



Intégration de l'analyse de cycle de vie dans l'étude de la production électrique en milieux insulaires

Vanessa Rakotoson

► To cite this version:

Vanessa Rakotoson. Intégration de l'analyse de cycle de vie dans l'étude de la production électrique en milieux insulaires. Energie électrique. Université de la Réunion, 2018. Français. NNT : 2018LARE0035 . tel-02307247

HAL Id: tel-02307247

<https://theses.hal.science/tel-02307247>

Submitted on 7 Oct 2019

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.

Ecole doctorale 542 : « Sciences Technologie Santé »

Doctorat Université de La Réunion

THÈSE

pour obtenir le grade de docteur délivré par

L'Université de La Réunion

Spécialité doctorale : « Physique Energétique »

présentée et soutenue publiquement par

Vanessa RAKOTOSON RADANIELINA

07 Décembre 2018

Intégration de l'Analyse de Cycle de Vie dans l'étude de la production électrique en milieux insulaires

Jury

Belkacem ZEGHMATI, Professeur, Université de Perpignan Via Domitia
Bienvenue RANAIVO RABEHAJA, Professeur, Université d'Antananarivo
Jean Claude GATINA, Professeur, Université de La Réunion
Dinesh SURROOP, Maître de Conférences, Université de Maurice
Laetitia ADELARD, Maître de Conférences HDR, Université de La Réunion
Jean Philippe PRAENE, Maître de Conférences, Université de La Réunion

Rapporteur
Rapporteur
Examineur
Examineur
Directrice
Encadrant

Laboratoire **PIMENT**,
Equipe d'Accueil, EA 4518
117 rue du Général Ailleret, 97430 Le Tampon, La Réunion, France

Cette thèse a reçu le soutien financier de la Région Réunion et de l'Union Européenne - Fonds européen de développement régional (FEDER), dans le cadre du Programme Opérationnel de Coopération Territoriale.

Remerciements

Cette thèse a reçu le soutien financier de la Région Réunion et de l'Union Européenne – Fonds européen de développement régional (FEDER), dans le cadre du Programme Opérationnel de Coopération Territoriale et a été effectué au sein du Laboratoire PIMENT de l'Université de La Réunion.

Je voudrai tout d'abord remercier Laetitia ADELARD d'avoir accepté d'être ma directrice de thèse. Je la remercie pour son sourire et sa bonne humeur au cours de ces 3 ans de recherche et son accompagnement. Je remercie également Alain BASTIDE, directeur du Laboratoire PIMENT, de m'avoir accueillie au sein du laboratoire. Je remercie également tous les membres du département SBE, vous étiez tous forts sympathiques durant toutes ces années.

Je tiens à exprimer toute ma gratitude, mes respects et mes chaleureux remerciements envers Jean Philippe PRAENE, mon encadrant principal, sans qui rien de tout cela n'aurait pu prendre forme. Depuis mon Master, il m'a accompagnée et proposée de poursuivre en thèse. Sa patience, sa persévérance, son soutien depuis le premier jour où j'ai franchi le pas de venir à La Réunion loin de ma famille et de ma patrie, sa bonne humeur, les petits mots d'encouragement (et de coup de pression :-)) ont rythmé ces travaux de thèse. Encore merci, merci, merci.

Je tiens à exprimer mes sincères remerciements aux Professeurs Belkacem ZEGHMATI et Bienvenue RANAIVO RABEHAJA d'avoir accepté de rapporter ce travail malgré toutes vos responsabilités. Je remercie également tous les membres du jurys qui ont bien voulu me faire l'honneur de siéger à ce jury : Pr Jean Claude GATINA et Dr Dinesh SURROOP. Je remercie également Dr Fiona SORA, Dr Bruno MALET-DAMOUR et Dr Hery Tiana RAKOTONDRAMARANA d'avoir pris de leur temps pour examiner ce travail malgré un petit contre-temps de dernière minute.

Je remercie également tous mes collègues et amis doctorants du laboratoire, Jennifer, Virginie, Hélène, Arthur, Kelvin, Michael, Eve, Leslie, pour ces années où vous étiez ma deuxième famille, un clin d'oeil spécial à ceux qui étaient en phase terminale avec moi Karim, Édouard, Loïc, Sidiki. Vous avez tous su m'intégrer, chacun à votre manière. Merci pour les fous rires au bureau, les discussions, les échanges, les conseils et les encouragements des derniers moments. Je n'oublie pas les jeunes docteurs et amis qui m'ont précédé, Garry, Christelle, Elasad et Delphine, vous étiez les premiers avec qui j'ai commencé cette aventure.

Sans oublier les membres de tri-escalier, je pense particulièrement à mes amis du RAI (Zo, Myrasoa, Tsiory, Ravaka, Cathucia, Hasina, Faly, Miangaly, Pierrot) merci pour

ces soirées jeux à n'en plus finir et les moments de rigolade durant les randonnées. Ces moments de sortie qui me rappellent à quel point j'ai de la chance d'avoir un cercle d'amis pour décompresser de temps en temps. J'achète!!!

À ma meilleure amie Holy, même à des kilomètres, toutes nos discussions m'ont permis de m'évader, merci à toi celle qui me comprend sur tous les plans, et encouragé surtout dans les derniers moments de la rédaction, et nos parties de Scrabble. Hâte qu'on se revoie.

Je remercie également toute ma famille qui m'ont toujours soutenue et encouragée, même si j'ai dû les quitter pour pouvoir vivre cette aventure de la thèse. Les mots d'encouragement de partout ont vraiment beaucoup aidé dans les moments de solitude. Merci Pépé et Mémé de m'avoir si bien accueillie ici, pour tous ces week-ends passés ensemble, à parcourir un peu l'île ou tout simplement pour les fois où on s'est reposés tranquillement loin des tracas de la thèse, merci!

Un grand merci particulier à Sandra, Valérie et Fabrice. Merci pour toutes ces discussions qui m'ont permis de vivre comme si j'étais à vos côtés, pas loin. Merci pour tous les encouragements, et on ne se le dit pas souvent mais je vous aime!

Une pensée particulière à ma maman adorée, sans qui je ne serai pas là, qui m'a toujours encouragée à poursuivre mes études, qui nous a élevée toute seule. Avec tout ton amour, nous, tes enfants sommes à présent grands et tu peux être fière de tout ce que tu as accompli pour nous. Sans tous les sacrifices que tu as faits pour nous, nous ne serions pas là où nous sommes. Pour tout ça merci, merci est un bien petit mot pour ton soutien indéfectible. Merci Maman chérie!!

Et enfin, un grand merci à l'amour de ma vie, mon chéri, mon mari Misa, sans qui je n'aurai jamais fait le pas de découvrir ce qu'est la recherche. Merci pour ton amour, car malgré la distance qui nous a séparés durant ces trois ans et des poussières de thèse, tu m'as toujours motivée à aller jusqu'au bout, à ne pas baisser les bras. Au cours de cette aventure que nous avons vécue à deux, on s'est soutenus moralement, amoureuxment, et je ne t'en remercierai jamais assez. Hâte de vivre de nouvelles aventures à tes côtés pour la vie, Je t'aime.

Table des matières

Remerciements	iii
Table des matières	vii
Liste des tableaux	x
Liste des figures	xiii
1 Contexte général	1
1.1 Contexte énergétique, politique et environnemental	2
1.1.1 Situation actuelle de la production d'électricité dans le monde	2
1.1.2 Contexte politique et environnemental	4
1.2 Ile de la Réunion, énergie et ambitions	8
1.2.1 Situation de la production d'électricité	8
1.2.2 Application des politiques environnementales en local	17
1.3 Problématique de la thèse	19
1.3.1 Méthodologie générale	19
2 État de l'art bibliographique	21
2.1 Évaluation des systèmes de production d'électricité	22
2.1.1 ACV conséquentielle ou attributionnelle	22
2.1.2 Les outils d'évaluation existants, avantages et inconvénients	24
2.2 Prospective et planification énergétique	26
2.2.1 Méthodes et typologie de développement de scénario	26
2.2.2 Les outils de planification énergétique	30
2.3 Travaux de planification sur La Réunion	33
2.4 Conclusion du chapitre	36
3 Analyse de cycle de vie de la production d'électricité	37
3.1 Application du cadre méthodologique de l'ACV	39
3.1.1 Définition de l'objectif et du champ de l'étude	39
3.1.2 Inventaire du cycle de vie	40

3.1.3	Évaluation des impacts du cycle de vie	41
3.2	Conception de l'outil d'évaluation des impacts environnementaux	42
3.2.1	Procédure de constitution de la base de données	43
3.2.2	Développement de l'outil d'évaluation	46
3.3	Évaluation de la qualité environnementale de la production électrique réunionnaise	51
3.3.1	Analyse élémentaire des centrales de production	52
3.3.2	Évaluation de la production d'électricité	60
3.4	Conclusion du chapitre	62
4	Application de l'outil d'évaluation sur des territoires insulaires	63
4.1	Abstract	64
4.2	Introduction	64
4.3	Overview of the electricity sector	65
4.4	Materials and methods	67
4.4.1	Scope and system boundary	68
4.4.2	Life-cycle inventories and modeling	68
4.5	Results and discussion	70
4.5.1	Selected environmental burdens	70
4.5.2	Global warming potential (GWP)	71
4.5.3	Other impacts	72
4.6	Principal component analysis (PCA)	73
4.7	Conclusion	77
4.8	Conclusion du chapitre	77
5	Développement du modèle scénario de production électrique	79
5.1	Modélisation de scénarios de perspectives énergétiques	80
5.1.1	Méthodologie générale	80
5.1.2	Présentation générale de la structure	81
5.2	Détermination des différentes contraintes à affecter au modèle	83
5.2.1	Contraintes environnementales : Évolution des émissions de GES	83

Table des matières

5.2.2	Contraintes socio-économiques : Évolution de la demande en électricité	85
5.2.3	Contraintes techniques : évolution des technologies de production	86
5.2.4	Contraintes économiques	91
5.3	Proposition de scénarios prospectifs	94
5.3.1	Définitions des scénarios	94
5.3.2	Transposition des contraintes dans le modèle	98
5.4	Résultats et discussions sur les scénarios prospectifs	99
5.4.1	Production d'électricité	99
5.4.2	Contribution des centrales	100
5.4.3	Puissance nécessaire	102
5.4.4	Évolution des émissions	103
5.4.5	Coût de production	104
5.4.6	Comparaison avec d'autres scénarios de planification.	106
5.5	Conclusion du chapitre	106
6	Conclusion et perspectives	107
	Références bibliographiques	113

Liste des tableaux

1.1	Scénario d'évolution de référence de la demande et la production d'électricité dans le monde, et répartition du mix électrique mondial [IEA 2015]	3
1.2	Quelques dates clés des conférences sur le changement climatique	6
1.3	Mise en service des centrales hydrauliques présentes à La Réunion	12
1.4	Historique de la production d'électricité à partir de la bagasse à La Réunion [SPL Energies Réunion 2016]	13
2.1	Exemples d'études d'ACV menés sur des territoires avec différents outils et bases de données pour l'évaluation	23
3.1	Tableau d'équivalence des principales substances en kg équivalent, selon les indicateurs [Asdrubali 2015]	50
3.2	Système de production d'électricité à partir d'EnR de base	52
3.3	Résultats des charges environnementales pour la bagasse	53
3.4	Résultats des charges environnementales pour le biogaz	54
3.5	Résultats des charges environnementales pour l'hydraulique	55
3.6	Système de production d'électricité à partir d'EnR intermittentes	56
3.7	Résultats des charges environnementales pour le solaire PV	56
3.8	Résultats des charges environnementales pour l'éolien	57
3.9	Système de production d'électricité à partir des centrales thermiques . . .	58
3.10	Résultats des charges environnementales pour les centrales à base de fioul lourd	58
3.11	Résultats des charges environnementales pour les moteurs diesels	59
3.12	Résultats des charges environnementales pour les centrales à base de charbon	59
3.13	Résultats des indicateurs environnementaux en 2000 et en 2015	60
3.14	Évolution des indicateurs environnementaux de 2001 à 2014	61
4.1	Data and assumptions for electricity generation in French insular territories in 2013	65

4.2	Classification of the FOT using the world mix typology based on [Herbert 2016]	74
4.3	Geographical and economic situation, electricity production and the environmental burdens of the FOT	74
4.4	Eigenvalues	74
4.5	Results for the individual territories (coordinates, square cosine and contributions)	76
4.6	Results for the variables (coordinates, square cosine and contributions) .	76
5.1	Évolution du facteur d'émission cible entre 2000 et 2050	84
5.2	Indicateur d'écarts de l'approximation des facteurs d'émissions	85
5.3	Scénarios de croissance de la demande d'électricité en GWh	86
5.4	Durée de fonctionnement des technologies à bases d'énergies renouvelables	88
5.5	Coûts de référence de 1 MWh électrique selon les technologies à La Réunion, sur la base de la production électrique de 2013	92
5.6	Coût estimé de 1 MWh électrique par filière de production à partir de la méthode des moindres carrés ordinaires	93
5.7	Description des différents scénarios avec les paramètres considérés	96
5.8	Puissance installée requise pour les centrales à base d'énergies renouvelables suivant les scénarios en 2030 et 2050 , en MW	102
5.9	RMSE et R^2 des scénarios par rapport à la courbe optimale de réduction du facteur d'émission électrique	103
5.10	Coût de production du MWh électrique produit des scénarios de 2020 à 2050	104

Liste des figures

1.1	Répartition de la production électrique mondiale par source d'énergies primaires [IEA 2017b]. <i>Autres</i> regroupent l'énergie des mers, le solaire, l'éolienne, la géothermie, les biocarburants, les déchets et autres.	2
1.2	Mix électrique en France métropolitaine en 2015 [RTE 2016]	4
1.3	Zonage climatique de la Réunion suivant les prescriptions de l'outil PERENE [Région Réunion 2009]	8
1.4	Historique de la production d'électricité à La Réunion de 2000 à 2015, d'après les données de [SPL Energies Réunion 2017]	9
1.5	Chaine de transformation des énergies pour la production d'électricité, d'après les données de [SPL Energies Réunion 2017]. EnR représente les énergies renouvelables, EnF représente les énergies fossiles ; ktep (kilo tonne équivalent pétrole)	10
1.6	Caractéristiques de la production électrique à base d'énergie fossiles (a) Charbon, (b) Fioul lourd et moteurs diesels	11
1.7	Évolution de la production d'électricité issue de l'hydro-électricité	12
1.8	Moyenne annuelle des cumuls pluviométriques à La Réunion sur la période 1981-2010 [Météo France 2016]	13
1.9	Évolution de la production d'électricité issue du biogaz	14
1.10	Caractéristiques des énergies intermittentes (a) Energie éolienne (b) Solaire photovoltaïque	15
1.11	Localisation des centrales de production à La Réunion[EDF Réunion 2018]	16
1.12	Contexte et politique environnementale de La Réunion, récapitulation des ambitions de réduction des gaz à effet de serre	18
2.1	Les niveaux de décisions à considérer pour une planification énergétique d'après [Thery 2009]	29
3.1	Les différentes phases de l'ACV selon [ISO 14040 2006]	38
3.2	Organigramme du système de produit production d'électricité	40
3.3	Éléments obligatoires de la phase d'ACVI selon [ISO 14040 2006]	42
3.4	Classification des résultats d'inventaire en indicateurs environnementaux et en catégories d'impact	42

3.5	Exemple de chaine de processus d'une centrale de production à partir de GEMIS	44
3.6	Les éléments constitutifs de l'outil d'évaluation	47
3.7	Contribution de la bagasse dans le mix électrique [%]	53
3.8	Contribution du biogaz dans le mix électrique [%]	54
3.9	Contribution de l'hydraulique dans le mix électrique [%]	55
3.10	Contribution du solaire PV dans le mix électrique [%]	56
3.11	Contribution de l'éolien dans le mix électrique [%]	57
3.12	Contribution des centrales à base de fioul lourd dans le mix électrique [%]	58
3.13	Contribution des moteurs diesels dans le mix électrique [%]	59
3.14	Contribution de centrales à base de charbon dans le mix électrique [%]	59
3.15	Comparaison des indicateurs environnementales entre l'année 2000 et 2015	60
4.1	Overview of the energy sources in the studied departments' electricity mixes. HFO : Heavy fuel oil; LFO : Light fuel oil. Other RESs include bagasse, biogas, biomass, and wind energy production.	67
4.2	Cradle-to-gate life cycle stages of the electricity production system (modified from [Gujba 2010] and [Brizmohun 2015])	69
4.3	Methodology and data used to assess the potential environmental impacts combining GEMIS, the LCA methodology and MATLAB	70
4.4	Environmental impacts from 1 kWhe produced [C : Corsica, GP : Guadeloupe, GY : French Guyana, MQ : Martinique, YT : Mayotte, RE : Reunion]	71
4.5	Potential impacts generated per life-cycle stage per 1 kWhe produced : (a) GWP [kg CO ₂ -eq], (c) AP [g SO ₂ -eq], (e) TOPP [g NMVOC-eq]. Share of each technology at life cycle stage : (b) GWP, (d) AP, (f) TOPP	73
4.6	Scree plot of the eigenvalues	75
4.7	Principal component analysis : a biplot of variables and individuals factor maps	75
5.1	Définition des facteurs d'émissions électrique cibles sur la période de 2015 à 2050	84
5.2	Évolution de la demande en électricité suivant les scénario de référence MDE, le scénario MDE renforcé et le scénario suivant le PPE	87

Liste des figures

5.3	Production d'électricité issue de la bagasse sous trois scénarios de culture : canne normale, canne haute fibre et canne énergie avec une diminution de la surface agricole	90
5.4	Répartition de la production électrique à La Réunion, entre 2015 et 2050 suivant les différents scénarios	100
5.5	Variation de la contribution de chaque centrale de production, sur les scénarios <i>Ba : Bagasse</i> , <i>Bi : Biogaz</i> , <i>C : Charbon</i> , <i>GO : Moteurs diesels</i> , <i>G : Géothermie</i> , <i>Hy : Hydraulique</i> , <i>HF : Fioul lourd</i> , <i>PV : Solaire PV</i> , <i>Eo : Éolien</i> , <i>Et : ETM</i>	101
5.6	Évolution des facteurs d'émissions électriques des scénarios, comparés à la courbe optimale de la politique environnementale	103
5.7	Comparaison des indicateurs environnementaux pour un UF issu des scénarios de production par rapport à l'année de référence 1990, (a) Pour les scénarios sans contrainte de coût (b) Pour les scénarios avec contrainte de coût	105

Contexte général

Sommaire

1.1 Contexte énergétique, politique et environnemental	2
1.1.1 Situation actuelle de la production d'électricité dans le monde . . .	2
1.1.2 Contexte politique et environnemental	4
1.2 Ile de la Réunion, énergie et ambitions	8
1.2.1 Situation de la production d'électricité	8
1.2.1.1 Production d'électricité à base d'énergies fossiles	10
1.2.1.2 Production d'électricité à base d'énergies renouvelables .	11
1.2.1.3 Potentialités et développement du parc de production . .	15
1.2.2 Application des politiques environnementales en local	17
1.3 Problématique de la thèse	19
1.3.1 Méthodologie générale	19

C E premier chapitre a pour objectif de présenter les différents contextes dans lesquels s'inscrit notre étude. La compréhension de la production et de la consommation d'énergie dans un contexte global est présentée dans un premier temps, avec un focus particulier sur l'énergie électrique. Les politiques environnementales définies à l'échelle mondiale, européenne et nationale sont ensuite présentées . Le cas des milieux insulaires est particulièrement étudié dans ces travaux, compte tenu des diverses contraintes auxquels ils sont soumis et les singularités auxquels ils sont confrontés. Pour mieux illustrer ce cas, nous avons focalisé le développement de ces travaux sur le cas de La Réunion. La situation de la production d'électricité à La Réunion est alors présentée, selon les sources d'énergies utilisées et présentes sur le territoire.

1.1 Contexte énergétique, politique et environnemental

1.1.1 Situation actuelle de la production d'électricité dans le monde

Au cours des 40 dernières années, la production électrique mondiale ne cesse d'augmenter : en 2015, elle représente une valeur de 4 fois plus grande que celle produite en 1973, respectivement 24 255 TWh et 6 131 TWh [IEA 2017b], soit une augmentation annuelle moyenne de 7%. Cette production est caractérisée par une forte contribution des énergies fossiles, à hauteur de 66% en 2015, comme observée sur la figure 1.1.

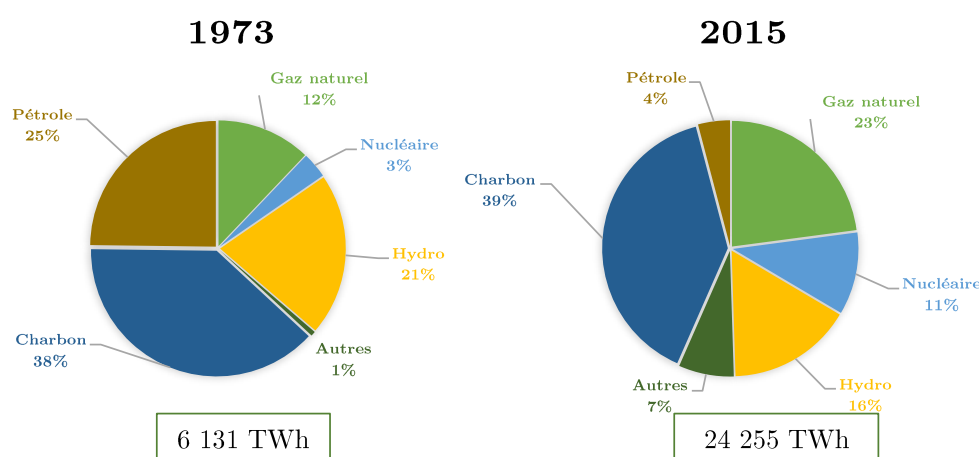


FIGURE 1.1 – Répartition de la production électrique mondiale par source d'énergies primaires [IEA 2017b]. *Autres* regroupent l'énergie des mers, le solaire, l'éolienne, la géothermie, les biocarburants, les déchets et autres.

Nous observons que la part du charbon est toujours la plus considérable depuis les quatre dernières décennies. En 2015, la production à base de produits pétroliers est réduite au cinquième de sa part en 1970, au profit du nucléaire qui a presque quadruplé en 40 ans et du gaz naturel. La part des énergies fossiles est donc à hauteur de 66%. Cette augmentation est due à l'augmentation de la consommation d'énergie, particulièrement dans les pays asiatiques, comme La Chine et l'Inde qui ont multiplié par trente-deux (32) leur production d'électricité sur cette période, production basée majoritairement sur le charbon. En termes de répartition sur les différents secteurs, le secteur industriel et le transport a triplé sa consommation électrique en 40 ans, tandis que celle du secteur du résidentiel a quadruplé [IEA 2017b]. La demande d'électricité mondiale en 2040 pourrait atteindre 37 409 TWh, soit 1,5 fois plus qu'en 2013, comme nous pouvons l'observer dans le tableau 1.1 [IEA 2015]. La consommation d'électricité est définie à partir de la

1.1. Contexte énergétique, politique et environnemental

quantité totale d'électricité produite, moins les pertes dans les réseaux de transports et de distribution.

TABLEAU 1.1 – Scénario d'évolution de référence de la demande et la production d'électricité dans le monde, et répartition du mix électrique mondial [IEA 2015]

		2000	2013	[%]	2040	[%]
Monde	Consommation d'électricité (TWh)	13 147	20 144		37 409	
	Production d'électricité (TWh)	15 431	23 318		43 120	
Source	Charbon (TWh)	6 001	96 121	41	16 534	38
	Gaz naturel (TWh)	2 752	5 079	22	10 534	24
	Pétrole (TWh)	1 212	1 044	4	590	1
	Nucléaire (TWh)	2 591	2 478	11	3 974	9
	Hydraulique (TWh)	2 620	3 789	16	5 902	14
	Autres renouvelables (TWh)	255	1 316	6	5 586	13

En supposant le maintien de la politique actuelle, le mix électrique mondial sera majoritairement produit à partir d'énergies fossiles selon le scénario tendanciel de l'Agence Internationale de l'Energie (IEA) [IEA 2015], comme figurant sur le tableau 1.1. Ce scénario tendanciel, plus communément appelé un scénario "*Business-as-usual (BAU)*", propose un mix électrique basé sur les énergies fossiles à hauteur de 64%, de nucléaire à 9%, d'hydraulique à 14% et les autres ressources renouvelables à hauteur de 13% en 2040.

Ce comportement énergétique est bien courant dans les territoires insulaires non interconnectés, en intégrant majoritairement l'utilisation des énergies fossiles dans la production d'électricité [Mendoza-Vizcaino 2016, Surroop 2018]. En France, la production électrique n'est pas la même sur tout le territoire : le mix électrique métropolitain est majoritairement assuré par l'énergie nucléaire (76%), avec un faible pourcentage d'énergies fossiles de 6,2% uniquement, en 2015, comme nous pouvons le constater sur la figure 1.2 [RTE 2016]. Historiquement, le charbon et le fioul ont toujours été majoritaires dans la production d'électricité, mais cette production a progressivement été remplacé par le gaz naturel et principalement par le nucléaire à partir du début des années 1980 [SOeS 2015] .

La situation est inversée dans les zones non interconnectées françaises ou ZNI. De par leur éloignement géographique, ces territoires ne peuvent mutualiser leurs ressources pour la production d'électricité à un réseau continental. Ils se doivent, de ce fait, de produire entièrement leur électricité à partir des ressources locales et des ressources fossiles importées. Cette dépendance aux énergies fossiles influence grandement sur le choix des moyens de production à mettre en place dans ces territoires. Pour illustrer, nous pouvons citer le cas de la Martinique dont la production d'électricité est majoritairement d'origine

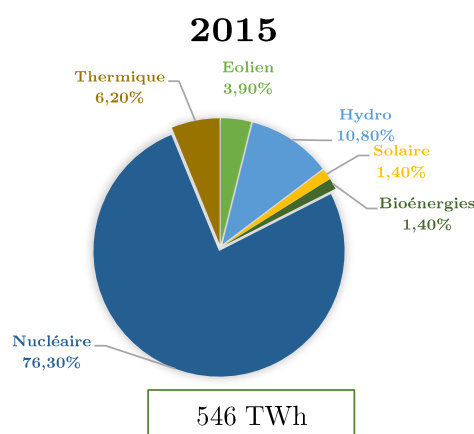


FIGURE 1.2 – Mix électrique en France métropolitaine en 2015 [RTE 2016]

thermique à 95%. La Réunion diversifie sa production bien que les énergies fossiles en assurent 63%, contrairement à la Guyane française dont la contribution des énergies renouvelables s'élève à 63% en 2013. La répartition des mix électriques des départements et régions d'outre-mers sera exposée plus en détails dans le chapitre 4.

1.1.2 Contexte politique et environnemental

Une forte proportion d'énergies fossiles dans la production d'électricité, comporte plusieurs inconvénients, notamment en termes d'émissions de gaz à effet de serre (GES) qui contribuent principalement au changement climatique. Au niveau mondial, les émissions de GES issues de la production d'électricité et de chaleur en 2015 s'élèvent à 42% des émissions totales, soit 13,5 Gt de CO_2 [IEA 2017a]. Entre 2000 et 2015, le secteur électrique a généré 45% de plus en termes d'émissions. En France, la production d'électricité a généré 16 Mt de CO_2 en 2014, ce qui représente une diminution de 58,6% par rapport au niveau de 1990 (39 Mt de CO_2). Cette augmentation des niveaux d'émissions de GES et les effets du changement climatique sont un sujet de préoccupation mondiale, sur lequel les pays du monde se sont concertés maintes et maintes fois au cours des trois dernières décennies. Historiquement, en 1988 a été créé le groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), dont la mission principale est de fournir des évaluations et des éléments scientifiques détaillés sur les changements climatiques, leurs causes et leurs conséquences potentielles sur l'environnement. Depuis sa création, le GIEC a à son actif divers types de rapport : des rapports d'évaluation relatifs aux changements climatiques principalement, des rapports spéciaux qui portent sur un domaine ou une question précise, des rapports méthodologiques qui contiennent des directives sur l'évaluation et l'inventaire des GES, et des documents techniques. Suite

1.1. Contexte énergétique, politique et environnemental

au premier rapport du GIEC en 1990, la convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) a été signée en 1992, un traité international dont l'objectif est de " *stabiliser la concentration des gaz à effet de serre dans l'atmosphère à un niveau qui empêche toute perturbation anthropique dangereuse du système climatique*" [Nations Unies 1992].

Le Protocole de Kyoto, signé en 1997 pour la période d'engagement 2008-2012, a été mis en vigueur à partir de l'année 2005, et les pays industrialisés ayant adopté ce protocole visent à réduire leur émissions de GES d'au moins 5 % par rapport au niveau de 1990 sur cette période d'engagement. Selon les pays, cet objectif peut varier de -8% (pour l'Union Européenne et d'autres pays) à +10% (Islande), cela étant car les ambitions ont été élaborées suivant l'évolution la structure économique et industrielle de chaque état membre. Dans le cas de la France, le but était de stabiliser ses émissions de GES [Nations Unies 1998].

D'autre part, un ensemble de directives, désigné par le *Paquet Energie Climat*, a été établi par l'Union Européenne (UE) en 2008, pour différents horizons de temps pour l'ensemble des pays membres [European Council 2008] :

- Pour l'horizon 2020, trois objectifs sont mis en avant, le "3 × 20" : réduire les émissions de GES de 20% par rapport aux niveaux de 1990, porter à 20% la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie de l'UE, et améliorer l'efficacité énergétique de 20% ;
- Pour l'horizon 2030, le cadre pour le climat et l'énergie fixe trois finalités : réduire les émissions de GES d'au moins 40% par rapport aux niveaux de 1990, porter à 27% au moins la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie, et améliorer d'au moins 27% l'efficacité énergétique ;
- Pour l'horizon 2050, la feuille de route de la Commission européenne tend vers une économie à faible intensité carbone avec un objectif de réduire de 80% les émissions de GES avec un palier à 60% en 2040.

En 2015, la signature de l'Accord de Paris se tourne vers le renforcement des déploiement des énergies renouvelables, pour mieux cibler les niveaux d'émissions globales de GES pour 2025 et 2030 [CCNUCC 2015]. Cette convention vise à limiter l'augmentation de la température mondiale au-dessous de 2°C. Le tableau 1.2 résume quelques dates clés sur les conférences internationales sur le changement climatique sur le plan mondial, extrait tiré de [Veyret 2017].

L'orientation des différents traités et engagements que nous avons énumérés auparavant vise à être intégrés dans les politiques énergétiques des pays industrialisés de l'Union Européenne, et selon leur bouquet énergétique, elles peuvent être exprimées différemment. Nous pouvons, par exemple citer le cas de la Belgique dont les objectifs seront de réduire de 15% les émissions de gaz à effet de serre pour l'horizon 2020 et une

obligation d'atteindre 13% d'énergies renouvelables dans la demande énergétique finale. Pour le cas de l'Allemagne, les ambitions sont plus élevées : en 2020, une réduction des émissions de 40% a été envisagée avec une part d'énergies renouvelables de 18% dans la consommation intérieure brute et pour l'année 2050, une réduction jusqu'à 95% des émissions est envisagée et une intégration des énergies renouvelables supérieure à 60% dans la consommation d'énergie finale [Ruedinger 2015].

TABEAU 1.2 – Quelques dates clés des conférences sur le changement climatique

Date	Évènement
1988	Création du GIEC : Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (IPCC en anglais), il est chargé du suivi scientifique des processus de changement climatique.
1990	Premier rapport du GIEC : Il dresse le bilan des connaissances scientifiques sur les changements climatiques et leurs possibles conséquences sur l'environnement, l'économie, la société. Ce rapport a servi de base scientifique à la Convention-cadre sur le climat (Rio, 1992)
1992	Sommet de la Terre de Rio de Janeiro : signature de la CCNUCC. Objectifs : stabiliser les concentrations atmosphériques de gaz à effet de serre. Ratifiée par 50 états, elle est entrée en vigueur en 1994.
1995	1^{re} Conférence des Parties à la Convention sur le climat (COP1), Berlin : adoption du principe des quotas d'émissions de GES.
1997	3^{me} Conférences des Nations unies sur les changements climatiques, Kyoto : adoption d'un protocole à la Convention sur le climat dit "Protocole de Kyoto". Il engage les pays développés : États-Unis, Canada, Japon, pays de l'UE, pays de l'ancien bloc communiste, à réduire les émissions de GES de 5,2% en moyenne d'ici 2012, par rapport au niveau de 1990.
2005	Entrée en vigueur du Protocole de Kyoto.
2008	Adoption du "paquet énergie climat" par le Conseil Européen : diminution de 20% des émissions de GES, augmentation à 20% de la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique totale de l'UE et amélioration de 20% de l'efficacité énergétique de l'UE.
2015	COP21, Paris : objectif d'une limitation de l'augmentation moyenne de la température mondiale en dessous de 2 °C par rapport aux niveaux pré-industriels.

1.1. Contexte énergétique, politique et environnemental

Parmi les pays de l'UE, la France propose un des mix électriques des plus décarbonés grâce à l'utilisation massive de l'énergie nucléaire et de l'hydraulique, comme présenté dans la section précédente. Selon les valeurs de l'ADEME, le contenu carbone du mix électrique moyen de la France métropolitaine s'élève à 64,7 gCO₂-eq/kWh électrique en 2016 [ADEME 2013a]. Bien que les émissions de GES de la France soient basses, elle a également adopté plusieurs textes règlementaires dans l'optique d'atteindre ces objectifs sur l'ensemble du territoire français. En effet, les départements et collectivités d'outre mers enregistrent des émissions s'élevant jusqu'à 10 fois plus que la France continentale. Ainsi, pour mieux harmoniser le territoire, la politique énergétique de la France se doit de répondre aux objectifs fixés au sein de l'UE, mais également, par rapport aux objectifs décrétés par les différentes lois adoptées et mises en vigueur en France. Nous pouvons relever deux principales lois qui confortent l'idée de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

La loi n° 2005-781 du 13 juillet 2006 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (POPE) [JORF 2005] définit les quatre axes majeurs de la politique énergétique française : la maîtrise de la demande d'énergie, la diversification du bouquet énergétique, le développement de la recherche et de l'innovation dans le secteur de l'énergie et assurer des moyens de transport et de stockage de l'énergie adapté aux besoins. Cette loi propose d'accomplir le challenge international de diviser par 2 la consommation d'énergie d'ici à 2050 par rapport à 1990, ce qui implique une division par 4 des émissions pour les pays développés. Cet objectif est mieux connu sous l'appellation "*objectif facteur 4*". La France s'est engagée par la suite, au travers des lois du Grenelle 1 et 2, à atteindre cet objectif facteur 4, au travers de la réduction de la consommation d'énergie dans les bâtiments mais également en terme de maîtrise d'énergie. Ces dispositions ont été ensuite reprises par la loi sur la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) qui a été adoptée en 2015, en adéquation avec les objectifs de la COP 21 [JORF 2015]. Différents objectifs à moyen et long termes y sont priorisés tels que la réduction des émissions de GES de 40% en 2030 par rapport au niveau de 1990, la diminution de 30% de la consommation d'énergies fossiles en 2030 par rapport à 2012. Il y a ensuite l'ambition de porter la part des énergies renouvelables (EnR) à 32% dans la consommation finale d'énergie en 2030 et 40% de la production d'électricité. Cette loi tend également à réduire la consommation énergétique finale de 50% en 2050 par rapport à 2012, à diversifier la production d'électricité, et à baisser à 50% la part du nucléaire à l'horizon 2025.

Ces différentes lois nous permettent déjà de mieux visualiser les objectifs nationaux, sur la réduction des émissions des GES. Cependant, de par leur particularité géographique, les ZNI ont également d'autres textes qui régissent ces territoires, pour une meilleure adéquation des objectifs, comme par exemple l'atteinte de l'autonomie énergétique en 2030. Dans la section suivante, nous allons détailler et voir l'état des lieux de la production

d'électricité à La Réunion, recenser les potentialités des ressources renouvelables ainsi que les politiques de réduction des émissions plus spécifiques au niveau de ce territoire.

1.2 Ile de la Réunion, énergie et ambitions

L'île de La Réunion fait partie des départements et régions d'outre-mers (DROM) français, située dans l'hémisphère sud dans l'Océan Indien, et fait partie de l'archipel des Mascareignes avec l'île Maurice et Rodrigues. Elle s'étend sur une superficie de 2 512 km², et repose sur un terrain d'origine volcanique, au relief accidenté et montagneux. La Réunion culmine à 3069 m au niveau du Piton des Neiges et possède un volcan actif - le Piton de la Fournaise (2631 m), qui connaît des périodes d'éruptions régulières. Elle est caractérisée par un climat tropical humide, avec une côte au vent à l'est directement soumise aux alizés et aux précipitations avec une pluviométrie importante, et une côte sous le vent à l'ouest où le climat est globalement moins humide, plus souvent ensoleillé et sec (voir figure 1.8).

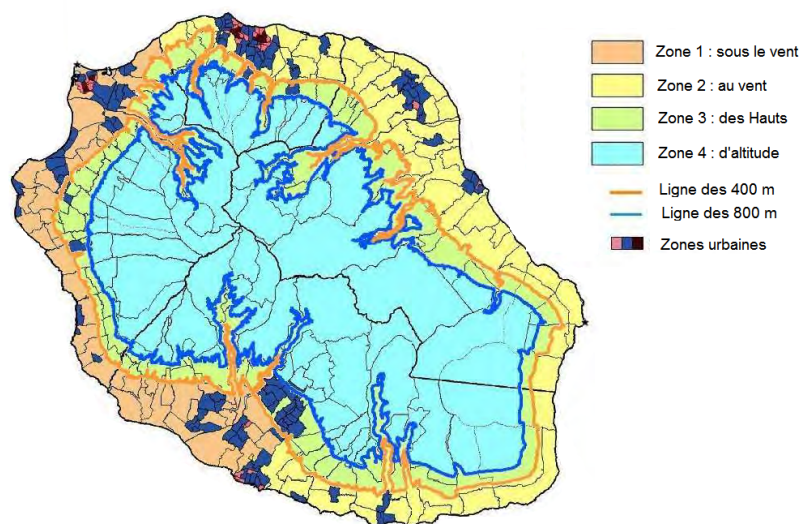


FIGURE 1.3 – Zonage climatique de la Réunion suivant les prescriptions de l'outil PERENE [Région Réunion 2009]

1.2.1 Situation de la production d'électricité

Du fait de son caractère insulaire, La Réunion se doit de produire elle-même l'énergie qu'elle consomme. Jusqu'en 1984, les besoins de la population réunionnaise ont été presque entièrement assurés par les énergies renouvelables, grâce à l'hydroélectricité. À partir du milieu des années 80, la part des énergies fossiles a connu une forte

1.2. Ile de la Réunion, énergie et ambitions

augmentation dans la production électrique de la Réunion, pour répondre à la demande de la population. En effet, à cause de la croissance démographique et du niveau d'équipement des ménages, le recours à l'importation des énergies fossiles s'est imposé car l'île ne dispose d'aucune ressource fossile locale et l'exploitation actuelle des ressources renouvelables reste insuffisante pour suffire à répondre à la demande. À ce jour, la figure 1.4 représente l'évolution de la production et la consommation d'électricité à la Réunion de 2000 à 2015.

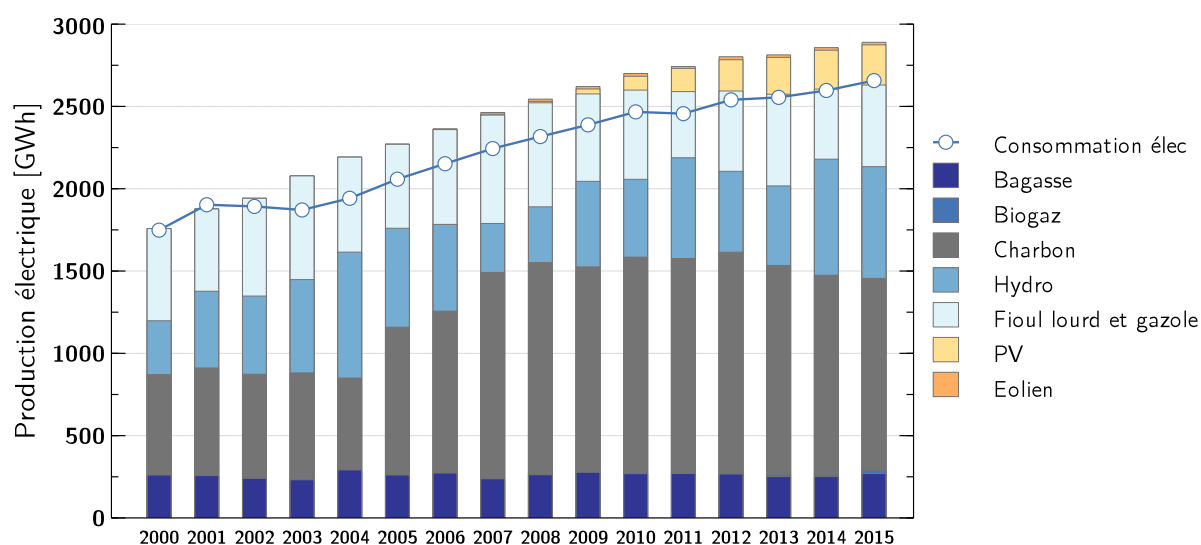


FIGURE 1.4 – Historique de la production d'électricité à La Réunion de 2000 à 2015, d'après les données de [SPL Energies Réunion 2017]

La Réunion est caractérisée par un mix électrique diversifié depuis plus d'une dizaine d'années maintenant, comme illustrée sur la figure 1.4. En 2016, la production électrique de La Réunion est dépendante aux énergies fossiles à 66%. L'électricité est produite majoritairement par du charbon, du fioul lourd et du gazole, comme nous pouvons le constater sur le diagramme de Sankey, à la figure 1.5.

D'après la figure 1.5, les énergies renouvelables actuellement exploitées regroupent l'hydraulique, la bagasse, le solaire photovoltaïque, l'éolien et la valorisation des déchets par le biogaz. Cependant, étant un ZNI et une île volcanique, La Réunion dispose également d'autres potentialités en termes de géothermie, ou l'exploitation de l'énergie des mers. Les paragraphes suivants visent à effectuer un état de l'art des différentes sources de production actuellement exploitées, mais également celles à développer sur le territoire.

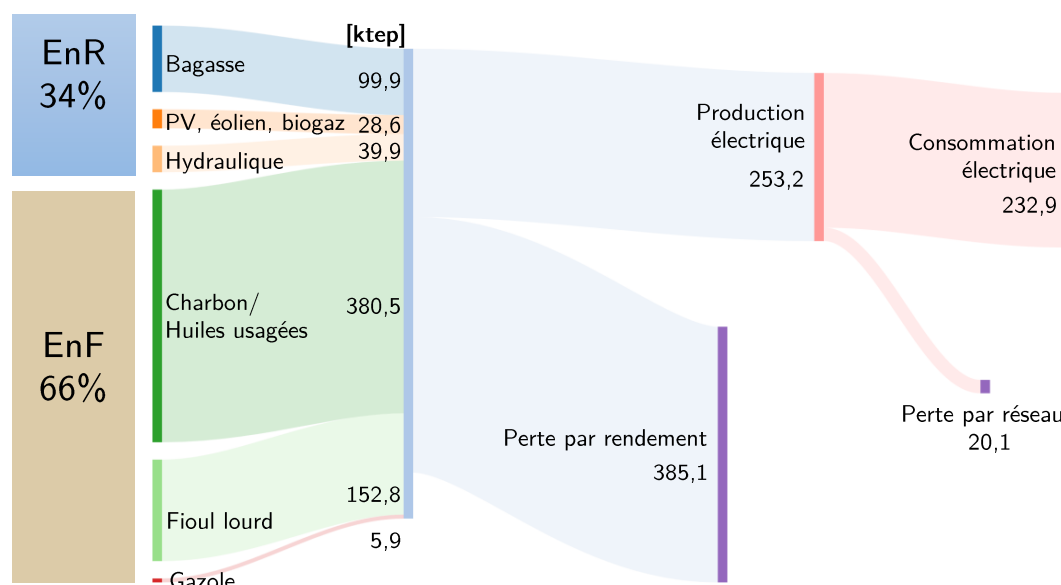


FIGURE 1.5 – Chaîne de transformation des énergies pour la production d'électricité, d'après les données de [SPL Energies Réunion 2017]. EnR représente les énergies renouvelables, EnF représente les énergies fossiles ; ktep (kilo tonne équivalent pétrole)

1.2.1.1 Production d'électricité à base d'énergies fossiles

Production électrique à base de charbon. D'après le diagramme 1.5, le charbon est le premier contributeur dans la production d'électricité dans l'île, à hauteur de 40% en 2015. Le charbon essentiellement utilisé pour la production d'électricité est importé d'Afrique du Sud. Deux centrales fonctionnent en alternance avec de la bagasse durant la campagne sucrière entre Juillet et Décembre, et sont localisées au Gol et à Bois rouge avec une puissance installée totale de 210 MW. La première installation charbon/bagasse a été mise en service en 1992 par la société Albioma, à Bois Rouge avec une puissance de 55 MW et en 2004 la puissance installée a été augmentée de 44,5 MW. Pour la centrale du Gol, une centrale de 59 MW de puissance a été mise en place en 1996, et 10 ans après en 2006 a été rajoutée une puissance de 51,8 MW.

La figure 1.6(a) nous montre que la production à base de charbon a connu un grand essor entre la période de 2004 à 2007, due à l'augmentation de la consommation électrique, ce qui a nécessité l'extension de la puissance installée. Nous observons également une tendance à la baisse de la production à base de charbon à partir de l'année 2012, ce qui peut s'expliquer par la mise en application de la politique de déploiement des filières d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie.

Production thermique à base de fioul lourd et gazole. La centrale thermique de Port-Est est constituée de 12 moteurs Diesel d'une puissance totale de 211 MW, en 2015

1.2. Ile de la Réunion, énergie et ambitions

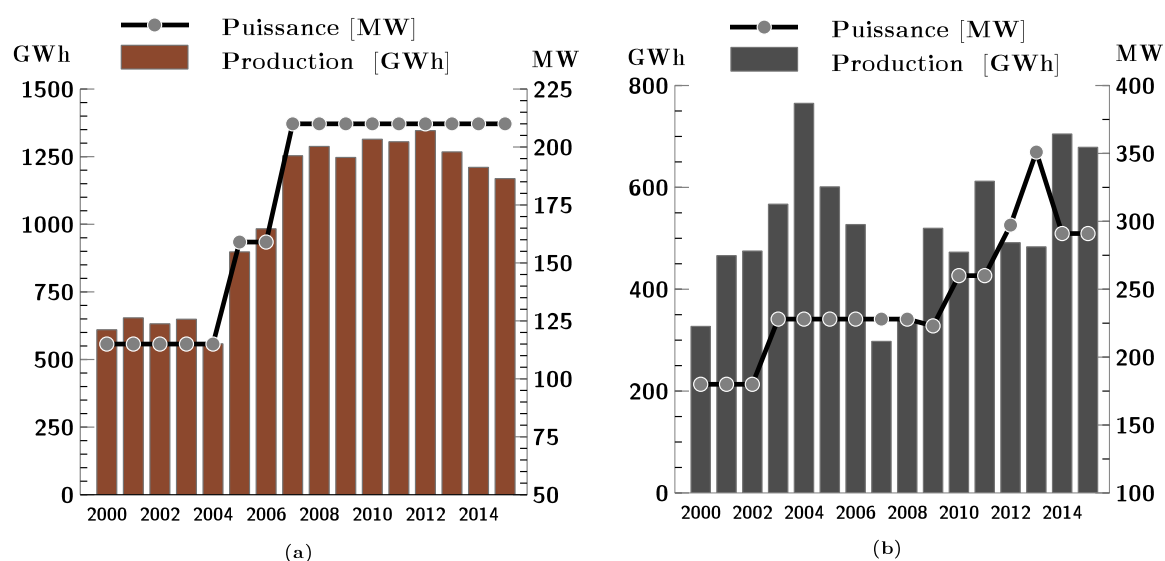


FIGURE 1.6 – Caractéristiques de la production électrique à base d'énergie fossiles (a) Charbon, (b) Fioul lourd et moteurs diesels

et exploitée par l'EDF-PEI (Production électrique insulaire), et de turbines à combustion (TAC) de puissance de 80 MW. La figure 1.6(b) montre l'évolution de la production issue de ces technologies. L'utilisation des centrales thermiques à moteurs Diesels est courante dans les milieux insulaires, parce qu'elles constituent un des moyens les plus efficaces pour répondre aux variations de la consommation d'électricité.

En 2015, l'importation des combustibles fossiles pour la production électrique est constituée de l'importation de charbon et de fioul lourd et de gazole (44%) mais dont l'utilisation se répartit entre le transport, la production d'électricité et le secteur agriculture et industrie. La quantité de charbon importée a doublé en 2015 par rapport au niveau de 2000, soit une augmentation annuelle moyenne de 6,7%. Elle représente 33% de la quantité totale importée (soit 664 216 t) qui est allouée totalement à la production d'électricité.

1.2.1.2 Production d'électricité à base d'énergies renouvelables

Production d'hydroélectricité. Historiquement, la production hydroélectrique est la première source d'énergie de l'île. Avec la mise en place du premier barrage hydraulique à Langevin, les actuelles centrales hydrauliques de La Réunion se localisent sur cinq (5) sites : Langevin, Takamaka, Rivière de l'Est, Bras de la Plaine et Bras des Lianes, dont la mise en service de chaque centrale est reportée dans le tableau 1.3. Parmi les centrales de l'île, nous distinguons les grands ouvrages hydrauliques tels que les barrages hydrauliques, qui assurent une production stable, et les autres unités sont des centrales au fil de l'eau.

TABLEAU 1.3 – Mise en service des centrales hydrauliques présentes à La Réunion

Localisation	Puissance (MW)	Date de mise en service
Langevin	3,6	1962
Takamaka I	17,4	1968
Bras de la Plaine	4,6	1972
Rivière de l'Est	80	1980 et 2011
Takamaka II	26	1989
Bras des Lianes	2,2	1993
Picocentrale RT4	0,2	2013

La production hydraulique est fonction des conditions météorologiques, notamment du facteur pluviométrie. La figure 1.7 nous montre la variation de la production hydroélectrique et de la pluviométrie. Elle enregistre une production moyenne annuelle de 542,25 GWh.

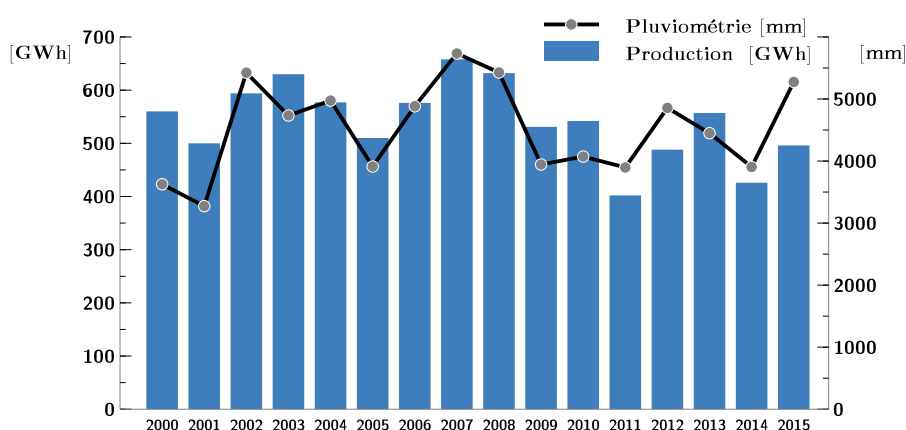


FIGURE 1.7 – Évolution de la production d'électricité issue de l'hydro-électricité

Production d'électricité à partir de la bagasse. Sachant que la surface agricole de la canne à sucre à la Réunion représente la moitié de la surface agricole totale, soit 24 292 ha en 2015, la bagasse est la deuxième source renouvelable de l'île. Couplée avec le charbon, elle constitue l'électricité "de base" de l'île. La puissance installée pour le charbon-bagasse sur l'île est égale à 210 MW avec une production annuelle de 261,7 GWh, en considérant les deux centrales thermique du Gol et de Bois Rouge. La production d'énergie issue de la bagasse dépend de la surface cultivée en ha, de l'évolution du taux de fibre par tonne de canne et son mode valorisation. Pour illustrer cela, le tableau 1.4 retranscrit l'évolution annuelle de la production d'électricité en fonction du tonnage de canne à sucre et de la bagasse extraite.

1.2. Ile de la Réunion, énergie et ambitions

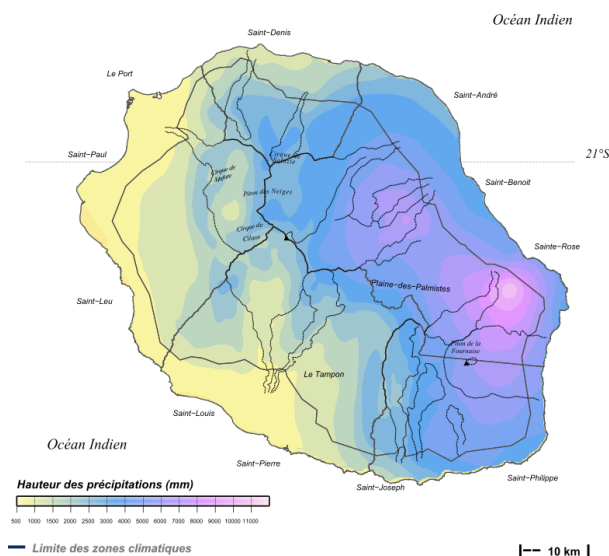


FIGURE 1.8 – Moyenne annuelle des cumuls pluviométriques à La Réunion sur la période 1981-2010 [Météo France 2016]

TABLEAU 1.4 – Historique de la production d'électricité à partir de la bagasse à La Réunion [SPL Energies Réunion 2016]

Année	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Canne à sucre (kt)	1821	1812	1881	1916	1969	1801	1864	1576
Bagasse (kt)	565	558	539	545	561	511	524	469
Production (GWh)	261	252,2	241,2	231,9	292,4	260,7	273,3	238

Année	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Canne à sucre (kt)	1772	1906	1877	1887	1836	1718	1764	1896
Bagasse (kt)	510	537	541	527	530	508	536	569
Production (GWh)	262,6	277,5	269	269,9	267,1	251,4	251,2	269,6

D'après le tableau 1.4, nous pouvons en déduire que le rendement électrique de la bagasse actuelle est de 0,47 MWh par tonne de bagasse. Nous voyons également que la production issue de la bagasse est sensiblement constante avec une production moyenne annuelle de 260 GWh, sur les quinze dernières années. Les variations annuelles sont liées à la qualité de la canne à sucre. La bagasse telle qu'exploitée à ce jour, représente 9% de la production totale d'électricité en 2015.

Production d'électricité à partir de la biomasse La biomasse, ne tenant pas en compte la bagasse, et qui est exploitée actuellement pour la production d'électricité à La Réunion est représentée par les centrales de valorisation de biogaz issu des centres

d'enfouissement des déchets de Rivière de Sainte Etienne, de Sainte Suzanne, à Sainte Marie. La puissance totale raccordée au réseau en 2015 est de 3,3 MW. La valorisation des déchets ménagers est une filière très prometteuse, au vue de la production de déchets par habitant qui est de 313,35 kg/habitant/an dont 55% du gisement des ordures ménagères sont valorisables [Bureau d'études Inddigo 2011]. L'évolution de la production de biogaz est illustrée dans la figure 1.9. De 2007 à 2012, nous observons que la production reste constante, puis nous constatons un pic de production de l'ordre de 1400% due au développement de la puissance installée, cependant le biogaz n'assure aujourd'hui que 0,5% de la production totale de l'île.

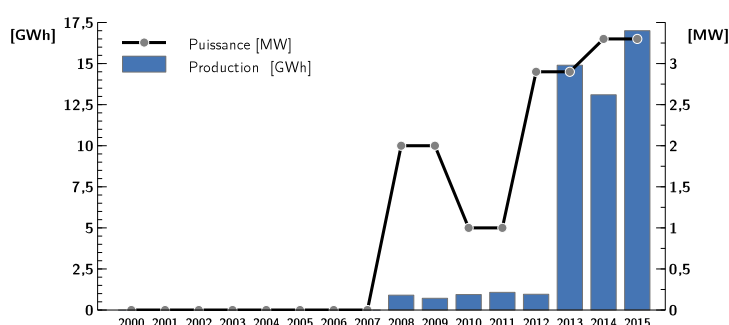


FIGURE 1.9 – Évolution de la production d'électricité issue du biogaz

Production électrique issue de l'énergie éolienne L'intégration du solaire photovoltaïque, de l'éolien et du biogaz dans la production électrique réunionnaise se retrouve à partir de l'année 2005. Les centrales éoliennes de Sainte-Suzanne et de Sainte Rose ont une puissance totale de 14,8 MW, en 2015. La ferme éolienne de Sainte Suzanne a été mise en service en 2005, avec 14 éoliennes. Elle a ensuite été agrandie de 12 éoliennes en 2006, et 11 éoliennes en 2007. Elles sont situées sur un terrain de 40 ha et n'occupe que 10% de ce terrain, exploité par la société Aéro watt. Le temps de fonctionnement de cette ferme éolienne est de 1100 heures par an, et un rendement moyen de 275 kWh par éolienne. D'après la figure 1.10(a), la puissance installée du parc éolien n'a pas connu d'évolution depuis 2008. La part de la production éolienne assure près de 0,5% avec 15,6 GWh en 2015.

Production d'électricité à partir de l'énergie solaire Avec l'énergie éolienne, le solaire photovoltaïque (PV) représente les énergies intermittentes exploitées sur le territoire. Deux types d'installations peuvent être observées : les panneaux PV sans stockage qui comptent 168,2 MWc raccordés au réseau en 2015, et les installations PV avec stockage mises en service en 2014. Elles sont localisées au Port avec le projet Bardzour porté par Akuo Energy, et en 2015, à Saint-Leu avec le projet CC LECLERC/CBOT est

1.2. Ile de la Réunion, énergie et ambitions

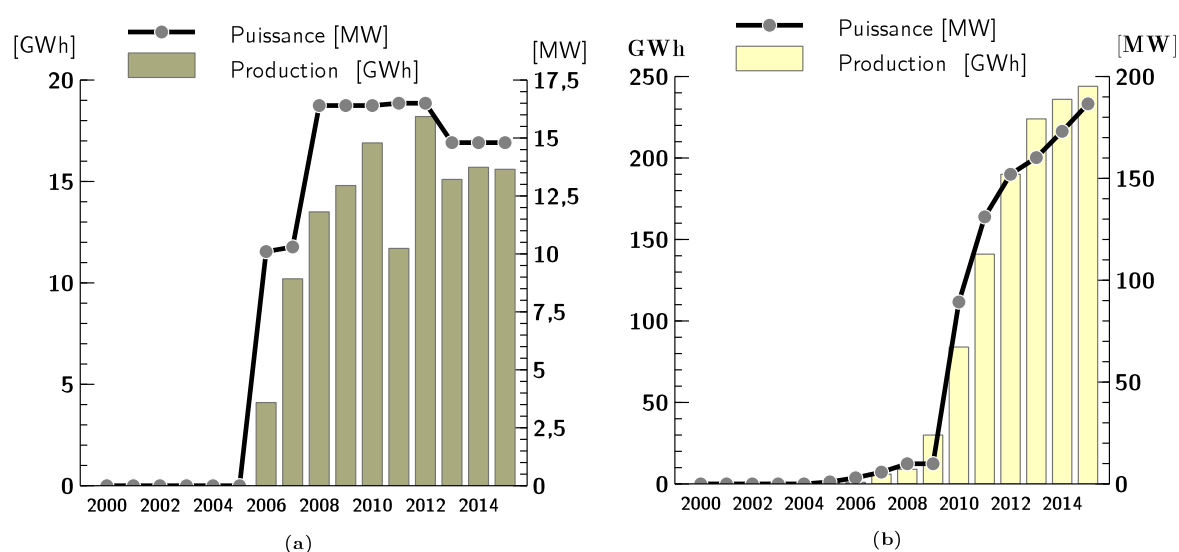


FIGURE 1.10 – Caractéristiques des énergies intermittentes (a) Énergie éolienne (b) Solaire photovoltaïque

porté par Albioma Solaire Réunion et à l'Étang-Salé avec le projet FPV Les Cèdres porté par Akuo Energy. Les installations PV ont permis de produire 244,4 GWh en 2015 et assure 8,5% de la production totale du territoire. La figure 1.10(b) illustre l'évolution de la production d'électricité due au solaire PV. Entre 2009 et 2015, la puissance raccordée au réseau a quintuplé, tandis que la production a augmenté dix fois plus que celle enregistrée en 2009. La puissance installée sur l'île par habitant est évaluée à 221,2 W_c, ce qui place La Réunion au sixième rang européen.

1.2.1.3 Potentialités et développement du parc de production

[EDF Réunion 2018] propose une base de données recueillant les emplacements géographiques des centrales existantes actuelles, illustrés sur la carte 1.11.

Malgré déjà une grande diversité dans le bouquet électrique de la Réunion, elle dispose encore d'autres sources non exploitées à ce jour ou en cours d'études, qui pourraient renforcer la contribution des énergies renouvelables comme la géothermie ou l'énergie thermique des mers [Praene 2012]. Le possible déploiement des autres énergies existantes est également retranscrit dans des documents de travail, comme le cas de la valorisation des déchets, du solaire ou de l'hydraulique même à petite échelle.

Géothermie L'exploitation du potentiel géothermique à La Réunion n'est pas encore développée. Malgré le manque d'informations sur le potentiel réel, certaines

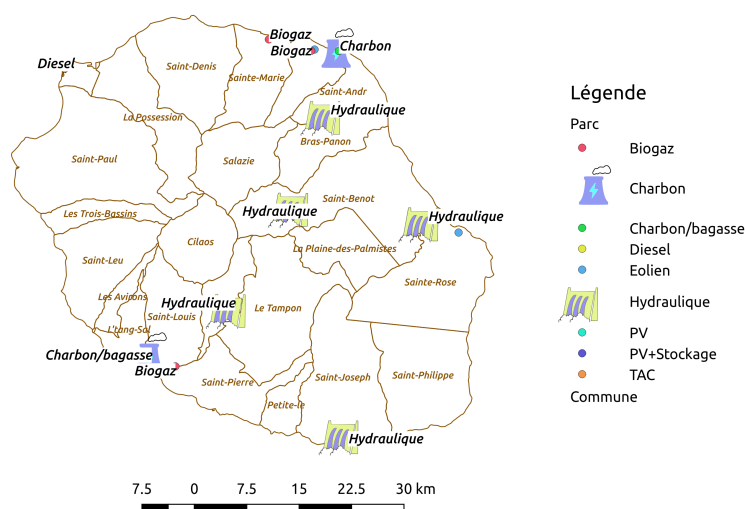


FIGURE 1.11 – Localisation des centrales de production à La Réunion [EDF Réunion 2018]

études mentionnent cependant une fourchette de 15 à 30 MW pour l'année 2030 [Bénard-Sora 2016]. La géothermie dans les ZNI est principalement représentée en Guadeloupe, et dans le monde, il a été recensé près de 24 pays qui utilisent la géothermie pour la production d'électricité, parmi lesquels on peut relever quelques milieux insulaires [DiPippo 2016].

L'utilisation de la géothermie pourvoit de nombreuses qualités en tant qu'énergie renouvelable, elle peut fournir une énergie de base stable, fonctionnant sur une période de 24 heures sur 24. D'après le bilan prévisionnel de EDF [EDF-SEI 2017], une première unité de géothermie pourrait se développer en 2023 avec une puissance de 5 MW.

Énergie des mers L'exploitation de l'énergie des mers peut être déclinée en plusieurs technologies afin de développer la production d'électricité aux énergies renouvelables. À la Réunion, des expérimentations et des projets de recherches ont été développés et continuent d'être étudiés depuis les années 2005 [Praene 2012].

- *L'énergie thermiques de mers (ETM)* permet à partir du gradient de température entre l'eau de surface et l'eau en profondeur, de produire de l'électricité. Étant en stade d'expérimentation, le projet d'une installation expérimentale appelée PAT ETM (Prototype à Terre Énergie Thermique des Mers) a été porté par une entreprise dans l'industrie navale de défense DCNS. À La Réunion, le PAT a été installé sur le site de l'IUT de Saint-Pierre. Cependant, il n'est pas encore raccordé à l'océan mais est nécessaire pour étudier les performances et les améliorations à apporter pour un meilleur rendement [Sinama 2016]. Le site de Sainte-Rose est classé parmi les localisations les plus prometteuses en termes de profondeur pour

1.2. Ile de la Réunion, énergie et ambitions

une installation, et le potentiel d'ETM pourrait fournir jusqu'à 130 MW en 2030 [Praene 2012].

- *Le SWAC ou sea water air conditioning* part du même principe que l'ETM en exploitant l'eau de mer des profondeurs pour la climatisation dans les bâtiments. Cette utilisation permet de réduire la consommation d'électricité.

1.2.2 Application des politiques environnementales en local

Depuis les années 2000, La Réunion a connu un fort déploiement des énergies renouvelables, grâce aux incitations mises en place par la politique régionale. L'augmentation des énergies fossiles dans le parc électrique de La Réunion, le coût des importations y afférant et l'accroissement de la consommation d'électricité ont initié la mise en place d'une politique régionale de maîtrise d'énergie et de recours aux énergies renouvelables pour la production d'électricité, par le biais du Plan Régional des Énergies Renouvelables et d'Utilisation Rationnelle de l'Énergie ou (PRERURE) [Région Réunion 2005]. En 2008, il y a eu le projet GERRI "Green energy revolution Reunion Island" ou le Grenelle de l'Environnement à la Réunion : Réussir l'innovation, s'inscrit dans la démarche du Grenelle de l'environnement. Ce projet, dans son volet énergie, avait pour objectif stratégique d'atteindre l'autonomie énergétique par l'accompagnement de la production électrique s'appuyant sur le développement massif de l'énergie solaire par le biais de projets collectifs, semi collectifs ou individuels. La deuxième partie consiste à associer cette production avec une maîtrise de la demande d'énergie (MDE) par des actions d'efficacité énergétique dans les bâtiments [CGDD 2009].

Compte tenu des traités d'engagements nationaux et européens énoncés dans la section 1.1.2, le Conseil de la Région Réunion, épaulé par l'ADEME et les acteurs concernés, ont établi un document d'orientation sur le climat, la qualité de l'air et l'énergie à l'échelle régional, connu sous la dénomination Schéma Régional Climat Air Énergie (SRCAE) [ADEME 2013b]. Les orientations de ce document visent à être cohérents avec les engagements de réduction des émissions de GES et d'atténuation des impacts sur les conditions atmosphériques et environnementales, avec l'objectif de déploiements des énergies renouvelables et de l'atteinte de l'autonomie énergétique. L'élaboration du SRCAE a été définie pour la stratégie de lutte contre le changement climatique et la pollution atmosphérique à la Réunion, pour réduire les émissions de gaz à effet de serre, réduire la vulnérabilité du territoire en s'adaptant aux évolutions inévitables du climat et garantir une qualité de l'air respectant les normes environnementales et sanitaires. L'enjeu GES du SRCAE tend à réduire les émissions de CO_2 liés à la combustion d'énergies fossiles dans les secteurs de la production électrique et du transport. L'enjeu "Énergie" tend vers l'autonomie électrique de La Réunion en 2030, grâce à une

politique volontariste de maîtrise de la consommation de l'énergie et de développement des énergies renouvelables garanties, dans un contexte de forte augmentation de la population. Les objectifs quantitatifs du SRCAE consistent à développer les énergies renouvelables avec une ambition d'atteindre 50% d'EnR dans le mix électrique en 2020 et aller vers l'autonomie électrique en 2030 ; réduire les émissions de GES de 10% en 2020 par rapport à 2011. Le volet Energie du SRCAE est matérialisé par la programmation pluriannuelle de l'énergie ou PPE, qui précise les objectifs régionaux par des actions et des investissements nécessaires (en termes d'électricité, de transport, de chaleur et de froid). D'après [Région Réunion 2016], le PPE établit des objectifs intermédiaires par palier de temps, entre 2016-2018 et 2019-2023, en prenant l'année 2013 comme année de référence. Les principaux enjeux à retenir en terme de production et consommation d'électricité sont les suivants :

- Économiser 360 GWh électriques à travers l'efficacité énergétique à l'année 2023 ;
- Développer massivement la production d'électricité à partir des énergies renouvelables de base (+190%) ;
- Accroître la part des énergies renouvelables intermittentes (EnRI), soit plus de 44% par rapport à 2013, ce qui implique de faire évoluer le seuil de déconnexion des EnRI de 30% en 2014 à 35% en 2018 et viser 45 % à l'échéance 2023.

La figure 1.12 résume les différentes ambitions environnementales qui sont applicables sur le cas de La Réunion.

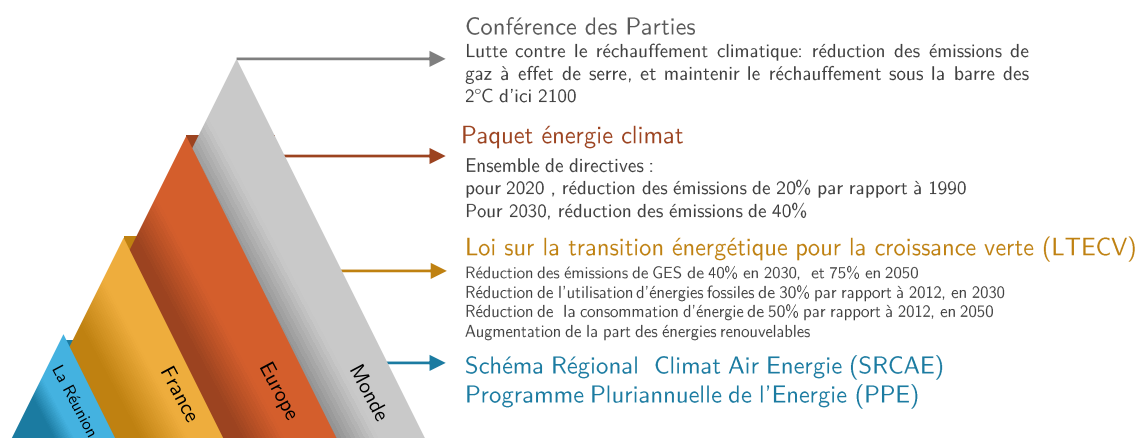


FIGURE 1.12 – Contexte et politique environnementale de La Réunion, récapitulation des ambitions de réduction des gaz à effet de serre

1.3 Problématique de la thèse

L'état des lieux de la production électrique à La Réunion et la définition des ambitions environnementales auxquelles le territoire se doit de répondre, ont été présentés dans ce premier chapitre. Il a été ainsi défini les ambitions et politiques environnementales en termes de réduction des émissions de GES, d'exploitation des énergies renouvelables, de consommation d'énergie. La principale ambition de ce travail de thèse repose sur l'apport de réponse à la question de recherche :

„Comment répondre aux objectifs nationaux de réductions d'émissions de GES, dans la production d'électricité, en combinant de toutes les contraintes de demandes, de potentialités et (éventuellement) d'autonomie électrique sur un territoire donné ?”

Cette problématique peut se décliner suivant trois pistes de réflexion. La planification énergétique doit être conduite de manière prospective pour aboutir aux objectifs escomptés.

La réduction des émissions de GES nécessite au préalable de savoir à quel niveau est le taux d'émissions de la production d'électricité actuelle. Pour ce faire, la méthode d'évaluation choisie est l'analyse de cycle de vie (ACV). L'intérêt est de décrire les propriétés environnementales du système de production, en identifiant les postes et les étapes son cycle de vie les plus émissifs. La contrainte de réduction des émissions sera donc apportée par les résultats d'ACV.

L'autonomie énergétique implique de ne plus recourir aux énergies fossiles, et de déployer massivement les énergies renouvelables. Cette perspective peut nécessiter l'investissement dans de nouvelles installations de production, répondant à la fois aux critères de réduction des émissions et de leur disponibilité sur le territoire.

1.3.1 Méthodologie générale

Pour répondre à ces problématiques, nous allons traiter séparément chaque point. La structure de la suite du document sera organisée comme suit :

Le chapitre 2 constituera une revue bibliographique sur les différentes problématiques posées auparavant, relatives aux méthodes de planification énergétique, d'évaluation des impacts environnementaux et des études déjà effectuées sur le territoire. Cette revue bibliographique nous permettra de nous positionner scientifiquement sur les apports attendus de notre travail. Ce chapitre, combiné au chapitre 1 constituera la première partie du manuscrit qui réunit les différents contextes dans lesquels s'inscrivent nos travaux.

Les deux chapitres suivants sont dédiés à la phase d'évaluation des impacts environnementaux de la production d'électricité. Le chapitre 3 met en exergue la

méthodologie utilisée, l'ACV, en expliquant point par point l'application de l'approche sur les différents systèmes de production à La Réunion, ainsi que les résultats attendus. La section 3.2 présentera la conception et le développement de l'outil d'évaluation choisi, la définition des données nécessaires à l'évaluation ou les intrants au modèle, la définition des extrants ou les sorties obtenues. Le chapitre 4 présentera les résultats d'application de l'outil sur différents territoires insulaires.

La troisième partie sera consacrée à la mise en œuvre de la planification énergétique à travers des scénarios de production. Le chapitre 5 constituera la description du modèle et la définition des paramètres de contraintes à satisfaire. Nous proposerons différents types de scénarios possibles pour atteindre les objectifs définis dans le chapitre premier.

État de l'art bibliographique

Sommaire

2.1	Évaluation des systèmes de production d'électricité	22
2.1.1	ACV conséquentielle ou attributionnelle	22
2.1.2	Les outils d'évaluation existants, avantages et inconvénients	24
2.2	Prospective et planification énergétique	26
2.2.1	Méthodes et typologie de développement de scénario	26
2.2.1.1	Le modèle prospectif	26
2.2.1.2	La planification énergétique	28
2.2.2	Les outils de planification énergétique	30
2.2.2.1	Exemples de logiciels de planification, leurs avantages et inconvénients	30
2.2.2.2	Exemples de scénarios de planification énergétique à long terme	32
2.3	Travaux de planification sur La Réunion	33
2.4	Conclusion du chapitre	36

LE chapitre 1 a bien souligné l'importance des objectifs de réduction des émissions. Il en a été déduit qu'une planification énergétique est nécessaire pour satisfaire ces ambitions environnementales. Cette performance pourra être atteinte si d'emblée, il est possible d'évaluer la situation initiale actuelle. Dans cette perspective, il est important de relever les méthodes et outils adéquats pour l'évaluation des impacts environnementaux de la production d'électricité, afin d'anticiper la planification énergétique. Cette section est constituée de trois étapes bien distinctes :

- le recensement des études d'évaluation des systèmes de production d'électricité permettra de définir les différents ordres de grandeurs des impacts environnementaux de chaque système, une rétrospective des outils d'évaluation existants en relevant les avantages et les inconvénients correspondants. Cette rétrospective mettra en exergue l'approche à mener, les frontières et les autres paramètres essentiels à considérer ;

- les différents modèles de planification énergétique et leur mise en place, les différentes applications sur d’autres territoires, les outils de planification existants avec leurs avantages et inconvénients ;
- la revue des études menées sur le territoire de La Réunion relatives à la production d’électricité, les études sur les énergies renouvelables, la mise en place de scénario pour l’atteinte de la transition énergétique.

2.1 Évaluation des systèmes de production d’électricité

Pour mieux évaluer les impacts d’un système, la méthodologie la plus utilisée est l’Analyse de cycle de vie (ACV). Cette méthode normalisée évalue chaque étape du cycle de vie d’un système ou d’un processus pour en déterminer les impacts environnementaux générés directement ou indirectement. L’objectif de cette section est de présenter le type d’approche à mener, les frontières d’études à considérer, les indicateurs essentiels à mettre en exergue dans une étude d’ACV.

2.1.1 ACV conséquentielle ou attributionnelle

La conduite d’une ACV dépend de l’objectif et du champ de l’étude, qui en constitue la première phase d’une étude d’ACV. Il existe deux grands types de méthodologies dans une ACV : l’ACV attributionnelle (ACV-A) et conséquentielle (ACV-C) [Curran 2005]. L’ACV-A consiste à définir les charges environnementales, les flux entrants et sortants du cycle de vie d’un système et des sous-systèmes qui le composent. L’ACV-A est une méthode appliquée pour décrire les flux physiques environnementaux potentiels d’un système de produit passé, présent ou futur [Finnveden 2009]. Dans l’application d’une ACV-A, il est plus courant d’utiliser des données moyennes. L’ACV-C consiste à décrire les évolutions et les changements des flux en relation avec certaines prises de décisions. Il inclut également les différents flux intrants et extrants relatifs aux frontières immédiates du système. L’ACV-C représente également la convergence entre l’ACV et les méthodes de modélisation économique [Earles 2011]. Il existe d’autres dénominations de l’ACV-C dans la littérature : axé sur le changement (“change-oriented”), fondé sur le marché (“market-based”), marginal ou encore prospectif [Rehl 2012], mais le principe est le même.

Dans la littérature, nous pouvons rencontrer à la fois de l’ACV-A ou de l’ACV-C pour établir les potentielles charges environnementales de mix électrique d’un territoire ou de comparaison de systèmes de production. La caractérisation du mix électrique peut être effectuée par le biais de l’ACV-C [Herbert 2016], ce qui a permis de

2.1. Évaluation des systèmes de production d'électricité

distinguer quatre typologies de production d'électricité dans le monde : une production d'électricité majoritairement à base d'énergie hydraulique et/ou nucléaire avec d'autres ressources renouvelables, une production hydraulique et/ou nucléaire majoritaire avec une diversification, une production à base de gaz naturel majoritaire et une diversification du reste du bouquet, et une production majoritairement à base d'énergies fossiles. Il est à noter que cette typologie s'est focalisée sur les pays produisant au moins 10 TWh électrique. Plusieurs études présentent l'évaluation de la production électrique d'un territoire, d'un pays ou d'un groupe de pays, en utilisant différentes sources et bases de données pour effectuer l'évaluation des impacts. Le tableau 2.1 présente de manière non exhaustive quelques exemples d'études sur des territoires, leur approche ainsi que les types de données utilisées pour l'inventaire du cycle de vie. De manière générale, ces études constituent un état des lieux des potentiels impacts environnementaux générés soit par 1 kWh électrique ou 1 kJ d'énergie produite.

TABLEAU 2.1 – Exemples d'études d'ACV menés sur des territoires avec différents outils et bases de données pour l'évaluation

Source	Pays	Type d'évaluation	Outil, base de données
[Góralczyk 2003]	Pologne	ACV-A	
[Gujba 2010]	Nigéria	ACV-A, Coûts	GEMIS, SimaPro
[Ou 2011]	Chine	ACV-A	Base de données nationales
[Santoyo-Castelazo 2011]	Mexique	ACV-A	GaBi, GEMIS
[Felix 2012]	Tanzanie	ACV-A et ACV-C	GEMIS, SimaPro
[Garcia 2014]	Portugal	ACV-A	CML 2 v2.05
[Theodosiou 2014]	Grèce	ACV-A	SimaPro
[Brizmohun 2015]	Maurice	ACV-A	Ecoinvent V2
[Herbert 2016]	91 pays	ACV-C	IPCC SREEN report
[Barjoveanu 2017]	Roumanie	ACV-A	IEA Energy Statistics
[Jursová 2018]	République Tchèque	ACV-A et ACV-C	SimaPro

D'après les études retranscrits dans le tableau 2.1, les résultats de l'ACV démontrent la forte contribution des énergies fossiles dans les impacts environnementaux, et qu'il est nécessaire d'inverser cette proportion pour atteindre les objectifs de réduction des impacts environnementaux. Les bases de données pour l'inventaire de cycle de vie sont diverses et variées, comme figuré sur le tableau. D'après ces études, les frontières d'études couramment utilisées dans une ACV-A d'un mix électrique d'un territoire se limitent du berceau à la porte, c'est-à-dire on comptabilise les impacts générés de l'acquisition des matières premières jusqu'à l'opération de production d'électricité proprement dite. Plusieurs indicateurs sont étudiés lors d'une ACV, mais cinq principaux indicateurs se

recoupent dans toutes les études que nous avons pu recenser au cours de la recherche bibliographique : le potentiel de réchauffement global, d’acidification, d’eutrophisation, et d’oxydation photochimique et la quantité d’énergie primaire nécessaire. Dans le cadre de ces travaux, nous allons également reprendre ces différents indicateurs et les mêmes frontières.

L’ACV est utilisée dans plusieurs domaines, que ce soit pour le bâtiment [Anand 2017] ou leur rénovation [Vilches 2017], les matériaux de construction [Martínez-Rocamora 2016], ou les filières de production [Asdrubali 2015, Turconi 2013], et dont les résultats peuvent être utilisés de différentes façon. Ils peuvent servir de comparaison entre deux ou plusieurs sources d’énergies pour constituer des alternatives d’un système énergétique, identifier les postes où il est nécessaire d’apporter des améliorations. Par exemple, les études sur l’île de Graciosa dans l’archipel des Açores comparent par le biais de l’ACV les performances environnementales d’un système entièrement basé sur l’emploi des moteurs diesels contre un système hybride combinant le stockage d’énergie et des énergies éoliennes et photovoltaïques, en gardant les moteurs diesels pour les périodes de pointes (PV) [Stenzel 2018]. Le système doit satisfaire les besoins de 4391 habitants repartis sur une superficie de 61 km². Pour l’île de Koh-Jig de la Thaïlande, s’étalant sur une superficie de 1,12 km² et abritant 437 résidents, le système hybride mis en place composé de moteurs diesels/éolien/PV est comparé avec deux alternatives qui est l’interconnexion avec le réseau national thaïlandais, et l’utilisation de moteurs diesels individuels [Smith 2015]. Dans les deux cas présentés, nous remarquons que les résultats d’une des alternatives commune à ces deux cas, soit le système hybride avec une intégration conséquente d’énergie renouvelables, présentent la meilleure solution en termes de réduction des impacts environnementaux. Cela illustre bien l’intérêt de l’ACV en tant qu’outil d’aide à la décision. Pour les études relatives à chaque source de production, nous nous référerons à la section 3.3.

2.1.2 Les outils d’évaluation existants, avantages et inconvénients

Plusieurs outils existent actuellement pour réaliser l’ACV des systèmes de production. Les logiciels les plus utilisés dans la littérature sont présentés dans cette section afin de montrer leur pertinence dans l’application d’une étude dans le cadre de milieu insulaire. Nous allons ainsi donc comparer les outils suivants : GEMIS, SimaPro, GaBi, OpenLCA, la base de données de l’ADEME.

GEMIS ou Global Emissions Model for Integrated Systems est un modèle qui intègre les flux d’énergie et de matériaux, le transport et une base de données conséquente pour les systèmes de production. Il a été développé depuis 1989 par l’institut allemand

2.1. Évaluation des systèmes de production d'électricité

Öko-Institut, et distribué sur la plateforme IINAS [Öko-Institut 2015]. C'est un outil d'évaluation, libre et gratuit qui intègre près de 10000 processus et produits, et permet de développer des scénarios de comparaison. Les processus intégrés dans le logiciel se rapportent à différents pays du monde, mais la particularité réside également dans les processus dits "*génériques*" qui peuvent être utilisés comme des processus de bases, non affectés à un pays particulier, et que l'on peut adapter à un territoire suivant les spécificités du parc de production étudié.

SimaPro a été développé depuis 1990 et distribué par Pré Consultants, basés aux Pays-Bas [Pré Sustainability 2015]. GaBi est un logiciel de modélisation et d'évaluation de système de produit, qui est apparu sur le marché en 1992, développé et distribué dans le monde par PE international, [PE-international 2015]. Les résultats obtenus à partir de ces deux outils sont majoritairement équivalents, la différence entre les deux réside dans l'implémentation de la méthode d'évaluation relative aux bases de données utilisées dans chacun des logiciels [Herrmann 2015]. L'inconvénient de l'utilisation de ces deux logiciels se pose sur l'achat d'une licence pour accéder aux différentes bases de données.

OpenLCA a été créé depuis 2006 et distribué par GreenDelta [GreenDelta 2014], il permet d'effectuer des calculs rapides et fiables et adaptables selon l'étude menée. Si le logiciel en lui-même est gratuit, les bases de données d'inventaires n'y sont pas directement intégrés. Certaines bases de données sont libres et gratuites, mais les données relatives à la production d'énergie nécessitent une licence, comme pour SimaPro et GaBi.

Pour les bases de données nationales, notamment le centre de ressources sur les bilans de gaz à effet de serre est proposé par l'ADEME [ADEME 2013b]. Cette base de données propose des valeurs relatives à des centrales de productions rencontrées en France continentale. Cependant, les données ne peuvent être ajustées pour être appliquées à d'autres études, mais peuvent servir de valeurs de références.

Dans le cadre des milieux insulaires, il est parfois difficile d'appliquer immédiatement les logiciels sur les cas d'études. En effet, les bases de données intégrées dans les logiciels, tels que GaBi ou SimaPro, sont généralement adaptés aux contextes dans lesquels ils ont été développés, et comprennent par endroit d'autres contextes similaires et des données de pays développés. GEMIS aussi propose des données de par le monde, mais également des processus dits génériques qui ne sont pas attribués à un pays particulier mais qui présentent des caractéristiques générales, facilement adaptables à tout contexte, d'où l'intérêt d'exploiter ces bases de données. Nous allons développer cette partie dans le chapitre 3.2.

2.2 Prospective et planification énergétique

2.2.1 Méthodes et typologie de développement de scénario

2.2.1.1 Le modèle prospectif

Il existe trois écoles de modélisation de scénario issues des États-Unis, du Royaume Uni et de la France [Bradfield 2005, Amer 2013]. Les "Intuitive-logics models" dont l'objet du travail de scénario peut être appliqué soit à un cas isolé, pour le développement d'une stratégie spécifique, soit pour le cas d'une activité continue associé à une organisation adaptative avec anticipation qui est une approche qui part du principe que les décisions sont basées sur un ensemble complexe de paramètres intégrant l'économie, les directives politiques, la technologie, les ressources, l'aspect social et les facteurs environnementaux. L'approche ne repose pas sur des algorithmes mathématiques.

La "Probabilistic modified trend models" (PMT) est appliquée à un cas d'étude spécifique, effectuée dans le but d'améliorer la prévision ou l'extrapolation. Elle intègre deux différentes méthodologies matricielles : le "trend impact analysis (TIA)" qui combine les méthodes de prévisions traditionnelles telles que les séries temporelles avec des paramètres qualitatifs pour renforcer l'analyse des scénarios et le "cross impact analysis (CIA)" qui intègre une analyse des tableaux d'interaction et la corrélation des différents paramètres ou variables. Cette approche repose sur le principe que l'on ne peut développer un scénario isolé sans tenir compte des autres événements.

La prospective est généralement appliquée à un cas isolé, comprenant des contraintes politiques effectives et des décisions stratégiques. L'approche repose sur le principe que le futur n'est pas prédéterminé, et qu'il peut être modelé selon la vision. D'après [Assoumou 2007], les modèles de prospectives énergétiques permettent d'évaluer sur le long terme des scénarios d'évolution du système énergétique. Selon [Saiah 2017], une analyse prospective est une approche itérative dans le but de préparer l'avenir, en développant des scénarios reposant sur les données de base disponibles. L'objet d'une analyse prospective est de fournir diverses possibilités du futur à partir d'une approche exploratoire .

Compte tenu de ces différentes écoles de mise en place de scénario énergétique, la méthode prospective a été adoptée dans le cadre de nos travaux. Cela permettra de répondre à l'objectif de proposer des scénarios de production électrique, les moins carbonés.

Un état de l'art des différentes méthodologies et applications de scénarios prospectifs a été établi par [Oliveira 2018]. D'après cette étude, la définition de scénarios prospectifs pour un pays nécessite de dresser les situations futures en identifiant les tendances et

2.2. Prospective et planification énergétique

les incertitudes, et prévoyant les opportunités et les risques éventuels. Le développement de scénario permet de réduire les incertitudes et guider les décisions stratégiques afin de construire le meilleur avenir possible. Nous pouvons également relever les différentes méthodologies de chaque catégorie de scénario, comme exposé dans [Oliveira 2018]. Pour appliquer la méthode prospective, il faut définir huit étapes :

1. l'analyse du problème et la délimitation du système : les problématiques environnementales liées à la production d'électricité délimitent le système sur lequel nous allons travailler ;
2. le diagnostic de l'entreprise ;
3. l'analyse structurelle ;
4. le dynamisme de l'entreprise dans son environnement ;
5. la mise en place de scénarios environnementaux ;
6. l'évaluation des stratégies ;
7. la sélection des stratégies ;
8. le développement des plans d'action et des dispositifs de contrôle.

Les phases (2) (3) (4) se réfèrent à la situation et au diagnostic structurel du parc de production d'électricité, que nous avons effectuée dans la section 1.2. La phase (4) est l'évaluation du système de production, à partir de l'ACV du chapitre 3. Les phases (5) à (8) seront essentielles pour atteindre les objectifs fixés dans les problématiques.

Avant de proposer des scénarios, il est également nécessaire de savoir quel type de scénario nous voulons mettre en place et dans quel but, pour mieux poser les hypothèses. Il existe plusieurs types de scénarios et généralement, dans la littérature, on retrouve trois catégories de scénarios mais dont la terminologie n'est pas toujours la même. Dans leurs travaux, [Börjeson 2006] définissent trois types de scénarios :

- Les scénarios prédictifs (probables) : qui sont définis comme des projections ou des scénarios qui répondent à la question "qu'est-ce qu'il va se passer" sous les conditions d'évolution possible, ou sous des conditions spécifiques ;
- Les scénarios exploratoires (possibles) : qui sont définis comme des scénarios stratégiques ou externes qui répondent à la question "qu'est-ce qui peut se passer" en termes de développements externes ou si les contraintes actuelles sont maintenues ;
- Les scénarios normatifs (préférables) : qui sont définis par des scénarios qui répondent à la question "comment peut-on atteindre un objectif spécifique" et apportant des changements dans la structure existante.

Les scénarios normatifs sont donc les plus appropriés dans la vision prospective, cela étant car il est question d'atteindre un objectif spécifique. Dans les scénarios normatifs,

on distingue également 2 types de scénarios : un scénario qui répond à la question de ”comment atteindre l’objectif en conservant la structure existante mais en y apportant des ajustements”, et un second type où la structure existante ne permet pas d’atteindre l’objectif fixé et qu’il nécessite un changement pour mieux répondre aux attentes. Pour ce faire, nous allons considérer ces deux aspects des scénarios normatifs.

Cette dénomination de trois types de scénario a été reprise par [Trutnevyte 2016] dans sa rétrospective des différents scénarios énergétiques du Royaume Uni, effectués entre la période de 1978 et 2002. Les scénarios peuvent être établis à partir de principaux facteurs, tels que la croissance économique, l’économie d’énergie, les valeurs sociales et dispositions politiques, le prix des produits pétroliers, le déploiement des énergies renouvelables, le taux d’actualisation, les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Les scénarios incluant la croissance économique proposent généralement trois tendances (haut, médian, bas) ; l’économie d’énergie également peut présenter deux aspects (haut et bas) ; l’évolution du prix des produits pétroliers peut également évoluer de trois façons : haute, basse ou effet de choc. Ces trois facteurs peuvent influencer au niveau des scénarios d’évolution des besoins en électricité de la population. Pour effectuer une optimisation de la structure de la production d’électricité, le déploiement des énergies renouvelables sans contrainte ou limité peut influencer la production de chaque système.

2.2.1.2 La planification énergétique

La planification énergétique connaît plusieurs définitions. D’après [Prasad 2014], une planification énergétique doit toujours soutenir le développement durable, c’est-à-dire inclure les trois critères principaux : économique, social et environnemental. Le critère économique consiste à réduire la dépendance aux énergies fossiles et l’accroissement des investissements sur les énergies renouvelables locales. Le critère environnemental repose sur l’atténuation des émissions de GES, de la pollution de l’air et de l’épuisement des ressources naturelles et le critère social induit l’implication des citoyens dans les prises de décisions générant la création d’emploi et l’amélioration de la santé humaine. Selon [Thery 2009], la planification énergétique est une composante complexe multi-critère, proposant une combinaison optimale de source d’énergies qui répond à une demande spécifique. Les différents critères ou contraintes à tenir en compte se rapportent non seulement aux aspects techniques, économiques et environnementaux, mais reposent également sur des critères de sécurité et de santé, des critères sociaux et géopolitiques. D’après [Cormio 2003], l’exercice de planification doit prendre en compte les aspects politiques, les considérations sociales et environnementales et est appliquée en considérant les données collectées des dernières planifications en vigueur du territoire étudié.

Selon [Saiah 2017], la prospective dépend des challenges et des besoins stratégiques

2.2. Prospective et planification énergétique

et peut être défini par une prospective du présent (entre 2 à 5 ans), une prospective à moyen terme (5 à 10 ans) ou une prospective à long terme (20 à 30 ans). En considérant un horizon d'étude à 2050, nous appliquerons donc une prospective à long terme. Selon [Thery 2009], la résolution d'une planification énergétique dépend également de la temporalité du problème : le court terme se réfère à des résolutions de l'ordre de l'heure, jour, mois ou l'année ; le moyen terme (de l'année à 10 ans) et le long terme (au delà de 15 ans). Une planification à long terme incite à anticiper les changements relatifs à la demande, par le développement de nouvelles structures en considérant également les taux de renouvellement technologiques. Les facteurs spatiotemporelles influent également sur les décisions à prendre pour une planification énergétique, comme illustré sur la figure 2.1.

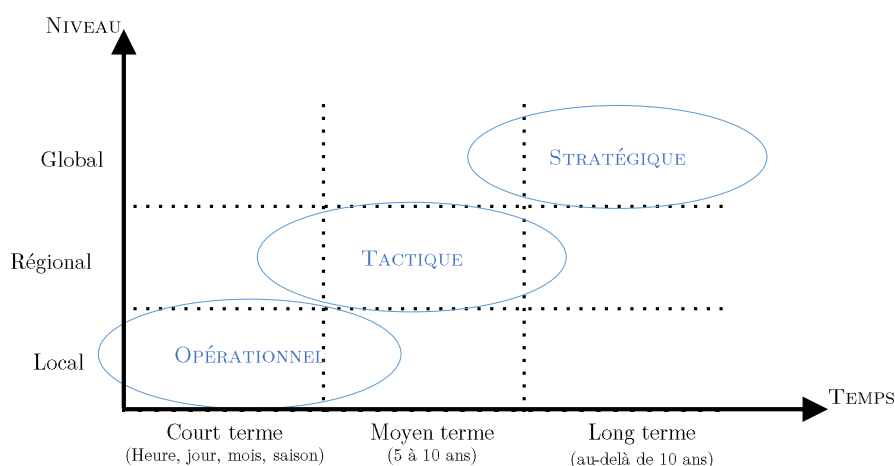


FIGURE 2.1 – Les niveaux de décisions à considérer pour une planification énergétique d'après [Thery 2009]

Cette structure de prise de décisions est basée sur une approche de type descendante ou top-down. L'approche stratégique est appropriée pour une planification à long terme à l'échelle du territoire, et permet de déterminer la quantité d'énergie nécessaire pour chaque source d'énergie existante ou à promouvoir, à chaque horizon de temps. Ce niveau est basé sur l'évaluation de différents paramètres tels que l'évolution de la demande, du contexte social et politique. L'approche tactique vise à établir une planification sur une échelle régionale à moyen terme, suivant les décisions stratégiques établies sur le niveau supérieur. La définition de l'échelle régionale, dans ce cas, représente un groupement de régions ou de communes destinés à bénéficier du même équipement de production. L'approche opérationnelle est à l'échelle du système de production, et la planification est à l'ordre du court terme pour améliorer les performances technologiques. Dans le cadre de ces travaux, nous allons nous focaliser sur l'approche stratégique à long terme.

2.2.2 Les outils de planification énergétique

Plusieurs sont les logiciels de planification d’énergie et/ou de mise en œuvre de scénarios énergétiques, allant de l’échelle d’un quartier à un territoire [Connolly 2010]. Mais il existe également des études se rapportant à la mise en place de scénarios énergétique à partir de modèles mathématiques que nous retrouvons fréquemment dans les études de prospectives territoriales, pour proposer des scénarios de production d’énergie sur le long terme.

2.2.2.1 Exemples de logiciels de planification, leurs avantages et inconvénients

Le logiciel EnergyPLAN est un modèle informatique conçu pour l’analyse des systèmes énergétiques. Le modèle a été développé et amélioré sur une période continue depuis 1999 au sein de l’Université d’Aalborg, Danemark et disponible à tout utilisateur sur la plateforme [Aalborg University 2014]. Le principal objectif d’EnergyPLAN est d’analyser les impacts environnementaux et économiques de différentes stratégies énergétiques. Il permet ainsi de modéliser plusieurs scénarios qui peuvent être comparés à d’autres, plutôt que de déterminer une solution optimale à partir de données prédéfinies. EnergyPLAN est plus un outil de simulation qu’un outil d’optimisation.

Les données nécessaires pour l’application d’EnergyPLAN reposent sur les besoins ou demandes en énergies, le potentiel des énergies renouvelables, la puissance des installations et infrastructures, les différents coûts d’énergie. Une étude sur la faisabilité socio-économique de l’autonomie énergétique au Danemark a été effectuée à partir d’EnergyPLAN, en deux paliers de temps : atteindre en 2050 l’indépendance énergétique constitué de biomasse et d’énergie de la mer, éolienne et solaire ; atteindre en 2030 un bouquet énergétique constitué de 50% d’énergies renouvelables, en mettant l’accent sur les différentes étapes à mettre en place . EnergyPLAN a été utilisé pour simuler différents scénarios pour établir la comparaison de la faisabilité de chaque proposition, la balance énergétique, la consommation de combustible et les émissions de CO₂ [Lund 2009]. La planification d’un système énergétique 100% renouvelable en Croatie a également été simulé sur EnergyPLAN. L’objectif de l’étude menée par [Krajačić 2011] était de fournir des informations sur les installations qui sont économes en carburant celles qui sont aptes à intégrer les énergies renouvelables. Les résultats donnent également un aperçu des capacités approximatives des systèmes de stockage d’énergie et d’autres technologies pertinents et susceptible présenter des moyens utiles pour la planification ultérieure de l’énergie.

Les principaux résultats reposent sur les émissions de CO₂ annuelles pour l’année

2.2. Prospective et planification énergétique

étudiée, la consommation d'énergie annuelle totale, le coût total annuel d'investissement, le bilan énergétique, et les résultats annuels de production, de consommation de combustible, d'import/export d'électricité. Suivant nos objectifs, l'intérêt de l'utilisation de EnergyPLAN semble peu important, étant donné que les résultats ne tiennent pas compte des restrictions environnementales mais évaluent uniquement les charges qui en découlent.

Le modèle H₂RES permet d'effectuer une planification énergétique des îles et des régions isolées, qui fonctionnent à partir de systèmes autonomes. H₂RES est particulièrement exploité pour être un modèle développé pour simuler l'intégration des énergies renouvelables et de l'hydrogène dans le système énergétique des milieux insulaires. Cet outil permet de modéliser toute forme de productions thermiques ainsi que toutes les technologies à base d'énergies renouvelables, exceptés le nucléaire et la technologie marémotrice [Connolly 2010].

La méthodologie repose sur quatre points : le recensement des besoins énergétiques (électricité, chauffage, climatisation, transport de carburants) et sur les installations existants (traitement des déchets, des eaux et des eaux usées); le recensement des potentialités des ressources en énergies renouvelables; la conception de scénarios avec les technologies qui peuvent utiliser les ressources disponibles pour couvrir les besoins; la modélisation de scénarios, pour satisfaire les besoins, en exploitant les ressources disponibles et en satisfaisant les critères prédéfinis. Les énergies fossiles devraient généralement être utilisées en dernier recours, étant donné que l'exploitation des ressources renouvelables locales disponibles est priorisée. Le modèle a été développé à l'Instituto Superior Técnico de l'Université de Lisbonne (Portugal) et la Faculté de Génie Mécanique et d'architecture navale de l'Université de Zagreb (Croatie), mais n'est pas encore disponible à l'utilisation externe. Malgré le fait que le modèle ne peut être utilisé directement, la méthodologie ne reste pas néanmoins exploitable.

LEAP est un outil de modélisation intégré qui peut être utilisé pour établir un suivi de la consommation énergétique, de la production et de l'extraction des ressources dans tous les secteurs économiques. Il peut être utilisé pour recenser les principaux postes d'émissions de GES pour tous les secteurs, énergétiques ou non. L'analyse des émissions de polluants atmosphériques locaux et régionaux peut être effectuée également à partir de LEAP, à partir d'une base de données se référant sur la base des rapports du GIEC, de l'US Energy Information Administration (EIA) et de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) [Kachoei 2018].

Il est également généralement utilisé pour analyser les systèmes énergétiques nationaux. Ce modèle fonctionne en utilisant un pas de temps annuel, et l'horizon de temps peut s'étendre jusqu'à 50 ans. LEAP peut simuler tous les secteurs et technologies,

le prix correspondant aux systèmes énergétiques, incluant le coût du démantèlement de l’infrastructure et le recouvrement des besoins non satisfaits. Il permet également la gestion de scénario, qui permet de décrire les mesures politiques à mettre en place. Les résultats obtenus comprennent la demande en combustibles, la production de chaque unité, les émissions de GES. Les résultats d’un scénario de politique active sont couramment comparés à un scénario tendanciel, de type business-as-usual. LEAP a été développé à l’Université de Stockholm Environment Institute et est disponible sur la plateforme[Heaps 2012]. Parmi les logiciels de planification, les résultats issus de LEAP sont les plus représentatifs de ce que nous attendons : il peut déterminer si les différentes ressources à exploiter pour satisfaire la demande sont adéquates ou non.

2.2.2.2 Exemples de scénarios de planification énergétique à long terme

La littérature fournit plusieurs études relatant des scénarios de production d’énergie à long terme, se différenciant par les paramètres décisifs pour chaque type d’étude. L’objectif de cette section est de montrer les possibilités de développement de scénarios et les paramètres d’évaluations.

MARKAL/TIMES tend à résoudre un problème de programmation linéaire qui minimise les coûts globaux actualisés d’un système énergétique de référence, sur un horizon de temps donné, en respectant toutes les contraintes. MARKAL évalue donc le mix énergétique qui satisfait la demande, et pour chaque technologie et chaque période de temps, il définit le niveau d’activité, d’investissement technologique et économique, et selon la disponibilité les niveaux d’émissions et des taxes y afférant [Loulou 2005]. Le modèle a été appliqué sur plusieurs pays pour simuler des scénarios énergétiques. Par exemple, l’étude de [McDowall 2018] a inclus dans le modèle TIMES Européen, un modèle d’analyse environnemental d’entrées-sorties. L’objectif est de voir l’influence des émissions indirectes d’un système sur la définition du modèle énergétique optimal. Les résultats issus de cette étude ont révélé que l’intégration des émissions indirectes, bien qu’elles soient relativement inférieures par rapport aux émissions du secteur énergétique, influencent les résultats obtenus. Les énergies renouvelables qui ne génèrent pas d’émissions directes deviennent moins attractives au vue des émissions indirectes, mais elles constituent néanmoins un élément clé du mix énergétique optimal pour un scénario de réduction d’émissions.

[Saiah 2017] présentent une étude prospective de planification énergétique à long terme en Algérie, dans laquelle les scénarios ont été développés sur la base d’hypothèses d’évolution socio-économiques (la population, PIB) et de paramètres énergétiques (efficacité énergétique, puissance installée). Ils ont déterminé des scénarios tendanciels et des scénarios volontaristes pour chaque paramètre pour mettre en exergue les bénéfices

2.2. Prospective et planification énergétique

relatifs au scénario volontariste.

Dans l'étude de [ZhiDong 2003], une étude à long terme de la Chine a été effectuée en combinant les aspects économiques, énergétiques et environnementaux et développant différents types de scénarios pour l'horizon 2030 en alternant les variations de chaque paramètre : l'amélioration des performances énergétiques des centrales, l'augmentation de la proportion des énergies renouvelables, l'application d'une taxe carbone, la combinaison des deux premiers paramètres par l'application d'une politique d'énergie et la substitution des combustibles, l'application de toutes les contraintes. L'application successive des contraintes permet de mesurer l'impact de chaque contrainte sur les scénarios de production.

[Santoyo-Castelazo 2014] ont développé une démarche et une méthodologie générale applicable à tout système énergétique. La démarche utilisée nécessite dans un premier temps de déterminer les indicateurs économiques, environnementaux et sociaux pour mesurer la durabilité du système. Dans un deuxième temps, il faut spécifier et sélectionner les technologies à intégrer, puis définir les scénarios. Ces scénarios seront ensuite évalués sur les trois critères précédents sur la base de l'approche de cycle de vie. L'intégration des indicateurs de durabilités permettra d'établir un scénario multicritère.

[Thangavelu 2015] proposent une planification à long terme d'un territoire en tenant compte des risques associés et les incertitudes liées aux différents variables. Les différents paramètres utilisés se rapportent à la détermination de l'intervalle de temps, une planification à long terme doit être définie par des intervalles de temps égaux (soit des saisonnalités, un pas de temps annuel, ou un pas de temps pluriannuel). Il y a également les données projetées tels que les différents coûts des technologies et des carburants des centrales, la demande annuelle en électricité. Il faut tenir compte de la diversité des centrales de production, des potentialités des énergies renouvelables. Sur l'aspect technique, nous considérons le rendement, les émissions liées aux technologies, les différentes options de captage et de séquestration du carbone, le taux de réduction du carbone. Sur l'aspect politique, la limitation des émissions de GES, le taux d'intégration des énergies renouvelables, et la diversification des énergies sont considérés. Les objectifs tendent à garantir la sécurité énergétique en planifiant la capacité de production des centrales. Les résultats obtenus permettront de proposer le meilleur mix électrique avec les mesures économiques optimales, en évaluant les émissions de GES à l'horizon étudié et la contribution des énergies renouvelables.

2.3 Travaux de planification sur La Réunion

La Réunion est un territoire insulaire qui apparait comme un excellent sujet d’étude, un laboratoire d’expérimentation. Étant donné les ambitions posées par les politiques environnementales exposées dans la section 1.2.2, il existe plusieurs études qui se sont déjà focalisées sur la Réunion concernant entre autres l’évolution de la consommation énergétique, la faisabilité de l’autonomie énergétique ou encore l’état des lieux de la production d’énergie.

[Notton 2015] a exposé la situation énergétique des îles françaises, incluant La Réunion, en mettant en exergue l’importance et l’influence de l’insularité sur le bouquet énergétique de chaque territoire. L’éloignement géographique des zones non interconnectées (ZNI), par rapport à la France métropolitaine et/ou à d’autres zones côtières, fait que l’interconnexion au réseau continental est pratiquement impossible, mise à part le cas de la Corse, ce qui rend la gestion de la production et la distribution électrique dans les espaces insulaires plus compliquée. Malgré leur fort potentiel en énergies renouvelables, ces énergies sont souvent sous-exploitées et favorisent l’importation des produits fossiles pour l’approvisionnement énergétique.

[Drouineau 2012] a établi une modélisation prospective de l’évolution du système électrique réunionnais, en mettant en place trois scénarios permettant d’atteindre l’autonomie électrique. En effet, ces travaux proposent d’étudier la fiabilité d’un système électrique, pour définir la capacité du système à faire face aux incidents d’exploitation, suivant les scénarios. Les travaux de [Drouineau 2015] analysent le potentiel énergétique et la capacité de l’île de la Réunion à atteindre l’autonomie électrique en 2030, objectif posé par le Grenelle de l’environnement. L’analyse prospective est basée sur le modèle TIMES-Réunion qui consiste à maximiser le surplus total du système d’énergie sur un vaste horizon de temps (habituellement plusieurs décennies) dans un cadre d’optimisation inter-temporelle. Quatre scénarios ont été développés autour de ce modèle. Premièrement, un scénario tendanciel reprend la même évolution du mix de production. En gardant les mêmes caractéristiques actuelles, la production à base d’énergies fossiles constitue une forte proportion pour répondre aux besoins de la population. L’offre de la production hydraulique reste constante, sur l’horizon de temps étudié. Deuxièmement, un scénario 100% EnR – PV/OCE présente la part des énergies renouvelables, qui atteint 100% en 2030. Le scénario suppose une intégration forte des énergies renouvelables dans le mix électrique. Le scénario se base sur une démarche volontaire de promouvoir les énergies renouvelables. Contrairement au scénario tendanciel, la capacité hydraulique est supposée augmenter de 45 MW dès 2015. Cependant cette hypothèse a été prise sur la base des données en 2008, la puissance hydraulique installée en 2015 est en réalité augmenté de 12 MW par rapport à celle de 2008. L’utilisation des énergies marines, de l’éolien et de

2.3. Travaux de planification sur La Réunion

la géothermie apparaît également dans ce scénario. L'amélioration du rendement de la canne fibre également est supposée effective dans ce scénario. Il s'agit de promouvoir la culture d'une canne fibre dédiée uniquement à la production. La production issue du photovoltaïque et celle de l'énergie des mers sont prônées. Elle suppose un développement du photovoltaïque jusqu'à 700 MW et les énergies marines à 150 MW. Et enfin, un scénario de rupture, variante du 100% EnR, où l'exploitation du potentiel géothermique et l'abandon de la production sucrière au profit d'une culture de fibre de canne à fort rendement.

La répartition de l'intégration de chaque type d'énergie est préalablement définie dans le cadre de cette étude. Les scénarios définis permettent ensuite de déterminer la fiabilité du réseau de production est garantie à partir des configurations précitées. L'aspect environnemental n'est pas la première contrainte imposée, mais les scénarios proposés permettent de réduire les émissions de gaz à effet de serre. En effet, le modèle TIMES-Réunion minimise principalement le coût total du système en englobant les coûts d'investissement, les coûts d'opération et de maintenance, les coûts d'importations et d'extraction des ressources, et les taxes associés.

[Ma 2012] a examiné le système énergétique réunionnais sous une échelle plus fine, en intégrant le domaine géographique par le biais du système énergétique territorial. Ces travaux ont pour but de répondre à la principale problématique de l'autonomie énergétique pouvant répondre à la demande d'énergie, en respectant les contraintes environnementales. Cette étude propose également une prospective énergétique pour La Réunion, en émettant deux approches d'évolution de la production : un scénario conservateur, basé sur l'augmentation unique de la production fossile et un scénario se focalisant sur l'augmentation de la part du photovoltaïque. Pour ce dernier, trois scénarios ont été développés : un scénario de stabilité du système de production conventionnel, un scénario où le système conventionnel présente une diminution de la puissance installée en faveur de l'augmentation de celle de la production photovoltaïque, et un scénario où le système conventionnel s'ajuste à la courbe d'évolution de la progression du taux de couverture du PV.

[Bouckaert 2013] a présenté l'intégration et la contribution des smart-grids dans la transition énergétique de La Réunion, suite aux travaux de [Drouineau 2012]. En effet, cette étude reprend les scénarios établis par [Drouineau 2012] en appliquant le concept de Smart grids, afin de greffer au système énergétique un système d'information, dans le but d'améliorer l'efficacité du système et d'optimiser son fonctionnement. Les fonctionnalités liées aux concepts de smart grids présentés ici, concilient les objectifs européens du paquet Énergie Climat 3x20, l'intégration à grande échelle des énergies renouvelables dans la production électrique, la gestion de la demande incluant les programmes de maîtrise d'énergie, que ce soit au niveau de la distribution raisonnée de l'électricité.

Les études menées par [Selosse 2018] ont eu pour objectif d’analyser différents scénarios pour atteindre l’autonomie électrique, en considérant dans un même temps l’intégration à grande échelle d’énergies renouvelables en utilisant l’approche ascendante du modèle TIMES-Réunion. Dans cette étude, cinq scénarios ont été développés, avec pour année de référence, l’année 2008. La spécificité de ces scénarios repose sur l’atteinte de l’autonomie électrique en 2030 et la demande d’énergie assumée se rapporte aux projections de EDF, en considérant les besoins des voitures électriques. Un premier scénario, appelé scénario *Rupture*, préconise l’exploitation de la géothermie ainsi que de la culture de la canne à sucre, uniquement à des fins énergétiques. Un deuxième scénario *100% Renouvelable* prévoit la mise en place d’une puissance de 300 MW supplémentaire de solaire PV en 2020, sans limitation de l’intégration des énergies intermittentes. Un troisième scénario *PV-OCE* favorise la contribution du solaire PV et des énergies de la mer de manière significative. Les deux derniers scénarios reprennent les hypothèses des scénarios 2 et 3, en incluant le seuil d’intégration des énergies intermittentes de 30%. Ce seuil concerne le solaire, les énergies de la mer, et l’éolien.

2.4 Conclusion du chapitre

Ce chapitre présente de manière synthétique l’état de l’art sur les méthodes et outils d’évaluation des systèmes de production d’électricité, notamment l’ACV. Cette revue a permis de mettre en exergue l’intérêt porté sur la base de données de GEMIS. Le traitement et l’exploitation de cette base de données se fera sous un autre environnement, MATLAB pour faciliter la prise en main des paramètres. Une revue de la littérature sur les méthodologies de développement des scénarios et de la planification énergétique a également été faite. Dans le cadre de nos travaux, une approche stratégique à long terme sera considérée. La méthodologie générale recensée dans la littérature considèrera la démarche suivante : le recensement des potentialités des ressources, le recensement des besoins électrique, la conception des scénarios et leurs modélisation en favorisant les énergies renouvelables et en utilisant les énergies fossiles en derniers recours. Cette démarche sera ensuite appliquée à un modèle de planification énergétique à long et moyen terme dont les résultats obtenus seront comparés aux scénarios prospectifs recensés dans la revue de littérature.

Analyse de cycle de vie de la production d'électricité

Sommaire

3.1	Application du cadre méthodologique de l'ACV	39
3.1.1	Définition de l'objectif et du champ de l'étude	39
3.1.2	Inventaire du cycle de vie	40
3.1.3	Évaluation des impacts du cycle de vie	41
3.2	Conception de l'outil d'évaluation des impacts environnementaux	42
3.2.1	Procédure de constitution de la base de données	43
3.2.1.1	Données d'extraction ou acquisition de la matière première	44
3.2.1.2	Données de construction des infrastructures	45
3.2.1.3	Données de transport	45
3.2.1.4	Données de production	45
3.2.1.5	Données d'énergies ou de matières premières nécessaires .	46
3.2.2	Développement de l'outil d'évaluation	46
3.2.2.1	Définition des intrants	46
3.2.2.2	Calcul des émissions liées à chaque étape du cycle de vie	47
3.2.2.3	Calcul des émissions selon les indicateurs environnementaux	49
3.3	Évaluation de la qualité environnementale de la production électrique réunionnaise	51
3.3.1	Analyse élémentaire des centrales de production	52
3.3.1.1	À partir des énergies renouvelables de base	52
3.3.1.2	À partir des énergies intermittentes	55
3.3.1.3	À partir des centrales thermiques	57
3.3.2	Évaluation de la production d'électricité	60
3.4	Conclusion du chapitre	62

LE CONCEPT de l'Analyse de Cycle de Vie (ACV) repose sur l'analyse des flux élémentaires entre la technosphère, comprenant les activités humaines telles que

la production, la transformation, ou encore la consommation, et l'écosphère, ce qui touche l'environnement naturel. L'ACV prend en compte l'ensemble des activités interagissant dans le cycle de vie du produit, considéré comme étant le système de produit, à partir de l'extraction des matières premières, le transport, la phase de fabrication, la distribution et l'utilisation, jusqu'à la fin de vie. L'objectif de l'ACV est de localiser les faiblesses environnementales ; elle peut être appliquée pour des études comparatives et des propositions d'alternatives, pour évaluer les principaux impacts environnementaux, pour la conception de nouveaux produits en indiquant la pertinence environnementale du produit, ou encore pour établir des recommandations dans les produits [Reinhard 2016].

La norme ISO 14040 définit l'ACV comme étant une "compilation et évaluation des intrants, des extrants et des impacts environnementaux potentiels d'un système de produits au cours de son cycle de vie" [ISO 14040 2006]. Les normes [ISO 14040 2006, ISO 14044 2006] régissent et définissent le cadre méthodologique de la réalisation de l'ACV, qui comporte quatre phases :

- la définition des objectifs et du champ d'étude ;
- l'analyse de l'inventaire ;
- l'évaluation des impacts potentiels ;
- l'interprétation des données d'inventaire et des résultats de l'évaluation des impacts.

Ces étapes sont distinctes mais également interdépendantes, car des modifications peuvent intervenir selon les résultats obtenus et impacter de manière itérative les autres étapes de l'analyse. L'interaction entre ces différentes phases est illustrée par la figure 3.1.

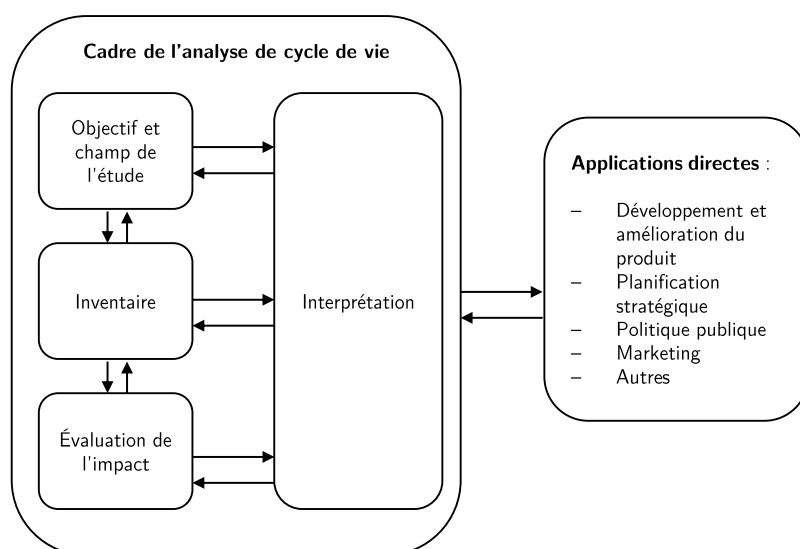


FIGURE 3.1 – Les différentes phases de l'ACV selon [ISO 14040 2006]

Dans ce chapitre, nous mettrons en pratique les différentes étapes inhérentes à l'ACV,

3.1. Application du cadre méthodologique de l'ACV

en spécifiant à chaque étape les applications relatives à notre étude, et les hypothèses s'y rapportant. L'objet de ce chapitre sera donc de spécifier les méthodologies appliquées dans le cadre de cette étude, les méthodes de calcul utilisées pour évaluer la production d'électricité dans le contexte des territoires insulaires avec une application particulière sur La Réunion.

3.1 Application du cadre méthodologique de l'ACV

3.1.1 Définition de l'objectif et du champ de l'étude

Cette phase consiste à définir les attentes issues de cette évaluation et le pourquoi de cette étude, les frontières de l'étude pour délimiter les différentes phases de cycle de vie qui seront considérées dans l'évaluation. La frontière considérée doit être clairement définie dans cette étape, en précisant les différents flux entrants ou intrants, les processus de premier et de second plan. Cette frontière est essentielle dans le cas d'étude de comparaisons de produit. Dans une ACV, nous pouvons avoir différentes définitions des frontières considérées :

- une étude regroupant toutes les étapes du cycle de vie du produit , de l'acquisition des matières premières à la fin de vie du produit représente une analyse dite "*du berceau à la tombe*" ou "*cradle-to-grave*". La détermination des impacts tout le long du cycle de vie montre le caractère holistique de la méthode [Guinée 2002] ;
- en considérant de l'étape d'acquisition des matières premières au produit, l'étude est dite "*du berceau à la porte*" ou "*cradle-to-gate*" ;
- en considérant que le produit arrive jusqu'à l'utilisateur, c'est-à-dire incluant la phase de distribution, l'acquisition du produit par l'utilisateur, l'étude est dite "*du berceau au client*" ou "*cradle-to-client*" ;
- le sous-système incluant la phase de maintenance, d'entretien se rapporte à une étude "*du berceau à la fin de l'utilisation*" ou "*cradle-to-end of use*" sans tenir compte de la fin de vie.

Dans le cadre de ces travaux, l'étude se concentre sur les différents impacts environnementaux issus de la production d'électricité. Comme nous l'avons précédemment énoncé dans le chapitre 2, les étapes tiendront compte de l'acquisition des matières premières, de l'acheminement de ces matières jusqu'au lieu de production, et l'opération de production d'électricité proprement dit, soit une étude du berceau à la porte, comme représentée dans la figure 3.2 suivante. La construction des infrastructures et des différents équipements de chaque type de centrale sera également incluse dans les calculs.

L'unité fonctionnelle (UF) doit également être explicitement définie. Selon [ISO 14040 2006], l'UF est la performance quantifiée d'un système de produits destinée

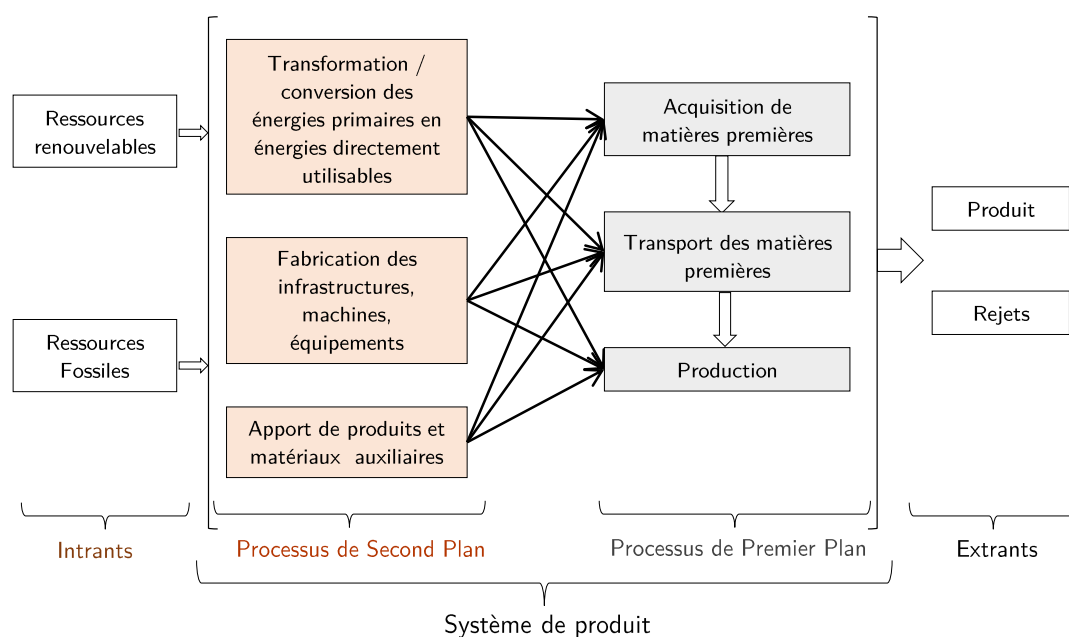


FIGURE 3.2 – Organigramme du système de produit production d'électricité

à être utilisée comme unité de référence dans une ACV, elle décrit généralement une fonction spécifique pertinente avec la finalité de l'étude. Pour la production d'électricité, nous observerons les émissions générées à partir de 1 kWh électrique produit et prêt à être distribué sur l'ensemble du réseau électrique. Comme l'échelle considérée est de l'ordre du territoire, nous considérerons le kWh du mix électrique, à partir de la contribution des différentes sources.

3.1.2 Inventaire du cycle de vie

L'inventaire du cycle de vie (ICV) consiste à calculer les quantités des flux élémentaires (ressources naturelles extraites, aux émissions dans l'air ou dans l'eau) échangés avec l'environnement par UF. Cette étape consiste à quantifier pour chaque processus les flux élémentaires correspondants, à partir de base de données spécialisées, de la littérature ou d'autres sources disponibles et adéquates, ou des données brutes qui ne sont pas encore mises à l'échelle de l'UF. La mise à l'échelle de chaque processus consiste ensuite à déterminer la proportion de chaque flux pour obtenir l'UF choisie. Les résultats de l'inventaire de production permettront ensuite de comptabiliser les flux élémentaires pour chaque processus, mais également l'ensemble des flux émis par le système de produit au travers de la somme de ces derniers.

Trois méthodes se répertorient dans la littérature pour l'ICV d'une étude : la méthode *Process-based LCA* (PLCA), la méthode *Input-Output* (IO), et le modèle

3.1. Application du cadre méthodologique de l'ACV

hybride [Islam 2016]. D'après [Jiang 2014], nous pouvons recenser la définition de chaque méthode : la PLCA est basée sur une approche de type ascendante qui est généralement liée à l'organigramme du système de produit, l'intérêt est de comptabiliser chaque flux sortant de chaque processus considéré. Cette méthode permet de comptabiliser de manière exhaustive les différents flux, mais requiert également du temps pour l'évaluation de tous les processus. Selon le cas, si les données viennent à manquer, certaines étapes peuvent être regroupées en des sous systèmes. D'un autre côté, la méthode IO est une méthode du type descendante qui tient en compte toutes les activités et les allocations s'y afférant, les données utilisées sont généralement de type statistiques ou à l'échelle nationale, les frontières d'études englobent théoriquement toutes les activités autour du produit, mais les données utilisées dans l'inventaire ne sont pas nécessairement appropriés ou ne sont pas spécifiques au produit. Il s'avère donc que cette méthode génère des imprécisions dans les résultats. La méthode hybride, combinant la méthode IO et la PLCA, permet d'avoir une meilleure précision sur les résultats et les frontières, mais engendre parfois des risques de double compte d'informations et de données et d'une complexité mathématique [Islam 2016]. D'après [Crawford 2018], la méthode hybride comporte également différentes spécificités, selon les études menées, ce qui mène à des méthodologies non standardisées et non homogènes pour être réapplicable directement. La méthode adoptée dans ces travaux est donc la méthode PLCA qui permet d'évaluer chaque processus du système de produit.

La base de données de l'ICV représente le noyau de toute étude d'ACV, et le choix de cette base de données reste la plus importante. Dans le cadre de la production d'électricité au niveau territorial, il est donc important de définir la proportion et la contribution de chaque source d'énergie pour fournir 1 kWh électrique. Cette mise à l'échelle permettra alors d'effectuer l'inventaire de production issue de chaque source. D'après cet inventaire, nous pourrions quantifier les charges environnementales de chaque source de production, par type d'émissions et par étape du cycle de vie.

3.1.3 Évaluation des impacts du cycle de vie

La phase d'évaluation d'impacts du cycle de vie (ACVI) vise à transformer les flux répertoriés dans l'ICV, en une série d'impacts identifiables. D'après [ISO 14040 2006], cette phase est destinée à comprendre et à évaluer l'ampleur et l'importance des impacts potentiels d'un système de produits sur l'environnement au cours de son cycle de vie. Cette phase consiste principalement à traduire les différents rejets issus de chaque processus en termes d'indicateurs et de catégories d'impacts. Dans une ACVI, l'évaluation et le choix des catégories d'impact s'effectuent suivant les étapes décrites dans la figure 3.3.

À partir des données de l'inventaire, la classification des résultats permet de définir les indicateurs qui seront ensuite, eux aussi, classifiés pour définir des catégories

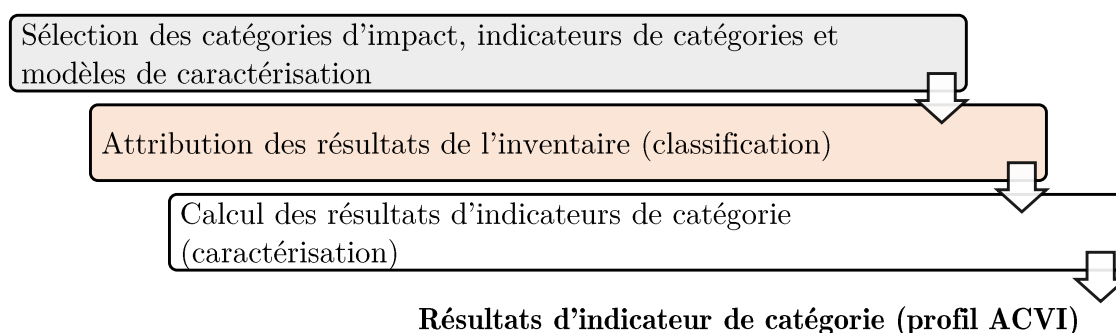


FIGURE 3.3 – Éléments obligatoires de la phase d'ACVI selon [ISO 14040 2006]

d'impacts. Nous distinguons quatre catégories d'impacts relatifs à la santé, à la qualité de l'écosystème, au changement climatique et à la consommation des ressources (voir figure 3.4).

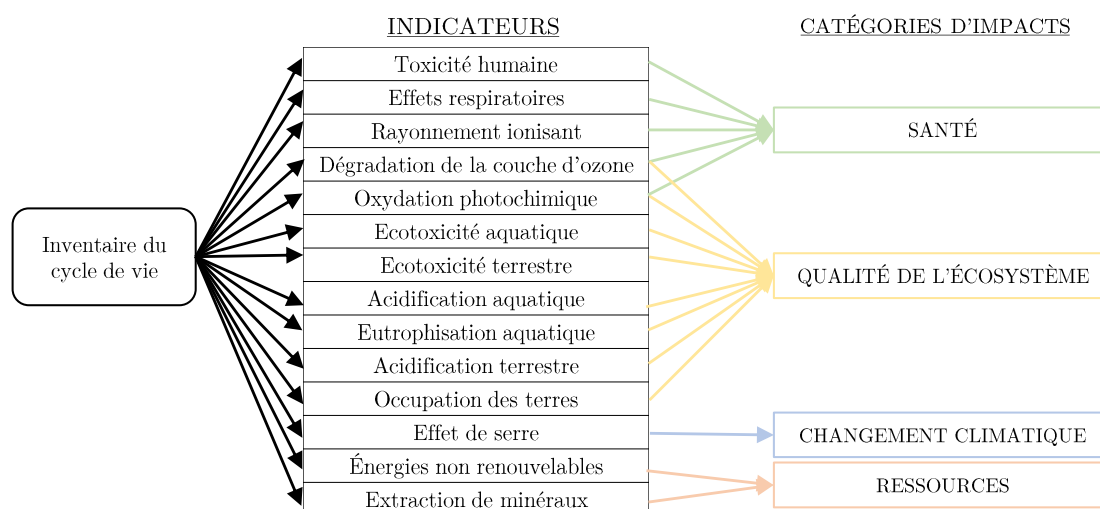


FIGURE 3.4 – Classification des résultats d'inventaire en indicateurs environnementaux et en catégories d'impact

3.2 Conception de l'outil d'évaluation des impacts environnementaux

Les outils d'analyse environnementale, comme présentés dans la section 2.1.2, sont nombreux mais les limites de ces outils se révèlent lorsqu'ils doivent être appliqués à l'étude des territoires insulaires. En effet, leurs bases de données sont généralement applicables directement sur les pays européens, continentaux mais rarement pour les territoires insulaires qui y sont rattachés. La problématique de notre étude se faisant

3.2. Conception de l'outil d'évaluation des impacts environnementaux

sur l'évaluation des milieux insulaires, il est donc nécessaire de fournir un outil adaptable à tout type de territoire ou de périmètre d'étude plus restreint, présentant tout autant de détails concernant les résultats d'inventaires et d'évaluation que les outils existants. Le logiciel GEMIS est un outil qui propose des analyses de systèmes de production de type générique, et facilement adaptable : ces processus génériques présentent deux spécificités qui sont l'universalité de la technologie et la validité de la technologie dans un groupe de pays. Tout type de système énergétique se retrouve dans la base de données, présentant aussi bien les systèmes à base d'énergies fossiles que les alternatives à base d'énergies renouvelables. Mis à part la production d'énergie, GEMIS propose également l'évaluation de processus relatifs aux services de transport, des processus d'extraction de matières premières selon le cas.

Cependant, une des limites de cet outil repose également sur la présentation des résultats. En effet, les résultats obtenus représentent directement le bilan du système de produits et ne permettent pas de distinguer une à une les différentes étapes et processus. L'intérêt de cette section est donc de proposer un outil se basant sur des données d'inventaire de l'outil GEMIS, en différenciant chaque processus, duquel découlera les différents flux associés et la classification de ces flux en indicateurs, suivant l'UF choisie. La dissociation des résultats pour chaque étape est nécessaire pour évaluer leur contribution dans l'évaluation totale. Nous détaillerons dans cette section, les processus qui constitueront la base de données de l'outil, les méthodes de détermination pour chaque étape du cycle de vie, les données nécessaires en entrées pour l'évaluation de chaque source de production, les types de résultats obtenus.

3.2.1 Procédure de constitution de la base de données

Comme précédemment expliqué, les bases de l'outil reposent sur les données d'inventaires de GEMIS. Pour ce faire, nous avons considéré diverses catégories de centrale de production d'électricité, qu'elle soit à base d'énergies fossiles ou d'énergies renouvelables : à base de charbon, de lignite, de gaz, de nucléaire, d'hydraulique, de géothermique, de biomasse, de l'énergie éolienne ou solaire. Parmi ces installations, la différenciation est également exprimée selon la puissance installée allant de la petite à la moyenne et la grande installation, ayant un intervalle de valeur bien défini. Mis à part la puissance de chaque centrale de production, il y a également des technologies différentes pour les centrales à base d'énergies fossiles telles que les centrales intégrant des turbines à vapeurs, à gaz ou à cycle combiné. En combinant tous ces critères, nous avons collecté les données d'inventaires relatives à une quarantaine de technologies de production d'électricité.

Il est important d'expliquer le fonctionnement de GEMIS pour mieux illustrer la

méthodologie utilisée pour extraire la contribution de chaque processus dans les émissions et les rejets générés. Le paramétrage de GEMIS propose d'activer ou de désactiver certaines fonctionnalités à partir d'interrupteurs, comme l'intégration de la construction dans le calcul, ou le transport. À partir de la chaîne de processus correspondant au système de produit représentant les frontières d'étude, nous pouvons distinguer les différentes étapes intermédiaires et les énergies auxiliaires nécessaires dans la production, le type de transport interne ou inter-pays inclus dans l'évaluation.

3.2.1.1 Données d'extraction ou acquisition de la matière première

Pour pouvoir obtenir les émissions inhérentes à chaque étape, à chaque processus, nous avons prélevé l'étape d'extraction à partir de la chaîne de processus correspondante, notamment pour les centrales de production à base d'énergies fossiles. Cette étape possède également des données d'inventaires en termes de rejets et d'émissions. Ces résultats seront ensuite déduits des données de la centrale de production pour qu'il n'y ait pas de doublons dans les calculs.

Pour illustrer cette méthodologie, un exemple de chaîne de processus d'une centrale de production à base d'énergie fossile, soit la centrale à turbine à vapeur fonctionnant au charbon, est présentée sur la figure 3.5. Sur la chaîne de processus, nous pouvons distinguer sur la partie encadrée l'étape d'extraction du charbon. En considérant le processus menant à *Xtra-deep\coal-generic* comme un système de produit à part entière, nous obtenons ainsi le processus d'extraction de la matière première. Ce processus est donc intégré dans notre base de données. En procédant de la même manière sur toutes les centrales à base d'énergie fossiles, nous pouvons étoffer la base de données d'extraction.

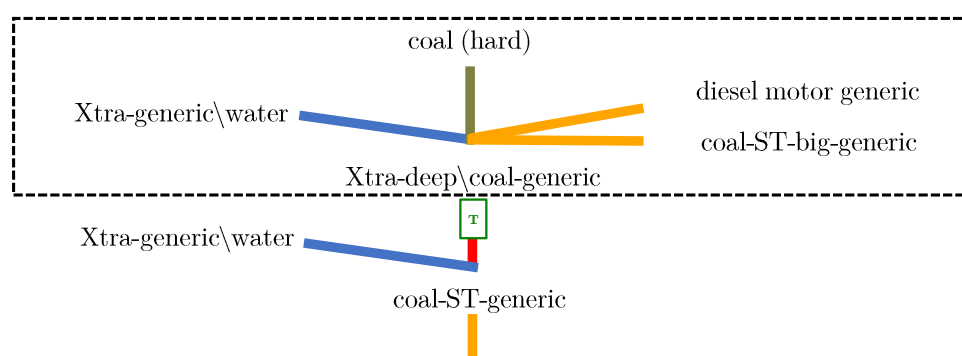


FIGURE 3.5 – Exemple de chaîne de processus d'une centrale de production à partir de GEMIS

3.2. Conception de l'outil d'évaluation des impacts environnementaux

3.2.1.2 Données de construction des infrastructures

En se basant sur l'organigramme du système de produit sur la figure 3.2, la construction des infrastructures fait partie des processus de second plan. Dans GEMIS, la phase de construction n'est pas explicitement représentée dans la chaîne de processus pour que la méthodologie appliquée pour le processus d'extraction. Pour comptabiliser les émissions dues à la construction, nous avons appliqué l'équation 3.1. Les émissions obtenues sont représentatives d'une UF, ce qui implique que les émissions dues à la construction seront multipliées par la quantité d'électricité produite pour chaque source d'énergie.

$$E_{construction} = E_{totales\ avec\ construction} - E_{totales\ sans\ construction} \quad (3.1)$$

3.2.1.3 Données de transport

Le transport pris en compte dans cette étude est relatif au transport des matières premières directement utilisables vers le lieu de fabrication, notamment vers la centrale de production. Généralement, il existe deux types de transport : le transport entre deux pays ou territoires (inter-pays) et le transport à l'intérieur du territoire (intra-pays).

Le transport représente une part non négligeable dans une étude ACV, d'autant plus dans le cadre d'un territoire insulaire. En effet, les modes de transport inter-pays sont généralement représentés par les transports aériens et maritimes, et qui se font sur de longues distances. Le transport intra-pays est représenté par le transport routier, pour le cas de La Réunion.

Le calcul des émissions de transport dans une ACV est effectuée en multipliant la quantité de matières premières, la distance de transport par les émissions relatives au transport. Dans une chaîne de processus de GEMIS, le transport est généralement inclus dans le système de produit, comme nous pouvons l'observer sur la figure 3.5 (représenté en vert sur la figure). Cependant, pour une adaptabilité des données, nous excluons tous les transports dans chacun des processus. Les données de GEMIS proposent différents processus de transports aériens, maritimes, ferroviaires et routiers qui étofferont également notre base de données.

3.2.1.4 Données de production

Considérant les chaînes de processus liées aux centrales de production, les émissions relatives à l'étape de production sont obtenues à partir de l'équation 3.2 :

$$E_{production} = E_{\text{totales sans construction ni transport}} - E_{\text{extraction}} \quad (3.2)$$

où $E_{\text{totales sans construction ni transport}}$ correspond aux émissions dues au système avec les interrupteurs désactivés pour la construction et le transport interne, et $E_{\text{extraction}}$ est obtenue à partir de la chaîne de processus, comme expliquée dans la section 3.2.1.1.

3.2.1.5 Données d'énergies ou de matières premières nécessaires

Outre les étapes du cycle de vie, il est également nécessaire dans la constitution de la base de données de définir la quantité d'énergie primaires ou de matières premières nécessaires pour pouvoir produire une UF. Cette définition est nécessaire pour comptabiliser la consommation d'énergies cumulée, mais également dans le calcul des émissions de transport et d'extraction. Ces données sont renseignées dans les données de GEMIS.

Pour rappel, dans la base de données, chaque composante est représentative des émissions dues à 1 kWh électrique issue de chaque source de production.

3.2.2 Développement de l'outil d'évaluation

Pour chaque centrale de production, les données d'inventaires composant la base de données sont enregistrées sous forme matricielle. Étant donné la quantité de données, nous avons choisi de développer les différents calculs d'évaluation sous l'environnement MATLAB, pour faciliter la manipulation des données.

La conception générale de l'outil se base sur l'organigramme 3.2, comprenant les intrants, le système de produit et les extrants. La figure 3.6 illustre les différentes composantes de l'outil.

Sur la figure 3.6, nous constatons le parallélisme entre le système de produit et l'outil mis en place. Les intrants sont mis en parallèle avec les données en entrée, la base de données d'inventaires, que nous avons constituée, est liée au système de produit aux différents processus de premier et second plan, et les extrants sont liés aux résultats de calcul de l'inventaire et de la classification des indicateurs.

3.2.2.1 Définition des intrants

Pour effectuer les différents calculs, il est nécessaire de renseigner des informations relatives à chacune des sources de production dans le mix électrique. Comme illustré sur

3.2. Conception de l'outil d'évaluation des impacts environnementaux

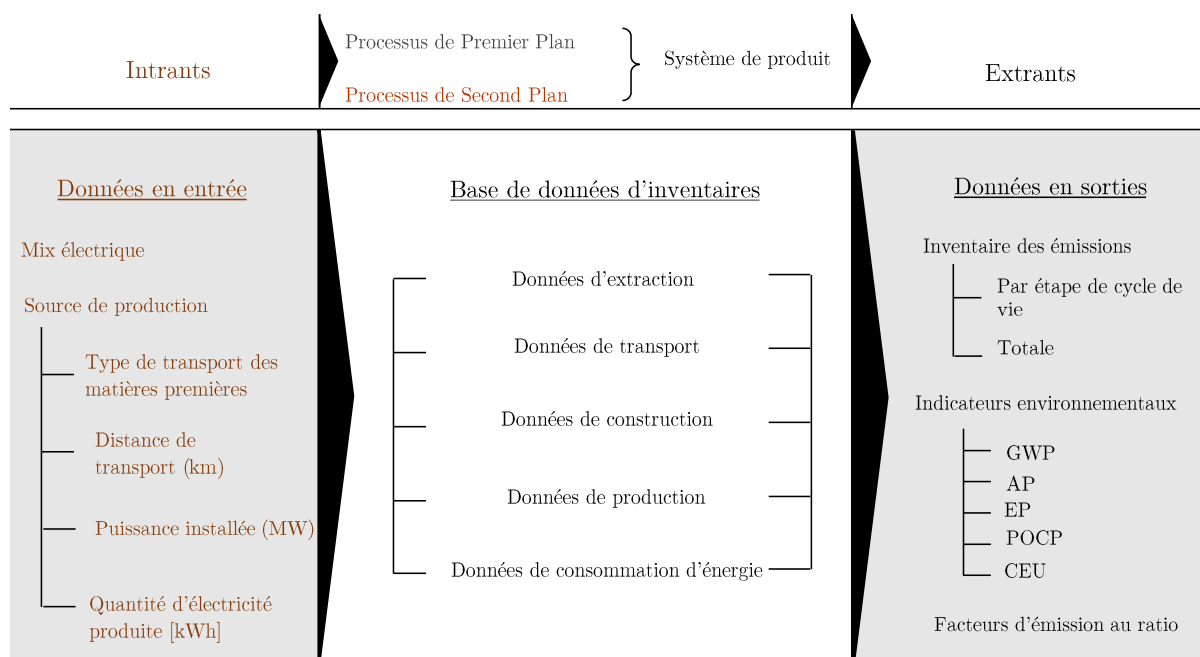


FIGURE 3.6 – Les éléments constitutifs de l'outil d'évaluation

la figure 3.6, il est nécessaire de mentionner toutes les sources de production dans le parc électrique :

- le type d'installation : pour les centrales thermiques, il faut spécifier si la centrale a une technologie avec une turbine à vapeur, à cycle combiné ou à turbine à gaz. Cette précision permet de sélectionner les flux d'émissions relatifs à la centrale ;
- la puissance de l'installation, exprimée en MW : selon la centrale électrique, la puissance installée peut varier, de type petite, moyenne ou grande installation ;
- la quantité d'électricité produite, exprimée en kWh ;
- le type de transport inter-pays peut être soit maritime ou aérien ;
- la distance de transport des matières premières directement utilisables, pour l'importation des combustibles fossiles , exprimée en km.

3.2.2.2 Calcul des émissions liées à chaque étape du cycle de vie

Les sorties obtenues à partir de ces données peuvent être classifiées en deux catégories : le calcul des flux provenant de chaque étape de cycle de vie de la production d'électricité, et la détermination de chaque indicateur environnemental. À partir des informations en entrée et de la base de données d'inventaires, la quantification des flux matière et d'énergie et les charges environnementales par étape sont définis dans les paragraphes suivants. Nous allons détailler, pour chaque étape, les méthodes utilisées pour évaluer les émissions en fonction des données en entrées.

Quantité de matières premières. L'intérêt est ici de déterminer la quantité de matières premières renouvelables et non renouvelables dépensées pour la production d'électricité. La quantité de matières premières nécessaires pour chaque centrale $Q_{MP,i}$, exprimée en kg, est obtenue par l'équation 3.3 :

$$Q_{MP,i} = Q_{prod,i} \times qe_{MP,i} \quad (3.3)$$

Avec i représentant la centrale de production étudiée, $Q_{prod,i}$ la quantité d'électricité produite par la centrale i , exprimée en kWh, $qe_{MP,i}$ la quantité élémentaire de matières premières pour fournir 1 kWh électrique issue de la centrale i , exprimée en kg/kWh.

Émissions dues à l'extraction. Dans le calcul des émissions dues à l'extraction des matières premières, nous considérerons dans la suite que la quantité de matières premières nécessaires ($Q_{MP,i}$) est égale à la quantité de matières premières à extraire. Le calcul des émissions relatives à cette étape est formulé par l'équation 3.4 :

$$E_{Ext,i} = Q_{MP,i} \times FE_{Ext,i} \quad (3.4)$$

Avec $FE_{Ext,i}$ représentant le facteur d'émissions lié à l'extraction de matières premières correspondant à la centrale i , exprimée selon le flux d'émissions considéré par kg, $Q_{MP,i}$ la quantité de matières premières utilisées exprimée en kg, $E_{Ext,i}$ les émissions dues à l'extraction, exprimée selon le flux d'émission considéré.

Émissions dues au transport. Les émissions dues au transport sont liées à l'acheminement des matières premières vers le lieu de transformation. Pour ce faire, deux paramètres doivent être observées : la masse de la quantité de matières premières et de la distance parcourue, comme présentées dans l'équation 3.5.

$$E_{Trans,i} = Q_{MP,i} \times D \times FE_{Trans,i} \quad (3.5)$$

Avec $Q_{MP,i}$ représentant la quantité de matières premières utilisées exprimée en tonne, D la distance parcourue exprimée en km, $FE_{Trans,i}$ le facteur d'émissions lié au transport utilisé pour l'acheminement des matières premières, exprimé selon le flux d'émission par t.km, $E_{Trans,i}$ les émissions dues au transport des matières premières vers le lieu de production, exprimée selon le flux d'émission considéré.

Émissions dues à la construction. Lors de la constitution de la base de données, les facteurs d'émissions liées à la construction sont exprimés par kWh électrique produit.

3.2. Conception de l'outil d'évaluation des impacts environnementaux

Le calcul des émissions dues à la construction $E_{Cons,i}$ est obtenue à partir de l'équation suivante :

$$E_{Cons,i} = Q_{prod,i} \times FE_{Const,i} \quad (3.6)$$

Avec $FE_{Cons,i}$ représentant le facteur d'émissions lié à la construction, exprimée selon le flux d'émission par kWh.

Émissions dues à la production d'électricité. Les émissions dues à la production d'électricité $E_{Prod,i}$ sont calculées à partir de la formule 3.7 suivante :

$$E_{Prod,i} = Q_{prod,i} \times FE_{Prod,i} \quad (3.7)$$

Avec $FE_{Prod,i}$ représentant le facteur d'émissions liée à l'opération de production, exprimée selon le flux d'émission par kWh.

Émissions totales. Le mix électrique est constitué par la combinaison de toutes les centrales de production existantes. Considérant toutes les étapes, les émissions totales générées par le mix électrique sont obtenues par la somme des émissions résultant des calculs précédents, comme présentée ici :

$$E_{Tot} = \sum_{i=1}^n E_{Ext,i} + E_{Trans,i} + E_{Cons,i} + E_{Prod,i} \quad (3.8)$$

3.2.2.3 Calcul des émissions selon les indicateurs environnementaux

Selon la disponibilité des données et d'après une revue de littérature effectuée par [Asdrubali 2015], les indicateurs les plus récurrents dans une étude d'ACV sont : le potentiel de réchauffement global (GWP), le potentiel d'acidification (AP), le potentiel de formation d'ozone photochimique (POCP), le potentiel d'eutrophisation (EP), la consommation d'énergie cumulée (CEU). Dans la suite, nous adopterons ces indicateurs pour illustrer les résultats d'analyse de chaque source de production, ainsi que pour le mix électrique au niveau du territoire.

Les résultats obtenus à partir des équations 3.4 à 3.8 permettent d'obtenir les flux des émissions de gaz à effet de serre et aériennes, citées dans le tableau 3.1.

Les flux mentionnés dans le tableau 3.1 se réfèrent aux principales substances relatives :

- aux émissions de gaz à effet de serre comprenant les flux de gaz carbonique (CO_2), de méthane (CH_4), et de protoxyde d'azote (N_2O) ;

TABLEAU 3.1 – Tableau d'équivalence des principales substances en kg équivalent, selon les indicateurs [Asdrubali 2015]

(a) GWP		(b) AP		(c) POCP		(d) EP	
1kg Sub	éq CO ₂	1kg Sub	éq SO ₂	1kg Sub	éq C ₂ H ₄	1kg Sub	éq PO ₄ ³⁻
CO ₂	1	SO ₂	1	NMVOC	0,416	NO _x	0,13
CH ₄	25	NO _x	0,70	CO	0,036	NH ₃	0,35
N ₂ O	298	NH ₃	1,88	CH ₄	0,007	N	0,42
		H ₂ S	1,88			P	3,06
		HF	1,6				
		HCl	0,88				

- aux émissions aériennes comprenant les flux de dioxyde de soufre (SO_2), d'oxyde d'azote (NO_x), d'ammoniac (NH_3), de sulfure d'hydrogène (H_2S), de fluorure d'hydrogène (HF), de chlorure d'hydrogène (HCl), de composés organiques volatils non méthaniques ($NMVOC$), de monoxyde de carbone (CO);
- aux résidus aquatiques comprenant principalement l'azote (N) et le phosphore (P).

En tenant compte des facteurs d'équivalence, il est possible de convertir ces flux selon les indicateurs environnementaux auxquels ils contribuent.

La méthodologie générale se rapporte à effectuer la somme des produits des flux d'émissions par leur facteur d'équivalence, selon l'indicateur environnemental, soit décrit par l'équation 3.9 :

$$I = \sum_{j=1}^k E_j \times feq_{I,j} \quad (3.9)$$

Avec j étant le flux d'émissions émise par le système contribuant à l'indicateur étudié, I l'indicateur environnemental étudié, exprimé en kg indicateur équivalent, E la quantité d'émissions exprimé en kg du flux j , feq_I le facteur équivalent du flux d'émission exprimé en kg indicateur équivalent par kg du flux j .

En adaptant l'équation 3.9, le potentiel GWP est déterminé à partir des gaz à effet de serre et leur facteur d'équivalence de réchauffement global respectif, que nous retrouvons dans le tableau 3.1(a). Il est exprimé en kilogramme CO_2 équivalent ($kgCO_2$ -eq).

$$GWP = \sum_{j=1}^k E_j \times feq_{GWP,j} \quad (3.10)$$

En effectuant la même démarche pour les trois autres indicateurs : le potentiel

3.3. Évaluation de la qualité environnementale de la production électrique réunionnaise

AP tiendra compte des facteurs d'équivalence du tableau 3.1(b) et sera exprimé en kilogramme SO_2 équivalent ($kgSO_2$ -eq) :

$$AP = \sum_{j=1}^k E_j \times feq_{AP,j} \quad (3.11)$$

Le potentiel POCP considèrera les éléments de la colonne (c), exprimé en kilogramme C_2H_4 équivalent (kgC_2H_4 -eq) :

$$POCP = \sum_{j=1}^k E_j \times feq_{POCP,j} \quad (3.12)$$

Et le potentiel EP s'intéressera à la colonne (d), exprimé en kilogramme PO_4^{3-} équivalent ($kgPO_4^{3-}$ -eq).

$$EP = \sum_{j=1}^k E_j \times feq_{EP,j} \quad (3.13)$$

Le dernier indicateur à déterminer est la consommation d'énergie cumulée. Il représente la quantité d'énergie totale nécessaire pour la production d'électricité. En remplaçant qe_{MP} par $qe_{Energie}$ dans l'équation 3.3, nous obtenons l'équation 3.14 :

$$Q_{Energie,i} = Q_{prod,i} \times qe_{Energie,i} \quad (3.14)$$

Avec $qe_{Energie}$ représentant la quantité élémentaire d'énergie nécessaire pour fournir 1 kWh électrique issue de la centrale i , exprimée en kWh/kWh, $Q_{Energie,i}$ la quantité d'énergie nécessaire pour produire $Q_{prod,i}$, exprimée en kWh.

3.3 Évaluation de la qualité environnementale de la production électrique réunionnaise

L'intérêt de cette section est d'évaluer les émissions générées par le mix électrique de La Réunion, à partir de l'outil d'évaluation précédemment établi. La composition du mix électrique a déjà été exposée dans la section 1.2 de ce manuscrit. Cette section se composera de deux parties : la première partie renseignera les résultats d'analyse de chaque typologie de centrale de production, et la deuxième partie évaluera le mix électrique annuel entre 2000 et 2015.

3.3.1 Analyse élémentaire des centrales de production

Compte tenu des frontières de l'étude établies auparavant, sont présentés ici les processus composant chaque filière de production. Pour chaque type de centrale, nous allons définir chaque processus de premier et second plan dont nous tiendrons compte dans l'évaluation. Nous les évaluerons ensuite à partir de l'outil développé, le but étant de comparer une à une les émissions issues des centrales locales par rapport aux études de la littérature. Cette comparaison permettra de valider les résultats obtenus en tenant compte des frontières considérées. Sur la base des informations du mix électrique en 2015, l'évaluation de chaque source de production est basée sur les frontières décrites dans les tableaux 3.2 à 3.9.

3.3.1.1 À partir des énergies renouvelables de base

Nous considérerons dans la suite que les EnR de base se référeront aux centrales hydroélectriques, à base de bagasse et de biogaz. Le tableau 3.2 résume les étapes considérées dans l'ACV des EnR de base.

TABLEAU 3.2 – Système de production d'électricité à partir d'EnR de base

	INTRANTS	PROCESSUS DE 2 ND PLAN	PROCESSUS DE 1 ^{ER} PLAN	EXTRANTS
BAGASSE	Ressources naturelles	Construction des infrastructures : - Construction de la centrale	Bagasse (co-produit de l'extraction de sucre)	Produits : Electricité
	Eau	Transformation des énergies primaires en énergies secondaires - Production d'électricité	Transport vers la centrale thermique	
	Canne à sucre	- Production d'énergie mécanique	Production d'électricité à partir de la centrale thermique avec bagasse	
BIOGAZ	Ressources naturelles	Construction des infrastructures : - Construction de la centrale	Collecte des déchets organiques	Rejets : Emissions de GES Emissions aériennes Résidus
	Végétaux, déchets organiques, déchets agricoles	Transformation des énergies primaires en énergie secondaires - Production d'électricité	Transport des déchets vers les centres de revalorisation des déchets	
			Fermentation par anaérobie → Biogaz	
HYDRO	Ressources naturelles	Construction des infrastructures : - Construction des barrages,	Captage de l'énergie mécanique de l'eau	
	Eau	- Fabrication des turbines	Production d'électricité à partir des centrales hydrauliques	

Dans le processus de premier plan du système de production Bagasse présenté dans le tableau 3.2, l'acquisition des matières premières n'est considérée qu'à partir de la bagasse récupérée en tant que co-produit du broyage de la canne à sucre. Cela signifie que les émissions générées par l'industrie sucrière n'est pas prise en compte dans les calculs. Cette hypothèse a été considérée dans le but de valoriser uniquement le co-produit. La construction des infrastructures se rapporte à la centrale thermique et aux matériels de transport de la bagasse vers la centrale de production. La comptabilisation de la

3.3. Évaluation de la qualité environnementale de la production électrique réunionnaise

consommation d'énergie est appliquée au processus de transformation d'énergies primaires en énergies secondaires. Dans la suite, l'énergie secondaire se réfère à l'électricité produite en tant qu'extrait du système.

Pour chaque type de production, les résultats seront résumés dans un tableau mentionnant les indicateurs environnementaux selon les quantités totales générées.

TABLEAU 3.3 – Résultats des charges environnementales pour la bagasse

Indicateurs	Bagasse
GWP (tCO ₂ -eq)	1 769
AP (tSO ₂ -eq)	1340
POCP (tC ₂ H ₄ -eq)	756
EP (tPO ₄ ³⁻ -eq)	186
CEU (GWh)	1 079

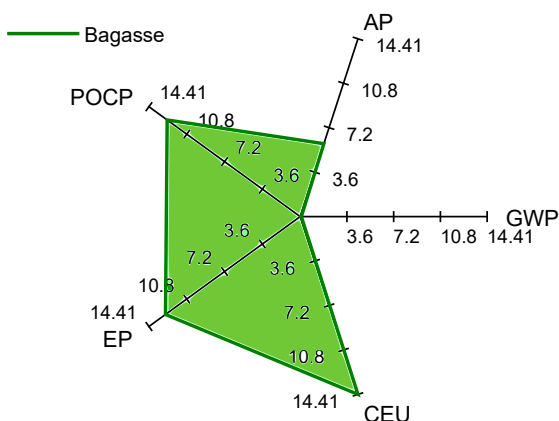


FIGURE 3.7 – Contribution de la bagasse dans le mix électrique [%]

Le tableau 3.3 résume les émissions totales générées par l'électricité issue de la bagasse. Par unité fonctionnelle, nous pouvons en déduire que la bagasse génère 6,5 gCO₂-eq/UF en terme de GWP, 4,9 g SO₂-eq d'AP, 2,8 g C₂H₄-eq de POCP, 0,6 gPO₄³⁻-eq et nécessite 4 kWh d'énergie pour la production. Ces valeurs sont donc essentiellement imputées à la phase de construction des centrales et de production (la combustion de la bagasse). Des études d'ACV se portant sur la bagasse attestent l'intérêt de l'utilisation de celle-ci dans la contribution à réduire les émissions de gaz à effet de serre. [Mashoko 2013] a évalué la production électrique issue de la cogénération de la bagasse en Afrique du Sud. La quantité des GES évitées par rapport à la production issue du charbon est conséquente avec un résultat de 93% de différence entre les deux typologies de production, et les émissions enregistrées à Maurice représentent la moitié de celles en Afrique du Sud [Ramjeawon 2008] en terme de GWP. Les résultats de ces deux études se réfèrent à des frontières plus élargies que celles que nous avons considérées. En se référant aux résultats que nous retrouvons dans la littérature, les valeurs calculées sont en accord avec les résultats [Lopes Silva 2014] sur les impacts environnementaux de la cogénération de la bagasse au Brésil, dont le GWP pour la production d'électricité uniquement est égale à 0,148 gCO₂-eq/kWh. Les résultats de [Ramjeawon 2008] montrent des valeurs de

35,6 gCO₂-eq/UF, ce qui est bien au-dessus des résultats que nous avons calculé. Cette différence s'explique par la différence des frontières considérées.

Nous observons sur la figure 3.7 que la contribution de la bagasse dans le GWP du mix électrique est très faible, voire nulle avec une contribution égale à 0,09% dans les émissions totales du mix électrique. Pour les autres indicateurs, nous constatons qu'elle contribue à hauteur de 5,91% pour l'AP, 12,67% pour le POCP, 12,83% pour l'EP et 14,41% pour la CEU. D'après ces chiffres, bien que son potentiel de réchauffement global soit très faible, voire nul, l'énergie nécessaire pour la produire est quant à elle conséquente avec un rapport de $\frac{1}{4}$.

TABLEAU 3.4 – Résultats des charges environnementales pour le biogaz

Indicateurs		Biogaz
GWP	(tCO ₂ -eq)	1 465
AP	(kgSO ₂ -eq)	273 053
POCP	(kgC ₂ H ₄ -eq)	160 974
EP	(kgPO ₄ ³⁻ -eq)	39 841
CEU	(GWh)	24,28

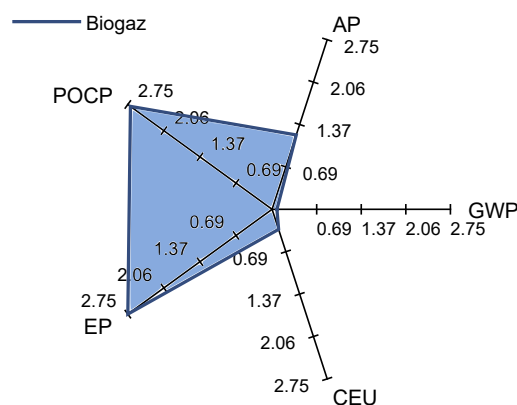


FIGURE 3.8 – Contribution du biogaz dans le mix électrique [%]

Le tableau 3.4 résume les émissions totales générées par la production de 17 GWh d'électricité issue du biogaz en 2015. À partir de ces résultats, nous pouvons en déduire le biogaz émet 86 gCO₂-eq ce qui représente 0,07% des émissions totales provenant du mix électrique comme illustrée sur la figure 3.8. Bien que sa contribution dans le mix électrique soit inférieur à celui de la bagasse, nous observons que son facteur d'émission lui est dix fois supérieur. Ces résultats sont en accord avec les valeurs que nous retrouvons dans les résultats de [Rehl 2012], qui ont évalué la production d'énergie issue du biogaz suivant plusieurs approches d'ACV avec des valeurs d'émissions comprises entre 14 et 389 gCO₂-eq/kWh. Ces valeurs se retrouvent également dans les études de [Uusitalo 2014] qui proposent un intervalle de valeurs de 14,44 à 292 gCO₂-eq/kWh. La contribution du biogaz dans les émissions totales de GES à La Réunion est inférieure à 3% pour l'AP, le POCP et l'EP et consomme 1,428 kWh d'énergie pour produire une UF.

Pour les charges environnementales issues de l'hydroélectricité, elles sont

3.3. Évaluation de la qualité environnementale de la production électrique réunionnaise

TABLEAU 3.5 – Résultats des charges environnementales pour l'hydraulique

Indicateurs	Hydraulique
GWP (tCO ₂ -eq)	16 373
AP (kgSO ₂ -eq)	28 923
POCP (kgC ₂ H ₄ -eq)	19 648
EP (kgPO ₄ ³⁻ -eq)	4 432
CEU (GWh)	520

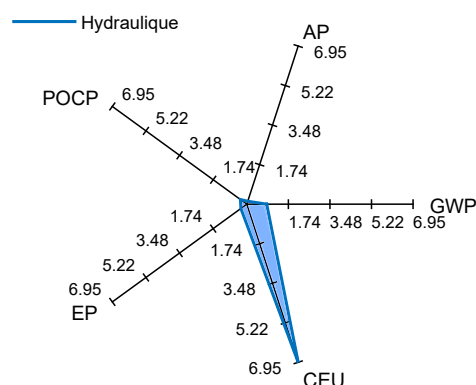


FIGURE 3.9 – Contribution de l'hydraulique dans le mix électrique [%]

principalement imputées à l'infrastructure de production. Le tableau 3.5 présente les émissions totales calculées pour l'hydroélectricité à La Réunion en 2015, pour la production de 496 GWh. Cette répartition permet donc de déduire que cette source de production génère 33 gCO₂-eq, 58 mgSO₂-eq, 39 mgC₂H₄-eq, et 8,93 mgPO₄³⁻-eq par UF. Ces valeurs sont conformes et sont comprises dans les intervalles de valeurs attribuées à la production hydroélectrique recensés par [Asdrubali 2015]. En effet, ces auteurs ont recensé dans leur revue de littérature les intervalles de valeurs suivantes pour l'hydraulique : pour le GWP entre 2,2 et 74,8 gCO₂-eq, pour l'AP entre 7,6 et 129 mgSO₂-eq, pour le POCP entre 1 et 30 mgC₂H₄-eq, et pour l'EP entre 0,4 et 30 mgPO₄³⁻-eq.

En termes de contribution dans les émissions de GES du mix électrique, comme illustrée sur la figure 3.9, l'hydroélectricité ne contribue que très faiblement, avec un pourcentage généralement inférieur à 1% sauf pour la CEU qui est de 6,95%.

3.3.1.2 À partir des énergies intermittentes

Les énergies intermittentes sont représentées par le solaire photovoltaïque et les installations éoliennes. Nous pouvons constater à partir du tableau 3.6 que les principaux processus dans les EnR intermittentes résident dans la construction des infrastructures et l'opération de production.

Compte tenu des émissions totales attribuées au solaire PV à la Réunion résumées dans le tableau 3.7, avec une production totale de 244 GWh, nous pouvons déduire que le PV génère 97 gCO₂-eq, 196 mgSO₂-eq, 92 mgC₂H₄-eq et 16,9 mgPO₄³⁻-eq, et nécessite 1,295 kWh pour une UF. Les résultats obtenus sont en accord avec les valeurs retrouvées

TABLEAU 3.6 – Système de production d'électricité à partir d'EnR intermittentes

	INTRANTS	PROCESSUS DE 2 ND PLAN	PROCESSUS DE 1 ^{ER} PLAN	EXTRANTS
PV	Ressources naturelles	Construction des infrastructures : - Construction des panneaux photovoltaïques	Concentration du rayonnement solaire	Produits : Electricité Rejets : Emissions de GES Emissions aériennes Résidus
	Energie solaire		Production d'électricité à partir des panneaux photovoltaïques	
EOLIEN	Ressources naturelles	Construction des infrastructures : - Construction de l'éolienne	Captage de l'énergie cinétique du vent	
	Vent		Production d'électricité à partir des éoliennes	

dans la littérature, avec des intervalles comprises entre 9,4 et 167 gCO₂e pour le GWP, entre 78,7 et 979 mgSO₂-eq pour l'AP, entre 29,8 et 125 mgC₂H₄-eq pour le POCP et entre 4 et 92,5 mgPO₄³⁻-eq pour l'EP. Nous constatons cependant que les intervalles retrouvés dans la littératures sont très larges [Asdrubali 2015].

Les émissions totales issues du solaire PV représentent 1% du GWP et moins de 0,5% pour les autres indicateurs, sauf pour la CEU où elles contribuent à 4%, ce qui reste très faible.

TABLEAU 3.7 – Résultats des charges environnementales pour le solaire PV

Indicateurs	Solaire PV
GWP (tCO ₂ -eq)	23 613
AP (kgSO ₂ -eq)	47 958
POCP (kgC ₂ H ₄ -eq)	22 596
EP (kgPO ₄ ³⁻ -eq)	4 127
CEU (GWh)	317

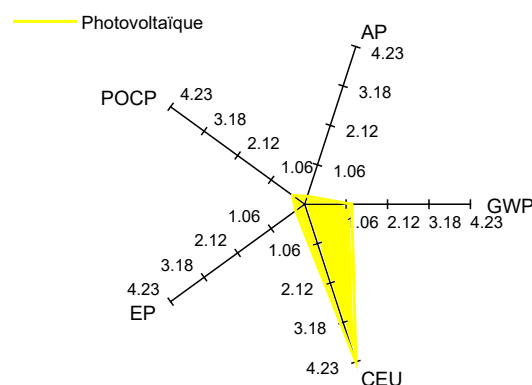


FIGURE 3.10 – Contribution du solaire PV dans le mix électrique [%]

Le parc éolien a produit 15 GWh au cours de l'année 2015, les émissions totales dans le tableau 3.8 se rapportent à cette production. Avec ces résultats, nous pouvons en déduire les ratios des facteurs d'émissions relatives à l'UF, avec 27 gCO₂-eq, 60,2 mgSO₂-eq, 41 mgC₂H₄-eq, 7,38 mgPO₄³⁻-eq et consomme 1,050 kWh. Les valeurs obtenues sont comprises dans les ordres de grandeur recensés dans la littérature pour les valeurs de GWP, AP, et EP (respectivement entre 6,2 et 46 gCO₂-eq, entre 28 et 115,2 mgSO₂-eq, entre 2,7 et 12,2 mgPO₄³⁻-eq). Seule la valeur du POCP se trouve trois fois supérieure à la

3.3. Évaluation de la qualité environnementale de la production électrique réunionnaise

limite haute présentée par [Asdrubali 2015] , pour une valeur générale comprise entre 0,85 et 16 $\text{mgC}_2\text{H}_4\text{-eq}$. [Turconi 2013] présentent les mêmes ordres de grandeur pour l'éolien, en tenant compte du GWP (3 à 28 $\text{gCO}_2\text{-eq}$).

TABLEAU 3.8 – Résultats des charges environnementales pour l'éolien

Indicateurs		Éolien
GWP	($\text{tCO}_2\text{-eq}$)	428
AP	($\text{kgSO}_2\text{-eq}$)	946
POCP	($\text{kgC}_2\text{H}_4\text{-eq}$)	639
EP	($\text{kgPO}_4^{3-}\text{-eq}$)	115
CEU	(GWh)	16

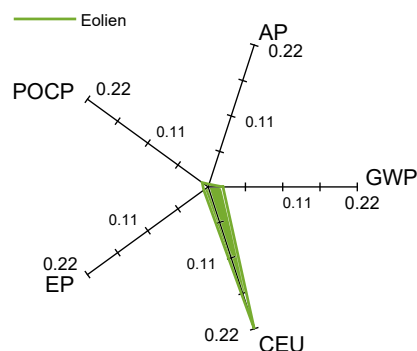


FIGURE 3.11 – Contribution de l'éolien dans le mix électrique [%]

Considérant la quantité d'électricité produite par l'éolien pour l'année étudiée, elle contribue faiblement aux différents indicateurs environnementaux avec moins de 0,25% sur les émissions totales du mix électrique, comme illustrée sur la figure 3.11.

3.3.1.3 À partir des centrales thermiques

Les centrales thermiques se réfèrent aux centrales à charbon, au fioul lourd et au gazole. Le transport considéré dans les calculs se rapporte à l'acheminement des matières premières directement utilisables sur le territoire. Nous considérons principalement donc le transport maritime des combustibles. Les processus intégrant nos hypothèses de calcul pour les énergies fossiles sont retranscrits dans le tableau 3.9.

Les centrales thermiques à base de fioul lourd combinées avec les moteurs diesels ont produit 24% de la quantité d'électricité totale du territoire, soit 678 GWh. En dissociant les deux types de centrales, nous obtenons , en termes de quantités d'émissions et d'énergies consommées, leurs résultats respectifs dans les tableaux 3.10 et 3.11.

Leurs facteurs d'émissions sont sensiblement proches pour le GWP et l'AP, par UF. Ils génèrent respectivement 960 et 939 $\text{gCO}_2\text{-eq}$ et 13 et 10 $\text{gSO}_2\text{-eq}$ par UF. Ces valeurs sont proches des valeurs retenues dans la revue de littérature de [Turconi 2013] qui sont de l'ordre de 530 - 900 $\text{gCO}_2\text{-eq}$ pour le GWP, soit une différence de 5% et une intervalle de 0,85 - 8 $\text{gSO}_2\text{-eq}$ pour l'AP. Les centrales à fioul lourd produisent trois fois moins de POCP par rapport aux moteurs diesels par UF, avec 1,65 $\text{gC}_2\text{H}_4\text{-eq}$ contre 4,64

Chapitre 3. Analyse de cycle de vie de la production d'électricité

TABLEAU 3.9 – Système de production d'électricité à partir des centrales thermiques

	INTRANTS	PROCESSUS DE 2 ND PLAN	PROCESSUS DE 1 ^{ER} PLAN	EXTRANTS
FIOUL LOURD / GAZOLE	Ressources énergétiques Pétrole	Construction des infrastructures : - Fabrication des moteurs diesel - Fabrication des moyens de transports	Extraction des matières premières : Pétrole	Produits : Electricité Rejets : Emissions de GES Emissions aériennes Résidus
		Transformation des énergies primaires en énergies secondaires : - Production d'électricité - Procédé de production de chauffage - Production d'énergie mécanique	Mélange de pétrole brut	
			Raffinage des matières premières → Fioul lourd/ Gazole	
			Transport maritime vers le pays de destination	
CHARBON	Ressources énergétiques Charbon	Construction des infrastructures : - Fabrication des moyens de transports - Construction des centrales thermiques	Extraction des matières premières : charbon brut	
			Mélange de charbon brut	
			Transport maritime vers le pays de destination	
		Apports de matériaux auxiliaires : Eau de forage	Production d'électricité à partir des centrales à charbon	

gC_2H_4 -eq. L'inverse se présente pour le facteur EP, les moteurs diesels enregistrent 113 $mgPO_4^{3-}$ -eq/kWh contre 376 $mgPO_4^{3-}$ -eq. La production d'une UF nécessite, dans les deux cas, près de 3,4 kWh.

TABLEAU 3.10 – Résultats des charges environnementales pour les centrales à base de fioul lourd

Indicateurs	Fioul lourd
GWP (ktCO ₂ -eq)	293
AP (tSO ₂ -eq)	4 071
POCP (tC ₂ H ₄ -eq)	503
EP (tPO ₄ ³⁻ -eq)	114
CEU (GWh)	1 013

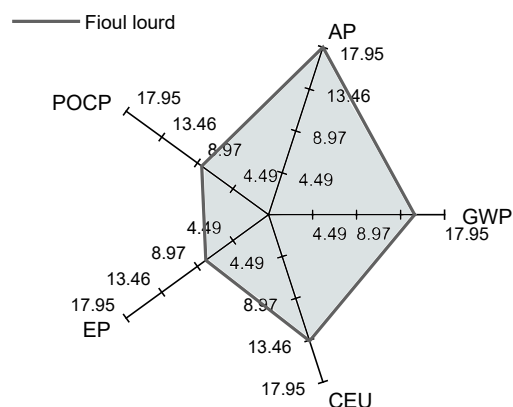


FIGURE 3.12 – Contribution des centrales à base de fioul lourd dans le mix électrique [%]

Comme illustrée sur la figure 3.13, les centrales thermiques fonctionnant au fioul lourd contribuent à 14% sur les émissions totales du mix électrique sur l'indicateur GWP et la CEU. La proportion dans les indicateurs POCP et EP est à hauteur de 8% (8,43%

3.3. Évaluation de la qualité environnementale de la production électrique réunionnaise

TABLEAU 3.11 – Résultats des charges environnementales pour les moteurs diesels

Indicateurs	Gazole
GWP (ktCO ₂ -eq)	350
AP (tSO ₂ -eq)	3 727
POCP (tC ₂ H ₄ -eq)	1 731
EP (tPO ₄ ³⁻ -eq)	423
CEU (GWh)	1 292

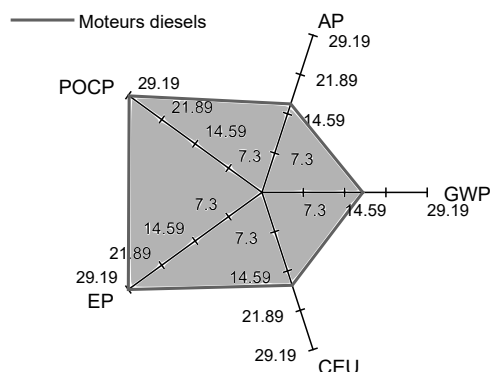


FIGURE 3.13 – Contribution des moteurs diesels dans le mix électrique [%]

et 7,91%, respectivement), tandis que cette valeur est doublée dans les émissions totales d'AP. D'après la figure 3.13, les moteurs diesels participent à 17,89% dans les charges environnementales totales pour l'indicateur GWP, à 29% des indicateurs POCP et EP, et à 17% des indicateurs AP et CEU.

TABLEAU 3.12 – Résultats des charges environnementales pour les centrales à base de charbon

Indicateurs	Charbon
GWP (ktCO ₂ -eq)	1 281
AP (tSO ₂ -eq)	13 195
POCP (tC ₂ H ₄ -eq)	2 775
EP (tPO ₄ ³⁻ -eq)	678
CEU (GWh)	3 225

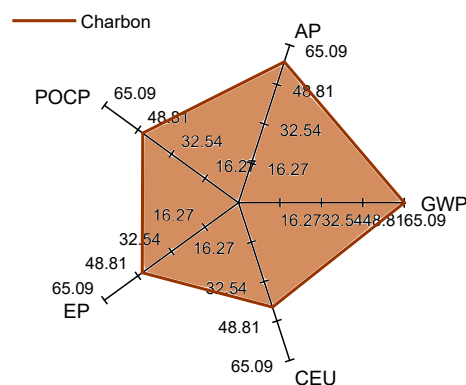


FIGURE 3.14 – Contribution de centrales à base de charbon dans le mix électrique [%]

Avec une production électrique de 1 168 GWh, les émissions totales issues des centrales fonctionnant au charbon restent les plus conséquentes, comme résumées dans le tableau 3.12. En effet, le facteur d'émissions GWP alloué à ces centrales s'élève à 1,097 kgCO₂-eq, soit le plus important parmi les centrales intégrant le parc électrique du territoire. Cette valeur est comprise dans les ordres de grandeur de la littérature (entre 0,900 et 1,200

kgCO₂-eq pour [Gagnon 2002], et entre 0,850 et 1,600 kgCO₂-eq pour [Atilgan 2015]). Les facteurs relatifs à l'AP, le POCP et l'EP sont respectivement à 11 gSO₂-eq, équivalent à celui des moteurs diesels, 2,38 gC₂H₄-eq et 0,58 gPO₄³⁻-eq. Ces valeurs sont comprises dans les intervalles proposés par [Atilgan 2015] de 2 à 15 gSO₂-eq pour l'AP, entre 1 et 3,2 gC₂H₄-eq pour l'EP et entre 0,05 et 1,2 gPO₄³⁻-eq pour le POCP. Fournir une UF issue du charbon nécessite une consommation d'énergie de 2,760 kWh.

Le charbon est le principal contributeur aux différentes émissions imputées à la production électrique, comme nous pouvons observer sur la figure 3.14. 65% des émissions de GWP lui sont imputées, 58% de l'AP, 46% du POCP et de l'EP et 43% de l'énergie totale nécessaire pour la production au niveau du territoire.

3.3.2 Évaluation de la production d'électricité

En considérant les résultats de la section précédente, il est possible d'évaluer des émissions totales et des différents indicateurs relatifs au mix électrique de la Réunion. Compte tenu des données disponibles, nous avons effectué l'évaluation de l'évolution de ces indicateurs, de l'année 2000 à 2015. La production totale d'électricité sur cette période a évolué de 64% en 15 ans , avec une augmentation moyenne annuelle de 4,3%, comme nous pouvons l'observer sur la figure 1.4.

TABLEAU 3.13 – Résultats des indicateurs environnementaux en 2000 et en 2015

Indicateurs/UF	2000	2015
GWP (kgCO ₂ -eq)	0,564	0,681
AP (gSO ₂ -eq)	4,37	7,84
POCP (gC ₂ H ₄ -eq)	1,77	2,06
EP (gPO ₄ ³⁻ -eq)	0,43	0,50
CEU (kWh)	2,497	2,590

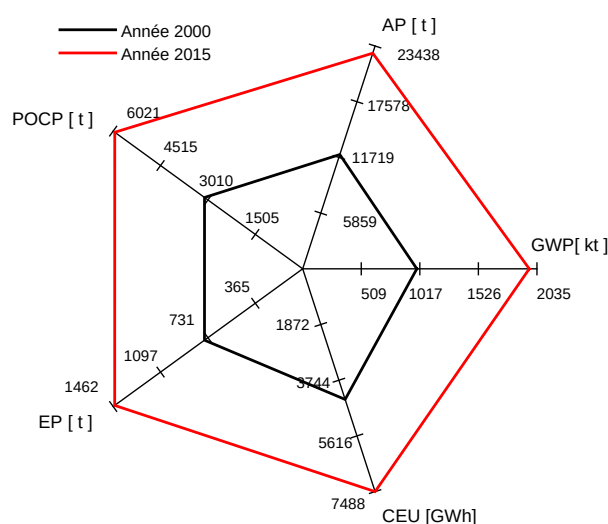


FIGURE 3.15 – Comparaison des indicateurs environnementales entre l'année 2000 et 2015

3.3. Évaluation de la qualité environnementale de la production électrique réunionnaise

D'après la figure 3.15, nous pouvons observer qu'entre l'année 2000 et 2015, les charges environnementales enregistrées par la production d'électricité ont doublé pour tous les indicateurs. Les facteurs d'émissions enregistrés par UF pour ces deux années sont retranscrits dans le tableau 3.13. Les émissions totales sont obtenues à partir de l'équation 3.8, ce qui inclut chaque étape de cycle de production d'électricité. Dans le cas du GWP, en 2015, la part de l'extraction et de l'acquisition des matières premières totalise 8 026 tCO₂-eq, celle des transports s'élève à 26 709 tCO₂-eq et la production dans les centrales 1 888 ktCO₂-eq, ce qui représente 95% des émissions totales qui sont de 1 969 ktCO₂-eq. Par rapport aux données publiées par EDF selon [EDF Réunion 2018], les émissions totales annuelles de CO₂-eq liées à la production d'électricité sont égales à 1912 ktCO₂-eq au cours de l'année 2015, soit une différence de 3% entre les deux valeurs.

En se rapportant au ratio, le facteur d'émission électrique enregistré par La Réunion est donc estimé à 0,681 kgCO₂-eq en 2015 (voir tableau 3.13). Les résultats obtenus à partir de notre outil, pour la production électrique sont pratiquement similaires aux valeurs estimées et publiées par [SPL Energies Réunion 2016], avec une différence de 10%. Les différences rencontrées par rapport à nos calculs peuvent s'expliquer par les bases de données utilisées pour l'évaluation, ou les frontières considérées qui ne sont pas explicitement exposées.

À titre d'information, les résultats calculés entre 2000 et 2015 sont récapitulés dans le tableau 3.14 suivant.

TABLEAU 3.14 – Évolution des indicateurs environnementaux de 2001 à 2014

Indicateurs/UF	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
GWP (kgCO₂-eq)	0,626	0,597	0,609	0,615	0,690	0,673	0,678
AP (gSO₂-eq)	7,56	7,19	7,31	7,66	8,16	7,90	7,63
POCP (gC₂H₄-eq)	1,92	1,82	1,83	1,97	2,02	1,95	1,82
EP (gPO₄³⁻-eq)	0,47	0,44	0,44	0,48	0,49	0,47	0,44
CEU (kWh)	2,628	2,528	2,534	2,671	2,667	2,608	2,470
Indicateurs/UF	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
GWP (kgCO₂-eq)	0,689	0,716	0,708	0,740	0,702	0,670	0,713
AP (gSO₂-eq)	7,81	8,30	8,12	8,52	8,02	7,67	8,13
POCP (gC₂H₄-eq)	1, 88	2,02	1,97	2,06	1,94	1,87	2,11
EP (gPO₄³⁻-e)	0,46	0,49	0,48	0,50	0,47	0,45	0,51
CEU (kWh)	2,522	2,626	2,582	2,670	2,565	2,496	2,613

3.4 Conclusion du chapitre

La mise en œuvre de l'outil a nécessité une grande minutie dans l'extraction des données, pour éviter que les émissions ne soient comptées en double. La dissociation de chaque étape dans les résultats est nécessaire, car certains processus de second plan comme la construction des installations peuvent ne pas être comptabilisés dans le cas où il n'y a pas de renouvellement des infrastructures. L'utilisation de l'environnement MATLAB a facilité les calculs et la mise en exergue des résultats obtenus.

Suivant cette analyse des chiffres obtenus pour les EnR de base, nous observons que ces dernières permettent de produire près du quart de l'électricité nécessaire au territoire, et ne génèrent que 1% des émissions totales de GWP mais peuvent avoir plus d'influence sur les autres indicateurs, telles que la consommation d'énergie où elles contribuent à hauteur de 21%, au total. Les EnR intermittentes qui représentent 8,5% de la production totale d'électricité sont également faiblement génératrices de GES, et ne concourent aux émissions totales qu'à hauteur de 1% également pour le GWP. Les émissions relatives aux énergies fossiles sont responsables à 98% des émissions de GES. Parmi toutes les centrales, par UF, le biogaz génère le plus d'AP, de POCP et d'EP avec des valeurs respectivement égales à 16 gSO₂-eq, 9,47 gC₂H₄-eq et 2,34 gPO₄³⁻e. Ces valeurs sont suivies ensuite des moteurs diesels et des centrales à charbon. La bagasse nécessite, quant à elle, la plus grande énergie pour pouvoir fournir de l'électricité, suivie des centrales thermiques.

D'après les résultats obtenus à partir de notre outil d'évaluation, nous constatons que ces valeurs sont conformes à celles retrouvées dans la littérature, pour chaque type de centrale. Ceci nous permet alors de valider notre méthode de calcul.

Application de l'outil d'évaluation sur des territoires insulaires

Sommaire

4.1	Abstract	64
4.2	Introduction	64
4.3	Overview of the electricity sector	65
4.4	Materials and methods	67
4.4.1	Scope and system boundary	68
4.4.2	Life-cycle inventories and modeling	68
4.5	Results and discussion	70
4.5.1	Selected environmental burdens	70
4.5.2	Global warming potential (GWP)	71
4.5.3	Other impacts	72
4.6	Principal component analysis (PCA)	73
4.7	Conclusion	77
4.8	Conclusion du chapitre	77

A PARTIR de l'outil d'évaluation mis en place dans le chapitre 3.2, une application sur des territoires insulaires français a été effectuée, pour pouvoir comparer les impacts environnementaux dues à la production d'électricité de 1 kWh électrique. Le choix des territoires s'est porté sur certaines ZNI, dont La Réunion, La Martinique, La Guadeloupe, Mayotte, la Corse et la Guyane. En effet, comme nous l'avons déjà mentionné auparavant, les ZNI se doivent d'assurer leur production d'énergie et leur consommation. La production d'électricité dans les DOM est totalement produite localement, et La Corse est la seule à bénéficier d'une interconnexion avec le réseau continental de la Sardaigne et l'Italie. Cette particularité de La Corse permet de montrer l'influence de l'isolement géographique sur le mix électrique.

La comparaison de ces territoires se fait donc sur trois points dans cette section : la composition de leur mix électrique, l'évaluation de différentes catégories d'impacts issue de la production de 1 kWh électrique et leur classification sur une échelle mondiale selon les résultats obtenus. Une classification par la méthode des k-means entre les territoires étudiés a également été effectuée à partir de l'analyse en composantes principales (ACP) pour déterminer lesquels présentent des points de similitudes dans le comportement énergétique général et de leur indice d'insularité. Des paramètres géographique, démographique, économique et environnemental ont été pris en compte dans cette classification. Dans le but d'uniformiser les données, toutes les évaluations effectuées ont été prises sur la base de l'année 2013. Ces résultats ont fait l'objet d'un article accepté et publié dans la revue scientifique *Journal of Cleaner Production* [Rakotoson 2017].

4.1 Abstract

Due to the high reliance on fossil fuels in the electricity production and transport sectors, completing the energy transition holds a particular importance for non-interconnected territories. The environmental impacts from electricity generation are mainly imputed to fossil fuel based technologies, for instance in the case of French insular territories. This paper summarizes the present electricity situation in these territories and aims to determine their different emissions and environmental impacts through a life cycle assessment (LCA) approach. To deliver 1 kWh of electricity to the power grid from the studied regions, the electricity mix is defined as the functional unit. The results refer to a life cycle cradle-to-gate electricity production model. The impact categories discussed in this paper are related to global warming potential, acidification potential, tropospheric ozone precursor potential, and the cumulative energy used. Due to its high share of renewable energies sources, French Guyana has the lowest greenhouse gases (GHG) emissions per kilowatt-hour produced compared to the other islands (373 g CO₂-eq/kWh, 4.29 g SO₂-eq/kWh and 2.65 g NMVOC-eq/kWh). Combined with other social, economic and environmental parameters, these results will be also used to determine the typologies of islands in order to define a common energy strategy for each group.

4.2 Introduction

Electricity production in France shows variation : in 2013, the mainland electricity mix was dominated by 74% nuclear and 13% hydroelectric, while French overseas departments and territories have an average coal and oil contribution of 73% [SOeS 2015]. This high

4.3. Overview of the electricity sector

share of fossil fuels in the energy mixes of these territories can be explained by the general disadvantages that insular areas face in relation to their remoteness and size [Erdinc 2015]. In order to overcome the environmental challenges in the current French energy transition policy, it is important to have an accurate overview of the existing production. This study seeks to analyze the individual electricity generation influence and the GHG emissions of each French department studied to define the path to achieving a low environmental impact in future electricity demand. Section 4.3 presents the electricity mix for each of the studied territories. Section 4.4 provides an overview the LCA method and the hypothesis tested. The results of the evaluation of emissions by energy source, energy mix and infrastructure are presented and discussed in Section 4.5. A classification of the studied territory using socio-economic and environmental criteria is presented in the last section.

4.3 Overview of the electricity sector

In a previous study, [Notton 2015] provided the geographical locations of power installations in French territories and the average annual generation in 2012. This paper focuses primarily on the following territories for the base year of 2013 : Corsica, Guadeloupe, Martinique, Mayotte, French Guyana and Reunion Island. Remoteness implies an increase in the average supply distance of petroleum products. Fuel transportation is a major driving force for CO_2 emissions in the global LCA evaluation.

TABLEAU 4.1 – Data and assumptions for electricity generation in French insular territories in 2013

Type of energy	Capacity (MW)	Production (GWh)	Share of mix (%)	Fuel origin	Distance (km)
Corsica [EDF-SEI 2013a, EDF-SEI 2014a, Hellion 2008]					
Biogas	1.7	11.1	0.50	Local	
Heavy Fuel	186.3	529.9	23.71	PACA Region	491.8
Hydrodam	181.1	522.8	23.4	Local	
Hydro ROR	25.6	73.9	3.31	Local	
Interconnected network	150	663.8	29.70	Italy, Sardinia	
Light fuel oil	105	299.1	13.39	PACA region	491.8
Photovoltaic	86	113.9	5.10	Local	

Continued on next page

Chapitre 4. Application de l'outil d'évaluation sur des territoires insulaires

Type of energy	Capacity (MW)	Production (GWh)	Share of mix (%)	Fuel origin	Distance (km)
Wind energy	18	20.1	0.90	Local	
Guadeloupe [Observatoire Régional de l'énergie et du climat 2014, EDF-SEI 2014c]					
Bagasse	59.5	46.7	2.70	Local	
Biogas	0.2	0.2	0.01	Local	
Coal	93.5	539.4	31.20	Colombia	1483
Geothermal	11.5	81.3	4.70	Local	
Heavy fuel oil	186.0	576.8	33.36	Venezuela	1275
Hydropower	8.7	19.0	1.10	Local	
Light fuel oil	100.0	310.1	17.94	Venezuela	1275
Photovoltaic	67.4	98.5	5.70	Local	
Wind energy	24.4	57.1	3.30	Local	
French Guyana [EDF-SEI 2013b, EDF-SEI 2014b]					
Biomass	1.7	8.6	1.00	Local	
Heavy fuel oil	67.4	167.9	19.57	Trinidad & Tobago	1191
Hydropower	118.1	489.1	57.00	Local	
Light fuel oil	60	149.5	17.43	Trinidad & Tobago	1191
Photovoltaic	34	42.9	5.00	Local	
Martinique [EDF-SEI 2014d, IEDOM 2015b]					
Biomass	4	15.8	1.00	Local	
Heavy fuel oil	244.2	972.6	61.67	Venezuela	1099
Light fuel oil	128.8	512.9	32.53	Venezuela	1099
Photovoltaic	60	74.1	4.70	Local	
Wind energy	1.1	1.6	0.10	Local	
Mayotte [IEDOM 2015a]					
Heavy fuel oil	78.1	248.1	94.71	Middle-East/India	5412
Photovoltaic	11.9	13.8	5.29	Local	
Reunion [SPL Energies Réunion 2016, Observatoire Énergie Réunion 2014]					
Bagasse	210.0	251.4	8.94	Local	
Biogas	2.9	14.9	0.53	Local	
Coal	210.0	1267.6	45.06	South Africa	4000
Heavy fuel oil	211.0	290.5	10.32	Malta	9500
Hydropower	133.6	557.0	19.80	Local	
Light fuel oil	140.0	192.7	6.85	Singapour	7000
Photovoltaic	160.2	224.2	7.97	Local	
Wind energy	14.8	15.1	0.54	Local	

As can be seen in Fig. 4.1 and Table 4.1, only Corsica benefits from the network interconnection with Sardinia, which plays an important role in the supply/demand balance, particularly during high consumption periods. Martinique and Mayotte represent

4.4. Materials and methods

the French overseas territories (FOTs) that are the least developed in terms of renewable energy sources (RES) in the electricity mix, with 95% of fossil-fuel and 5% of RES. The difference between the two situations lies in the contribution of wind energy and biogas production in Martinique. Recognizing their high potential for RES, Guadeloupe and Reunion diversified their mixes by integrating hydropower, solar energy, geothermal energy, biogas and bagasse [Praene 2012, ADEME 2014]. However, the RES component of Guadeloupe's generation is half that of Reunion's. French Guyana is the only territory that has used 63% RES for its electricity production, mainly using hydropower. Data in Table 4.1 will be used for the electricity generation GHG emissions assessment.

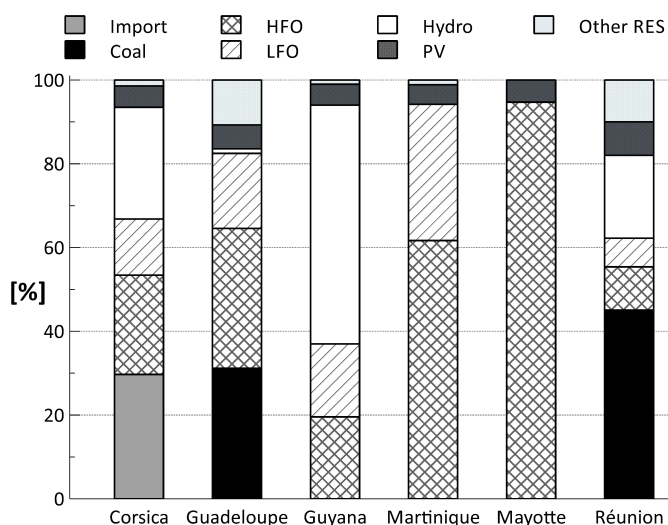


FIGURE 4.1 – Overview of the energy sources in the studied departments' electricity mixes. HFO : Heavy fuel oil; LFO : Light fuel oil. Other RESs include bagasse, biogas, biomass, and wind energy production.

4.4 Materials and methods

To date, a significant number of LCA analyses examining electricity generation technologies (EGTs) at different levels are available in the literature. [Asdrubali 2015], [Turconi 2013] and [Jacobson 2009] proposed an overview and a harmonization of LCA results from EGTs in order to provide a range of values of GHG emissions for each technology. Studies provide range of values of GHG emission for different technology : [Asdrubali 2015] gives an overview of LCA results of renewable technologies (RETs), [Turconi 2013] focused on 167 studies to provide a basis for making choices on technology and methodology approach. A comparison of the environmental impacts of fossil fuel-based technologies (FFT) are presented by [Atilgan 2015] in Turkey and [Tan 2010] in Singapore. [Ramjeawon 2008] presents LCA results of electricity from bagasse in

Mauritius, and [Silva 2012] in Brazil. Comparisons between FFTs and RETs performed by [Hondo 2005] in Japan or [Smith 2015] in Singapore, can help select the most appropriate technologies for an electricity generation system. Papers also provide LCA results by country, as Mexico [Santoyo-Castelazo 2011], Portugal [Garcia 2014] or Greece [Theodosiou 2014]. [Herbert 2016] developed a series of GHG emissions assessments for selected countries, from which four types of countries were identified. However, few papers concern islands [Brizmohun 2015]. This study will provide an initial evaluation of the environmental burdens of electricity generation in these FOTs and will enrich the literature review on LCA studies on insular territories . This work is conducted within the framework of cleaner production, because it shows the current status of the production mode of electricity in the French overseas territories. It helps to understand which part of the life cycle stage contributes the most in the greenhouse gases emissions. The energy balance report for Reunion in 2014 provided a comparison of FOTs by in the electricity and transport sectors [SPL Energies Réunion 2015]. However, the assessment methodology and the assumptions used are not explicitly mentioned.

4.4.1 Scope and system boundary

In this study, LCA is used to identify the environmental burdens and impacts throughout the electricity generation process. The LCA methodology applied here is regulated by ISO standards 14040 and 14044 [ISO 14040 2006, ISO 14044 2006]. The study boundaries are from cradle-to-gate, including acquisition, transportation, infrastructure construction and electricity production. Transportation concerns the port-to-port carriage of direct-use energy. Fig. 4.2 represents the boundaries considered in energy production. The functional unit (FU) is defined by 1 kilowatt-hour produced ; in the rest of the document, we will denote an FU as 1 kWhe.

4.4.2 Life-cycle inventories and modeling

To identify the potential impacts, standard LCA software GEMIS version 4.9 and its database have been used and adapted here [Öko-Institut 2015]. Due to the lack of information about the efficiency of each power plant, the GEMIS database has been used. However, parameters such as transportation, scale, power generated have been adapted to the islands' conditions as a lack of information on islands' technologies has been identified as a limitation of the software. The proposed tool has been implemented in a MATLAB environment in order to link the LCA results from GEMIS software to an another energy scenario tool in a unique environment. Results can be treated as a method to highlight the most emissive life-cycle stage and also can be used as constraints in future scenario

4.4. Materials and methods

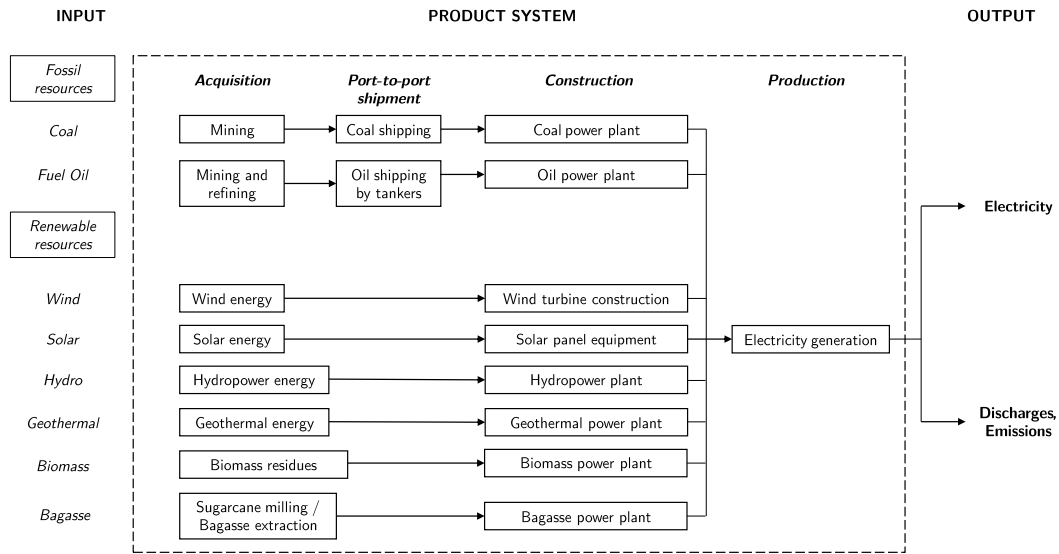


FIGURE 4.2 – Cradle-to-gate life cycle stages of the electricity production system (modified from [Gujba 2010] and [Brizmohun 2015])

modeling research.

The MATLAB code was developed in two parts. First, GEMIS provides the data emissions of each electricity generation, through its life cycle : raw materials extraction and its necessary quantities to produce 1 kWh electricity, the existing means of transport, the infrastructure construction and the production. These data are then manipulated in MATLAB. Second, in line with the LCA methodology, several inputs are required : the total electricity production, the installed capacity, the distance of the raw material supply, and the mean of transport used. These data help to determine the quantity of the raw materials, the adapted emission factor (EF) related to the size of the installed power plant, and indicates the remoteness of the territory. The total emission E_{Tot} of the electricity mix of the studied territory is obtained by Eq.4.1

$$E_{Tot} = \sum_{i=1}^n E_{ext,i} + E_{trans,i} + E_{cons,i} + E_{prod,i} \quad (4.1)$$

where E_{ext} is the emission of raw materials extraction, E_{trans} the emission of the raw materials transport, E_{cons} the emission due to the construction plant, E_{prod} the emission due to the production operation, and i represents each power plant. For each technology

and life-cycle stage inventory, the calculation of emission is based on the Eq.4.2 principle :

$$E_{lcs} = \sum_{i=1}^n EF_i \times q_{p,i} \quad (4.2)$$

where E represents the emission value of the life cycle stage (extraction, construction, transport and production), EF the corresponding EF for 1 FU of the life-cycle stage and q_p the quantity of the product expressed in the FU. Fig. 4.3 illustrates the methodology used in this work and shows which parameters are considered in the power system to evaluate the different potential environmental impacts.

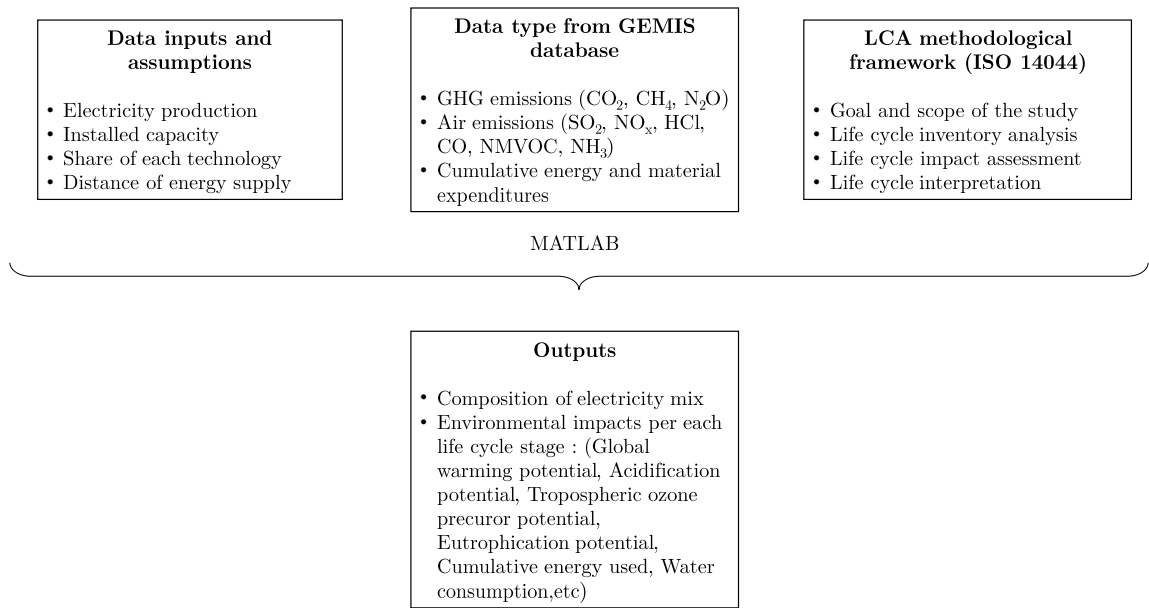


FIGURE 4.3 – Methodology and data used to assess the potential environmental impacts combining GEMIS, the LCA methodology and MATLAB

4.5 Results and discussion

4.5.1 Selected environmental burdens

An LCA study generally highlights different indicators grouped into four major categories : climate change, ecosystem quality, human health and resource depletion. Instead, we choose to present a sampling of indicators that represents each category, which are the most representative of each impact category : global warming potential (GWP), acidification potential (AP), tropospheric ozone precursor potential (TOPP)

4.5. Results and discussion

and cumulative energy use (CEU).

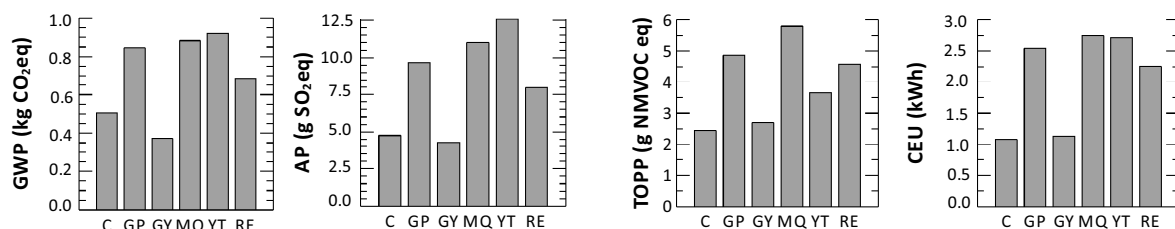


FIGURE 4.4 – Environmental impacts from 1 kWh produced [C : Corsica, GP : Guadeloupe, GY : French Guyana, MQ : Martinique, YT : Mayotte, RE : Reunion]

Fig. 4.4 shows the results obtained for the different indicators : Mayotte records the highest levels of GWP and AP and requires the most energy used to produce 1 kWh after Martinique. The general pattern of the other environmental impacts is much the same.

4.5.2 Global warming potential (GWP)

Regarding to the results in Fig. 4.4, Mayotte produces the highest amount of GWP emissions with 0.921 kg CO₂-eq/kWh, followed by Martinique (0.883 kg CO₂-eq/kWh) and Guadeloupe (0.846 kg CO₂-eq/kWh). These results are explained by the massive use of fossil-fuel sources in these territories (see Fig. 4.1). Reunion generated about 0.687 kg CO₂-eq/kWh. Through the extensive use of RES and the network interconnection, Corsica and French Guyana emit fewer pollutants than the other territories, with 0.505 and 0.373 kg CO₂-eq/kWh, respectively. The values obtained in this study are slightly below those on the energy balance report for Reunion [SPL Energies Réunion 2015]. This can be explained by the considered boundaries for the assessment that might not to be the same. In Fig. 4.5-a, we can see that the production phase contributes greatly to each 1 kWh produced for each island, representing 95% of the total emissions for every 1 kWh produced. In Fig. 4.5-b, it is apparent that the extraction and transportation phase are mostly generated by fossil energies. Mayotte recorded the highest value for the extraction phase due to its high share of petroleum products. We can also see that the most significant value for fossil fuel transportation is recorded by Reunion, followed by Mayotte, a result that is explained by these islands' coal and fossil fuel supplies. Thus, these transportation results show that these two islands are more isolated than the others with regard to the distance of energy supply. French Guyana's emission records the lowest value in each phase except in power plant construction. With the understanding that hydropower composes 57% of the electricity mix and more than 75% of the construction emissions, we can deduce that the construction of renewable energy infrastructure is more

emissive than that of other power sources. For Mayotte, the construction of photovoltaic panels generates more emissions than the construction of conventional sources.

4.5.3 Other impacts

As with GWP, the operation of FFTs is mainly responsible for the majority of the other impacts (Fig. 4.5). This is briefly discussed in the following paragraphs.

Acidification potential (AP) As presented in the preceding section, we discuss here the contribution of each power plant to the AP that it generates when producing 1 kWhe. It can be seen in Fig. 4.4 that Mayotte has the highest AP value, followed by Martinique and Guadeloupe. As can be seen in Fig. 4.5-d, the main contributor in Reunion is the operation of the coal power plant (67%). On the other islands, fuel oil power plants contribute at least 61%, as in Guadeloupe, followed by coal (35%). In general, hydropower and solar panels do not exceed 1% of the total contribution in acidification potential.

Tropospheric ozone precursor potential (TOPP) TOPP is the mass-based equivalent of the ozone formation rate from precursors, measured in ozone precursors equivalents. The TOPP represents the potential formation of near-ground (tropospheric) O₃, which can cause summer smog [Öko-Institut 2015]. The distribution of the contributions of each power plant to TOPP emissions is quite similar to that for AP emissions (see Fig. 4.5-e and f). However, Martinique recorded the highest value of TOPP emissions produced per 1 kWhe (0,0057 g NMVOC eq), followed by Guadeloupe and Reunion.

Cumulative energy use (CEU) The CEU represents the expenditure of energy resources (primary energies) for the production of 1 kWhe. As can be seen in Fig. 4.4, Martinique and Mayotte require the highest values of CEU, which is explained by the high proportion of fossil energies in their electricity mixes. They are followed by Guadeloupe and Reunion, which show fairly diversified electricity mixes.

From the results above, the FOTs can be classified using the typology of countries proposed by [Herbert 2016]. This study proposed 4 types of electricity mixes that differ from one another in the major energy production type and GWP value. Considering the existing groups as presented in Table 4.2, Guyana and Corsica belong to the third group, characterized by average values of GHGs (300-600 g CO₂-eq). The remainder of the territories belong to the fourth group, in which energy mix composition is mainly composed of FFTs. However, even if Reunion is assumed to be withingroup 4, Reunion lies within the transition zone between groups 3 and 4 : its electricity mix is mainly composed of coal and oil, and the remaining production is diversified.

From a national overview, FOTs contribute at a low level in the national electricity consumption, about 1.9% of the total amount of electricity consumption, including

4.6. Principal component analysis (PCA)

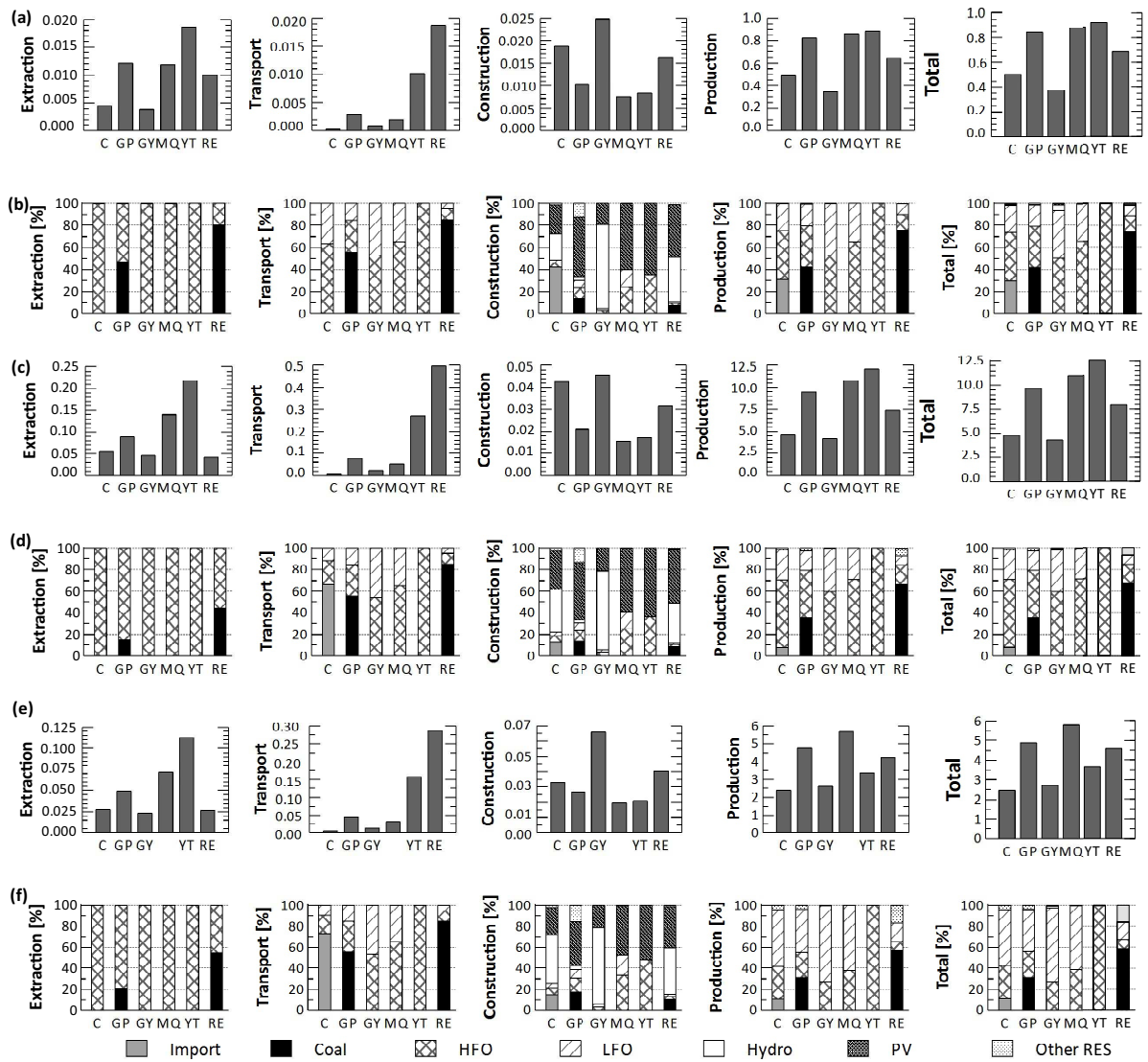


FIGURE 4.5 – Potential impacts generated per life-cycle stage per 1 kWh produced : (a) GWP [kg CO₂-eq], (c) AP [g SO₂-eq], (e) TOPP [g NMVOC-eq]. Share of each technology at life cycle stage : (b) GWP, (d) AP, (f) TOPP

mainland and overseas territories and region. However, the emission factor of electricity in France in 2013 is about 84 g CO₂eq/kWh, according to ADEME's value [ADEME 2013a], and the other territories record an emission electricity factor about 4 to 11 times higher than those of mainland.

4.6 Principal component analysis (PCA)

The previous results allow us to establish the first classification of FOTs in the global context. A PCA has been performed to investigate these islands regarding the following

Chapitre 4. Application de l'outil d'évaluation sur des territoires insulaires

TABLEAU 4.2 – Classification of the FOT using the world mix typology based on [Herbert 2016]

Group	Territories	GHG	Bounds (g CO ₂ eq/kWh)	Main characteristics	
				Major production	Other production
1		Very low	0-37	Hydroelectric and/or nuclear	Predominantly renewables
2	France	Low	37-300	Hydroelectric and/or nuclear	Diversification
3	French Guyana, Corsica	Average	300-600	Gas	Diversification
4	Reunion, Guadeloupe, Martinique, Mayotte	High	>600	Coal, oil	Predominantly fossils

key data : population, GDP per capita, annual electricity production, RES share in the electricity mix, total GWP emissions from electricity production, area and the insulation situation index (ISI), as obtained from [Delaître 2008]. The objective was to identify the similarities between the overseas territories, particularly from the perspective of renewables. Table 4.3 gives an overview of the parameters considered in the PCA.

TABLEAU 4.3 – Geographical and economic situation, electricity production and the environmental burdens of the FOT

Location	Population	GDP per capita [€/capita]	Electricity production [GWh]	Share of RES (SHREN) [%]	GWP [kg CO ₂ -eq /kWh]	Area [km ²]	ISI
Corsica	319,780	25,523	2235	32.71	0.505	8680	0.55
Guadeloupe	411,507	20,072	1729	17.51	0.846	1704	61.2
French Guyana	237,550	15,820	858	63	0.373	86,504	100.32
Martinique	381,326	22,266	1577	5.8	0.883	1128	83.1
Mayotte	211,397	7896	261.90	5.29	0.921	374	71.5
Reunion	840,974	19,340	2813.4	37.78	0.687	2512	20.6

Once the correlation matrix was calculated, it was shown that the chosen criteria are not correlated, except the RES proportion and the GWP value. The negative correlation between these two parameters is explained by the fact that GWP emissions levels decline with the increase of RES. Area is also negatively correlated to GWP. Indeed, if the island is too small, there are likely fewer opportunities to produce electricity cleanly. The bar plot of the percentage of variance allows to assess the projection quality. Fig. 4.6 shows that Dimensions 1 and 2 explain 82% of the variance (see Table 4.4), which is a sufficient quality projection for the analysis.

4.6. Principal component analysis (PCA)

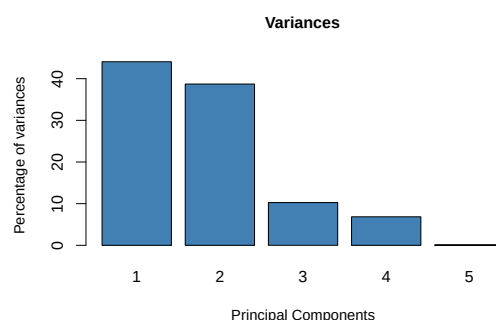


FIGURE 4.6 – Scree plot of the eigenvalues

TABLEAU 4.4 – Eigenvalues

	Dim.1	Dim.2	Dim.3	Dim.4	Dim.5
Variance	3.085	2.710	0.718	0.480	0.008
Percentage of variance	44.071	38.712	10.255	6.852	0.111
Cumulative percentage of variance	44.071	82.782	93.038	99.889	100.000

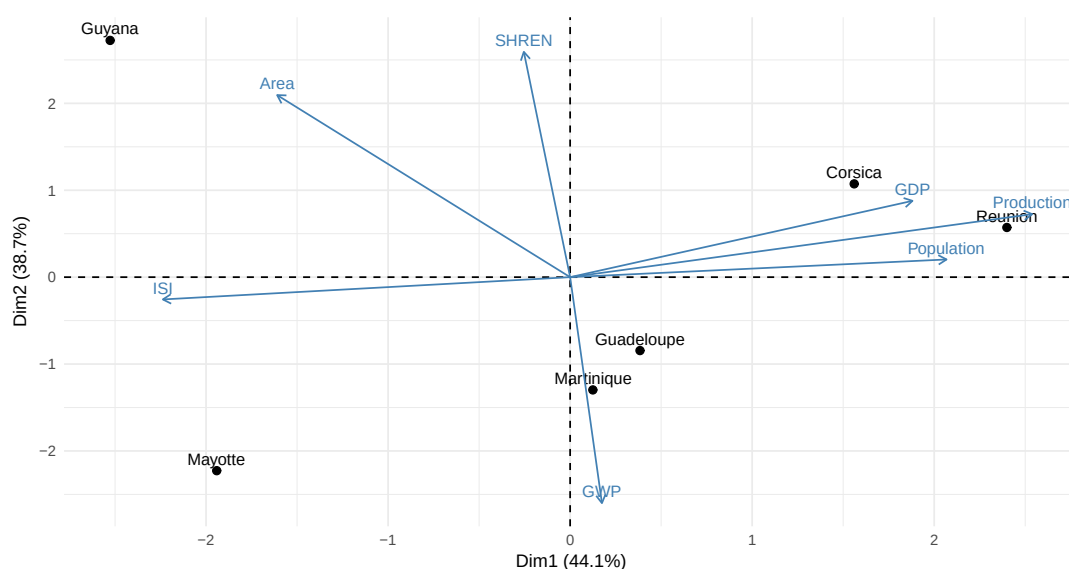


FIGURE 4.7 – Principal component analysis : a biplot of variables and individuals factor maps

Based on the PCA results obtained from the package FactoMineR in the R statistical package [Lê 2008], Fig. 4.7 presents a combination of the individuals' and variables' factor maps. Considering the factorial design, the projection qualities of the individuals are assessed by the total value of the square cosine on the two axes. The higher the square cosine value is, the better the projection quality is. Table 4.5 shows that all the individuals have a square cosine value on the two axes above 0.600, except for Martinique, which

Chapitre 4. Application de l'outil d'évaluation sur des territoires insulaires

records a total square cosine of 0.531. Considering Table 4.6, all variables present a total square cosine above 0.600, including the individuals results.

TABLEAU 4.5 – Results for the individual territories (coordinates, square cosine and contributions)

Individuals	Dim.1	ctr	cos2	Dim.2	ctr	cos2	Dim.3	ctr	cos2
Corsica	1.561	13.157	0.407	1.074	7.088	0.192	-1.356	42.660	0.307
Guadeloupe	0.384	0.796	0.136	-0.845	4.390	0.657	-0.136	0.431	0.017
French Guyana	-2.527	34.498	0.459	2.724	45.651	0.533	0.225	1.175	0.004
Martinique	0.125	0.084	0.005	-1.298	10.357	0.526	-0.493	5.646	0.076
Mayotte	-1.942	20.365	0.390	-2.227	30.504	0.513	0.328	2.502	0.011
Reunion	2.399	31.100	0.707	0.572	2.010	0.040	1.432	47.587	0.252

TABLEAU 4.6 – Results for the variables (coordinates, square cosine and contributions)

Variables	Dim.1	ctr	cos2	Dim.2	ctr	cos2	Dim.3	ctr	cos2
GWP	0.066	0.139	0.004	-0.975	35.078	0.951	0.130	2.355	0.017
Population	0.775	19.483	0.601	0.076	0.215	0.006	0.610	51.770	0.372
GDP	0.705	16.118	0.497	0.329	3.999	0.108	-0.511	36.358	0.261
Production	0.952	29.357	0.906	0.272	2.727	0.074	0.062	0.533	0.004
SHREN	-0.095	0.295	0.009	0.972	34.875	0.945	0.198	5.487	0.039
Area	-0.603	11.805	0.364	0.785	22.766	0.617	0.067	0.622	0.004
ISI	-0.839	22.804	0.703	-0.096	0.341	0.009	0.144	2.876	0.021

The contribution to the construction of the axis is an another indicator of the projection quality. Based on the results, the electricity production contribution is the highest for the Dimension 1, followed by the ISI. The GWP emission and the percentage of RES in the mix contribute about 70% of Dimension 2 in the variable factor map. The PCA projection shows high dependencies among the variables Production, Population, GDP and ISI. For the individual projections, French Guyana and Mayotte contribute highly to the construction of the second axis, 45% and 30 % respectively. The negative correlation between GWP emission and RES contribution is well represented in Fig. 4.7 in the variable factor map, as is the case of the ISI parameter and electricity production. These results allow us to identify two types of territories and two singular cases :

- Corsica and Reunion Island represent islands that have a high electricity production with large populations and a high GDP, and their electricity mix involves a relatively high proportion of RES (> 30 %);
- Guadeloupe and Martinique represent islands with a high fossil-fuel electricity generation. This could be explained by the small area and the ISI of these islands. The lack of hydropower plants on both highlights the small area and topographical variability;

4.7. Conclusion

- French Guyana is a large territory with an electricity mix mainly based on hydropower and a high degree of isolation ;
- Mayotte is a small remote island, which explains the high GWP value for its electricity generation.

The PCA highlighted that electricity generation and its production modes are significant parameters that help characterize an island's remoteness and its predisposition to using fossil fuels. The ISI factor is also very important in the understanding of fossil-fuel source use in place of RES in the electricity mix.

4.7 Conclusion

The present study was designed to determine the effects of insularity on the electricity production on islands. Although this study focuses on environmental impact assessment using LCA methodology, it also allowed for the development of an evaluation tool based on LCA in the MATLAB environment that will be linked to an energy forecast and scenario tool in future works. The LCA results will be taken as constraints in energy scenarios or, alternatively, the developed scenario will be evaluated through LCA in one combined tool. In this study, the results obtained identify Mayotte and Martinique as the islands that generated the most emissions for each indicator, particularly for GWP and CEU. It was also shown that operation-production generates the most GHG emissions. For each studied territory, we have identified which energy sources generates the most GHG emissions. This study shows that RES shares in GHG emissions are very low, and their contribution is only significant in infrastructure construction. According to their geographic location, territories like these islands should promote the use of RES in their electricity production in order to reduce GHG emissions. This study has also allowed us to identify, among the French overseas territories, two types of islands : for the two groups, one with Reunion and Corsica and the other with Guadeloupe and Martinique, similar energy transition scenarios can be designed in future works. Mayotte and French Guyana will be studied individually. This study has also led to positioning the FOTs in an international context through their GWP values. The PCA also highlights the influence of electricity production types in the classification of these non-interconnected territories. It seems that integrating an environmental index like as g CO₂-eq per kWh of electricity into scenario projections would be helpful. Such an index represents an encapsulation of information that was previously contained in two factors, electricity production and RES share. This study helps in understanding which factors must be observed for future energy planning investigations. These key factors could be integrated in scenario modeling as constraints.

4.8 Conclusion du chapitre

Ce chapitre a permis d'identifier les points de similitude et l'effet d'insularité sur le développement des énergies renouvelables dans les territoires insulaires. La classification basée sur la méthode ACP et celle des k-means a déterminé deux typologies de territoires et deux cas singuliers parmi les ZNI étudiées. Les résultats de cette approche montrent que la production électrique et la part des énergies renouvelables sont des facteurs clés qu'il faudra prendre en compte pour la modélisation des scénarios énergétiques.

Développement du modèle scénario de production électrique

Sommaire

5.1	Modélisation de scénarios de prospectives énergétiques	80
5.1.1	Méthodologie générale	80
5.1.2	Présentation générale de la structure	81
5.1.2.1	Sécurité énergétique	82
5.1.2.2	Potentialités des ressources	82
5.1.2.3	Contrainte économique	83
5.2	Détermination des différentes contraintes à affecter au modèle	83
5.2.1	Contraintes environnementales : Évolution des émissions de GES .	83
5.2.2	Contraintes socio-économiques : Évolution de la demande en électricité	85
5.2.3	Contraintes techniques : évolution des technologies de production	86
5.2.3.1	Production à base d'énergies fossiles	87
5.2.3.2	Production à base d'énergies renouvelables	87
5.2.4	Contraintes économiques	91
5.3	Proposition de scénarios prospectifs	94
5.3.1	Définitions des scénarios	94
5.3.2	Transposition des contraintes dans le modèle	98
5.4	Résultats et discussions sur les scénarios prospectifs	99
5.4.1	Production d'électricité	99
5.4.2	Contribution des centrales	100
5.4.3	Puissance nécessaire	102
5.4.4	Évolution des émissions	103
5.4.5	Coût de production	104
5.4.6	Comparaison avec d'autres scénarios de planification.	106
5.5	Conclusion du chapitre	106

LES CHAPITRES précédents ont permis, non seulement de poser le contexte environnemental dans lequel s'inscrit le territoire de La Réunion, mais également d'évaluer la production d'électricité d'un point de vue environnemental à partir de l'approche du cycle de vie. Les ambitions environnementales sont définies sur des horizons de temps à moyen et long terme. L'objet de ce chapitre est de proposer des scénarios du mode de production d'électricité qui répondent à ces ambitions, en les traduisant en termes de contraintes. Outre ces contraintes environnementales, il est également nécessaire de considérer d'autres paramètres tels que l'évaluation de l'évolution de la demande d'électricité correspondant à chaque point d'étape, la disponibilité des ressources renouvelables exploitées, l'intégration des nouvelles énergies renouvelables dans la production d'énergie ou encore le coût de production d'électricité. Ces scénarios devront viser à atteindre la sécurité énergétique, c'est-à-dire assurer la capacité de production des centrales pour répondre à la demande d'énergie. Il est nécessaire de répondre à la diversification et à la contribution des énergies renouvelables escomptées par la politique environnementale.

Ce chapitre sera donc organisé comme suit : La première partie définira la méthodologie utilisée pour définir les différents scénarios, au travers d'un modèle mathématique. Le principe de fonctionnement du modèle et les méthodes de renseignement du modèle seront définis dans cette partie. La deuxième partie définira chaque contrainte suivant les horizons de temps, à intégrer dans notre modèle. Les scénarios définis seront ensuite présentés dans la dernière partie. Cette partie permettra d'établir l'évolution du parc électrique réunionnais, en définissant les technologies de production et leur contribution.

5.1 Modélisation de scénarios de perspectives énergétiques

5.1.1 Méthodologie générale

La modélisation de prospective énergétique se traduit généralement par un problème d'optimisation linéaire, qui tendra à minimiser une fonction objective, soumis à différentes contraintes. Le problème sera implémenté dans l'environnement MATLAB, comme notre premier outil d'évaluation pour faciliter l'interaction entre les deux modèles, et est donc posé comme suit :

5.1. Modélisation de scénarios de perspectives énergétiques

$$\begin{aligned} & \text{minimiser } F(X) \\ & \text{sous les contraintes } G_1(X) \leq 0, \dots, G_P(X) \leq 0, \end{aligned} \quad (5.1)$$

où F est la fonction objective à minimiser d'une forme linéaire, $G_1, \dots, G_P$ représentent les différentes contraintes que le vecteur résultat X se doit de satisfaire. Elles peuvent être écrites sous la forme

$$G_1(X), \dots, G_P(X) = \begin{cases} A \cdot x & \leq b \\ Aeq \cdot x & = beq \\ lb \leq x & \leq ub \end{cases} \quad (5.2)$$

où A et Aeq sont des matrices représentant respectivement les contraintes d'inégalité et celles d'égalité, b et beq sont des vecteurs des contraintes d'inégalité et d'égalité, lb et ub sont les vecteurs des limites inférieures et supérieures des variables x . La démarche de résolution du problème d'optimisation consiste d'abord de transformer les paramètres sous forme mathématique, et de déterminer quelques étapes. La première étape consiste à définir l'idée générale du problème et identifier le but de l'optimisation, en passant par la maximisation ou la minimisation d'une quantité définie. La deuxième étape identifie les variables pour déterminer ensuite les contraintes inhérentes à certaines variables. Ces contraintes sont ensuite traduites sous forme d'équations linéaires d'inégalité ou d'égalité.

5.1.2 Présentation générale de la structure

Pour la détermination des scénarios de production, les scénarios devront proposer des répartitions des centrales de production permettant de minimiser l'écart entre les émissions de GES issues de la production d'électricité et les ambitions. Cet objectif peut alors exprimé suivant l'équation 5.3.

$$FE_{opt,t} \times PE - \sum_{i=1}^n E_{g,it} \times FE_i \quad (5.3)$$

où i correspond à une centrale électrique, E_g correspond à la production d'électricité générée par la centrale i , FE le facteur d'émissions relatif à la production d'électricité issue de la centrale i , et FE_{opt} représente le facteur d'émission cible pour l'année. Les facteurs d'émission FE seront exprimées en gCO_2e/kWh . L'équation 5.3 représentera la fonction objective de la minimisation.

Dans la littérature, nous rencontrons particulièrement des modèles de perspectives

basées sur la minimisation des coûts inhérents à la production d'électricité, intégrant les coûts de fonctionnement, de production, de maintenance ou encore le coût environnemental [Hunter 2013, Thangavelu 2015, Sithole 2016]. Dans cette étude, nous avons considéré cette fonction objective pour répondre à la problématique de proposition de scénarios, avec un impact environnemental conforme aux attentes politiques. En adoptant cette fonction objective, nous priorisons l'aspect environnemental des résultats escomptés. Pour satisfaire la principale fonction, le facteur d'émission de 1 kWh électrique produit doit être inférieur ou égal au facteur d'émission électrique cible.

Dans le cadre d'une proposition de scénario à long terme, il est d'usage de diviser la période de projection par des intervalles de temps. Il est nécessaire alors de définir, pour chaque intervalle de temps, ce facteur FE_{opt} . L'horizon de temps que nous nous fixons dans ces travaux se rapporte à l'année 2050, en partant de l'année de base de 2015. Pour ce faire, l'intervalle de temps t choisi pour toutes les représentations des résultats est une période de 5 ans.

5.1.2.1 Sécurité énergétique

La sécurité énergétique est relative à la capacité de la production électrique à satisfaire la future demande d'électricité. L'équation 5.4 représente la contrainte correspondante.

$$PE_t \geq DE_t \quad (5.4)$$

où, PE_t correspond à la production d'électricité de l'année t , DE la demande d'électricité. Pour ce faire, la détermination des besoins DE pour chaque année ou intervalle de temps choisi est nécessaire.

5.1.2.2 Potentialités des ressources

Selon la technologie, toutes les ressources énergétiques fossiles ou renouvelables utilisées sont soumises à des contraintes techniques, potentialités d'approvisionnement. L'équation générale de cette contrainte est donc exprimée suivant l'expression 5.5.

$$E_{g,i} \leq Cap_{i,t} \quad (5.5)$$

où E_g correspond à la production d'électricité générée par la centrale i , Cap représente une contrainte spécifique qui peut varier selon la technologie et l'année t considérée. Pour chaque intervalle de temps, nous allons définir les évolutions et les contraintes liées à chaque technologie.

5.2. Détermination des différentes contraintes à affecter au modèle

5.1.2.3 Contrainte économique

La contrainte économique peut être considérée dans l'élaboration de nos scénarios. Le coût considéré ici est le coût de la production de 1 kWh électrique. L'expression 5.6 implique que le coût de production du mix électrique doit être inférieur ou égal au coût de production maximal $C_{prod\ max,\ ref}$ enregistré au cours de l'année de référence.

$$\frac{\sum_{i=1}^n C_{prod,i} \times E_{g,i}}{PE} \leq C_{prod\ max,\ ref} \quad (5.6)$$

Outre le coût de production, nous pouvons également introduire les coûts d'investissement des nouvelles centrales susceptibles d'intégrer le parc électrique, et ramener le prix du kWh en dessous du seuil $C_{prod\ max,\ ref}$.

5.2 Détermination des différentes contraintes à affecter au modèle

Dans cette partie, nous allons définir chaque paramètre du modèle à optimiser. Ces paramètres peuvent être regroupés en trois catégories : les contraintes environnementales, qui sont liées à la limitation des émissions de GES selon les prérogatives des politiques mises en place ; les contraintes sociales liées à la croissance démographique et à son comportement énergétique, les contraintes techniques liées à l'exploitation des ressources et à leur capacité de production, et les contraintes économiques relatives aux différents coûts de production ou encore des coûts environnementaux. Chaque typologie de contraintes pourra être appliquée indépendamment des autres dans les scénarios à développer.

5.2.1 Contraintes environnementales : Évolution des émissions de GES

Les niveaux d'émissions de GES à atteindre sont définies par les politiques recensées dans le chapitre 1.2.2. Pour récapituler ce qui a été relevé dans les chapitres précédents, les limitations des émissions de GES comprennent les points importants suivants : une réduction des émissions de 10% en 2020 par rapport à l'année 2011 d'après le SRCAE, et d'après la LTECV, une réduction de 40% en 2030 et de 75% en 2050 par rapport aux niveaux évalués en 1990. Les valeurs des émissions enregistrées à La Réunion pour 1990 ont été calculées à partir des données récoltées de la banque mondiale, à

partir de la base de données disponible sur la plateforme *The shift project data portal* [The Shift Project 2014].

La réduction des émissions est ici appliquée au facteur d'émission électrique lié à l'UF, c'est-à-dire à la production de 1 kWh. Le tableau 5.2 récapitule les valeurs-cibles dont nous tiendrons compte dans les scénarios.

TABLEAU 5.1 – Évolution du facteur d'émission cible entre 2000 et 2050

Année	1990	2000	2015	2020	2030	2050
Facteur d'émission (kg CO_2e /kWh)	0,514	0,564	0,681	0,665	0,338	0,141

Pour établir les valeurs cibles pour chaque intervalle de temps de 5 ans, nous avons établi dans un premier temps un lissage exponentielle de ces valeurs, pour pouvoir déterminer les paliers à atteindre pour l'intervalle de temps choisi. Dans un deuxième temps, une évolution en escalier de cette régression a été établie pour définir les valeurs limites que pourront avoir le facteur d'émission électrique pour l'année considérée. Cette évolution est présentée sur la figure 5.1. La régression obtenue est de la forme :

$$f(x) = 0,716 \times e^{-0,0517t} - 0.0126 \quad (5.7)$$

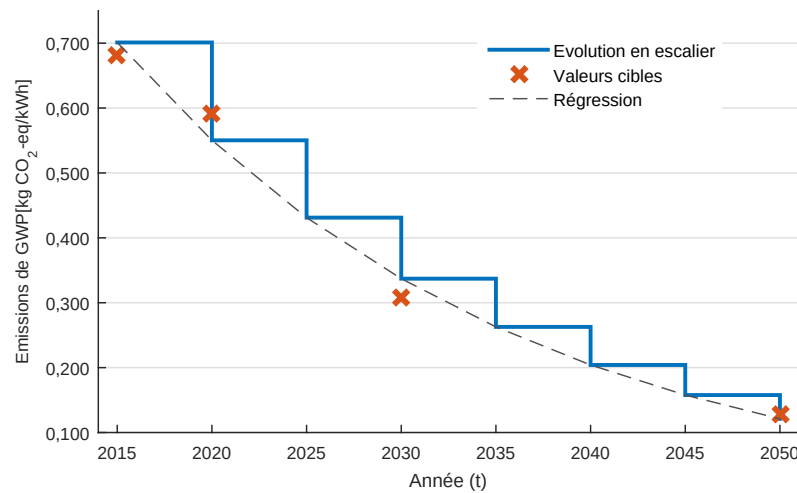


FIGURE 5.1 – Définition des facteurs d'émissions électrique cibles sur la période de 2015 à 2050

Pour apprécier la qualité de l'approximation effectuée, certains indicateurs de la qualité du "fit" sont calculés :

- Le pourcentage d'erreur absolue moyen ou le *mean absolute percentage error*

$$MAPE = 100 \times \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{y_{pi} - y_i}{y_i} \right|;$$

5.2. Détermination des différentes contraintes à affecter au modèle

- L'erreur quadratique moyenne ou le *root mean square error* (RMSE)

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_{pi} - y_i)^2};$$
- La somme des erreurs au carré ou le *sum of squares of residuals* (SSE)

$$SSE = \sum_{i=1}^n (y_{pi} - y_i)^2;$$
- Le coefficient de détermination

$$R^2 = 1 - \frac{SSE}{SST}$$
- et le coefficient R^2 ajusté

$$Adj.R^2 = 1 - \left(\frac{n-1}{n-p}\right) \frac{SSE}{SST},$$

où y_{pi} est la valeur prédite, y_i la valeur réelle, n le nombre d'année d'observation, et p le nombre de coefficients de l'approximation. Dans ce cas, les valeurs réelles considérées se rapportent aux valeurs-cibles, et la valeur prédite correspond aux résultats de la régression. En appliquant ces paramètres sur l'approximation effectuée, nous observons les indicateurs d'écart de l'approximation liées à la trajectoire des émissions de GES, dans le tableau 5.2.

TABLEAU 5.2 – Indicateur d'écarts de l'approximation des facteurs d'émissions

	MAPE	RMSE	SSE	R^2	$Adj.R^2$
Facteur d'émission	3,80	0,032	0,001	0,994	0,983

5.2.2 Contraintes socio-économiques : Évolution de la demande en électricité

Dans les contraintes socio-économiques, nous allons considérer uniquement l'évolution de la demande en électricité. Cette contrainte intègre, dans les hypothèses de projection, des scénarios établis à partir de l'historique de la consommation électrique, des hypothèses d'évolution de la croissance démographique, du taux d'équipement des ménages et de la croissance économique, liée notamment à la croissance du PIB régional en volume.

EDF propose deux scénarios de projections : Le scénario *référence Maîtrise de la Demande d'Électricité (MDE)* intègre les hypothèses de croissance démographique et économique relative au PIB. L'hypothèse retient une application des actions de maîtrise de l'énergie. Et le deuxième scénario, *Scénario MDE renforcé* se base sur le scénario de référence MDE mais avec une plus forte accentuation sur l'accroissement de la demande. Le PPE de La Réunion présente également un scénario basé sur les deux scénarios de EDF MDE et MDE renforcé, l'évolution de la consommation électrique est basée sur une augmentation annuelle de 1% jusqu'en 2030 et que nous allons prolonger jusqu'en 2050 [Conseil Régional de La Réunion 2015]. L'évolution de ces trois scénarios est retranscrite dans le tableau 5.3, et illustrée sur la figure 5.2.

TABLEAU 5.3 – Scénarios de croissance de la demande d’électricité en GWh

Scénarios	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Référence MDE								
<i>Demande en électricité</i>	2901	3210	3545	3876	4225	4552	4903	5282
<i>TCAM</i>		2%	2%	1,8%	1,8%	1,5 %	1,2 %	1,2%
MDE renforcé								
<i>Demande en électricité</i>	2901	3123	3377	3692	4025	4336	4671	5032
<i>TCAM</i>		1,3%	1,3%	1,2%	1,2%	1 %	0,9 %	0,9%
Scénario PPE								
<i>Demande en électricité</i>	2901	3113	3272	3438	3614	3798	3992	4196
<i>TCAM</i>		1,7%				1%		

Les valeurs jusqu’en 2033 sont issues des projections de EDF [EDF-SEI 2017], les tendances ont été prolongées jusqu’en 2035 en utilisant le même taux de croissance annuel moyen (TCAM) qu’entre 2028 et 2033. Pour les autres années, nous avons appliqué les mêmes niveaux de réduction entre les intervalles de temps. Nous constatons qu’entre les deux scénarios de EDF, il y a une différence de 5% pour la demande d’électricité à l’horizon 2050. Le scénario suivant le PPE est plus ambitieux et enregistre une différence de 20% avec le scénario Référence MDE. La différence entre ces scénarios peut influencer sur la mise en place de nouvelles installations. Selon les projection de l’INSEE, la population réunionnaise pourrait atteindre 1070565 habitants en 2050, suivant un scénario tendanciel [INSEE 2017]. La consommation électrique par habitant au cours de l’année 2015, tout secteur confondu, se chiffre à 2,972 MWh pour atteindre 3,919 MWh par habitant en 2050 suivant le scénario PPE qui serait le plus ambitieux.

5.2.3 Contraintes techniques : évolution des technologies de production

Pour chaque technologie de production, il est nécessaire d’identifier les possibilités de développement, afin de les intégrer dans les scénarios de production. Le niveau de développement actuel des technologies de production se réfère à ce qui a déjà été présentée dans la section 1.2.1, en se basant sur les données de l’année 2015. Toutes les technologies à base d’énergies renouvelables entrant dans le mix électrique resteront exploitées dans les scénarios de production, et nous présenterons les hypothèses retenues pour chaque catégorie.

5.2. Détermination des différentes contraintes à affecter au modèle

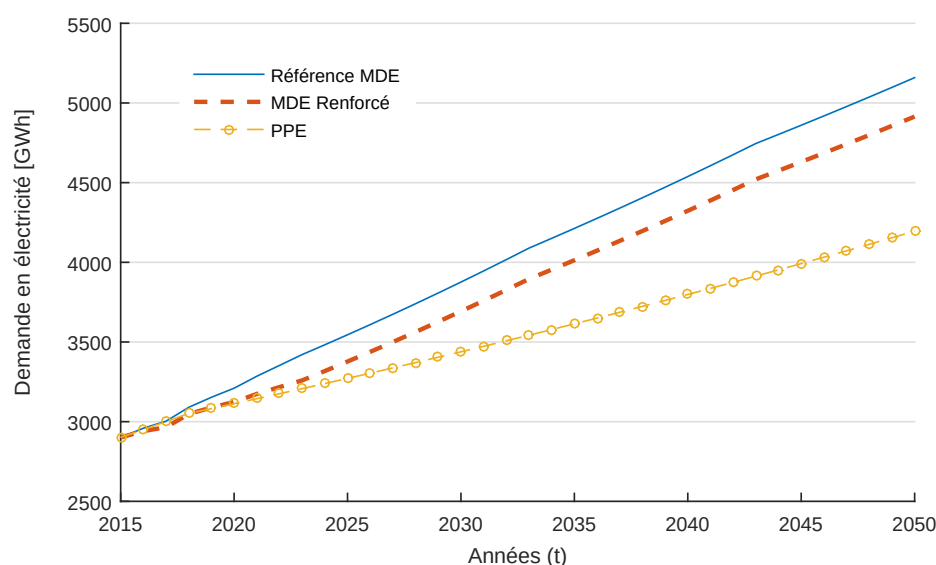


FIGURE 5.2 – Évolution de la demande en électricité suivant les scénarios de référence MDE, le scénario MDE renforcé et le scénario suivant le PPE

5.2.3.1 Production à base d'énergies fossiles

Les centrales à base d'énergies fossiles, notamment le charbon et les centrales thermiques à partir des moteurs diesels, sont les technologies qui sont les plus fortes émettrices de GES, comme nous l'avons pu constater dans les chapitres précédents. Cependant, la production issue de ces centrales reste majoritaire et fournit ce qu'on appelle la production électrique de base. Pour se conformer aux attentes de réduction des émissions, il n'est pas dans l'intérêt de ces objectifs d'accroître la puissance installée de ces centrales. Dans les scénarios que nous allons développer, nous assumerons que la puissance actuelle des centrales à énergies fossiles restent les mêmes. La production, quant à elle, sera limitée aux valeurs maximales antérieures enregistrées. Selon le scénario, nous pouvons également intégrer un démantèlement progressif des centrales à énergies fossiles.

5.2.3.2 Production à base d'énergies renouvelables

Puissance installée. Pour évaluer la puissance à installer pour les énergies renouvelables, le PPE considère les durées de fonctionnement annuelles pour chaque technologie présentées dans le tableau 5.4 [Conseil Régional de La Réunion 2015] :

Ces heures de fonctionnement seront utilisées pour évaluer la puissance des installations nécessaires pour fournir la quantité d'électricité requise.

TABLEAU 5.4 – Durée de fonctionnement des technologies à bases d'énergies renouvelables

Source d'énergie	Durée de fonctionnement [h]
Biomasse, méthanisation, gazéification	8000
Hydraulique	4000
Éolien	1100
Solaire Photovoltaïque	1350
Géothermie	8000
Énergies marines	5000

Hydroélectricité. Pour les énergies renouvelables, les infrastructures hydroélectriques actuelles permettent actuellement de fournir 17% de la production électrique totale à La Réunion, et joue un rôle important dans les scénarios de production. Nous prenons l'hypothèse que les centrales hydrauliques actuelles peuvent subir une légère évolution [EDF-SEI 2017]. L'hypothèse a également été reprise dans d'autres études comme [Atilgan 2017].

Énergie éolienne et solaire. Pour le futur développement des installations éoliennes, nous considérons que les éoliennes actuelles sont maintenues, soit la production issue des éoliennes ne pourra pas descendre en-dessous de la production actuelle. La même hypothèse est considérée pour le solaire photovoltaïque, la production actuelle est supposée disponible dans tous les scénarios, avec un développement possible. Cependant, comme l'éolien et le solaire font partie des énergies intermittentes, le seuil d'intégration de ces deux sources est actuellement à hauteur de 34% en terme d'énergies instantanées pour garantir la stabilité du réseau, et également dû à la capacité actuelle de stockage. Cette limitation pourrait être intégrée dans nos scénarios. Néanmoins, les résultats escomptés à partir de nos scénarios se rapportent à la production d'électricité totale issue de la centrale de production au cours de l'année. De ce fait, dans nos hypothèses, ces deux sources de production ne seront pas limitées.

Biomasse. La valorisation de la biomasse en électricité est considérée comme une source également de base, stable. Dans les scénarios que nous allons mettre en place, nous prendrons comme hypothèse que la production minimale issue du biogaz sera égale à la production de référence de 2015. Nous assumerons dans la suite que la technologie de valorisation utilisée restera la même, mais avec la possibilité d'extension de la puissance à installer. L'évolution de la production d'électricité d'origine biogaz nationale (France et DOM inclus) présente une augmentation moyenne annuelle de 12,74% entre les années 2000 et 2016 [Observ'ER 2017]. A la Réunion, nous avons pu constater sur la figure

5.2. Détermination des différentes contraintes à affecter au modèle

1.9 que pour une même puissance installée, nous observons un accroissement moyen de 8,84% annuelle entre 2013 et 2016, ce qui est sensiblement égale à la moyenne nationale. À partir de cette valeur, nous considérerons cette évolution pour un scénario tendanciel de la quantité d'électricité issue du biogaz.

Pour le développement de la filière bagasse, différents scénarios de développement peuvent être considérés. Dans un premier temps, comme présenté dans le chapitre 1.2.1, la production d'électricité issue de la bagasse présente une évolution quasi constante, depuis ces quinze dernières années, avec une production moyenne annuelle de 260 GWh. La surface agricole utilisée pour la culture de la canne à sucre à La Réunion est évaluée à 24 292 ha en 2015 [IEDOM 2017] mais présente une évolution qui tend à décroître, avec une diminution approximative de 20% en 18 ans soit 1,1% de diminution moyenne annuelle [Agreste : La statistique Agricole 2011]. À partir de cette observation, nous considérerons que la surface agricole allouée à la canne connaîtra également cette évolution jusqu'en 2050.

D'après [Khloodaruth 2013], il existe différentes variétés de cannes : la canne comprenant 12-17 (%) de fibre dite canne normale (CN), la canne haute fibre (CHF) avec 20 à 30% de fibre qui permet de fournir la même quantité sucrière que la canne normale mais avec un taux supérieur en fibre et la canne énergie (CE) dont le pourcentage de fibre est supérieur à 30 %, qui sera dédiée uniquement à la production d'énergie. Pour distinguer chaque canne, nous allons considérer les taux de fibres minimales potentiellement contenues dans chaque variété soit pour la CN un taux de 12%, la CHF 20% et la CE 30%. Pour évaluer les potentialités de production de la bagasse selon les variétés de cannes cultivés, il est nécessaire de considérer la quantité de cannes à sucre récoltées, que nous prendrons à partir du tableau 1.4 et d'estimer la masse de bagasse obtenue selon la variété. L'estimation sera effectuée en appliquant les mêmes hypothèses utilisées dans [Khloodaruth 2013].

La première hypothèse d'évolution de la bagasse serait donc de maintenir cette production avec la culture de la CN, et en considérant la dégression de la superficie agricole. En considérant la superficie en 2015, nous pouvons déduire du tableau 1.4 et de la superficie enregistrée en 2015 qu'un hectare permet de produire 78 t de canne à sucre, et qu'une tonne de canne à sucre permet d'obtenir 300 kg de bagasse pour une culture de canne à sucre CN avec un ratio de 0,47 MWh/t de bagasse.

La deuxième hypothèse serait d'améliorer le rendement de la bagasse en changeant la variété de la canne à sucre [Drouineau 2012], que ce soit pour la canne CFH ou CE. L'équation 5.8 permet de calculer la masse de bagasse obtenue suivant le taux de fibre de la canne :

$$m_b = f \times m_c / f_b \quad (5.8)$$

où m_c représente la masse de canne à sucre, f le taux de fibre contenu dans la canne, et f_b le taux de fibre dans la bagasse, et m_b la masse de bagasse obtenue à partir de la canne à sucre. Dans nos hypothèses, nous avons le taux de fibre dans la canne, comme présentés précédemment. Pour le taux de fibre f_b , nous l'estimerons à partir de la canne CN et supposons qu'il sera le même pour les autres variétés, soit $f_b = 0,40$.

A partir de l'équation 5.8, les différents taux de fibres, la surface agricole cannière et le ratio de production électrique par tonne de bagasses, nous pouvons déterminer trois scénarios de production issue de la bagasse, en supposant que la culture de la variété se fasse sur l'ensemble de la surface cultivée à partir de l'année 2020.

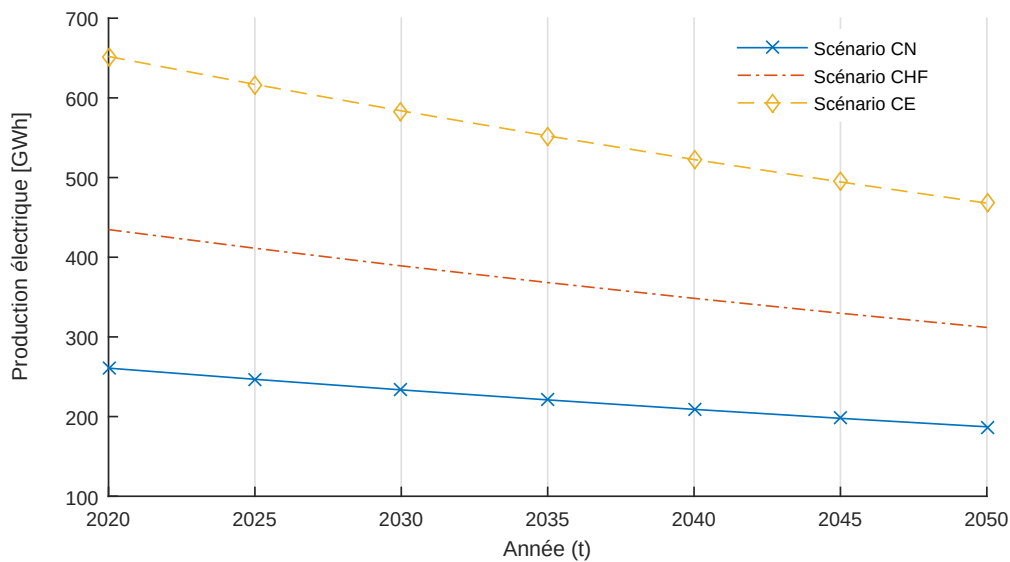


FIGURE 5.3 – Production d'électricité issue de la bagasse sous trois scénarios de culture : canne normale, canne haute fibre et canne énergie avec une diminution de la surface agricole

La figure 5.3 présente l'estimation de la production d'électricité suivant les scénarios CN, CHF et CE. Nous constatons que la quantité d'électricité produite à partir du scénario CN diminuera de 30% entre 2015 et 2050, en passant de 269 GWh à 187 GWh. Ce scénario est considéré comme étant le scénario tendanciel. Par rapport au scénario tendanciel CN, l'utilisation de la canne haute fibre permettra d'augmenter de 40% la production d'électricité pour atteindre 311 GWh et le scénario CE fournira un accroissement de 60% avec une production totale de 467 GWh.

5.2. Détermination des différentes contraintes à affecter au modèle

Géothermie. L'exploitation de la géothermie pour la production d'électricité en France est actuellement uniquement localisée en Guadeloupe, avec la centrale de Bouillante [Bertani 2016]. Une première unité a été exploitée de 1986 à 1992, puis totalement réhabilitée en 1995 avec une puissance installée de 5 MW pour une production annuelle moyenne de 30 GWh. Bouillante 2 représente une unité mise en service en 2005 avec une puissance installée est de 11 MW pour une production annuelle maximale de 72 GWh [Guadeloupe Énergie 2012]. De 2005 à 2015, la Guadeloupe totalise une production électrique moyenne annuelle de 69 777MWh, soit un rendement η :

$$\eta = \frac{P_r}{P_{th}} \quad (5.9)$$

où $P_{th} = p \times h_f$

où P_r représente la production réelle, P_{th} la production théorique attendue, p la puissance installée et h_f la durée de fonctionnement. En tenant compte de l'expression 5.9 et en considérant qu'une centrale géothermique tourne pendant en moyenne 8000 h, nous obtenons un rendement de 54,51 % des centrales géothermiques de la Guadeloupe. Le potentiel de la géothermie à La Réunion a été estimée à 30 MW en 2030 [Bénard-Sora 2016] et la mise en place d'une unité de 5 MW géothermie pourrait avoir lieu d'ici 2023 selon les critères d'ajustement du parc électrique proposé par le bilan prévisionnel d'EDF [EDF-SEI 2017]. Nous allons tenir compte de ce rendement pour évaluer la production de la géothermie à La Réunion, à partir de la puissance estimée exploitable à partir de 2030. En considérant la production moyenne annuelle de la centrale Bouillante 1, la mise en place de centrale géothermique à La Réunion génèrerait donc une production moyenne de 30 GWh à partir de 2025 et suivant le potentiel attendu en 2030, la production pourrait atteindre au maximal une quantité de 130 MWh.

Énergies marines. L'exploitation de l'énergie des mers est une des énergies locales les plus prometteuses [Hammar 2012]. Cette technologie est intégrée parmi les énergies à développer, avec une unité de 5 MW à installer d'ici 2023 [EDF-SEI 2017]. Les études prévoient une possibilité d'exploiter une unité de 130 MW de puissance [Praene 2012]. En considérant une durée de fonctionnement de 5000 h, la production d'électricité pouvant être obtenue à partir de cette technologie peut être estimée à partir de l'équation 5.10 [Vega 2010] :

$$E_{OTEC} = p \times C_f \times \eta \times h_f \quad (5.10)$$

où p représente la puissance installée, C_f le facteur de capacité, h_f la durée de fonctionnement et η le rendement. Le facteur de capacité pris en compte d'une installation ETM de 100 MW a été pris égale à 80% avec un rendement de 65%[Banerjee 2015]. En

considérant ces valeurs, la production estimée sera comprise dans l'intervalle 13GWh en 2025 et 338 GWh à partir de 2030.

5.2.4 Contraintes économiques

Dans la littérature, comme énoncé précédemment, la contrainte coût représente la fonction principale à minimiser pour effectuer une planification énergétique dans les pays. Ce paramètre économique va également être pris en compte dans l'élaboration de nos scénarios de deux façons différentes : dans un premier temps, nous estimerons le coût de production correspondant au mix électrique obtenu, et dans un deuxième temps, l'incorporer en tant que contrainte pour que le coût de production soit inférieur à un seuil que nous définirons ultérieurement.

Dans les deux cas, le coût de production d'électricité de chaque type de centrale doit être défini. Le coût de production des technologies actuellement exploitées dans l'île se rapporte à 1 MWh électrique produit, les coûts de références pour l'année 2013 ont été présentés dans le PPE [Conseil Régional de La Réunion 2015] :

TABLEAU 5.5 – Coûts de référence de 1 MWh électrique selon les technologies à La Réunion, sur la base de la production électrique de 2013

Technologie	GWh	M€	€/MWh
Bagasse - Charbon	1519,1	203,3	133,8
Thermique EDF PEI	396,2	153,7	387,9
Éolien	15,1	1,8	119,2
Biogaz	14,2	1,4	98,6
Photovoltaïque	215,6	102,2	474
Production EDF SEI :			
Centrale Fioul	643,7	120	186,4
Turbines à Combustion (TAC)			
Grande hydro-électricité			

Le tableau 5.5 nous renseigne sur le prix de l'éolien, le biogaz, et le photovoltaïque. Cependant, pour le prix de production des autres énergies, nous voyons que le prix de l'électricité issue des centrales thermiques et de l'hydraulique sont confondus. Pour déterminer le coût moyen de chaque technologie, nous nous sommes basés sur les données de EDF, qui renseignent sur la courbe de charge de la production d'électricité par filière et le coût moyen du MWh produit. Cette base de données propose le coût induit par la production de 1 MWh, cependant elle ne différencie pas les centrales thermiques, et

5.2. Détermination des différentes contraintes à affecter au modèle

regroupe également le coût du charbon/bagasse [EDF 2017]. Le coût de production C moyen est donc exprimé suivant l'équation 5.11 :

$$C = f(\textit{Thermique}, \textit{Bagasse} - \textit{Charbon}, \textit{Hydraulique}, \textit{PV}, \textit{Eolien}, \textit{Bionergie}) \quad (5.11)$$

A partir de ces données, la méthode des moindres carrés ordinaires a été effectuée pour déterminer les coûts de production de chaque source d'énergie. La solution est donnée par l'équation 5.12 :

$$b = (X^T X)^{-1} X^T y \quad (5.12)$$

où b est le vecteur solution qui représente le coût de chaque filière de production, X représente la matrice de production par filière, et y le coût de production total. Cette expression permet d'obtenir les valeurs retranscrites dans le tableau 5.6 .

TABLEAU 5.6 – Coût estimé de 1 MWh électrique par filière de production à partir de la méthode des moindres carrés ordinaires

Technologie	€/MWh
Bagasse - Charbon	102,80
Thermique	336,36
Éolien	287,37
Bioénergie	660,36
Photovoltaïque	450,00
Hydraulique	139,89

avec un nombre d'observations de 17545, et $R^2 = 0,987$, MAPE = 5,938.

En comparant les valeurs estimées dans le tableau 5.6 et ceux du PPE (tableau 5.5), nous constatons qu'il existe peu de différence entre les coûts estimés et les coûts de références du charbon-bagasse, des centrales thermiques, du photovoltaïque et de l'hydroélectricité. L'estimation effectuée sur la bioénergie et l'éolien sont, par contre, bien au delà des coûts de référence, voire 7 fois plus pour la bioénergie. Cela peut s'expliquer par rapport à la base de données qui se réfère à la puissance injectée au réseau par tranche de temps horaire, et implique donc des déconnexions de certains producteurs qui ont une puissance déclarée négative, tandis que les valeurs du tableau 5.5 représentent le rapport entre la production annuelle totale issue de la filière et le coût généré par cette filière au cours de l'année. Dans ce cas, nous allons juste considérer les coûts estimés de l'hydraulique et du thermique combiné avec les coûts estimés du tableau 5.5.

Pour le coût de production des autres énergies nouvelles, le coût de la géothermie sera prise égale à celle rachetée en Guadeloupe [Outremers 360 2016], soit 165 €/MWh. Pour les ETM, le coût de production issue d'une unité dépend de l'installation exploitée, soit 430 € pour une unité de 5 MW et 154 € pour une unité de 100 MW [Vega 2010].

En considérant cette combinaison, le coût du MWh électrique à La Réunion en 2015 est égal à 219,96 €/MWh. Nous considérerons cette valeur comme valeur de référence.

5.3 Proposition de scénarios prospectifs

5.3.1 Définitions des scénarios

À partir des contraintes définies précédemment, nous allons pouvoir construire des alternatives de scénarios par rapport au scénario tendanciel que nous allons également déterminer. Comme il a été décrit dans la section 2.2.1.1, nous allons tenir compte de deux types de scénarios normatifs, soit avec préservation c'est -à-dire que la structure du parc électrique actuelle est maintenue, soit avec transformation avec intégration et modification de la structure existante pour satisfaire la demande d'électricité.

Scénario tendanciel. Le scénario tendanciel ou *business as usual* (BAU) montrera l'évolution de la production d'électricité suivant les prédispositions actuelles. Aucune mesure de limitation des émissions de GES ne sera pris en compte, nous assumerons donc que le facteur d'émission sera égale à celui enregistré en 2015. L'évolution de la demande d'électricité suivra le scénario de référence MDE. Le développement des énergies renouvelables continue sur la même tendance que celle observée entre l'année 2000 et 2015 : la production hydroélectrique sera maintenue dans la moyenne des 15 dernières années, soit environ 542,45 GWh annuellement. Le scénario tendanciel de la bagasse considéré sera le scénario CN. Pour les énergies intermittentes, la puissance installée ne pourra diminuer. Cependant l'évolution des installations de panneaux photovoltaïques et des éoliennes continuera à augmenter de façon similaire aux dernières années. Ce scénario n'intègre aucune nouvelle technologie jusqu'en 2050.

Scénarios normatifs. Dans le développement des scénarios normatifs, il existe des contraintes principales appliquées à des scénarios qui se rapportent, premièrement, à l'atteinte de l'autonomie électrique en 2030, conformément aux ambitions de la LTECV pour les ZNI. Cela implique que la contribution des énergies fossiles se verront décroître progressivement, et ne plus être utilisée à partir de l'année 2030. Deuxièmement, la production hydroélectrique, comme dans le scénario BAU, sera prise inférieure ou égale

5.3. Proposition de scénarios prospectifs

à la moyenne annuelle des dix dernières années. La politique de limitation des émissions de GES sera appliquée à tous les scénarios.

Les scénarios normatifs (SN) se découperont en deux parties : de 2015 à 2030, nous observerons des scénarios avec préservation, la structure actuelle du parc est maintenue. Aucune intégration de nouvelles technologies n'est donc envisagée dans cet intervalle de temps. Les transformations du parc interviendront à partir de l'année 2030 avec l'exploitation des nouvelles sources de production, telles que citées dans la section précédente. Des sous scénarios découleront de ces SN : le premier SN-I assumera une demande d'électricité suivant le MDE renforcé et le second SN-II, suivant le scénario PPE. Suivant la culture de la canne à sucre considérée, les scénarios seront déclinés suivant un scénario SN-a et SN-b, respectivement pour un scénario CHF et un scénario CE. L'intégration de la contrainte de coût dans ces scénarios nous permettra d'obtenir quatre autres scénarios SNc. Le tableau 5.7 résume les différentes contraintes et hypothèses prises considérées dans chaque scénario.

TABEAU 5.7 – Description des différents scénarios avec les paramètres considérés

Scénario	Description du scénario
BAU	Pas de contrainte aux niveau des taux d'émissions ; Besoins en électricité suivant l'évolution MDE de référence ; Production électrique issue de la bagasse suivant le scénario CN ; Production électrique des autres énergies renouvelables suivant une évolution tendancielle, basée sur l'historique de production entre 2000 et 2015 ; Pas d'intégration de nouvelles technologies
SN-Ia	Objectif de réduction des émissions suivant l'évolution des valeurs cibles ; Besoins en électricité suivant l'évolution MDE renforcé ; Production électrique issue de la bagasse suivant le scénario CHF ; Production électrique des autres énergies renouvelables suivant une évolution tendancielle, basée sur l'historique de production entre 2000 et 2015 ; Pas d'intégration de nouvelles technologies jusqu'en 2030, application de l'autonomie électrique à partir de 2030 ; Cout de production évalué à partir des scénarios de mix électriques obtenus
SN-Ib	Objectif de réduction des émissions suivant l'évolution des valeurs cibles ; Besoins en électricité suivant l'évolution MDE renforcé ; Production électrique issue de la bagasse suivant le scénario CE ; Production électrique des autres énergies renouvelables suivant une évolution tendancielle, basée sur l'historique de production entre 2000 et 2015 ; Pas d'intégration de nouvelles technologies jusqu'en 2030, application de l'autonomie électrique à partir de 2030 ; Cout de production évalué à partir des scénarios de mix électriques obtenus
SN-IIa	Objectif de réduction des émissions suivant l'évolution des valeurs cibles ; Besoins en électricité suivant l'évolution PPE ; Production électrique issue de la bagasse suivant le scénario CHF ;

Suite à la page suivante

5.3. Proposition de scénarios prospectifs

Scénario	Description du scénario
	Production électrique des autres énergies renouvelables suivant une évolution tendancielle, basée sur l'historique de production entre 2000 et 2015; Pas d'intégration de nouvelles technologies jusqu'en 2030, application de l'autonomie électrique à partir de 2030; Cout de production évalué à partir des scénarios de mix électriques obtenus
SN-IIb	Objectif de réduction des émissions suivant l'évolution des valeurs cibles; Besoins en électricité suivant l'évolution PPE; Production électrique issue de la bagasse suivant le scénario CE; Production électrique des autres énergies renouvelables suivant une évolution tendancielle, basée sur l'historique de production entre 2000 et 2015; Pas d'intégration de nouvelles technologies jusqu'en 2030, application de l'autonomie électrique à partir de 2030; Cout de production évalué à partir des scénarios de mix électriques obtenus
SNc-Ia	Paramètres et contraintes similaires que SN-Ia; Cout de production à être inférieur ou égal au coût moyen de production enregistré en 2015
SNc-IIa	Paramètres et contraintes similaires que SN-IIa; Cout de production à être inférieur ou égal au coût moyen de production enregistré en 2015
SNc-Ib	Paramètres et contraintes similaires que SN-Ib; Cout de production à être inférieur ou égal au coût moyen de production enregistré en 2015
SNc-IIb	Paramètres et contraintes similaires que SN-IIb; Cout de production à être inférieur ou égal au coût moyen de production enregistré en 2015

5.3.2 Transposition des contraintes dans le modèle

Dans cette section, nous allons traduire les différentes contraintes des scénarios en hypothèses appliquées dans le modèle. Dans le modèle, il est nécessaire de définir les contraintes d'égalité, d'inégalités ainsi que les limites hautes et basses de chaque variable.

Rappelons la fonction objective de l'équation 5.3 : $FE_{opt,t} \times PE - \sum_{i=1}^n E_{g,i} \times FE_i$. Les facteurs d'émissions par kWh utilisés ici proviennent de l'évaluation faite dans le chapitre 3.

Limites basses et hautes. Les variables $E_{g,i}$ seront définies positives et aucune des centrales ne sera supposée fournir toute la demande. Les limites ainsi définies peuvent être renforcées par les autres contraintes d'égalités et d'inégalités définies ci-après.

Contrainte d'égalités. Les contraintes d'égalités se rapporteront aux valeurs déjà définies, soit par d'autres scénarios élaborées ou des valeurs imposées.

- Suivant l'équation 5.4, la sécurité énergétique sera assurée si la production d'électricité PE sera au moins égale à la demande d'électricité DE . Pour tous les scénarios que nous allons développer, nous assumerons que $PE_t = DE_t$ tel que DE soit égale soit à l'évolution du scénario MDE de référence, MDE renforcé ou PPE de l'année t .
- Pour assurer que le mix électrique soit équilibré, la somme de la contribution de toute les centrales doit être égale à l'unité : $\sum_{i=1}^n E_{g,i} = DE$
- La production électrique à base de bagasse est définie par les scénarios CN, CHF et CE, $E_{g,bag,t} = P_{CN,CHF \text{ ou } CE,t}$

Contrainte d'inégalités.

- La puissance des centrales à base d'énergies fossiles sont supposées ne pas augmenter par rapport à leur niveau actuel, dans la perspective d'une autonomie énergétique, il est même nécessaire de commencer à démanteler progressivement. Pour ce faire, l'hypothèse retenue est que la production d'électricité issue de ces centrales ne peut excéder la quantité observée au cours de l'année précédente :

$$E_{g,Charbon,t} \leq E_{g,Charbon,t-1}$$

$$E_{g,Therm,t} \leq E_{g,Therm,t-1}$$

- La production hydraulique sera maintenue comprise entre la production moyenne annuelle et la production minimale enregistrée $E_{g,Hyd} \leq E_{g,Hyd \text{ moyen}}$
- Pour les technologies nouvelles, la géothermie et les énergies marines n'intégreront le mix électrique qu'à partir de 2030. Les potentialités ont été évaluées

5.4. Résultats et discussions sur les scénarios prospectifs

précédemment dans les contraintes techniques, et nous assumerons que leur contribution ne pourront excéder les valeurs estimées.

$$E_{g, Geo, t} \leq E_{g, Geo\ estim}$$
$$E_{g, OTEC, t} \leq E_{g, OTEC\ estim}$$

- Selon le scénario, le coût est intégré suivant l'équation 5.6 :

$$\sum_{i=1}^n C_{prod,i} \times E_{g,i} \leq C_{prod\ max, ref} \times PE$$

5.4 Résultats et discussions sur les scénarios prospectifs

Les résultats des scénarios seront discutées suivant les catégories de résultats, pour mieux comparer les scénarios entre eux et l'évolution des systèmes de production.

5.4.1 Production d'électricité

La figure 5.4 résume l'évolution de la production d'électricité selon les différents scénarios. Dans le scénario **BAU**, comme aucune politique de réduction des émissions n'est appliquée, les énergies fossiles sont encore bien présents dans le mix électrique, en tenant compte également des scénarios d'évolution tendanciels des énergies renouvelables. La dépendance énergétique en 2050 atteint jusqu'à 76,4% soit 12,5 points de plus qu'en 2015.

Pour les scénarios **SN**, nous constatons qu'après 2030, le charbon n'est plus sollicité. Cependant, en intégrant la contrainte coût, nous remarquons que les scénarios **SNc** font contribuer le charbon jusqu'à 600 GWh pour les scénarios **SNc-Ia**, **SNc-IIa** et **SNc-IIb** jusqu'en 2040. Le scénario **SNc-Ib** introduit jusqu'à 881 GWh. Comme pour le charbon, les moteurs diesels et la production à base de fioul lourd sont encore utilisés à une hauteur moyenne de 509 GWh et de 180 GWh respectivement, pour les scénarios **SN** et **SNc** en 2030, excepté pour le scénario **SNc-IIb** où les moteurs diesels ne sont plus requis. Avec les mêmes contraintes sur les autres centrales de production, l'utilisation de la canne énergie permet de réduire l'utilisation des moteurs diesels. Comme la demande d'électricité dans les scénarios **SN-II** est inférieure à celle des scénarios **SN-I**, le recours aux moteurs diesels se limite dès 2030.

Pour les énergies renouvelables, nous pouvons noter la contribution conséquente du solaire PV dans les scénarios **SN**, et celle du biogaz dans les scénarios **SNc**. Cette forte

augmentation du solaire implique donc d'incorporer de nouveaux moyens de stockage pour contrôler les fluctuations et assurer la stabilité de la production.

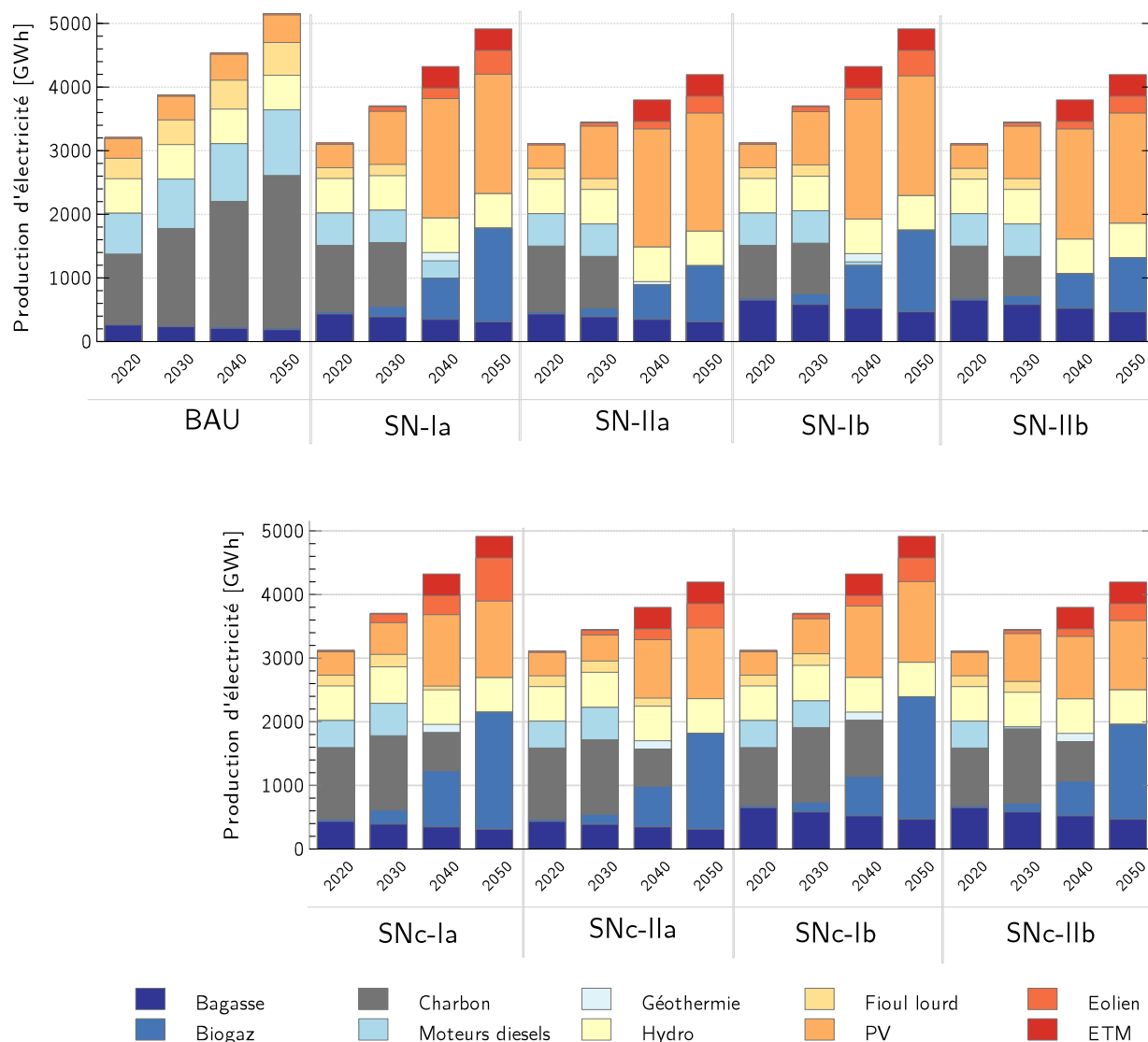


FIGURE 5.4 – Répartition de la production électrique à La Réunion, entre 2015 et 2050 suivant les différents scénarios

5.4.2 Contribution des centrales

Pour satisfaire les contraintes, les scénarios **SN** et **SNC** reposent principalement sur l'augmentation de la production du biogaz et du solaire PV, centrales présentant la plus grande variation, comme illustrés sur la figure 5.5.

La production issue du solaire PV contribue sur une intervalle variant de 8% jusqu'à 48% dans les scénarios **SN**. Dans les scénarios **SNC**, cette variation est réduite de moitié

5.4. Résultats et discussions sur les scénarios prospectifs

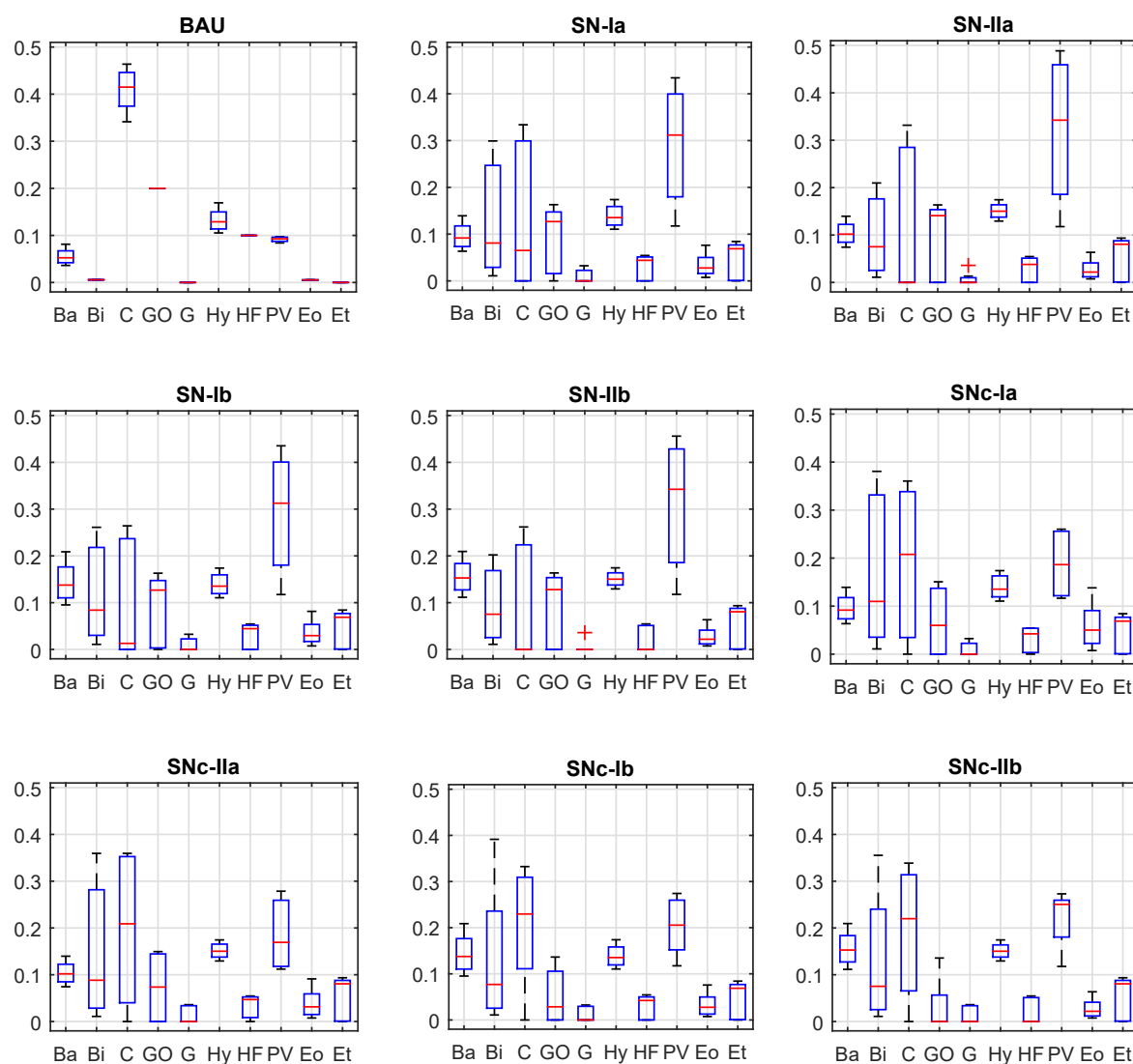


FIGURE 5.5 – Variation de la contribution de chaque centrale de production, sur les scénarios

Ba : Bagasse, Bi : Biogaz, C : Charbon, GO : Moteurs diesels, G : Géothermie, Hy : Hydraulique, HF : Fioul lourd, PV : Solaire PV, Eo : Éolien, Et : ETM

pour le solaire PV, avec une plage de variation entre 10% et 28%.

Dans les scénarios **SN-Ia** et **SN-Ib**, le biogaz atteint respectivement 26,5% et 29,7% du mix électrique de 2050, tandis que pour les scénarios basés sur le PPE, sa contribution est de l'ordre de 21%. Avec un coût de production le plus faible parmi les centrales, le biogaz est fortement sollicité dans les scénarios **SNC** avec une contribution passant de 1% à 38% dans certains scénarios.

En adoptant un scénario privilégiant la culture de la canne CE, la production issue de la bagasse permet d'assurer 21% de la production totale requise en 2050 tandis que le scénario d'une culture de canne CHF permet de pourvoir jusqu'à 14% de la production électrique. La part de l'hydraulique quant à elle varie entre 11 et 17%, sachant que la production reste constante.

5.4.3 Puissance nécessaire

Le tableau 5.8 récapitule les besoins en puissance, estimés à partir des durées de fonctionnement établies précédemment. Nous constatons que le le photovoltaïque nécessite d'installer au moins 1,3 GW de puissance en 2050 pour les scénarios **SN**, soit une augmentation de 33% tous les 5 ans. Cette augmentation de puissance installée est sensiblement égale à l'augmentation observée entre 2010 et 2015, qui est de 36%. Une installation de 940 MW sera requise pour les scénarios **SNc**.

Pour la géothermie et l'ETM, la mise en place d'une installation de 16,25 MW et de 68 MW de puissance respective est suffisante sur tous les scénarios élaborés, et une unité de ETM. Suivant les hypothèses prises, les puissances installées pour les centrales hydrauliques, et charbon-bagasse ne sont pas modifiées. Les installations de valorisation de biogaz doivent atteindre au moins 106 MW, suivant le scénario **SN-IIb** et au plus 230 MW dans le scénario **SNc-Ia**.

TABLEAU 5.8 – Puissance installée requise pour les centrales à base d'énergies renouvelables suivant les scénarios en 2030 et 2050 , en MW

Technologie	2015	Scenarior 2050			
		SN-Ia	SN-IIa	SN-Ib	SN-IIb
Biogaz	3,30	183,77	110,03	160,41	106,00
Géothermie	-	16,25	16,25	16,25	16,25
Solaire PV	186,60	1390,42	1374,75	1394,18	1283,08
Éolien	14,80	340,35	242,31	363,86	242,31
ETM	-	67,60	67,60	67,60	67,60
		SNc-Ia	SNc-IIa	SNc-Ib	SNc-IIb
Biogaz		229,82	188,51	240,48	186,33
Géothermie		16,25	16,25	16,25	16,25
Solaire PV		892,20	823,89	940,34	807,04
Éolien		616,93	347,60	338,53	242,31
ETM		67,60	67,60	67,60	67,60

5.4.4 Évolution des émissions

La courbe en escalier de la figure 5.6 représente la courbe optimale de la réduction des émissions liés à la production de 1 kWh électrique produit, avec les résultats des scénarios élaborés. Le calcul des R^2 et des RMSE du tableau 5.9 permet d'évaluer les résultats obtenus de chaque scénario par rapport aux valeurs cibles $Fe-opt$.

TABLEAU 5.9 – RMSE et R^2 des scénarios par rapport à la courbe optimale de réduction du facteur d'émission électrique

Indicateurs	SN-Ia	SN-IIa	SN-Ib	SN-IIb	SNc-Ia	SNc-IIa	SNc-Ib	SNc-IIb
RMSE	0,093	0,094	0,075	0,078	0,117	0,129	0,093	0,065
R^2	0,942	0,941	0,963	0,960	0,909	0,889	0,942	0,972

Par rapport aux indicateurs RMSE et R^2 , le scénario **SNc-IIb** présente les meilleurs résultats en termes d'évolution des émissions avec un RMSE égale à 0,065 et un R^2 de 0,972, suivi du scénario **SN-Ib** et **SN-IIb** avec 0,075 et 0,078. Cependant, nous remarquons que la trajectoire générale des scénarios ne permet pas d'atteindre l'objectif des émissions en 2030, mais suit une forme générale d'une fonction logistique de type sigmoïde. Cela s'explique par le fait que la fonction objective minimise l'écart entre les ambitions et le scénario simulé. Les facteurs d'émissions électriques des scénarios sont

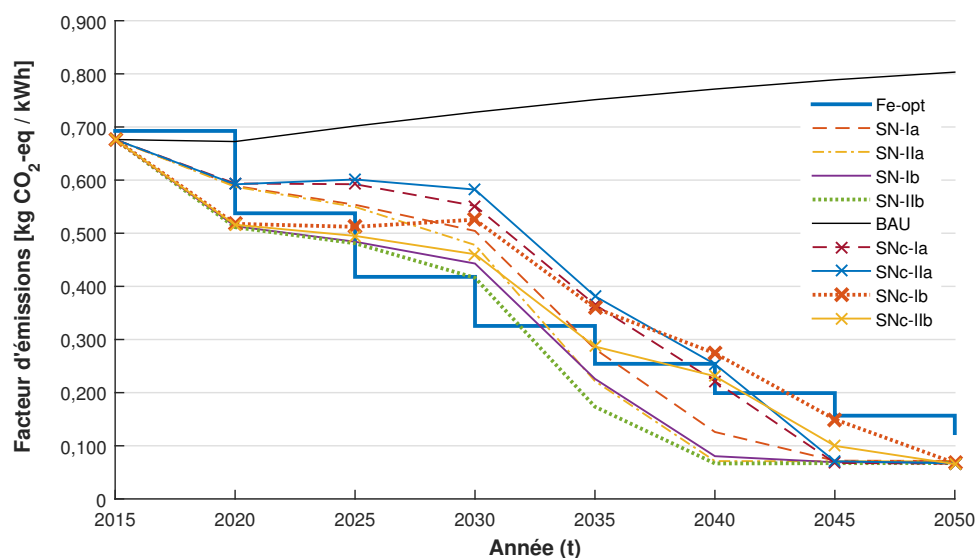


FIGURE 5.6 – Évolution des facteurs d'émissions électriques des scénarios, comparés à la courbe optimale de la politique environnementale

À partir des mix électriques obtenus, pour chaque scénario, nous allons évaluer les autres indicateurs environnementaux enregistrés en 2050 à partir de l'outil développé du

chapitre 3. La comparaison est basée sur l'année 1990, en partant du principe que les valeurs du facteur d'émission cible ont été évaluées par rapport au niveau de l'année 1990.

En 2050, tous les scénarios atteignent des niveaux inférieurs à la valeur cible de GWP qui est de 0,141 kgCO_{2e}/kWh, comme présenté sur la figure 5.7 avec une diminution moyenne de 85% par rapport au niveau de 1990.

Pour les scénarios **SN**, nous constatons sur la figure 5.7(a) que les autres indicateurs AP, POCP et EP ont diminué par rapport au niveau de 1990. Le niveau d'AP a diminué entre 27 à 46%, le POCP enregistre une baisse entre 20 à 41% et l'EP entre 19 et 40%. Pour les scénarios **SNc** par contre, nous observons que bien que le taux de GWP atteigne les niveaux escomptés, le niveau des trois autres indicateurs ne montre qu'une légère baisse de 9% en moyenne pour l'AP, et de 2% pour le POCP et des valeurs sensiblement égales pour l'EP. La différence enregistrée entre les scénarios **SN** et **SNc** est due à la forte contribution de la production du biogaz qui génère les plus forts taux d'émissions de EP et de POCP parmi les centrales à bases d'énergies renouvelables utilisées.

L'ambition de baisser de 50% la consommation d'énergie en 2050 par rapport au niveau de 2012 comme prescrit par la LTECV est pratiquement atteinte par tous les scénarios, avec une baisse moyenne de 45%.

5.4.5 Coût de production

À partir des scénarios obtenus, les coûts de production du MWh électrique produit sur la période de simulation sont résumés dans le tableau 5.10. D'après le tableau 5.10, nous constatons qu'en considérant les mêmes coûts de production estimés au 2015, le scénario **SNc-Ia** propose le cout de production au MWh le plus bas, avec une diminution de 8% par rapport au coût moyen de 2015 qui est de 219,96 €. Bien que les scénarios **SN** ne sont pas contraints sur le plan économique, le coût de production obtenu à partir des mix électriques en 2050 augmente entre 15 et 26% par rapport à 2015.

TABLEAU 5.10 – Coût de production du MWh électrique produit des scénarios de 2020 à 2050

Année	SN-Ia	SN-IIa	SN-Ib	SN-IIb	SNc-Ia	SNc-IIa	SNc-Ib	SNc-IIb
2020	226,72	227,03	226,72	227,03	219,96	219,96	219,96	219,96
2030	254,08	261,96	254,30	261,96	223,60	220,95	222,42	219,71
2050	254,16	278,39	255,77	268,63	204,05	212,42	208,85	211,12

5.4. Résultats et discussions sur les scénarios prospectifs

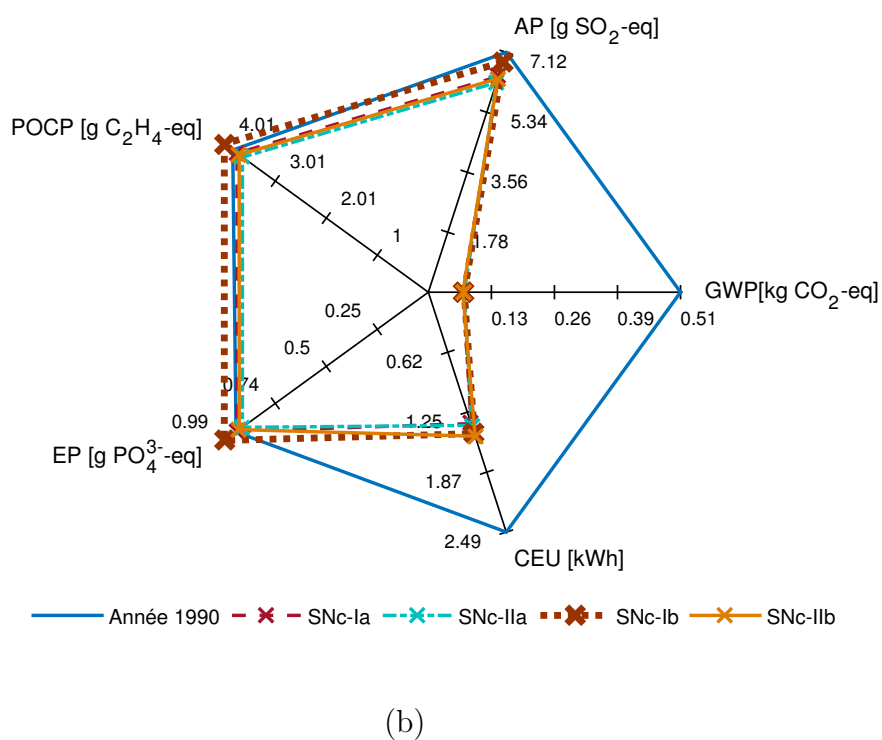
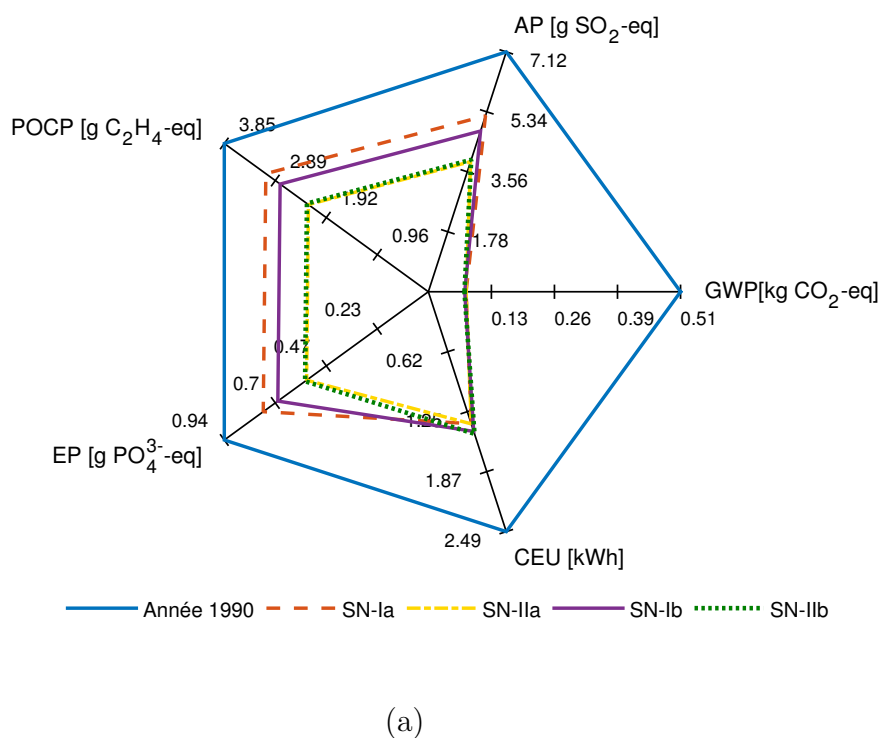


FIGURE 5.7 – Comparaison des indicateurs environnementaux pour un UF issu des scénarios de production par rapport à l'année de référence 1990, (a) Pour les scénarios sans contrainte de coût (b) Pour les scénarios avec contrainte de coût

5.4.6 Comparaison avec d'autres scénarios de planification.

D'autres études sur la modélisation prospective de la production d'électricité à La Réunion, ont été effectuées par [Selosse 2018] qui sont elles mêmes basées sur [Drouineau 2012]. Nous allons comparer nos scénarios avec [Selosse 2018] dans lequel le modèle TIMES est utilisé, avec un horizon en 2030. Comme présenté dans la section 2.3, différents scénarios sont présentés dans cette étude. Les scénarios simulés ont pour but d'atteindre l'autonomie électrique en 2030. Suivant les scénarios, pour atteindre une configuration, les résultats obtenus intègrent fortement le photovoltaïque et les énergies de la mer mais également le basculement de l'orientation de la culture de canne à sucre à des fins exclusivement énergétique.

Cette perspective d'utilisation de la canne-énergie se retrouve également dans les scénarios que nous avons développé, dans les scénarios **SN/SNc-b**. D'après [Selosse 2018], la contribution de la biomasse au travers de la canne énergie peut atteindre 70% de la production totale en 2030. Selon nos hypothèses, la canne-énergie ne peut assurée que 17% de la production requise en 2030 en considérant l'évolution de la surface agricole et le taux de fibre comme présenté précédemment.

5.5 Conclusion du chapitre

Ce chapitre a permis de développer un modèle de scénario se basant sur la minimisation des émissions de gaz à effet de serre. Pour ce faire, nous avons intégré différents paramètres socio-démographiques, technologiques et environnementaux. La combinaison de ces paramètres a permis d'élaborer huit scénarios, permettant d'atteindre l'autonomie énergétique à partir de l'année 2030 en investissant majoritairement sur les installations photovoltaïques et la valorisation du biogaz. L'aspect économique n'est pas intégrée comme contrainte principale dans les scénarios SN pour mettre en avant les technologies nécessaires. La simulation des scénarios SNc a permis de montrer l'influence des coûts de production sur la contribution des centrales de production, notamment entre le photovoltaïque et le biogaz. Les charges environnementales correspondant aux scénarios de production obtenus ont ensuite été mesurées à partir de notre outil d'évaluation. L'objectif de réduction des émissions de GES, au travers de l'indicateur GWP a été atteint. Cependant, la participation marquée des centrales PV et de biogaz induit une augmentation des indicateurs liés à l'EP et au POCP.

Conclusion et perspectives

Conclusion

Au terme de ce travail, nous disposons d'une méthode de caractérisation de la production d'électricité à partir d'un outil d'évaluation environnemental et d'un modèle permettant de proposer des scénarios de production, répondant aux ambitions de réduction d'émissions de GES en termes d'équivalent CO_2 .

Dans un premier temps, nous avons abordé les contraintes politico-environnementales applicables à La Réunion, compte tenu des actions pour le changement climatique. Les textes officiels applicables concourent à l'atteinte de l'autonomie électrique avec, pour argument principal, la diminution du niveau des émissions de GES au travers de la production d'électricité. Ce constat met en relief l'intérêt de disposer d'outil proposant des scénarios prospectifs, et d'évaluation de ces scénarios, pour voir s'ils sont conformes aux objectifs escomptés.

Dans un deuxième temps, dû au contexte géographique, nous avons exposé la situation générale de la production d'électricité de La Réunion. Les spécificités de cette production reposent sur la proportion majoritaire des énergies fossiles, malgré la diversité des ressources renouvelables disponibles sur le territoire. Cette dépendance implique une forte importation de produits pétroliers. Compte tenu des prescriptions liées à la situation géographique et les ambitions politiques en termes de limitations des émissions de GES, la mise en place d'un outil d'aide à la décision est alors nécessaire afin de trouver des solutions adaptées permettant de remplacer la contribution des énergies fossiles.

Dans un troisième temps, la revue de la littérature a mis en exergue que l'application de l'analyse de cycle de vie est l'approche la plus adaptée pour évaluer les impacts environnementaux d'un système de production. Cela étant car elle intègre toutes les phases inhérentes à la production d'électricité. Nous avons recensé les différents outils d'évaluation existants reposant sur l'approche de l'analyse de cycle de vie, et choisi la base de données la plus adaptée pour les systèmes de production. Au cours de cette revue bibliographique, nous avons également relevé la méthodologie générale adoptée pour la planification énergétique, en identifiant les différentes étapes à suivre pour la mise en place des scénarios.

L'intérêt de l'application de l'analyse de cycle de vie sur la production d'électricité est de caractériser cette production, au travers de différents indicateurs environnementaux. Les indicateurs choisis se rapportent aux catégories d'impacts relatifs à la santé, à la qualité de l'écosystème, au changement climatique et à la consommation de ressources. Chaque centrale de production est évaluée, suivant les spécificités rencontrées sur le territoire. Pour ce faire, un outil d'évaluation a été développé à partir de la base de données de GEMIS, permettant ainsi de différencier les émissions issues de chaque centrale entrant dans le mix électrique. Cette évaluation permet ainsi d'identifier les centrales les plus émettrices et celles qui génèrent le moins de polluant, suivant les indicateurs observés. Pour les énergies renouvelables, il a été évalué que le biogaz, bien que faiblement contributeur au niveau du GWP mix électrique réunionnais, présente les valeurs les plus fortes sur les autres indicateurs. Ce contraste entre les différents indicateurs marque bien l'intérêt de choisir les indicateurs à privilégier dans une évaluation.

Partant de cet outil d'évaluation, d'autres territoires insulaires français de même caractéristiques géographiques que La Réunion ont été évalués. Les résultats obtenus ont été comparés sur la production de 1 kWh électrique. Nous avons pu souligner l'effet de l'insularité sur le développement du parc électrique de ces territoires. Les résultats ont mis en exergue que la contribution des énergies renouvelables est plus marquée dans la phase de construction des infrastructures. Pour les autres étapes du cycle de vie de la production d'électricité, elle est moindre. L'impact du recours aux énergies fossiles sur le facteur d'émission sur la production électrique est très fort, car elle contribue à 95% de l'indicateur GWP, notamment lié à la phase d'opération de production. Outre la comparaison des émissions générées, une classification de ces territoires insulaires sur une échelle mondiale a été effectuée, pour pouvoir positionner les ZNI selon les typologies de pays retrouvés dans la littérature. La typologie est basée sur la composition du mix électrique et du facteur d'émissions électrique. Selon ces critères, La Réunion, Martinique, Mayotte et Guadeloupe intègrent le groupe des pays des plus forts émetteurs. Une troisième classification basée sur la méthode des k-means a permis l'identification de catégories de territoires insulaires, suivant six paramètres : un premier groupe, incluant La Réunion et La Corse, rassemble les territoires à forte consommation électrique et à forte population avec un niveau de PIB élevé et dont l'intégration des énergies renouvelables dans leur mix électrique est élevée (supérieure à 30%). Un deuxième groupement d'îles est caractérisée par la forte proportion d'énergies fossiles dans leur mix électrique, sur un territoire de faible superficie et un fort indice de situation insulaire (ISI). Cette étude a mis en évidence l'influence du mode de production pour les territoires insulaires, qui sera un facteur déterminant dans la modélisation des scénarios énergétiques.

La dernière phase de ces travaux s'est focalisée sur la modélisation des scénarios prospectifs. L'intérêt des scénarios prospectifs est la possibilité d'intégrer diverses

contraintes au modèle, qui seront conformes aux dispositions et ambitions posées dans les politiques environnementales. Le but premier des scénarios est matérialisé par la fonction objective, au travers de la diminution des émissions de GES issues du secteur énergétique, ici par la production électrique. Cette fonction objective est alors soumise à des contraintes suivant les aspects sociaux (pour satisfaire les besoins en électricité de la population), les critères technologiques (selon les potentialités de développement des systèmes de production des énergies renouvelables), et/ou le point de vue économique (au travers du coût de production de chaque centrale). Les scénarios établis ont conciliés les deux premiers critères énoncés en termes de contraintes, tandis que le coût de production est dans un premier temps, non intégrés comme une contrainte mais est évalué à l'issue de la simulation des scénarios. Et dans un deuxième temps, nous avons limité le coût de production suivant le coût actuel enregistré. La limite rencontrée par cette contrainte est qu'elle ne considère pas un taux d'actualisation sur la simulation, mais se base uniquement sur les coûts de l'année 2015. Cette contrainte économique n'a pas été mise en avant dans cet exercice de prospective, car les modèles existants se basent déjà sur la minimisation des différents coûts associés à la production d'électricité. Notre approche montre pour cela un nouvel aspect de modélisation.

Perspectives

Des améliorations peuvent être encore apportées sur l'outil d'évaluation que nous avons constitué. En effet, la base de données utilisée s'est limitée à celle rencontrée dans l'outil GEMIS. Étoffer cette base de données permettra d'intégrer les nouvelles technologies. Outre les nouvelles technologies, dans ces travaux, nous avons choisi de proposer une évaluation liée à cinq indicateurs. Le développement de l'outil serait également d'augmenter les indicateurs observés, pour compléter l'évaluation.

Nous avons aussi commencé par caractériser quelques ZNI françaises dans ces travaux de thèse, qui ont contribué à les positionner sur une échelle mondiale et à les catégoriser suivant les paramètres géographiques et leur mode de production. La perspective de recherche peut s'étendre également sur l'évaluation des autres territoires. À partir de notre outil, nous pourrions également estimer les niveaux d'émissions générés dans les autres territoires insulaires. Et en appliquant les mêmes paramètres de la classification que précédemment dans le chapitre 4, nous pourrions déterminer la typologie de territoire à laquelle ils appartiennent.

Les hypothèses d'évolution envisagées dans le cadre de cette thèse se sont basées sur la réduction de l'indicateur GWP. Les scénarios établis dans cette thèse ne représentent qu'une entame des possibilités de scénarios de mode de production. En effet, en transposant les autres indicateurs dont nous disposons actuellement à l'indicateur GWP,

nous aurons une distribution différente de la production. L'amélioration des résultats obtenus à partir du modèle peut également s'opérer au travers d'un scénario d'évolution des coûts, et intégrer également le prix d'investissement dans le développement des centrales.

D'autre part, l'intérêt de la planification énergétique ne sert pas uniquement à la diminution des émissions de GES de la production d'électricité, pour lutter contre le changement climatique. La répercussion de la planification énergétique peut s'observer sur d'autres secteurs, outre le secteur énergétique. Dans les contextes des milieux insulaires, nous sommes toujours amenés à importer des matières premières dans divers secteurs, le transport génère des impacts environnementaux conséquents. Cependant, mis à part l'importation des matériaux, la transformation de matières premières en produits finis nécessite également l'utilisation d'électricité. L'électricité intègre alors le cycle de vie du produit. La consommation d'énergie influence alors sur la quantité d'émissions enregistrée pour tout processus. Cela souligne l'intérêt du développement des scénarios énergétiques.

Aussi, les perspectives de recherches énoncées ici montrent les limites du travail effectué au cours de cette thèse, mais illustrent également les pistes à développer sur les scénarios énergétiques des milieux insulaires et leur évaluation environnementale.

Publications scientifiques

Ces travaux de thèse ont fait l'objet de plusieurs productions scientifiques qui ont été présentés dans des congrès et soumis pour publication :

- Rakotoson, V., Praene, J.P., 2017. *A life cycle assessment approach to the electricity generation of French overseas region* accepté pour publication dans Journal of Cleaner Production 168C, 755–763. doi :10.1016/j.jclepro.2017.09.055.
- Praene, J.P., Radanielina, M.H., Rakotoson, V., Andriamamonjy, L., Sinama, F., Morau, D., Rakotondramiarana, H.T., 2017. *Electricity generation from renewables in Madagascar : Opportunities and projections*. accepté pour publication dans Renewable and Sustainable Energy Reviews 76, 1066–1079. doi :10.1016/j.rser.2017.03.125
- Praene, J.P., Rakotoson, V., 2017. *Environmental sustainability of electricity generation under insular context : an LCA-based scenario for Madagascar and Reunion Island by 2050* accepté pour publication dans International Journal of Engineering Researches and Management Studies. 4, 24–42.url : <http://www.ijerms.com/February-2017.html>
- Rakotoson, V., Praene, J.P., 2017. *Long-term electricity mix planning towards low GHG emission : The case of Reunion Island*, 12th Conference on Sustainable

Development of Energy, Water and Environment System. 8 pages, 4 au 8 Octobre 2017 Dubrovnik, Croatie.

- Rakotoson, V., Adélar, L., Praene, J.P., 2016. *Évaluation des émissions de gaz à effet de serre du mix électrique de territoires insulaires* Conférence Francophone de l'International Building Performance Simulation Association. 8 pages, 23 au 24 Mai 2016, Champs-sur-Marne, France.

Références bibliographiques

- [Aalborg University 2014] Aalborg University et Department of Development and Planning. *EnergyPLAN | Advanced energy systems analysis computer model*, 2014. (Cité en page [30](#).)
- [ADEME 2013a] ADEME. *ADEME - Site Bilans GES*, 2013. [in French]. Accessed in Aout 2017. (Cité en pages [7](#) et [72](#).)
- [ADEME 2013b] ADEME et Conseil Régional de La Réunion. *Schéma Régional Climat Air Énergie de La Réunion (SRCAE)*. Rapport technique, France - La Réunion, 2013. (Cité en pages [17](#) et [25](#).)
- [ADEME 2014] ADEME. *Emission factor documentation of the Base Carbone ®- Version 11.0.0 [in French]*. Rapport technique, France, 2014. (Cité en page [67](#).)
- [Agreste : La statistique Agricole 2011] Agreste : La statistique Agricole. *La canne à sucre en Guadeloupe, en Martinique et à La Réunion -De la canne au sucre et au rhum*. Rapport technique Numéro 256, 2011. (Cité en page [89](#).)
- [Amer 2013] Muhammad Amer, Tugrul U. Daim et Antonie Jetter. *A review of scenario planning*. Futures, vol. 46, pages 23–40, 2013. (Cité en page [26](#).)
- [Anand 2017] Chirjiv Kaur Anand et Ben Amor. *Recent developments, future challenges and new research directions in LCA of buildings : A critical review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 67, pages 408–416, 2017. (Cité en page [24](#).)
- [Asdrubali 2015] Francesco Asdrubali, Giorgio Baldinelli, Francesco D’Alessandro et Flavio Scrucca. *Life cycle assessment of electricity production from renewable energies : Review and results harmonization*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 42, pages 1113–1122., feb 2015. (Cité en pages [ix](#), [24](#), [49](#), [50](#), [55](#), [56](#) et [67](#).)
- [Assoumou 2007] Edi Assoumou. *Modélisation MARKAL pour la planification énergétique long terme dans le contexte français*. PhD thesis, 2007. (Cité en page [26](#).)
- [Atilgan 2015] Burcin Atilgan et Adisa Azapagic. *Life cycle environmental impacts of electricity from fossil fuels in Turkey*. Journal of Cleaner Production, vol. 106, pages 555–564, 2015. (Cité en pages [59](#), [60](#) et [67](#).)
- [Atilgan 2017] Burcin Atilgan et Adisa Azapagic. *Energy challenges for Turkey : Identifying sustainable options for future electricity generation up to 2050*. Sustainable Production and Consumption, 2017. (Cité en page [88](#).)

- [Banerjee 2015] Subhashish Banerjee, Les Duckers et Richard Blanchard. *A case study of a hypothetical 100 MW OTEC plant analyzing the prospects of OTEC technology*. OTEC Matters, vol. 1, pages 98–129, 2015. (Cité en page 91.)
- [Barjoveanu 2017] George Barjoveanu, Carmen Teodosiu et Daniela Cailean. *Life Cycle Assessment of the Romanian Electricity Mix : Impacts, Trends and Challenges*. In Ion Visa et Anca Duta, éditeurs, Nearly Zero Energy Communities, pages 473–490. 2017. (Cité en page 23.)
- [Bénard-Sora 2016] Fiona Bénard-Sora et Jean Philippe Praene. *Territorial analysis of energy consumption of a small remote island : Proposal for classification and highlighting consumption profiles*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 59, pages 636–648., jun 2016. (Cité en pages 16 et 91.)
- [Bertani 2016] Ruggero Bertani. *Geothermics Geothermal power generation in the world 2010 – 2014 update report*. Geothermics, vol. 60, pages 31–43, 2016. (Cité en page 90.)
- [Börjeson 2006] Lena Börjeson, Mattias Höjer, Karl-Henrik Dreborg, Tomas Ekvall et Göran Finnveden. *Scenario types and techniques : Towards a user’s guide*. Futures, vol. 38, no. 7, pages 723–739, 2006. (Cité en page 27.)
- [Bouckaert 2013] Stéphanie Bouckaert. *Contribution des Smart Grids à la transition énergétique : évaluation dans des scénarios long terme*. PhD thesis, Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2013. (Cité en page 35.)
- [Bradfield 2005] Ron Bradfield, George Wright, George Burt, George Cairns et Kees Van Der Heijden. *The origins and evolution of scenario techniques in long range business planning*. Futures, vol. 37, no. 8, pages 795–812, 2005. (Cité en page 26.)
- [Brizmohun 2015] Ravina Brizmohun, Toolseeram Ramjeawon et Adisa Azapagic. *Life cycle assessment of electricity generation in Mauritius*. Journal of Cleaner Production, vol. 106, pages 565–575., nov 2015. (Cité en pages xii, 23, 68 et 69.)
- [Bureau d’études Inddigo 2011] Bureau d’études Inddigo. *Projet de Plan révisé d ’ Elimination des Déchets Ménagers et Assimilés du département de La Réunion*. Rapport technique, 2011. (Cité en page 14.)
- [CCNUCC 2015] CCNUCC. *21ème Conférence des parties*, 2015. (Cité en page 5.)
- [CGDD 2009] Commissariat Général au développement durable CGDD. *Le projet Réunion 2030 - GERRI*. Le point sur n 28, vol. 28, 2009. (Cité en page 17.)
- [Connolly 2010] D. Connolly, H. Lund, B. V. Mathiesen et M. Leahy. *A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems*. Applied Energy, vol. 87, no. 4, pages 1059–1082, 2010. (Cité en pages 30 et 31.)

Références bibliographiques

- [Conseil Régional de La Réunion 2015] Conseil Régional de La Réunion. *Programmation pluriannuelle de l'énergie reunion 2016-2018/2019-2023*. Rapport technique, 2015. (Cité en pages 85, 87 et 92.)
- [Cormio 2003] C. Cormio, M. Dicorato, A. Minoia et M. Trovato. *A regional energy planning methodology including renewable energy sources and environmental constraints*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 7, no. 2, pages 99–130, 2003. (Cité en page 28.)
- [Crawford 2018] Robert H. Crawford, Paul Antoine Bontinck, André Stephan, Thomas Wiedmann et Man Yu. *Hybrid life cycle inventory methods – A review*. Journal of Cleaner Production, vol. 172, pages 1273–1288, 2018. (Cité en page 41.)
- [Curran 2005] Mary Ann Curran, Margaret Mann et Gregory Norris. *The international workshop on electricity data for life cycle inventories*. Journal of Cleaner Production, vol. 13, no. 8, pages 853–862, 2005. (Cité en page 22.)
- [Delaître 2008] Julien Delaître, Jean-Victor Eck, Anne-Solène Malidin et Claire Reynaud. *Caractériser l'énergie dans les îles*. In *Iles et énergie : un paysage de contrastes - Guerassimoff, Gilles Maïzi, Nadia*, pages 11–61. 2008. [in French]. (Cité en page 73.)
- [DiPippo 2016] Ronald DiPippo. *Worldwide State of Geothermal Power Plant Development as of December 2014*. In *Geothermal Power Plants*, numéro December, pages 687–710. 2016. (Cité en page 16.)
- [Drouineau 2012] Mathilde Drouineau. *Modélisation prospective et analyse spatio-temporelle : intégration de la dynamique du réseau électrique*. PhD thesis, Mines Paris Tech - Centre de Mathématiques Appliquées, 2012. (Cité en pages 34, 35, 89 et 106.)
- [Drouineau 2015] Mathilde Drouineau, Edi Assoumou, Vincent Mazauric et Nadia Maïzi. *Increasing shares of intermittent sources in Reunion Island : Impacts on the future reliability of power supply*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 46, pages 120–128, 2015. (Cité en page 34.)
- [Earles 2011] J. Mason Earles et Anthony Halog. *Consequential life cycle assessment : A review*. International Journal of Life Cycle Assessment, vol. 16, no. 5, pages 445–453, 2011. (Cité en page 22.)
- [EDF Réunion 2018] EDF Réunion. *Open Data EDF Réunion — Emissions annuelles de CO₂*, 2018. (Cité en pages xi, 15, 16 et 61.)
- [EDF-SEI 2013a] EDF-SEI. *Forecast of the electricity supply-demand balance - Corsica*. [in French]. Rapport technique, EDF Systèmes énergétiques insulaires, Corsica, 2013. (Cité en page 65.)

- [EDF-SEI 2013b] EDF-SEI. *Forecast of the electricity supply-demand balance - French Guyana. [in French]*. Rapport technique, EDF Systèmes énergétiques insulaires, French Guyana, 2013. (Cité en page 66.)
- [EDF-SEI 2014a] EDF-SEI. *Forecast of the electricity supply-demand balance - Corsica. [in French]*. Rapport technique, EDF Systèmes énergétiques insulaires, Corsica, 2014. (Cité en page 65.)
- [EDF-SEI 2014b] EDF-SEI. *Forecast of the electricity supply-demand balance - French Guyana. [in French]*. Rapport technique, EDF Systèmes énergétiques insulaires, French Guyana, 2014. (Cité en page 66.)
- [EDF-SEI 2014c] EDF-SEI. *Forecast of the electricity supply-demand balance - Guadeloupe. [in French]*. Rapport technique, EDF Systèmes énergétiques insulaires, Guadeloupe, 2014. (Cité en page 65.)
- [EDF-SEI 2014d] EDF-SEI. *Forecast of the electricity supply-demand balance - Martinique. [in French]*. Rapport technique, EDF Systèmes énergétiques insulaires, Martinique, 2014. (Cité en page 66.)
- [EDF-SEI 2017] EDF-SEI. *Bilan Prévisionnel de l'Equilibre Offre/Demande d'électricité - La Réunion*. Rapport technique, 2017. (Cité en pages 16, 85, 88 et 91.)
- [EDF 2017] EDF. *Courbe de charge de la production d'électricité par filiere - La Réunion 2016-2017*. Rapport technique, 2017. (Cité en page 92.)
- [Erdinc 2015] Ozan Erdinc, Nikolaos G. Paterakis et João P.S. Catalão. *Overview of insular power systems under increasing penetration of renewable energy sources : Opportunities and challenges*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 52, pages 333–346., 2015. (Cité en page 65.)
- [European Council 2008] European Council. *Energy and climate change - Elements of the Final compromise*. vol. 2008, no. December, pages 1–18, 2008. (Cité en page 5.)
- [Felix 2012] Mwema Felix et Shabbir H. Gheewala. *Environmental assessment of electricity production in Tanzania*. Energy for Sustainable Development, vol. 16, no. 4, pages 439–447, dec 2012. (Cité en page 23.)
- [Finnveden 2009] Göran Finnveden, Michael Z. Hauschild, Tomas Ekvall, Jeroen Guinée, Reinout Heijungs, Stefanie Hellweg, Annette Koehler, David Pennington et Sangwon Suh. *Recent developments in Life Cycle Assessment*. Journal of Environmental Management, vol. 91, pages 1–21, 2009. (Cité en page 22.)
- [Gagnon 2002] Luc Gagnon, Camille Bélanger et Yohji Uchiyama. *Life-cycle assessment of electricity generation options : The status of research in year 2001*. Energy Policy, vol. 30, no. 14, pages 1267–1278, 2002. (Cité en page 59.)

Références bibliographiques

- [Garcia 2014] Rita Garcia, Pedro Marques et Fausto Freire. *Life-cycle assessment of electricity in Portugal*. Applied Energy, vol. 134, pages 563–572., dec 2014. (Cité en pages 23 et 67.)
- [Góralczyk 2003] Małgorzata Góralczyk. *Life-cycle assessment in the renewable energy sector*. Applied Energy, vol. 75, no. 3-4, pages 205–211, jul 2003. (Cité en page 23.)
- [GreenDelta 2014] GreenDelta. *OpenLCA*, 2014. (Cité en page 25.)
- [Guadeloupe Énergie 2012] Guadeloupe Énergie. *PRERURE de la Guadeloupe. Volume I : Bilan territorial Energie - Gaz à effet de serre*. Rapport technique, 2012. (Cité en page 90.)
- [Guinée 2002] JB Guinée. Handbook on life cycle assessment operational guide to the ISO standards. 2002. (Cité en page 39.)
- [Gujba 2010] H. Gujba, Y. Mulugetta et a. Azapagic. *Environmental and economic appraisal of power generation capacity expansion plan in Nigeria*. Energy Policy, vol. 38, no. 10, pages 5636–5652., 2010. (Cité en pages xii, 23 et 69.)
- [Hammar 2012] Linus Hammar, Jimmy Ehnberg, Alberto Mavume, Boaventura C Cuamba et Sverker Molander. *Renewable ocean energy in the Western Indian Ocean*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 16, no. 7, pages 4938–4950, 2012. (Cité en page 91.)
- [Heaps 2012] Charles Heaps. *Long-range Energy Alternatives Planning (LEAP) system. [Software version 2015.0.4]* Stockholm Environment Institute. Somerville, MA, USA, 2012. (Cité en page 32.)
- [Hellion 2008] Virginie Hellion, Patrice Salini, Jacques Bellini et Marion Thill. *Energy balance and greenhouse gases emission inventory of Corsica [in French]*. Rapport technique, ADEME Corse/OEC, Corsica, 2008. (Cité en page 65.)
- [Herbert 2016] Anne-Sophie Herbert, Catherine Azzaro-Pantel et Denis Le Boulch. *A typology for world electricity mix : Application for inventories in Consequential LCA (CLCA)*. Sustainable Production and Consumption, vol. 8, pages 93–107., 2016. (Cité en pages x, 22, 23, 67, 72 et 74.)
- [Herrmann 2015] Ivan T. Herrmann et Andreas Moltesen. *Does it matter which Life Cycle Assessment (LCA) tool you choose ? – a comparative assessment of SimaPro and GaBi*. Journal of Cleaner Production, vol. 86, pages 163–169, jan 2015. (Cité en page 25.)
- [Hondo 2005] Hiroki Hondo. *Life cycle GHG emission analysis of power generation systems : Japanese case*. Energy, vol. 30, no. 11-12, pages 2042–2056., aug 2005. (Cité en page 67.)

- [Hunter 2013] Kevin Hunter, Sarat Sreepathi et Joseph F. DeCarolus. *Modeling for insight using Tools for Energy Model Optimization and Analysis (Temoa)*. Energy Economics, vol. 40, pages 339–349, 2013. (Cité en page 82.)
- [IEA 2015] IEA. World Energy Outlook 2015. 2015. (Cité en pages ix, 2 et 3.)
- [IEA 2017a] IEA. *CO2 emissions from fuel combustion : Overview*. Rapport technique, 2017. (Cité en page 4.)
- [IEA 2017b] IEA. Key world energy statistics. 2017. (Cité en pages xi et 2.)
- [IEDOM 2015a] IEDOM. *Annual Rapport 2014 - Mayotte. [in French]*. Rapport technique, Institution d’Emission des départements d’outre-mer, Mayotte, 2015. (Cité en page 66.)
- [IEDOM 2015b] IEDOM. *Annual Rapport 2014 - Martinique [in French]*. Rapport technique, Institution d’Emission des départements d’outre-mer, Martinique, 2015. (Cité en page 66.)
- [IEDOM 2017] IEDOM. *Rapport annuel 2016 IEDOM La Réunion*. Rapport technique, 2017. (Cité en page 89.)
- [INSEE 2017] INSEE. *La population réunionnaise à l’horizon 2050 - Autant de seniors que de jeunes*. Rapport technique, 2017. (Cité en page 86.)
- [Islam 2016] Samantha Islam, S. G. Ponnambalam et Hon Loong Lam. *Review on life cycle inventory : methods, examples and applications*. Journal of Cleaner Production, vol. 136, pages 266–278, 2016. (Cité en pages 40 et 41.)
- [ISO 14040 2006] ISO 14040. *Environmental management - Life cycle assessment - Principles and framework*, 2006. (Cité en pages xi, 38, 39, 41, 42 et 68.)
- [ISO 14044 2006] ISO 14044. *Environmental management - Life cycle assessment - Requirements and guidelines*, 2006. (Cité en pages 38 et 68.)
- [Jacobson 2009] Mark Z Jacobson. *Review of solutions to global warming, air pollution, and energy security*. Energy Environ. Sci., vol. 2, no. 2, pages 148–173., 2009. (Cité en page 67.)
- [Jiang 2014] Qiuhong Jiang, Tao Li, Zhichao Liu, Hongchao Zhang et Keda Ren. *Life Cycle Assessment of an engine with input-output based hybrid analysis method*. Journal of Cleaner Production, vol. 78, pages 131–138, 2014. (Cité en page 40.)
- [JORF 2005] JORF. *LOI n°2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique – Legifrance*, 2005. (Cité en page 7.)
- [JORF 2015] JORF. *Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte*, 2015. (Cité en page 7.)
- [Jursová 2018] Simona Jursová, Dorota Burchart-Korol, Pavlína Pustějovská, Jerzy Korol et Agata Blaut. *Greenhouse Gas Emission Assessment from Electricity*

Références bibliographiques

- Production in the Czech Republic*. Environments, vol. 5, no. 1, page 17, 2018. (Cité en page 23.)
- [Kachoei 2018] Mohammad Sadegh Kachoei, Mohsen Salimi et Majid Amidpour. *The long-term scenario and greenhouse gas effects cost-benefit analysis of Iran's electricity sector*. Energy, vol. 143, pages 585–596, 2018. (Cité en page 31.)
- [Khooaruth 2013] A Khooaruth et M K Elahee. *Use of higher fibre cane for increasing cogenerated electricity : Policy implications for Mauritius*. Utilities Policy, vol. 26, pages 67–75, 2013. (Cité en page 89.)
- [Krajačić 2011] Goran Krajačić, Neven Duić, Zlatko Zmijarević, Brian Vad Mathiesen, a. a. Vučinić et Maria Da Graa Carvalho. *Planning for a 100% independent energy system based on smart energy storage for integration of renewables and CO2 emissions reduction*. Applied Thermal Engineering, vol. 31, no. 13, pages 2073–2083, 2011. (Cité en page 30.)
- [Lê 2008] Sébastien Lê, Julie Josse et François Husson. *FactoMineR : A Package for Multivariate Analysis*. Journal of Statistical Software, vol. 25, no. 1, pages 1–18., 2008. (Cité en page 75.)
- [Lopes Silva 2014] Diogo Aparecido Lopes Silva, Ivete Delai, Mary Laura Delgado Montes et Aldo Roberto Ometto. *Life cycle assessment of the sugarcane bagasse electricity generation in Brazil*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 32, pages 532–547, 2014. (Cité en page 53.)
- [Loulou 2005] Richard Loulou, Uwe Remne, Amit Kanudia, Antti Lehtila et Gary Goldstein. *Documentation for the TIMES Model*. Rapport technique July, 2005. (Cité en page 32.)
- [Lund 2009] H. Lund et B. V. Mathiesen. *Energy system analysis of 100% renewable energy systems-The case of Denmark in years 2030 and 2050*. Energy, vol. 34, no. 5, pages 524–531, 2009. (Cité en page 30.)
- [Ma 2012] Kun Ma. *Système énergétique territorial face à la montée en puissance des énergies renouvelables : modélisation de la transition appliquée à La Réunion*. PhD thesis, Université de Rouen, 2012. (Cité en page 35.)
- [Martínez-Rocamora 2016] A. Martínez-Rocamora, J. Solís-Guzmán et M. Marrero. *LCA databases focused on construction materials : A review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 58, pages 565–573, 2016. (Cité en page 24.)
- [Mashoko 2013] L Mashoko, C Mbohwa et V M Thomas. *Life cycle inventory of electricity cogeneration from bagasse in the South African sugar industry*. Journal of Cleaner Production, vol. 39, pages 42–49, 2013. (Cité en page 53.)
- [McDowall 2018] Will McDowall, Baltazar Solano Rodriguez, Arkaitz Usubiaga et José Acosta Fernández. *Is the optimal decarbonization pathway influenced by indirect*

- emissions? Incorporating indirect life-cycle carbon dioxide emissions into a European TIMES model*. Journal of Cleaner Production, vol. 170, pages 260–268, 2018. (Cité en page 32.)
- [Mendoza-Vizcaino 2016] Javier Mendoza-Vizcaino, Andreas Sumper, Antoni Sudria-Andreu et J. M. Ramirez. *Renewable technologies for generation systems in islands and their application to Cozumel Island, Mexico*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 64, pages 348–361, 2016. (Cité en page 3.)
- [Météo France 2016] Météo France. *Carte de la moyenne annuelle des cumuls pluviométriques*, 2016. (Cité en pages xi et 13.)
- [Nations Unies 1992] Nations Unies. *Convention-Cadre des Nations Unies sur les changements climatiques*, 1992. (Cité en page 5.)
- [Nations Unies 1998] Nations Unies. *Protocole de Kyoto à la convention - Cadre des Nations Unies sur les changements climatiques*, 1998. (Cité en page 5.)
- [Notton 2015] Gilles Notton. *Importance of islands in renewable energy production and storage : The situation of the French islands*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 47, pages 260–269., 2015. (Cité en pages 34 et 65.)
- [Observatoire Énergie Réunion 2014] Observatoire Énergie Réunion. *Energy balance of Reunion Island 2013. [in French]*. Rapport technique, Reunion, 2014. (Cité en page 66.)
- [Observatoire Régional de l'énergie et du climat 2014] Observatoire Régional de l'énergie et du climat. *Key energy data in Guadeloupe - 2013 [in French]*. Rapport technique, Guadeloupe, 2014. (Cité en page 65.)
- [Observ'ER 2017] Observ'ER. *Filière biogaz*. In Le baromètre 2017 des énergies renouvelables électrique en France. 2017. (Cité en page 88.)
- [Öko-Institut 2015] Öko-Institut. *Global Emissions Model of Integrated Systems (GEMIS)*, version 4.9. 2015. (Cité en pages 24, 68 et 72.)
- [Oliveira 2018] Altina Silva Oliveira, Marta Duarte de Barros, Fernanda de Carvalho Pereira, Carlos Francisco Simões Gomes et Helder Gomes da Costa. *Prospective Scenarios : a Literature Review on the Scopus Database*. Futures, vol. 100, no. November 2017, pages 20–33, 2018. (Cité en pages 26 et 27.)
- [Ou 2011] Xunmin Ou, Yan Xiaoyu et Xiliang Zhang. *Life-cycle energy consumption and greenhouse gas emissions for electricity generation and supply in China*. Applied Energy, vol. 88, no. 1, pages 289–297., jan 2011. (Cité en page 23.)
- [Outremers 360 2016] Outremers 360. *Energies Renouvelables La centrale géothermique de Bouillante au coeur de la discorde -*, 2016. (Cité en page 93.)

Références bibliographiques

- [PE-international 2015] PE-international. *Product Sustainability Software GaBi Software*, 2015. (Cité en page 25.)
- [Praene 2012] Jean Philippe Praene, Mathieu David, Frantz Sinama, Dominique Morau et Olivier Marc. *Renewable energy : Progressing towards a net zero energy island, the case of Reunion Island*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 16, no. 1, pages 426–442., 2012. (Cité en pages 15, 16, 17, 67 et 91.)
- [Prasad 2014] Ravita D. Prasad, R.C. Bansal et Atul Raturi. *Multi-faceted energy planning : A review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 38, pages 686–699, 2014. (Cité en page 28.)
- [Pré Sustainability 2015] Pré Sustainability. *SimaPro, the world's leading LCA software*, 2015. (Cité en page 25.)
- [Rakotoson 2017] Vanessa Rakotoson et Jean Philippe Praene. *A Life cycle assessment approach to the electricity generation of French overseas region*. Journal of Cleaner Production, vol. 168C, pages 755–763, 2017. (Cité en page 64.)
- [Ramjeawon 2008] Toolseeram Ramjeawon. *Life cycle assessment of electricity generation from bagasse in Mauritius*. Journal of Cleaner Production, vol. 16, no. 16, pages 1727–1734., nov 2008. (Cité en pages 53 et 67.)
- [Région Réunion 2005] Région Réunion. *Assistance à la définition d'un programme d'actions opérationnelles de mise en oeuvre du PRERURE*. Rapport technique, 2005. (Cité en page 17.)
- [Région Réunion 2009] Région Réunion. *PERformances ENergétiques des bâtiments à la Réunion*. Rapport technique, 2009. (Cité en pages xi et 8.)
- [Région Réunion 2016] Région Réunion. *PPE de La Réunion Étude d'impact économique et social Avril 2016*. Rapport technique, 2016. (Cité en page 18.)
- [Rehl 2012] T. Rehl, J. Lansche et J. Müller. *Life cycle assessment of energy generation from biogas—Attributional vs. consequential approach*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 16, no. 6, pages 3766–3775, aug 2012. (Cité en pages 22 et 54.)
- [Reinhard 2016] Juergen Reinhard, Christopher L. Mutel, Gregor Wernet, Rainer Zah et Lorenz M. Hilty. *Contribution-based prioritization of LCI database improvements : Method design, demonstration, and evaluation*. Environmental Modelling and Software, vol. 86, pages 204–218, 2016. (Cité en page 38.)
- [RTE 2016] RTE. *Bilan électrique 2015*. Rapport technique, 2016. (Cité en pages xi, 3 et 4.)
- [Ruedinger 2015] Andreas Ruedinger et Stefan Cihan Aykut. *Les transitions énergétiques allemande et française*. Annuaire français de relations internationales, Paris : La Documentation française, pages 389–407, 2015. (Cité en page 6.)

- [Saiah 2017] Saiah Bekkar Djelloul Saiah et Amine Boudghene Stambouli. *Prospective analysis for a long-term optimal energy mix planning in Algeria : Towards high electricity generation security in 2062*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 73, no. October 2015, pages 26–43, 2017. (Cité en pages 26, 28 et 32.)
- [Santoyo-Castelazo 2011] E. Santoyo-Castelazo, H. Gujba et A. Azapagic. *Life cycle assessment of electricity generation in Mexico*. Energy, vol. 36, no. 3, pages 1488–1499., mar 2011. (Cité en pages 23 et 67.)
- [Santoyo-Castelazo 2014] Edgar Santoyo-Castelazo et Adisa Azapagic. *Sustainability assessment of energy systems : Integrating environmental, economic and social aspects*. Journal of Cleaner Production, vol. 80, pages 119–138, 2014. (Cité en page 33.)
- [Selosse 2018] Sandrine Selosse, Sabine Garabedian, Olivia Ricci et Nadia Maïzi. *The renewable energy revolution of reunion island*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 89, no. March, pages 99–105, 2018. (Cité en pages 35 et 106.)
- [Silva 2012] Diogo a Lopes Silva, Ivete Delai, Mariana Maia De Miranda, Mary Laura, Delgado Montes et Aldo Roberto Ometto. *LCA Application : The Case of the Sugar Cane Bagasse Electricity Generation in Brazil*. Leveraging Technology for a Sustainable World Proceedings of the 19th CIRP Conference on Life Cycle Engineering, University of California at Berkeley, Berkeley, USA, May 23 - 25, 2012, 2012. (Cité en page 67.)
- [Sinama 2016] Frantz Sinama, Audrey Journoud, Alexandre Dijoux, Franck Lucas, Bertrand Clauzade, Jean Castaing-lasvignottes et Olivier Marc. *Etude expérimentale d ' un prototype ETM à La Réunion*. In Congrès de la Société Française de Thermique 2016, Toulouse France, 2016. (Cité en page 16.)
- [Sithole 2016] H. Sithole, T. T. Cockerill, K. J. Hughes, D. B. Ingham, L. Ma, R. T.J. Porter et M. Pourkashanian. *Developing an optimal electricity generation mix for the UK 2050 future*. Energy, vol. 100, pages 363–373, 2016. (Cité en page 82.)
- [Smith 2015] Cameron Smith, John Burrows, Eric Scheier, Amberli Young, Jessica Smith, Tiffany Young et Shabbir H. Gheewala. *Comparative Life Cycle Assessment of a Thai Island's diesel/PV/wind hybrid microgrid*. Renewable Energy, vol. 80, pages 85–100., aug 2015. (Cité en pages 24 et 67.)
- [SOeS 2015] SOeS. *Key energy data in France - Edition 2014 [in French]*. Rapport technique, Ministère de L'Ecologie du Développement durable et de L'Energie, France, 2015. (Cité en pages 3 et 64.)
- [SPL Energies Réunion 2015] SPL Energies Réunion. *Energy balance of Reunion Island 2014. [in French]*. Rapport technique, Reunion, 2015. (Cité en pages 68 et 71.)

- [SPL Energies Réunion 2016] SPL Energies Réunion. *Bilan énergétique - Ile de La Réunion 2015*. Rapport technique, 2016. (Cité en pages [ix](#), [13](#), [61](#) et [66](#).)
- [SPL Energies Réunion 2017] SPL Energies Réunion. *Bilan énergétique Ile de La Réunion 2016*. Rapport technique, 2017. (Cité en pages [xi](#), [9](#) et [10](#).)
- [Stenzel 2018] Peter Stenzel, Andrea Schreiber, Christina Wulf, Michael Schreieder et Lars Stephan. *Environmental impacts of electricity generation for Graciosa Island , Azores*. vol. 15, pages 292–303, 2018. (Cité en page [24](#).)
- [Surroop 2018] Dinesh Surroop, Pravesh Raghoo et Zumar M.A. Bundhoo. *Comparison of energy systems in Small Island Developing States*. Utilities Policy, vol. 54, no. July, pages 46–54, 2018. (Cité en page [3](#).)
- [Tan 2010] Reginald B.H. Tan, David Wijaya et Hsien H. Khoo. *LCI (Life cycle inventory) analysis of fuels and electricity generation in Singapore*. Energy, vol. 35, no. 12, pages 4910–4916., dec 2010. (Cité en page [67](#).)
- [Thangavelu 2015] Sundar Raj Thangavelu, Ashwin M. Khambadkone et Iftekhar A. Karimi. *Long-term optimal energy mix planning towards high energy security and low GHG emission*. Applied Energy, vol. 154, pages 959–969, 2015. (Cité en pages [33](#) et [82](#).)
- [The Shift Project 2014] The Shift Project. *Breakdown of Electricity Generation by Energy Source*, 2014. (Cité en page [83](#).)
- [Theodosiou 2014] Giorgos Theodosiou, Christopher Koroneos et Nikolaos Stylos. *Environmental impacts of the Greek electricity generation sector*. Sustainable Energy Technologies and Assessments, vol. 5, pages 19–27., mar 2014. (Cité en pages [23](#) et [67](#).)
- [Thery 2009] Raphaële Thery et Pascale Zarate. *Energy planning : A multi-level and multicriteria decision making structure proposal*. Central European Journal of Operations Research, vol. 17, no. 3, pages 265–274, 2009. (Cité en pages [xi](#), [28](#) et [29](#).)
- [Trutnevyte 2016] Evelina Trutnevyte, Will McDowall, Julia Tomei et Ilkka Keppo. *Energy scenario choices : Insights from a retrospective review of UK energy futures*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 55, pages 326–337, 2016. (Cité en page [28](#).)
- [Turconi 2013] Roberto Turconi, Alessio Boldrin et Thomas Astrup. *Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies : Overview, comparability and limitations*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 28, pages 555–565., dec 2013. (Cité en pages [24](#), [57](#) et [67](#).)
- [Uusitalo 2014] V. Uusitalo, J. Havukainen, V. Kapustina, R. Soukka et M. Horttanainen. *Greenhouse gas emissions of biomethane for transport : Uncertainties and*

- allocation methods*. Energy and Fuels, vol. 28, no. 3, pages 1901–1910, 2014. (Cité en page 54.)
- [Vega 2010] L.A. Vega. *Economics of Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) : An Update*. Offshore Technology Conference, no. May, pages 3–6, 2010. (Cité en pages 91 et 93.)
- [Veyret 2017] Yvette Veyret, Richard Laganier et Helga Scarwell. L’environnement. Concepts, enjeux et territoires. 2017. (Cité en page 5.)
- [Vilches 2017] Alberto Vilches, Antonio Garcia-Martinez et Benito Sanchez-Montañes. *Life cycle assessment (LCA) of building refurbishment : A literature review*. Energy and Buildings, vol. 135, pages 286–301, 2017. (Cité en page 24.)
- [ZhiDong 2003] Li ZhiDong. *An econometric study on China’s economy, energy and environment to the year 2030*. Energy Policy, vol. 31, no. 11, pages 1137–1150, 2003. (Cité en page 32.)

Intégration de l'Analyse de cycle de vie dans l'étude de la production électrique en milieux insulaires

Résumé : La croissance démographique, l'amélioration de la qualité de vie, et l'intensification des activités énergivores influent fortement sur la demande en énergie au travers de la consommation d'électricité sur un territoire. Le recours aux énergies fossiles constitue la solution la plus adoptée dans les milieux insulaires pour satisfaire cette demande. L'envers de cette méthode réside dans la quantité d'émissions de gaz à effet de serre générée au cours de la production d'énergie et la vulnérabilité de ces territoires. Les politiques actuelles ambitionnent l'atteinte de l'autonomie énergétique dans les milieux insulaires à moyen terme, et favorisent l'utilisation des énergies renouvelables pour restreindre les émissions de gaz à effet de serre. Ces travaux ont pour objet de quantifier les impacts environnementaux liés à la production d'électricité de La Réunion afin d'établir un diagnostic territorial. À partir de l'Analyse de cycle de vie et suivant les normes ISO 14044, les centrales de production d'électricité du territoire sont évaluées sous différents impacts environnementaux. La démarche adoptée a été de mettre en place un outil d'évaluation adapté à tout territoire, permettant d'identifier les étapes et les processus fortement contributeurs pour la production de 1 kWh électrique. Les résultats de ce diagnostic servent de points de repère pour élaborer les scénarios de production, établis dans une démarche de modélisation prospective. Huit scénarios proposés ont été développés pour répondre aux contraintes environnementales, techniques, sociales et économiques.

Mots clés : Analyse de Cycle de Vie, production électrique, milieux insulaires, scénarios énergétiques, approche prospective, impacts environnementaux

Life Cycle Assessment integration in the electricity production study under insular context

Abstract : Population growth, the raising of the standard of living and quality of life, and energy-intensive activities are key parameters affecting the territory energy demand, through electricity consumption. To meet this demand, reliance on fossil fuels is the main adopted solution, particularly in insular context. The downside of this method is the large amount of greenhouse gas emissions (GHG) emitted, and vulnerability of the territories. Current policies are now in favor of the energy self-sufficiency as a medium-term objective, and put in place measures to support the use of sustainable energy sources to mitigate GHG emissions. This work aims to assess environmental impact of electricity production in Reunion island, to establish a territorial diagnosis. Based on a life cycle assessment approach according to ISO 14044 standards, varying environmental impacts have been evaluated from existing power plants. An evaluating tool has been developed to identify the most emissive life cycle stage from 1kWh electricity produced. The obtained results serve as reference point to develop prospective scenarios. Eight scenarios have been presented and aim to satisfy environmental, technical, social and economical constraints.

Keywords : Life cycle assessment, electricity production, insular territories, energy scenarios, prospective approach, environmental impacts

LETTRE D'ENGAGEMENT DE NON-PLAGIAT

Je, soussigné(e)RAKOTOSON VANESSA ROLANDE VOLAHASINA..., en ma qualité de doctorant(e) de l'Université de La Réunion, déclare être conscient(e) que le plagiat est un acte délictueux passible de sanctions disciplinaires. Aussi, dans le respect de la propriété intellectuelle et du droit d'auteur, je m'engage à systématiquement citer mes sources, quelle qu'en soit la forme (textes, images, audiovisuel, internet), dans le cadre de la rédaction de ma thèse et de toute autre production scientifique, sachant que l'établissement est susceptible de soumettre le texte de ma thèse à un logiciel anti-plagiat.

Fait à Le Tampon , le 07 Novembre 2018

Signature :



Extrait du Règlement intérieur de l'Université de La Réunion
(validé par le Conseil d'Administration en date du 11 décembre 2014)

Article 9. Protection de la propriété intellectuelle – Faux et usage de faux, contrefaçon, plagiat

L'utilisation des ressources informatiques de l'Université implique le respect de ses droits de propriété intellectuelle ainsi que ceux de ses partenaires et plus généralement, de tous tiers titulaires de tels droits.

En conséquence, chaque utilisateur doit :

- utiliser les logiciels dans les conditions de licences souscrites ;
- ne pas reproduire, copier, diffuser, modifier ou utiliser des logiciels, bases de données, pages Web, textes, images, photographies ou autres créations protégées par le droit d'auteur ou un droit privatif, sans avoir obtenu préalablement l'autorisation des titulaires de ces droits.

La contrefaçon et le faux

Conformément aux dispositions du code de la propriété intellectuelle, toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle d'une œuvre de l'esprit faite sans le consentement de son auteur est illicite et constitue un délit pénal.

L'article 444-1 du code pénal dispose : « Constitue un faux toute altération frauduleuse de la vérité, de nature à causer un préjudice et accomplie par quelque moyen que ce soit, dans un écrit ou tout autre support d'expression de la pensée qui a pour objet ou qui peut avoir pour effet d'établir la preuve d'un droit ou d'un fait ayant des conséquences juridiques ».

L'article L335_3 du code de la propriété intellectuelle précise que : « Est également un délit de contrefaçon toute reproduction, représentation ou diffusion, par quelque moyen que ce soit, d'une œuvre de l'esprit en violation des droits de l'auteur, tels qu'ils sont définis et réglementés par la loi. Est également un délit de contrefaçon la violation de l'un des droits de l'auteur d'un logiciel (...) ».

Le plagiat est constitué par la copie, totale ou partielle d'un travail réalisé par autrui, lorsque la source empruntée n'est pas citée, quel que soit le moyen utilisé. Le plagiat constitue une violation du droit d'auteur (au sens des articles L 335-2 et L 335-3 du code de la propriété intellectuelle). Il peut être assimilé à un délit de contrefaçon. C'est aussi une faute disciplinaire, susceptible d'entraîner une sanction.

Les sources et les références utilisées dans le cadre des travaux (préparations, devoirs, mémoires, thèses, rapports de stage...) doivent être clairement citées. Des citations intégrales peuvent figurer dans les documents rendus, si elles sont assorties de leur référence (nom d'auteur, publication, date, éditeur...) et identifiées comme telles par des guillemets ou des italiques.

Les délits de contrefaçon, de plagiat et d'usage de faux peuvent donner lieu à une sanction disciplinaire indépendante de la mise en œuvre de poursuites pénales.