023.119093.

Conférences internationales et nationales

- **A. François**, R. Roche, D. Grondin, B. Morel et M. Benne, « Climate change impact on photovoltaic production, electricity demand and storage requirements in the south-west Indian Ocean », *2024 1st International Conference on Smart Energy Systems and Artificial Intelligence (SESIAI)*, Mauritius, 2024, pp. 1-6, doi : 10.1109/SESIAI61023.2024.10599435.
- **A. François**, R. Roche, D. Grondin et M. Benne, « Modeling and Sizing of a Hydrogen Bus Refueling Infrastructure - A Case Study for Reunion Island », *2023 IEEE Belgrade PowerTech*, Belgrade, Serbia, 2023, pp. 01-06, doi : 10.1109/PowerTech55446.2023.10202824.
- C. Duncan, **A. François**, R. Roche, M.-C. Pera et S. Jemei, « Minimization of Variable Renewable Energy Curtailment in an Islanded System using Power-to-Gas Technology : a Reunion Island Case Study », *2022 IEEE PES*

Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), Novi Sad, Serbia, juin 2022, pp. 1-5, doi : 10.1109/ISGT-Europe54678.2022.9960679.

- **A. François**, R. Roche, D. Grondin et M. Benne, « Intégration de l'hydrogène dans le réseau électrique de La Réunion : scénarios et impacts », *Conférence des Jeunes Chercheurs en Génie Électrique*, juin 2022, Le Croisic, France.

Autres communications

- **A. François**, « Integrating hydrogen in non-interconnected islands », *2nd PyPSA User Meeting*, mai 2024, online.
- **A. François**, R. Roche, D. Grondin et M. Benne, « Modélisation et dimensionnement de stations de recharge de bus à hydrogène - application à La Réunion », *Journées de la Fédération de Recherche Hydrogène du CNRS*, mai 2023, Saint-Gilles, France.

ANNEXE B

Estimation de l'impact carbone de la thèse

L'objectif de cette annexe, inspirée de [273], consiste à évaluer les émissions de gaz à effet de serre liées à la thèse effectuée sur trois ans. Suivant la méthodologie présentée dans le manuscrit dont la présente courte étude est tirée, les émissions prises en compte proviennent de quatre postes d'émissions différents : les déplacements professionnels, les trajets entre le domicile et le lieu de travail, l'achat de matériel informatique et la consommation d'électricité induite.

Déplacements professionnels

Le travail de thèse a entraîné plusieurs déplacements, que ce soit pour des conférences nationales ou internationales, des enseignements, des formations doctorales, des séminaires ou encore des réunions de projet. De plus, il a été convenu dès le début du travail que la thèse se déroulerait pour moitié à La Réunion, impliquant au moins un aller-retour en avion. Les trajets effectués sont résumés dans la Table B.1. Les émissions moyennes de CO₂ de certains trajets ont été fournies lors de la réservation. Afin d'avoir une base de calcul similaire pour chaque déplacement, celles-ci n'ont pas été prises en compte et ont été recalculées. La méthodologie décrite dans [201] a été suivie, et les différents paramètres utilisés sont décrits dans la Table B.2. La consommation des différents avions est déterminée à partir du kilométrage parcouru et du nombre de passagers transportés. Dans le cas de la voiture, les émissions totales (résumées dans la Table B.1) ont été divisés par quatre, prenant en compte le nombre de passagers présents dans le véhicule lors du trajet. Les résultats montrent ainsi un total de **3,7 tCO₂eq** émises pour les déplacements professionnels lors des trois années de thèse. Sans surprise, les trajets les plus impactants sont ceux effectués en avion, dans le cadre du déménagement à La Réunion et de la conférence internationale en Serbie. Il est cependant important de rappeler que le déplacement à La Réunion a été nécessaire pour se rendre compte des différentes contraintes locales existantes. Le déplacement en Serbie quant à lui a été mutualisé avec une période de vacances et une réunion du projet HyLES.

Trajets domicile-travail

Le deuxième poste des émissions considéré est celui des trajets domicile-travail. Lors de la première moitié de la thèse, la majorité de ces trajets a été effectuée à vélo, et aucune émission ne sera considérée.

Déplacement	Motif	Moyen	Distance (km)	Émissions (kgCO ₂ eq)
Belfort - Besançon	Rentrée FEMTO-ST	Voiture	190	4,8
Belfort - Dijon	Rentrée ED SPIM	Voiture	366	9,2
Belfort - Corse	Réunion projet HyLES	TGV, Avion	2 688	259,8
Belfort - Besançon (AS)	Séminaire FEMTO-ST	Autocar	95	3,2
Belfort - Montbéliard	Enseignement	TER	15	1,2
Belfort - Le Croisic	Conférence JCGE	TGV	1 776	6,0
Paris - St-Denis	Déménagement	Avion	18 670	1 550,1
St-Denis - Belgrade	Conférence PowerTech	Avion	21 525	1 883,7
Paris - Belfort	Réunion projet HyLES	TGV	873	2,9
St-Denis - St-Gilles	Plénières FrH2	Voiture	72	1,8
St-Denis - Port Louis	Conférence SESAI	Avion	462	54,0

TABLE B.1 – Description des déplacements effectués au cours des trois années de thèse. Tous sont des déplacements en aller-retour, sauf un spécifié comme allé simple (AS).

Moyen	Facteur d'émission	Consommation /passager
Avion Corse	3,075 kgCO ₂ eq./L	0,046 L/km
Avion Réunion	3,075 kgCO ₂ eq./L	0,027 L/km
Avion Belgrade	3,075 kgCO ₂ eq./L	0,038 L/km
Avion Maurice	3,075 kgCO ₂ eq./L	0,038 L/km
TGV	0,048 kgCO ₂ eq./kWh	0,070 kWh/km
TER	3,170 kgCO ₂ eq./L	0,025 L/km
Autocar	3,160 kgCO ₂ eq./L	0,042 L/km
Voiture	2,800 kgCO ₂ eq./L	0,036 L/km

TABLE B.2 – Facteurs d'émissions et données de consommation pour les moyens de déplacement empruntés. Toutes les données sont tirées de [201], excepté la consommation de la voiture, tirée de [274] et assimilée à celle d'une Clio.

Durant les douze premiers mois de la seconde moitié de la thèse, les trajets quotidiens ont été effectués en téléphérique. Une consommation de 0,448 kWh/km/passagers et un facteur d'émission de 0,78 kgCO₂eq./kWh sont considérés [201]. Ainsi, un total de 234,4 kgCO₂eq ont été émis. À titre de comparaison, avec un mix électrique d'origine métropolitaine (0,048 kgCO₂eq./kWh [201]), ces émissions ne seraient que de 14 kgCO₂eq.

Durant les six derniers mois de la thèse, des trajets ont été effectués en voiture à hauteur de trois jours par semaine en moyenne. En prenant en compte des trajets en téléphérique le reste du temps, un impact de 76,8 kgCO₂eq est obtenu pour ces six derniers mois. La différence d'impact obtenue souligne l'importance de décarboner le mix électrique réunionnais pour encourager l'électrification des moyens de transport locaux, ainsi que pour encourager les réunionnais à les utiliser.

Au final, un total de **311,2 kgCO₂eq** est obtenu pour les trajets domicile-travail sur les trois années de thèse.

Achat de matériel informatique

Le troisième poste d'émission considéré est celui de l'achat de matériel informatique. Durant les trois années de thèse, quatre écrans et trois unités centrales ont

été utilisées. D’après la base Empreinte de l’ADEME [130], le facteur d’émission d’un écran de 23,8 pouces est de 248 kgCO₂eq, et celui d’une unité centrale est de 169 kgCO₂eq. En considérant que ce matériel informatique a déjà été utilisé par d’autres personnes, et le sera encore à l’avenir, on attribuera un tiers des émissions au présent travail. Cela représente un total de **500 kgCO₂eq**.

Consommation du matériel informatique

Le quatrième poste d’émission considéré est celui de la consommation électrique des équipements informatiques. En effet, la totalité des résultats présentés dans le présent manuscrit ont été obtenus à l’aide de simulations informatiques. On supposera ainsi une utilisation d’environ 8 000 heures, dont la moitié ayant été à Belfort et l’autre moitié à La Réunion. En considérant une puissance moyenne de 200 W, cela représente 800 kWh sur chaque territoire. En prenant en compte l’impact des mix électriques de chaque territoire, cela représente un total de **662,4 kgCO₂eq** (dont 624 kgCO₂eq pour l’année et demie à La Réunion).

La consommation électrique dans les bureaux, que ce soit en lumière, en climatisation, en ventilation ou en chauffage a été négligée. Les résultats obtenus sont résumés dans la Table B.3.

Poste	Émissions
Déplacements professionnels	3 677 kgCO ₂ eq
Trajets domicile-travail	311 kgCO ₂ eq
Matériel informatique	499,7 kgCO ₂ eq
Consommation informatique	662,4 kgCO ₂ eq
Total	5 150,1 kgCO₂eq

TABLE B.3 – Total des émissions durant les trois années de thèse.

Un total de 5,2 tCO₂eq est obtenu pour les trois années de thèse, soit environ 1,7 tCO₂eq par année. En considérant que, pour atteindre les objectifs fixés par l’Accord de Paris, l’empreinte carbone annuelle moyenne par personne doit être de 2 tCO₂eq, l’impact d’un tel travail de thèse est en mesure baisser dans les années à venir.

En effet, des améliorations sont possibles. Sur le poste d’émissions le plus important, les déplacements professionnels, il est important de privilégier les conférences accessibles en train. Il est aussi nécessaire que les universités et laboratoires autorisent les personnels à privilégier le train même si un trajet en avion plus rapide est possible. Cette pratique commence à émerger dans certaines entreprises, mais reste encore marginale.

Concernant le deuxième poste d’émissions du présent travail de thèse, il est important de ne pas systématiquement acheter du matériel neuf pour chaque nouveau doctorant. En effet, avec une bonne utilisation, un matériel informatique doit durer plus de trois ans.

Les différents calculs détaillés ont montré l’importance d’avoir un mix électrique décarboné. Peu d’améliorations peuvent être proposées ici afin de réduire l’intensité carbone du mix électrique de La Réunion, autres que les résultats présentés dans le développement du présent manuscrit.

ANNEXE C

Données nécessaires au fonctionnement du modèle

Dans cette annexe, les données utilisées par le modèle d'optimisation sont regroupées.

Données réseau

La liste des données du réseau électrique, propres à chaque cas d'étude, est renseignée dans la table ci-dessous.

Données	Spécificité
Postes source	Nombre, localisation
Production électrique	Puissance nominale, poste source affilié
Consommation électrique	Puissance horaire sur 1 an, poste source affilié
Lignes électriques	Longueur, capacité, postes source reliés

TABLE C.1 – Données nécessaires du réseau électrique, propres à chaque cas d'étude.

Données technico-économiques

Les données techniques et économiques sont utilisées pour l'optimisation économique du modèle. Dans la table suivante, les tirets correspondent à une valeur identique en 2030 et en 2050, alors que les croix indiquent que la valeur n'est pas nécessaire pour l'horizon visé, la filière de production n'étant pas considérée dans le présent manuscrit.

Technologie	Paramètre	2030	2050	Unité	Source
PV	CAPEX	840	640	k€/MW	[123]
	O&M fixe	10,7	8,9	k€/MW/an	[123]
	Durée de vie	40	-	ans	[123]
Eolien onshore	CAPEX	2	-	M€/MW	[78]
	O&M fixe	13,4	12,1	k€/MW/an	[123]
	O&M variable	1,44	1,3	€/MWh	[123]
	Durée de vie	30	-	ans	[123]
Eolien offshore	CAPEX	x	1,64	M€/MW	[123]
	O&M fixe	x	33	k€/MW/an	[123]

	O&M variable	x	3,25	€/MWh	[123]
	Durée de vie	30	-	ans	[123]
Hydraulique	CAPEX	3,13	-	M€/MW	[78]
	O&M fixe	2	-	% CAPEX	[78]
	O&M variable	1	-	€/kWh	Hypothèse
	Durée de vie	50	-	ans	[78]
TAC bioéthanol	CAPEX	1,5	-	M€/MW	[78]
	O&M variable	94	-	€/MWh	[78]
	Disponibilité	0,5	-	/	Hypothèse
	Durée de vie	30	-	ans	[78]
Biogaz	CAPEX	5,4	-	M€/MW	[78]
	O&M variable	15	-	€/MWh	[78]
	Disponibilité	0,5	-	/	Hypothèse
	Durée de vie	30	-	ans	[78]
Biomasse locale	CAPEX	2,2	-	M€/MW	[78]
	O&M fixe	80	-	k€/MW/an	[78]
	O&M variable	172,5	-	€/MWh	[78]
	Durée de vie	20	-	ans	[78]
Biomasse liquide	Coût importation	40,23	x	€/MWh	[124]
Bagasse	CAPEX	4,6	-	M€/MW	[78]
	O&M fixe	140	-	k€/MW/an	[78]
	O&M variable	60	-	€/MWh	[78]
	Coût importation	5,65	x	€/MWh	[124]
ETM	CAPEX	x	8,8	M€/MW	[125]
	CAPEX base	x	43,7	M€	[125]
	O&M fixe	x	3	% CAPEX	[125]
	O&M variable	x	250	€/MWh	[57]
	Durée de vie	30	-	ans	[78]
Géothermie	CAPEX	x	2,53	M€/MW	[123]
	O&M fixe	x	21,2	k€/MW/an	[123]
	O&M variable	x	6,23	€/MWh	[123]
	Durée de vie	30	-	ans	[123]
TAC fioul/gazole	CAPEX	360	x	k€/MW	[124]
	O&M fixe	9	x	k€/MW/an	[123]
	O&M variable	6,38	x	€/MWh	[123]
	Coût importation	40,23	x	€/MWh	[123]
Électrolyseur	CAPEX	410	-	€/kW	[180]
	O&M variable	154	184	€/MWh	[196]
	O&M fixe	2	-	% CAPEX / an	[180]
	Consommation	50	-	kWh/kgH ₂	[196]
	Durée de vie	15	-	ans	[196]
Compresseur	CAPEX	550	400	€/kW	[180]
	O&M fixe	4	-	% CAPEX / an	[180]
	Consommation	1,68	-	kWh/kgH ₂	[195]
	Durée de vie	15	-	ans	[180]
PAC	CAPEX	x	40	€/kW	[180]
	Rendement	x	0,65	/	[180]

	Durée de vie	x	10	ans	[123]
Stockage hydrogène	CAPEX	1350	733	€/kgH ₂	[36, 218]
	O&M fixe	3	-	% CAPEX / an	[158]
	Durée de vie	30	-	ans	[36]
Batterie	CAPEX	660	270	k€/MWh	[36]
	O&M fixe	570	-	€/MWh/an	[36]
	O&M variable	1,91	1,7	€/MWh	[36]
	Durée de vie	25	30	ans	[36]
	Auto-décharge	0,1	-	%/jour	[36]
	Efficacité de charge	0,985	-	/	[36]
	Efficacité de décharge	0,975	-	/	[36]

TABLE C.2 – Données techniques et économiques utilisées pour les optimisations.

Données environnementales

Les données environnementales utilisées sont de deux types. Les premières concernent le facteur d'émission des technologies de production d'électricité. Celles-ci sont décrites dans la table suivante, et sont liées à la fabrication et à la maintenance des technologies. Pour les filières biomasse et fossile, la phase de combustion est aussi prise en compte. Toutes les données viennent de [130].

Technologie	GES (kgCO ₂ eq/MWh)
PV	43,9
Eolien onshore	14,1
Eolien offshore	15,6
Hydraulique	6
Biomasse	228,3
Bagasse	228,3
TAC bioéthanol	342,4
Biogaz	342,4
ETM	20
Géothermie	45
TAC fioul/gazole	730

TABLE C.3 – Facteurs d'émission des technologies de production d'électricité.

Les secondes données environnementales utilisées sont celles du potentiel de réchauffement global (GWP) des batteries, électrolyseur, stockage d'hydrogène et pile à combustible. Celles-ci sont rappelées dans la table suivante. L'impact de la phase de transport des technologies n'est pas pris en compte, car pouvant varier selon les cas d'étude.

Technologie	GWP sans recyclage	GWP avec recyclage	Référence
Batterie LFP	227,72 kgCO ₂ eq/kWh	127,45 kgCO ₂ eq/kWh	[200]
Batterie NMC	160,85 kgCO ₂ eq/kWh	128,48 kgCO ₂ eq/kWh	[200]
Électrolyseur	378,4 kgCO ₂ eq/kW	244,58 kgCO ₂ eq/kW	[260]
Stockage H ₂	8,49 kgCO ₂ eq/kWh	x	[199]
PAC	42,94 kgCO ₂ eq/kW	29,47 kgCO ₂ eq/kW	[199]

TABLE C.4 – Données de GWP des technologies sans la phase de transport.

Données météorologiques

Les différentes données météorologiques nécessaires sont listées dans la table suivante. Celle-ci peuvent ensuite être utilisées au sein de modèles de production de l'électricité dépendant des conditions météorologiques. Ceux-ci doivent être déterminés en avant, pour chaque cas d'étude.

Données	Spécificité
Température	Horaire, poste source, TMY
Rayonnement	Horaire, poste source, TMY
Vent	Horaire, poste source
Précipitations	Annuelle, poste source

TABLE C.5 – Données du météorologique, propres à chaque cas d'étude.