UNIVERSITÉ DU BURUNDI
GRENIER DU SAVOIR DU BURUNDI
Dépôt institutionnel officiel
https://repository.ub.edu.bi

Optimisation des systèmes énergétiques à l'aide du modèle OSeMOSYS: cas du secteur électrique en République Démocratique du Congo

Ngabo Bahizire, Antoine; Sous la direction de : Professeur Mac Mugumaoderha Cubaka

2025-04
UB, EANSI
https://repository.ub.edu.bi/handle/123456789/2065

Document téléchargé depuis le **Grenier du Savoir du Burundi** — https://repository.ub.edu.bi

Université du Burundi

Faculté des Sciences

Département de Physique

Centre de Recherche en Mathématiques et Physique

Optimisation des systèmes énergétiques à l'aide du modèle OSeMOSYS: cas du secteur électrique en République Démocratique du Congo

Par

NGABO BAHIZIRE Antoine

Sous la direction de :

Professeur Mac MUGUMAODERHA CUBAKA

Professeur Sébastien NIYONZIMA

Mémoire

présenté et défendu publiquement en vue de l'obtention du Diplôme de Master en Sciences Physiques

Spécialité : Physique Appliquée

Bujumbura, Avril 2025

Membres du jury

Professeur Nyengeri Hippolyte	Université du Burundi	Président
Docteur Claver Havyarimana	Université du Burundi	Secrétaire
Docteur Crispin MUNYELELE MBULANGA	Université du Burundi	Membre
Professeur Mac MAGUMARHODERHA CUBAKA	ISP de Bukavu	Directeur
Professeur Sébastien Niyonzima	Université du Burundi	Co-directeur

Dédicace

À toute ma famille scientifique, à mes parents Jean Michel BAHIZIRE et Joséphine KAMANYULA

NGABO BAHIZIRE Antoine

Remerciements

Ce travail représente l'aboutissement de deux merveilleuses années d'études à l'Université du Burundi, à la Faculté des Sciences, au Département de Physique. Tout au long de ce parcours, nous avons eu la chance de bénéficier de l'encadrement, des encouragements et du soutien de nombreuses personnes, à qui nous tenons à adresser un immense merci du fond du cœur.

Ma gratitude envers notre Dieu, pour sa grâce et sa protection tout au long de ce cycle.

Un grand merci aux Professeurs Mac MUGUMAODERHA CUKAKA et Sébastien NIYONZIMA pour leur précieuse orientation scientifique et leur engagement envers ce travail. Votre soutien a véritablement ravivé notre esprit de recherche. Nous vous en serons toujours reconnaissants, et que Dieu vous guide dans votre mission de former l'élite universitaire et les chercheurs que nous aspirons à devenir.

À vous, chers enseignants de l'Université du Burundi, en particulier ceux du Département de Physique : Pierre Célestin KARANGWA, Hippolyte NYENGERI, René SIMBIZI, Thaddée BARANCIRA, Claver HAVYARIMANA, Rachel AKIMANA, Crispin MBULANGA, et bien d'autres, un grand merci pour le soin que vous avez apporté à notre développement intellectuel !

Je ne peux pas oublier de mentionner le Département de Physique-Technologie de l'ISP/BUKAVU pour le soutien financier et scientifique qu'il m'a offert. Merci aux Professeurs Siméon BAHAYA, Philippe Lambin, Amisi SAFARI, Jean MASUDI, Michel LUBEMBA, Désiré LUMONGE, Justin MUDEKUZA, Teddy MUYISA, ainsi qu'aux Chefs de Travaux Jean, Godefroid et Charles.

Cher Ir Pacifique KOSHIKWINJA, merci pour votre disponibilité et votre écoute, malgré vos nombreuses obligations. Votre orientation dans le domaine de la modélisation énergétique a été précieuse.

À mes parents, Jean Michel et Joséphine, votre amour et vos prières m'ont toujours soutenu. À mes frères et sœurs : Luc, Eustache, Oscar, Vianney, Justine, Augustin, Emmanuel, Timothée, Josiane, Pascal, Toussaint, Ghislaine, recevez toute ma gratitude pour votre soutien inestimable.

À mes camarades de lutte au Département de Physique : Fridolin KATUBAYEMWO et Josué TUYUBAHE, je vous souhaite plein succès dans vos futures carrières.

Enfin, un grand merci à tous les membres du CELAB, en particulier à Nathan CUBAKA, pour ces deux années de colocation. Cela a été une belle aventure et je vous souhaite à tous plein d'opportunités à découvrir.

À tous ceux qui, de près ou de loin, nous ont accompagnés dans cette étape de notre parcours académique, nous vous adressons mes sincères remerciements !

NGABO BAHIZIRE Antoine

Résumé

La République Démocratique du Congo (RDC), bien que dotée d'abondantes ressources naturelles, demeure confrontée à des défis structurels majeurs en matière d'accès à l'électricité et de dépendance significative aux combustibles fossiles. Actuellement, seuls environ 21,5% de la population, en constante augmentation, ont accès à l'électricité, dont 97% proviennent de sources hydroélectriques et le reste de sources thermiques et solaires. L'analyse du bilan énergétique national révèle une disparité frappante : l'électricité ne représente que 3% de la consommation finale d'énergie, tandis que 95% proviennent du bois-énergie et 2% des produits pétroliers. Ceci souligne une dépendance critique aux sources traditionnelles.

Dans ce contexte, cette recherche propose le développement d'un modèle énergétique basé sur l'approche OSeMOSYS pour explorer les stratégies d'approvisionnement électrique à long terme, couvrant la période de 2020 à 2070. Ce modèle vise à optimiser le coût total tout en atteignant l'objectif général de production électrique optimisée.

Trois scénarios principaux ont été élaborés pour évaluer les options d'optimisation de la production électrique : un scénario de référence et deux scénarios alternatifs. Ces scénarios ont été analysés sous les angles de la capacité installée, de l'énergie générée, des coûts d'investissement et de maintenance, ainsi que des émissions de CO_2 associées.

Les résultats obtenus démontrent la faisabilité d'un taux d'intégration de 100% d'énergies renouvelables à partir de 2031, bien qu'à un coût additionnel estimé à 25 milliards de dollars. L'adoption de mesures d'efficacité énergétique permettrait d'accélérer les investissements dans les technologies utilisant des énergies renouvelables, atteignant un taux d'émissions de seulement 20 kt de CO_2, ouvrant ainsi la voie à une décarbonation complète du système électrique.

Concernant les scénarios, le scénario favorisant l'adoption de l'hydroélectricité s'avère être le plus coûteux, avec un écart de 1,83% par rapport au scénario de référence et de 1,84% comparé à celui favorisant les investissements en énergies renouvelables, qui est le moins onéreux. De même, il demeure le moins émetteur de CO_2 pour une même puissance électrique et une énergie équivalente générée.

Sur le plan technologique, les résultats soulignent l'importance d'investir dans les centrales hydroélectriques, compte tenu du potentiel hydroélectrique élevé de la RDC. Par ailleurs, les solutions hors réseau et les mini-réseaux, soutenus par des petites centrales hydroélectriques et des systèmes solaires, constituent des leviers essentiels pour atteindre l'objectif d'accès universel à l'électricité dans les zones rurales et isolées.

Cependant, cette étude présente certaines limitations. Elle s'est focalisée exclusivement sur la production électrique et elle n'a pas tenu compte d'autres secteurs énergétiques critiques tels que les usages liés à la cuisine et au transport. Des recherches complémentaires s'avèrent donc nécessaires pour intégrer une évaluation détaillée de la demande énergétique par province et par secteur, afin de fournir une vision plus holistique du système énergétique national.

Mots-clés *: République Démocratique du Congo, Modélisation des systèmes énergétiques, Modèle OSeMOSYS, Mix énergétique, Énergies renouvelables, Hydroélectricité, Mini-réseaux, Systèmes hors réseau.*

Abstract

The Democratic Republic of Congo (DRC), despite being endowed with abundant natural resources, continues to face significant structural challenges regarding access to electricity and a heavy reliance on fossil fuels. Currently, only about 21.5% of the growing population has access to electricity, with 97% of this electricity derived from hydropower and the remainder from thermal and solar sources. An analysis of the national energy balance reveals a striking disparity : electricity accounts for only 3% of final energy consumption, while 95% is derived from biomass energy and 2% from petroleum products. This highlights a critical dependence on traditional energy sources.

In this context, this research proposes the development of an energy model based on the OSeMOSYS framework to explore long-term electricity supply strategies for the period 2020 to 2070. The model aims to optimize total costs while achieving the overarching objective of an optimized electricity production system.

Three primary scenarios were developed to evaluate electricity production optimization options : a reference scenario and two alternative scenarios. These scenarios were analyzed in terms of installed capacity, energy generation, investment and maintenance costs, and associated CO_2 emissions.

The results demonstrate the feasibility of achieving a 100% renewable energy integration rate starting in 2031, albeit at an additional estimated cost of $25 billion. The adoption of energy efficiency measures could accelerate investments in renewable energy technologies, achieving an emissions rate of just 20 kt of CO_2, thereby paving the way for the complete decarbonization of the electricity system.

Regarding the scenarios, the scenario favoring hydropower adoption proved to be the most expensive, with a cost difference of 1.83% compared to the reference scenario and 1.84% compared to the scenario favoring renewable energy investments, which was the least costly. Nevertheless, it remains the least CO_2-emitting scenario for the same power capacity and equivalent energy generated.

From a technological perspective, the results underline the importance of investing in hydropower plants, given the DRC's high hydropower potential. Additionally, off-grid solutions and mini-grids, supported by small hydropower plants and solar systems, are essential levers for achieving the objective of universal electricity access in rural and remote areas.

However, this study presents certain limitations. It exclusively focused on electricity production and did not account for other critical energy sectors such as cooking and transportation. Further research is therefore needed to integrate a detailed assessment of energy demand by province and by sector, to provide a more holistic vision of the national energy system.

Keywords *: Democratic Republic of Congo, Energy systems modeling, OSeMOSYS model, Energy mix, Renewable energy, Hydropower, Mini-grids, Off-grid systems.*

Table des matières

Membres du jury . . . . . **i**

Dédicace . . . . . **ii**

Remerciements . . . . . **iii**

Résumé . . . . . **iv**

Abstract . . . . . **v**

Table des matières . . . . . **vi**

Liste des tableaux . . . . . **ix**

Liste des figures . . . . . **xi**

Liste des sigles, abréviations et acronymes . . . . . **xii**

Avant-propos . . . . . **xiv**

Introduction générale **1**

1 Contexte et justification de l'étude 1
2 Problématique et question de recherche 2
3 Objectifs de l'étude 2
4 Méthodologie générale 3
5 Hypothèses de recherche 3
6 Structure du travail 3
7 Importance et originalité de l'étude 4

1 Cadre conceptuel et théorique **5**

1.1 Définitions et notions fondamentales 5
1.1.1 Énergie et formes libres 5
1.1.2 Transformations énergétiques 5
1.1.3 Classification des sources d'énergie 7
1.2 Système et chaîne énergétiques 7
1.3 Comptabilité énergétique 8
1.4 Modélisation des systèmes énergétiques 9
1.4.1 Modèles énergétiques 9
1.4.2 Système énergétique de référence 10

1.5 État des lieux du secteur électrique en RDC . . . 11
1.5.1 Potentiel énergétique . . . 11
1.5.2 Secteur électrique . . . 11
1.5.2.1 Capacité installée et réseau de distribution . . . 11
1.5.2.2 Fragmentation des réseaux . . . 14
1.5.2.3 Taux d'accès à l'électricité . . . 15
1.5.2.4 Défis structurels . . . 15
1.5.2.5 Énergie générée . . . 16
1.6 Conclusion . . . 16

2 Cadre méthodologique . . . 17
2.1 Description du modèle OSeMOSYS . . . 17
2.1.1 Définition . . . 17
2.1.2 Terminologie OSeMOSYS . . . 19
2.1.3 Formulation algébrique . . . 27
2.1.3.1 Fonction objective . . . 27
2.1.3.2 Coûts . . . 28
2.1.3.3 Stockage . . . 32
2.1.3.4 Adéquation de la capacité . . . 32
2.1.3.5 Bilan énergétique . . . 34
2.1.3.6 Contraintes . . . 34
2.1.3.7 Comptabilisation des émissions . . . 35
2.2 Modélisation de la demande électrique . . . 35
2.2.1 Projection de la population . . . 36
2.2.2 Détermination des paramètres a, c, et s de la fonction logistique sigmoïde 37
2.3 Modélisation de la production électrique . . . 39
2.3.1 Entrées dans le modèle . . . 39
2.3.1.1 Potentiel en ressources fossiles . . . 39
2.3.1.2 Potentiel en ressources renouvelables . . . 39
2.3.1.3 Capacités résiduelles . . . 40
2.3.1.4 Capacités électriques planifiées . . . 40
2.3.1.5 Flexibilité du système électrique . . . 41
2.3.1.6 Contraintes sur le potentiel des ressources renouvelables et l'investissement annuel . . . 41
2.3.2 Scénarios de modélisation . . . 42
2.3.2.1 Scénario de référence : Maintien des politiques actuelles (BAU) 43
2.3.2.2 Scénario favorable uniquement aux énergies renouvelables (RNV) . . . 43
2.3.2.3 Scénario basé sur l'hydroélectricité en RDC (HYD) . . . 44

2.3.3 Nécessité d'un mix énergétique . . . 44
2.4 Construction du modèle OSeMOSYS . . . 45
2.4.1 Structure du modèle . . . 45
2.4.2 Exécution du modèle . . . 45
2.4.3 Validation et recommandations basées sur le modèle . . . 46

3 Présentation et discussion des résultats . . . 47
3.1 Présentation des résultats . . . 47
3.1.1 Demande énergétique . . . 47
3.1.2 Offre énergétique . . . 48
3.1.2.1 Puissance électrique installée . . . 48
3.1.2.2 Énergie électrique générée . . . 51
3.1.2.3 Coûts totaux . . . 54
3.1.2.4 Émissions totales de CO_2 . . . 56
3.2 Analyse critique des résultats . . . 58
3.2.1 Demande énergétique . . . 58
3.2.2 Offre énergétique . . . 59
3.2.2.1 Puissance électrique installée . . . 59
3.2.2.2 Énergie générée . . . 59
3.2.3 Émissions totales de CO_2 . . . 60
3.2.4 Coût total du système . . . 61
3.3 Discussion des implications des résultats . . . 62

Conclusion générale et recommandations . . . 64

Références . . . 66

Annexes . . . 73

A Système énergétique modélisé . . . 74

B Demande électrique spécifiée dans OSeMOSYS . . . 75

C Secteur énergétique en RDC . . . 76

D Code Python pour la fonction Curve_fit . . . 82

Liste des tableaux

1.1 Facteurs de conversion des énergies fossiles. 9
1.2 Potentiel énergétique de la RDC 11
1.3 Contribution de chaque source d'énergie dans le mix énergétique de la RDC en 2023 13

2.1 Facteur d'émission de CO_2 en fonction du taux d'activité d'une technologie ou d'un combustible 20
2.2 Technologies et leurs taux d'activité entrées dans le modèle 21
2.3 Valeurs résiduelles exprimées en GW utilisées 22
2.4 Facteurs de disponibilité des technologies utilisées en RDC 23
2.5 Noms, descriptions et unités des paramètres clés d'OSeMOSYS nécessaires à la modélisation 24
2.6 Données technico-économiques fondamentales utilisées comme entrées dans le modèle pour tous les scénarios 25
2.7 Codes utilisés dans OSeMOSYS pour indiquer les potentiels énergétiques, le transport, la distribution et la demande en électricité 26
2.8 Ajustement de la fonction logistique sigmoïde 37
2.9 Potentiel en ressources fossiles en RDC 39
2.10 Potentiel en ressources renouvelables en RDC 40
2.11 Capacités planifiées en RDC 41
2.12 Limite maximale d'activité annuelle imposée aux technologies renouvelables pour assurer la flexibilité du système électrique 41
2.13 Investissements annuels maximaux en capacité inclus dans le modèle, par type de technologie renouvelable 42
2.14 Scénarios de modélisation définis dans l'étude. 43

3.1 Puissance totale moyenne annuelle installée selon le scénario BAU, par technologie. 48
3.2 Puissance totale moyenne annuelle installée selon le scénario RNV, par technologie. 49
3.3 Puissance totale moyenne annuelle installée selon le scénario HYD, par technologie. 50

B.1 Demande électrique par secteur spécifiée dans OSeMOSYS 75

C.1 Centrales hydroélectriques gérées par la SNEL 76
C.2 Centrales thermiques gérées par la SNEL 77

C.3 Récapitulation de la production électrique par la SNEL en 2022 78
C.4 Réseaux gérés par des opérateurs privés en 2022 79
C.5 Capacités installées et disponibles par province et par source d'énergie en RDC en 2023 80

Liste des figures

1.1 Les principales transformations des formes d'énergie libre 6
1.2 Schéma simplifié d'un système énergétique 8
1.3 Étapes de modélisation énergétique 10
1.4 Exemple d'un système énergétique de référence en RDC 10
1.5 Évolution des puissances installée et disponible en RDC de 2020 à 2023 12
1.6 Capacité électrique installée par sources d'énergie en 2023 12
1.7 Carte d'autoroutes de l'électricité en République Démocratique du Congo . . . 14
1.8 Évolution du taux d'accès à l'électricité en RDC de 2000 à 2022. 15
1.9 Évolution de la production de l'électricité de 2020 à 2023 16

2.1 Blocs du modèle OSeMOSYS adapté au modèle de M. Howells 18
2.2 Évolution de la population congolaise de 2020 à 2070. 36
2.3 Secteur industriel : Détermination des paramètres de la fonction logistique sigmoïde par la méthode des moindres carrés 38
2.4 Exemple de processus de compilation 46

3.1 Demande en électricité par secteur consommateur 47
3.2 Capacité électrique totale installée (résiduelle et nouvellement installée) par scénario 51
3.3 Capacité électrique supplémentaire installée sur la capacité résiduelle pour répondre à la demande 51
3.4 Énergie électrique produite par scénario 52
3.5 Coût d'investissement annuel 54
3.6 Coût de maintenance et d'entretien annuelle (coûts fixes) d'une technologie. . . 55
3.7 Coût annuel total 56
3.8 Coût total du système électrique par scénario 56
3.9 Émissions totales de CO_2 par scénario 57
3.10 Émission totale par technologie de production 58

A.1 Présentation du système énergétique de référence de la RDC modélisé 74

C.1 Puissances installée et disponible en RDC l'année 2023 81
C.2 Bilan énergétique en RDC 81

D.1 Secteur résidentiel : Détermination des paramètres de la fonction logistique sigmoïde par la méthode des moindres carrés 83
D.2 Secteur commercial : Détermination des paramètres de la fonction logistique sigmoïde par la méthode des moindres carrés 84

Liste des sigles, abréviations et acronymes

ANSER	Agence Nationale d'Électrification et des Services Énergétiques en milieux rural et périurbain.
ARE	Autorité de Régulation du secteur de l'Électricité.
BAU	Business as Usual.
CAE	Coût actualisé de l'électricité.
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine, traduit en français par Turbines à gaz combinées à des turbines à vapeur.
CE	Centrale électrique.
CEE	Centrale électrique éolienne.
CES	Centrale électrique solaire.
CF	Coût fixe.
CHE	Centrale hydroélectrique.
CI	Coût d'investissement.
CNA	Coût net actualisé.
CR	Connecté au réseau.
CSP	Concentrated Solar Power, traduit en français par Centrales solaires thermodynamique.
DA	Disponible à l'arrêt.
DO	Durée de vie opérationnelle.
EA	En arrêt.
ERh	En réhabilitation.
ES	En service.
FC	Facteur de capacité.
FD	Facteur de disponiblité.
GES	Gaz à Effet de Serre.
G$	Milliard de dollar américain.
GW	Gigawatt.
HFO	Heavy Fuel Oil traduit en français par Fuel lourd ou diesel.

HR	Hors réseau.
HS	Hors service.
HYD	Hydroélectricité.
ISP	Institut Supérieur Pédagogique.
LFO	Light Fuel Oil traduit en français par Fuel léger ou essence.
M$	Million de dollar américain.
NE	Non équipé.
ODD	Objectif de développement durable.
OSeMOSYS	Open Source Energy Modelling System traduit en français par Système de modélisation énergétique à accès libre.
PIB	Produit Intérieur Brut.
PJ	Pétajoule.
PT	Puissance Totale.
PU	Puissance Unitaire.
PV	Photovoltaïque.
RDC	République Démocratique du Congo.
RNV	Renouvelable.
SCGT	Simple Cycle Gas Turbine, traduit en français par Turbines à gaz en cycle simple.
SER	Système Énergétique de Référence.
SNEL	Société Nationale d'Électricité.
TEMBA	The Electricity Model Base for Africa traduit en français par Modèle de l'Électricité pour l'Afrique.
USD	United States Dollar, qui se traduit en français par *dollar des États-Unis*. C'est la monnaie officielle des États-Unis dont le symbole est $ et le code ISO USD.

Avant-propos

En tant qu'étudiant de Master en Sciences Physiques, avec une orientation vers la physique appliquée, cette étude nous permet d'explorer un sujet d'une importance cruciale : l'électrification de la République Démocratique du Congo (RDC). Ce pays, riche en ressources naturelles, présente un potentiel énergétique exceptionnel, en particulier dans le domaine des énergies renouvelables. Néanmoins, le manque d'accès à l'électricité constitue un obstacle majeur au développement économique et social, impactant divers secteurs tels que l'éducation, la santé, l'industrie, le transport, etc.

Cette recherche vise à modéliser le système électrique de la RDC afin d'évaluer des options de production énergétique optimisées. En utilisant le modèle OSeMOSYS, nous avons analysé l'offre énergétique actuelle ainsi que les ressources disponibles. Cette approche nous permet non seulement d'appliquer les connaissances acquises au cours de notre formation, mais également de contribuer à la recherche sur des solutions innovantes pour relever les défis énergétiques du pays.

Les résultats de cette étude mettent en avant l'importance de diversifier le mix énergétique, qui est actuellement dominé par l'hydroélectricité. Ils soulignent également le potentiel prometteur des mini-réseaux et des systèmes hors réseau, qui pourraient jouer un rôle fondamental dans l'électrification des zones rurales et périurbaines. En tant qu'étudiant, nous sommes particulièrement intéressés par ces solutions durables qui allient technologie et responsabilité sociale.

Cette étude s'inscrit dans le cadre des Objectifs de Développement Durable (ODD), et plus précisément l'ODD 7, qui vise à assurer un accès universel à des services énergétiques fiables, durables et modernes. Nous espérons que les conclusions et recommandations présentées ici serviront de référence pour les décideurs et les investisseurs, en les éclairant sur les opportunités et les défis liés à la transition énergétique en RDC.

En somme, ce travail représente une étape importante dans notre parcours académique et professionnel, et nous sommes convaincus qu'il peut contribuer à l'avancement des connaissances et des pratiques dans le domaine des énergies renouvelables en Afrique. Grâce à une approche scientifique rigoureuse et à une compréhension approfondie des enjeux locaux, nous souhaitons participer activement à la transformation du paysage énergétique de la RDC et à la promotion d'un avenir durable. C'est dans cette optique que cette étude s'inscrit aussi dans le cadre projet RE-INTEGRATE visant l'intégration des énergies renouvelables dans les systèmes énergétiques des états.

Introduction générale

1 Contexte et justification de l'étude

L'accès à une énergie fiable, abordable et durable est une condition essentielle pour le développement économique et social. En République Démocratique du Congo (RDC), seulement 21,5% de la population a accès à l'électricité, plaçant le pays parmi les moins électrifiés au monde [1]. Cette situation limite le développement économique et exacerbe les pressions environnementales, car la consommation énergétique reste dominée par la biomasse (plus de 90% de l'énergie finale consommée) [2-4].

Pourtant, la RDC dispose d'un immense potentiel énergétique, notamment un potentiel hydroélectrique estimé à plus de 100 GW, dont seulement 2,4% sont exploités [5-7]. Le pays bénéficie également d'un ensoleillement favorable (entre 3,5 et 6,8 kWh/m^2/jour), propice au développement de l'énergie solaire. Ces ressources, si elles sont exploitées efficacement, pourraient répondre à la demande croissante tout en réduisant les émissions de gaz à effet de serre (GES). Cependant, leur développement est entravé par l'absence de stratégies claires et cohérentes.

Les systèmes énergétiques modernes sont complexes, combinant des contraintes économiques, environnementales et technologiques [8-11]. Les modèles mathématiques et informatiques, comme OSeMOSYS (Open Source Energy Modelling System), sont essentiels pour analyser et optimiser ces systèmes [12-15]. Ce modèle open-source est particulièrement adapté au contexte de la RDC, car il permet d'intégrer des spécificités locales, telles que les facteurs de capacité des infrastructures hydroélectriques, les capacités résiduelles ou les coûts d'investissement. Il offre un cadre pour explorer des scénarios basés sur des principes fondamentaux de physique appliquée : intermittence des sources renouvelables, optimisation des flux énergétiques et interactions entre technologies.

La modélisation est particulièrement pertinente pour répondre à plusieurs questions cruciales dans le contexte congolais :

- Comment maximiser l'exploitation des ressources renouvelables pour atteindre un accès universel à l'électricité ?
- Quels scénarios énergétiques permettent de réduire les émissions de GES tout en assurant la résilience du réseau ?
- Comment les dynamiques physiques des systèmes électriques (facteurs de capacité et de disponibilité) influencent-elles les trajectoires optimales ?
- Comment intégrer des énergies renouvelables intermittentes dans un système électrique fragile ?

Au-delà de ses défis internes, la RDC joue un rôle clé dans la transition énergétique mondiale. Son potentiel en ressources naturelles, notamment le cobalt et le lithium indispensables aux technologies d'énergies propres, renforce sa position stratégique [16]. Cependant, le pays fait face à des contradictions : alors qu'il s'engage à réduire ses émissions de GES de 21% d'ici 2030 [17], il continue de promouvoir des projets pétroliers et gaziers. Une modélisation rigoureuse avec OSeMOSYS pourrait éclairer les décisions stratégiques pour aligner les politiques nationales avec les objectifs climatiques internationaux.

2 Problématique et question de recherche

La RDC se trouve dans une situation paradoxale. Malgré un potentiel énergétique considérable, plus de 80 millions de personnes n'ont pas accès à une énergie propre et fiable [18]. Cette absence d'accès constitue un frein au développement économique et aggrave les pressions environnementales liées à une consommation massive de biomasse.

D'un point de vue scientifique, les défis sont multiples :

- Exploiter durablement le potentiel hydroélectrique et solaire pour répondre à la demande croissante ;
- Intégrer les contraintes environnementales, économiques et technologiques dans le développement du système énergétique ;
- Réconcilier les engagements climatiques internationaux avec les réalités locales.

Le manque d'un cadre de planification énergétique robuste aggrave cette situation. Le dernier plan directeur pour l'électricité en RDC date de 1988, bien avant l'avènement de modèles avancés comme OSeMOSYS [19]. Ainsi, la question centrale de cette recherche est formulée comme suit :

> *Comment OSeMOSYS peut-il être utilisé pour optimiser le développement d'un système électrique durable et rentable en RDC, tout en répondant à l'augmentation de la demande et en intégrant les contraintes techniques, économiques, environnementales et sociales ?*

3 Objectifs de l'étude

Objectif principal

Modéliser le système électrique de la RDC pour évaluer les options de production énergétique optimisée.

Objectifs spécifiques

1. Analyser l'offre énergétique actuelle et les ressources disponibles.

2. Étudier les scénarios de développement du système électrique.
3. Évaluer les impacts économiques et environnementaux des options énergétiques.
4. Formuler des recommandations pour une planification énergétique durable.

4 Méthodologie générale

L'approche méthodologique de cette étude comprend plusieurs étapes :

1. **Revue de la littérature :** Analyse des travaux sur l'optimisation des systèmes énergétiques, les spécificités de la RDC et l'utilisation d'OSeMOSYS.
2. **Collecte de données :** Compilation des données sur la production et la consommation d'énergie, les coûts technologiques et les politiques énergétiques.
3. **Modélisation avec OSeMOSYS :** Construction d'un modèle pour représenter le système électrique de la RDC.
4. **Scénarios de modélisation :** Développement de scénarios pour évaluer les stratégies d'investissement énergétique.
5. **Analyse des résultats :** Évaluation des performances en termes de coûts, d'émissions de GES et de résilience du système.
6. **Validation et recommandations :** Comparaison des résultats avec des données historiques pour formuler des recommandations.

5 Hypothèses de recherche

Cette étude repose sur les hypothèses suivantes :

1. Les ressources hydroélectriques disponibles sont suffisantes pour répondre aux besoins croissants.
2. L'utilisation d'OSeMOSYS permet de dégager des trajectoires optimales pour le développement du système électrique.
3. L'intégration de critères environnementaux influence significativement les choix technologiques.

6 Structure du travail

Cette recherche est divisée en trois chapitres :

1. **Cadre conceptuel et théorique :** Analyse des ressources disponibles et des défis structurels.
2. **Cadre méthodologique :** Description du modèle OSeMOSYS, données utilisées et scénarios développés.

3. **Analyse et discussion des résultats :** Présentation des scénarios, analyse critique et implications.

La conclusion générale proposera des recommandations stratégiques et des perspectives pour de futures recherches.

7 Importance et originalité de l'étude

Cette étude apporte une contribution significative au domaine de l'optimisation énergétique en RDC en adoptant une approche interdisciplinaire intégrant la physique appliquée, l'économie et l'environnement. Elle se distingue par :

- Son adaptation au contexte unique de la RDC ;
- Sa capacité à fournir des résultats exploitables pour les décideurs ;
- Son alignement avec les Objectifs de Développement Durable, en particulier l'ODD n^{o} 7, qui vise à garantir l'accès de tous à des services énergétiques fiables, durables, modernes et à un coût abordable [20].

Enfin, cette recherche propose une base scientifique pour concevoir un système énergétique durable et inclusif, répondant aux besoins croissants de la population congolaise tout en contribuant à la transition énergétique mondiale.

Chapitre 1

Cadre conceptuel et théorique

Ce chapitre définit les concepts clés de la modélisation des systèmes énergétiques, abordant les formes classiques d'énergie, les composantes du système énergétique, les processus de conversion et la comptabilité énergétique. Il analyse également les spécificités du système énergétique de référence (SER) en RDC, incluant les ressources disponibles, les infrastructures existantes et les défis structurels.

1.1 Définitions et notions fondamentales

1.1.1 Énergie et formes libres

L'énergie, définie comme une dynamique inhérente à la matière, se distingue en deux catégories principales : *formes libres* (rayonnement, chaleur, énergie mécanique et électricité) et *formes stockées* (potentielle ou chimique) [21, 22]. L'électricité, bien qu'invisible, est essentielle grâce à ses applications industrielles et domestiques.

1.1.2 Transformations énergétiques

Les interactions entre les différentes formes d'énergie libre se répartissent en 12 types de conversions, dont 10 présentent des applications pratiques [22].

La Figure 1.1 illustre les principales transformations d'énergie libre. Les flèches bidirectionnelles indiquent les conversions réciproques entre ces formes, réalisées par des dispositifs spécifiques. Ces transformations sont décrites comme suit :

1. **Conversion de l'énergie électrique en énergie mécanique** : réalisée par les moteurs électriques.
2. **Conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique :** effectuée par les générateurs électriques (dynamos, alternateurs), via l'induction électromagnétique, comme dans les centrales hydroélectriques.
3. **Conversion de l'énergie électrique en énergie rayonnante** : observée dans les phénomènes de décharge électrique (étincelles, éclairs) et l'électroluminescence (ex. : tubes à néon).
4. **Conversion de l'énergie rayonnante en énergie électrique** : réalisée par les dispositifs photovoltaïques, tels que les panneaux solaires utilisés dans les centrales photovoltaïques.

5. **Conversion de l'énergie rayonnante en énergie thermique** : effectuée par les capteurs solaires, principe des centrales solaires thermodynamiques.
6. **Conversion de l'énergie thermique en énergie rayonnante** : processus d'incandescence, correspondant à l'émission de rayonnement par des corps chauffés, proportionnelle à leur température.
7. **Conversion de l'énergie thermique en énergie électrique** : réalisée par des convertisseurs thermoélectriques (ex. : thermocouples) ou thermoïoniques.
8. **Conversion de l'énergie électrique en énergie thermique** : observée dans l'*effet Joule*, où le passage du courant dans un conducteur génère de la chaleur. Cet effet peut être exploité (radiateurs électriques) ou représenter une perte.
9. **Conversion de l'énergie thermique en énergie mécanique** : mise en œuvre dans les machines thermiques (ex. : turbines, moteurs à combustion interne, machines à vapeur) utilisées dans les véhicules et centrales thermiques.
10. **Conversion de l'énergie mécanique en énergie thermique** : phénomène inévitable dû aux frottements ou chocs, par exemple dans les freins chauffés.
11. **Conversion de l'énergie mécanique en énergie rayonnante** : observée dans le rayonnement de freinage (*bremsstrahlung*) ou synchrotron, utilisé dans les accélérateurs de particules, sans application industrielle significative.
12. **Conversion de l'énergie rayonnante en énergie mécanique** : observable dans la poussée de radiation, responsable de l'orientation des queues de comètes par rapport au Soleil. Cette force, bien que faible, ne possède pas d'applications industrielles.

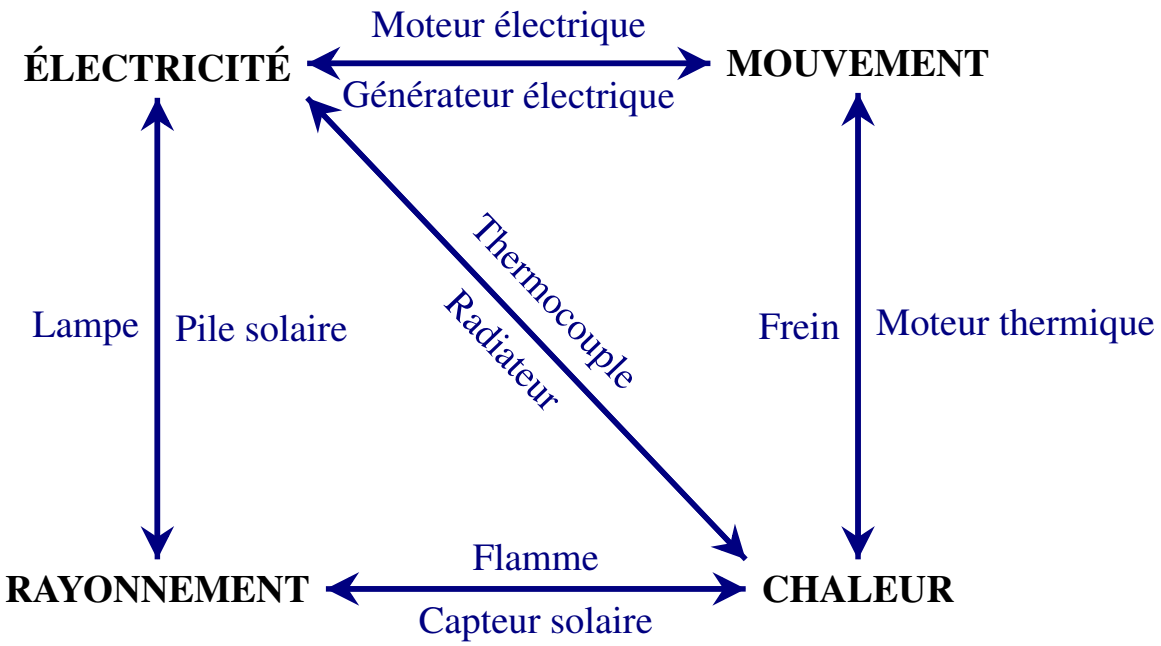


Figure 1.1 : *Les principales transformations des formes d'énergie libre*

1.1.3 Classification des sources d'énergie

Les sources d'énergie se classifient selon leur disponibilité et leur impact [22] :

- **Primaires vs secondaires** : les sources primaires (charbon, pétrole, biomasse, solaire) sont transformées en secondaires (électricité, gaz).
- **Renouvelables vs non-renouvelables** : le solaire, l'éolien, l'hydroélectricité, la géothermie et la biomasse sont renouvelables, contrairement aux combustibles fossiles et nucléaires.
- **Commerciales vs non-commerciales** : les sources d'énergies disponibles sur le marché formel à des prix clairement établis (ex. : électricité et hydrocarbures) sont dites *commerciales*. Lorsque le prix de la source (ex. : déchets agricoles) est non réglementé, elle est dite *non-commerciale*.
- **Conventionnelles et non-conventionnelles** : les sources exploitées avant la crise pétrolière de 1973 (Combustibles fossiles, le nucléaire et les ressources hydrauliques) sont dites *conventionnelles* et les autres (solaire, éolienne, la biomasse et la géothermie) sont *non-conventionnelles* [9].

1.2 Système et chaîne énergétiques

Un système énergétique relie les flux énergétiques entre sources primaires, technologies de conversion, infrastructures de transport et utilisateurs finaux. Il comprend 4 niveaux [22] :

1. **Sources primaires** : ressources brutes (renouvelables ou non-renouvelables).
2. **Énergies secondaires** : conversion et transport (vecteurs énergétiques comme électricité ou hydrogène).
3. **Énergies finales** : fourniture aux utilisateurs pour des besoins spécifiques.
4. **Énergies utiles** : satisfaction directe des besoins (chauffage, éclairage, transport).

Une chaîne énergétique décrit les étapes de transformation de l'énergie primaire en énergie utile, intégrant les processus de conversion, de transport et de stockage. Ces transformations déterminent les pertes énergétiques et influencent les bilans énergétiques des systèmes nationaux.

La Figure 1.2 illustre les quatre niveaux d'un système énergétique mentionnés précédemment. Elle démontre la conversion des sources primaires en énergie électrique à l'aide de technologies de conversion, ainsi qu'en vecteurs énergétiques. Ces vecteurs (électricité, gaz, etc.) sont ensuite transportés et distribués par des lignes de transport et de distribution pour satisfaire la demande énergétique dans divers secteurs.

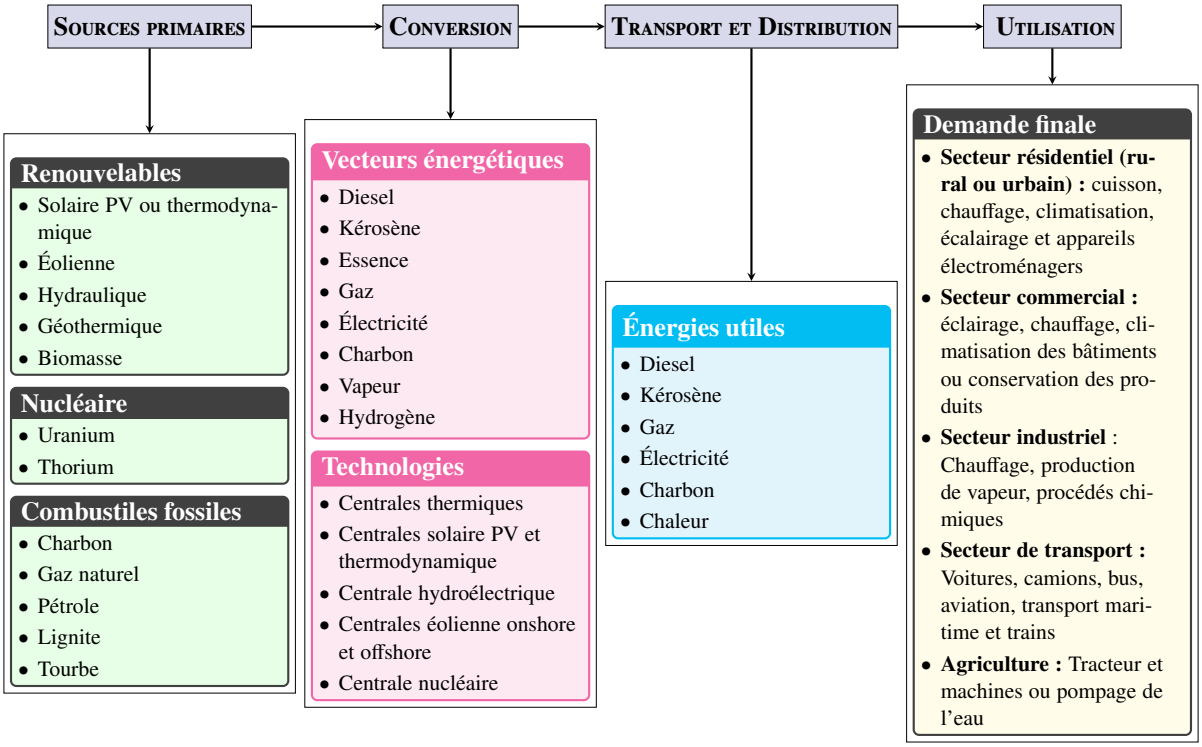


Figure 1.2 : *Schéma simplifié d'un système énergétique*

1.3 Comptabilité énergétique

Pour garantir une analyse cohérente, les bilans énergétiques sont exprimés en unités standardisées. Les équivalences thermiques et les facteurs de conversion des combustibles fossiles standardisent les comparaisons entre sources d'énergie.

1. L'**équivalence thermique théorique** : issue du premier principe de la thermodynamique, elle repose sur la conversion entre énergie mécanique et énergie thermique. En adoptant l'équivalence :

$$1 \text{ calorie} = 4,186 \text{ joules}, \tag{1.1}$$

les contenus thermiques peuvent être exprimés en calories, joules, kilowattheures (kWh), ou mégawattheures (MWh). Par exemple :

$$1 \text{ thermie (th)} = 10^6 \text{ calories}, \quad 1 \text{ MWh} = 3,6 \text{ GJ} = 860 \text{ th} \quad \text{et} \quad 1 \text{ GJ} = 238,9 \text{ th} \tag{1.2a}$$

$$1 \text{ kWh} = 3,6 \times 10^6 \text{ J} = 3,6 \times 10^{-9} \text{ PJ} \tag{1.2b}$$

2. L'**équivalence pour les énergies fossiles** : basée sur le pouvoir calorifique, cette approche mesure la quantité de chaleur dégagée par unité de masse ou de volume (pour le gaz naturel). L'unité standard, la tonne équivalent pétrole (tep), correspond à une tonne de pétrole brut contenant environ 10 000 thermies. Cela permet d'établir des relations standardisées :

$$1 \text{ tep} = 42 \text{ GJ} \quad \text{et} \quad 1 \text{ MWh} = 10^3 \text{ kWh} = 0,086 \text{ tep} \tag{1.3}$$

Le Tableau 1.1 présente les facteurs de conversion de référence utilisés dans la conversion des énergies fossiles.

Tableau 1.1 : *Facteurs de conversion des énergies fossiles.*

Unité d'origine	**Équivalence en PJ**
1 million de barils (Mbbls) de pétrole brut	6,09
1 milliard de mètre cubes (Gm^3) de gaz naturel	1,01
1 million de tonnes (Mt) de charbon	28,76
1 tonne (t) d'uranium	1,53

1.4 Modélisation des systèmes énergétiques

1.4.1 Modèles énergétiques

Les modèles énergétiques simplifient les systèmes réels à travers des représentations mathématiques, permettant une analyse des coûts, impacts environnementaux, technologies et scénarios futurs [23]. Deux approches dominent [24, 25] :

1. **Top-down** : Analyse macroéconomique reliant développement économique, demande et offre énergétique. Ces modèles privilégient une perspective agrégée et ne détaillent pas les technologies spécifiques.
2. **Bottom-up** : Représentation détaillée des technologies, coûts et performances. Ces modèles reposent souvent sur une demande énergétique déterminée de manière externe, parfois issue d'un modèle « top-down ». Les modèles « bottom-up » les plus courants sont des modèles d'optimisation, qui visent à répondre à une demande énergétique définie en minimisant les coûts, les impacts environnementaux ou en maximisant l'accès aux services énergétiques. Le modèle OSeMOSYS en est un cas intéressant [14].

Les étapes fondamentales du processus de modélisation peuvent être résumées en trois phases principales : la collecte et le traitement des données, la formulation et la résolution du modèle, ainsi que l'interprétation des résultats dans leur contexte. La Figure 1.3 présente une illustration schématique de ces étapes.

Dans un premier temps, les données brutes collectées sont prétraitées à l'aide de logiciels librement accessibles. Dans le cadre de cette étude, ces données sont intégrées au modèle OSeMOSYS, qui est préalablement formulé. Ce modèle génère une matrice de résolution et procède à sa résolution algorithmique. Les résultats obtenus en sortie sont ensuite analysés et visualisés à l'aide d'outils tels que Microsoft Excel, Python ou encore le package pgfplots de LaTeX. Enfin, les courbes ainsi produites permettent une interprétation approfondie des résultats dans un contexte spécifique.

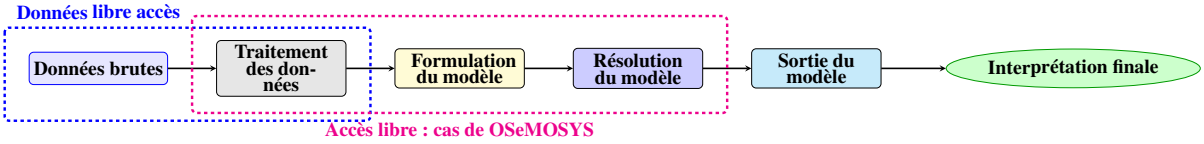


Figure 1.3 : *Étapes modélisation énergétique [23]*

1.4.2 Système énergétique de référence

Les systèmes énergétiques de référence (SER) constituent une base essentielle pour la modélisation des tels systèmes. Un SER est une représentation graphique simplifiée et agrégée du système énergétique, décrivant les technologies incluses ainsi que leurs interconnexions. La Figure 1.4 présente un exemple de SER pour la RDC, tandis que les détails des connexions technologiques sont fournis en annexe (Figure A.1).

Dans ce système, une source d'énergie primaire est convertie en électricité dans une centrale, puis transportée via des lignes de transport et de distribution vers les secteurs consommateurs. Certaines technologies, toutefois, ne nécessitent pas de transport : l'électricité produite est directement utilisée sur place. C'est notamment les cas d'utilisation des panneaux solaires domestiques et des groupes électrogènes dans le secteur résidentiel ou commercial.

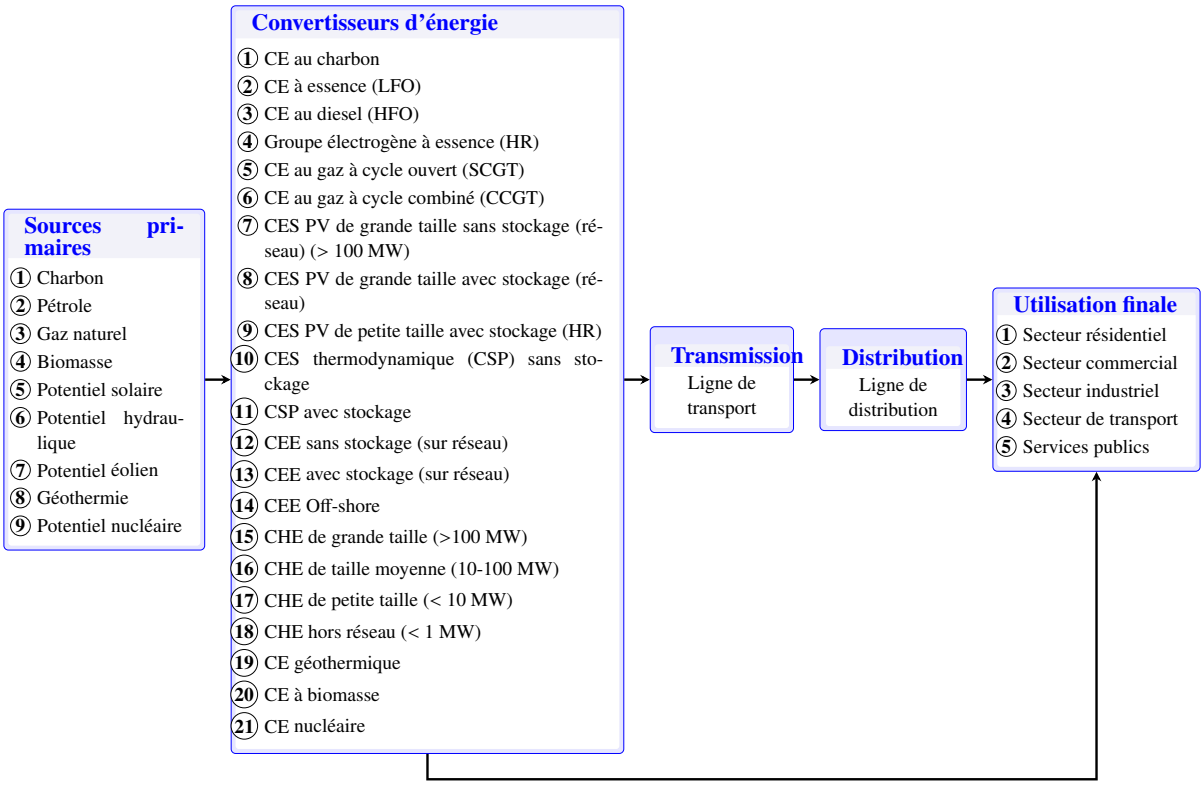


Figure 1.4 : *Exemple d'un système énergétique de référence en RDC*

1.5 État des lieux du secteur électrique en RDC

1.5.1 Potentiel énergétique

La RDC dispose d'un vaste potentiel énergétique : hydroélectrique (>100 GW), solaire (3,50–6,75 kWh/m^2/jour), biomasse (90,5% de l'énergie primaire), et des réserves substantielles de pétrole, gaz méthane et charbon [6, 26]. Ces ressources restent sous-exploitées, limitant leur contribution au développement. Le tableau 1.2 en résume quelques potentiels énergétiques.

Tableau 1.2 : *Potentiel énergétique de la RDC*

N°	**Ressource énergétique**	**Potentiel énergétique** [2, 6, 27-30]
1	Hydroélectrique	Estimé à plus de 100 GW soit 2 786,4 PJ.
2	Solaire	Irradiance solaire comprise entre 3,50 et 6,75 kWh/m^2/jr
3	Éolien	Potentiel limité : la vitesse du vent s'étend entre 5 et 6,5 km/h.
4	Géothermique	Potentiel non encore évalué.
5	Biomasse	Potentiel considérable avec 145 Gha de forêt couvert. Elle représente 90,5% d'énergie primaire.
6	Pétrole brute	Réserves globales évaluées à 5 692 Gbbls.
7	Gaz méthane	278 Gm^3
8	Charbon minéral	Charbon évalué à 720 millions de tonnes dont 88 millions récupérables.
9	Uranium	1 800 tonnes

1.5.2 Secteur électrique

1.5.2.1 Capacité installée et réseau de distribution

La capacité installée représente la somme de toutes les puissances nominales des machines électriques installées. Le réseau de distribution fait allusion aux infrastructures de transport d'électricité sur des longues distances.

La Figure 1.5 illustre l'évolution des puissances électriques installées et disponibles en RDC de 2020 à 2023. La Figure 1.6 détaille la contribution de chaque source d'énergie (hydroélectrique, thermique et solaire PV) à la capacité totale installée en 2023.

En 2023, la capacité électrique installée s'élevait à 3 239,89 MW, dont 97,46% provenaient de l'hydroélectricité [7]. Cependant, seulement 67,7% de cette capacité (2 175,17 MW) était effectivement opérationnelle, en raison de contraintes techniques variées. Les sources thermiques et solaires représentent respectivement 2,39% et 0,15% du mix énergétique total.

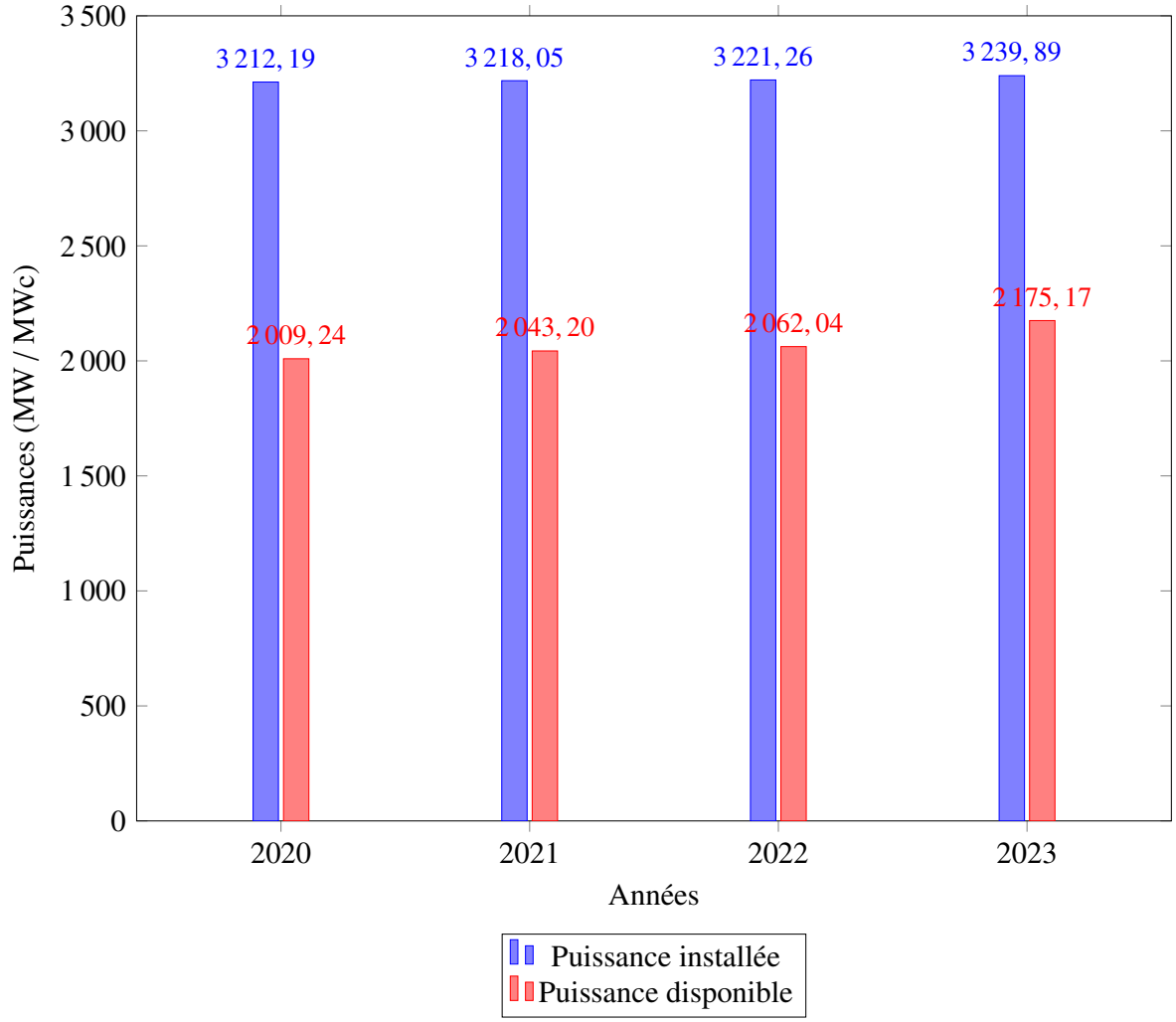


Figure 1.5 : *Évolution des puissances installée et disponible en RDC de 2020 à 2023 [7]*

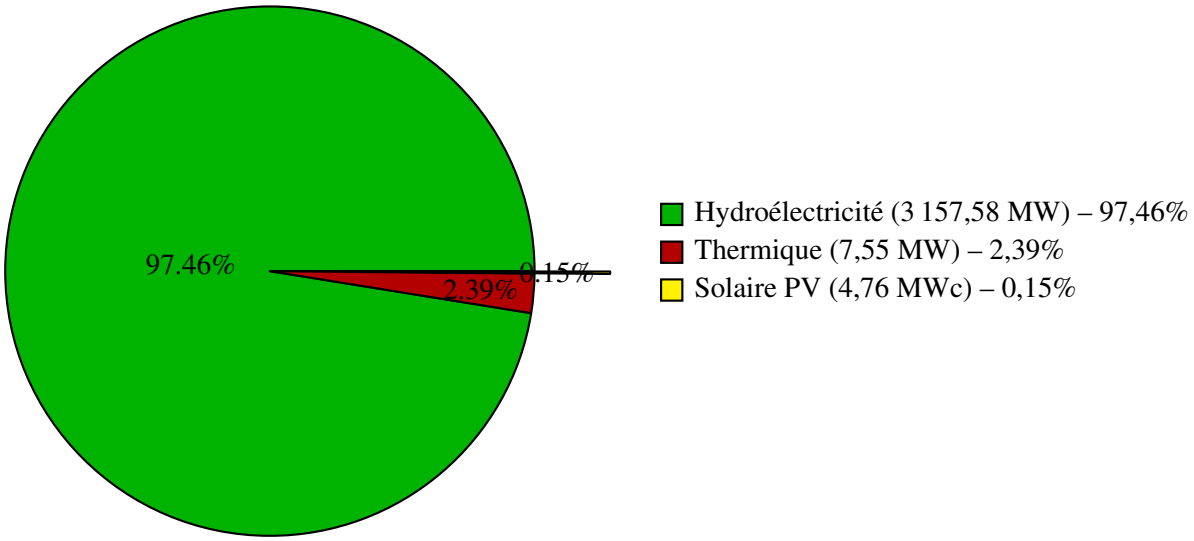


Figure 1.6 : *Capacité électrique installée par sources d'énergie en 2023 [7]*

Le Tableau C.1, inclus en annexe, synthétise les centrales hydroélectriques sous la gestion de la Société Nationale d'Électricité (SNEL). Il fournit des données précises concernant le nom de chaque centrale, sa localisation géographique, sa date de mise en service, ainsi que le nombre de groupes turbo-alternateurs installés et disponibles. De plus, il indique la puissance installée et la puissance disponible par groupe, ainsi que l'état actuel de chaque groupe turbo-alternateur, classifiant ceux-ci comme étant en service, hors service ou en cours de réhabilitation.

Par ailleurs, le Tableau C.2, également en annexe, offre un aperçu des centrales thermiques administrées par la SNEL. Ce tableau présente des informations détaillées, incluant la localisation de chaque centrale, le nombre de groupes turbo-alternateurs installés et disponibles, ainsi que les puissances installées et disponibles pour l'année 2023. Un état actuel de chaque centrale est également mentionné.

Enfin, le Tableau C.3, également en annexe, résume la production des opérateurs privés actifs dans le secteur électrique en (RDC. Il met en évidence le nom de l'opérateur, ses activités (production, distribution, commercialisation ou transport), la province ou la ville desservie, ainsi que les capacités installées et disponibles. Ce Tableau inclut également la date de mise en service de l'activité de l'opérateur et la source de production, qu'elle soit hydroélectrique ou solaire.

Des tableaux C.1, C.2 et C.3, nous pouvons noter que la production électrique est assurée par plus de 50 centrales : 18 hydroélectriques, 34 thermiques, et un nombre limité de solaires photovoltaïques. La SNEL gère plus de 80% de ces infrastructures, dont une grande majorité est vétuste (plus de 50 ans pour les centrales hydroélectriques, voir tableau C.1). Les centrales thermiques, pour leur part, fonctionnent de manière intermittente, principalement à cause des difficultés d'approvisionnement en produits pétroliers [5]. La participation des opérateurs privés reste marginale sur l'ensemble du pays. Leur contribution est plus remarquable dans les provinces du Nord-Kivu et Ituri.

Les réseaux de distribution, également obsolètes, nécessitent une réhabilitation et une extension urgentes. Le Tableau 1.3 résume la répartition des contributions de chaque source d'énergie (hydroélectrique, thermique ou solaire). Il confirme la prédominance de l'hydroélectricité dans le mix énergétique.

Tableau 1.3 : *Contribution de chaque source d'énergie dans le mix énergétique de la RDC en 2023 [5, 7]*

Source d'énergie	**Puissance installée**		**Puissance disponible**	
	en (MW)	Taux d'installation (%)	en (MW)	Taux de disponibilité (%)
Hydroélectrique	3 157,58	97,46	2 138,18	67,72
Thermique	77,55	2,39	33,90	43,71
Solaire PV	4,76	0,15	3,11	65,34
Totaux	**3 239,89**	**100,00**	**2 175,19**	

1.5.2.2 Fragmentation des réseaux

La RDC dispose de trois réseaux régionaux non interconnectés, constituant un frein majeur à une gestion intégrée de l'énergie électrique [4] :

- **Réseau Ouest** : Provinces de Kinshasa et du Congo Central ;
- **Réseau Est** : Provinces du Nord-Kivu et du Sud-Kivu ;
- **Réseau Sud** : Provinces du Lualaba et du Haut-Katanga.

La Figure 1.7 présente les infrastructures de transport d'électricité en RDC, incluant les lignes, les postes et les centrales hydroélectriques. Il est à noter que les réseaux Ouest et Sud sont interconnectés, tout comme les provinces du Sud-Kivu et du Nord-Kivu. En revanche, les provinces situées au nord et au centre du pays demeurent non interconnectées.

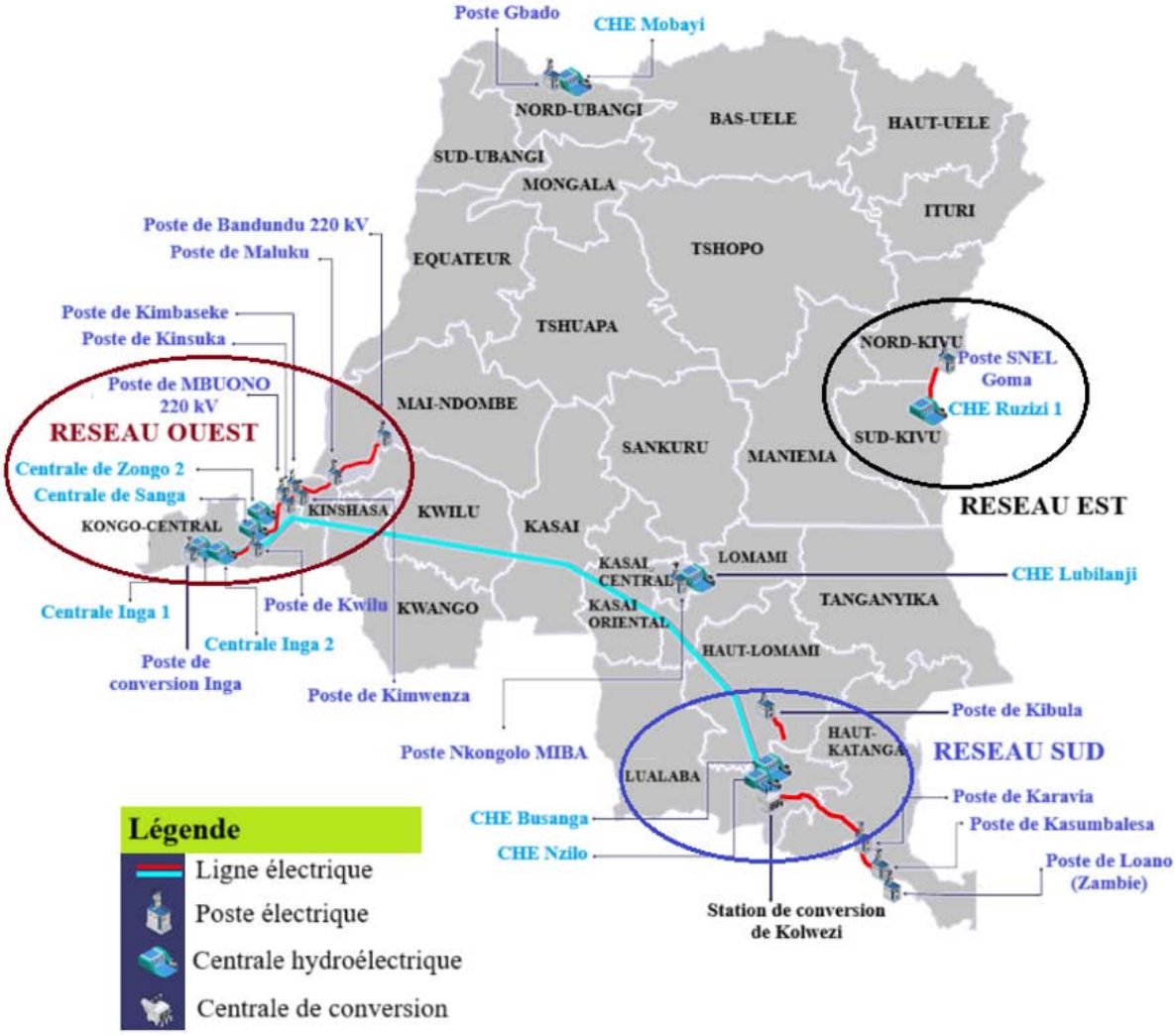


Figure 1.7 : *Carte d'autoroutes de l'électricité en République Démocratique du Congo [7]*

1.5.2.3 Taux d'accès à l'électricité

Le taux d'accès à l'électricité demeure faible (< 22%), avec des disparités significatives entre les zones urbaines (35%) et rurales (< 1%) [5, 31-33].

La Figure 1.8 illustre l'évolution du taux d'accès à l'électricité en RDC de 2000 à 2022. On constate une progression régulière à partir de 2015, culminant à 21,5% en 2022. Ce taux demeure néanmoins insuffisant au regard de la moyenne souhaitée pour la population.

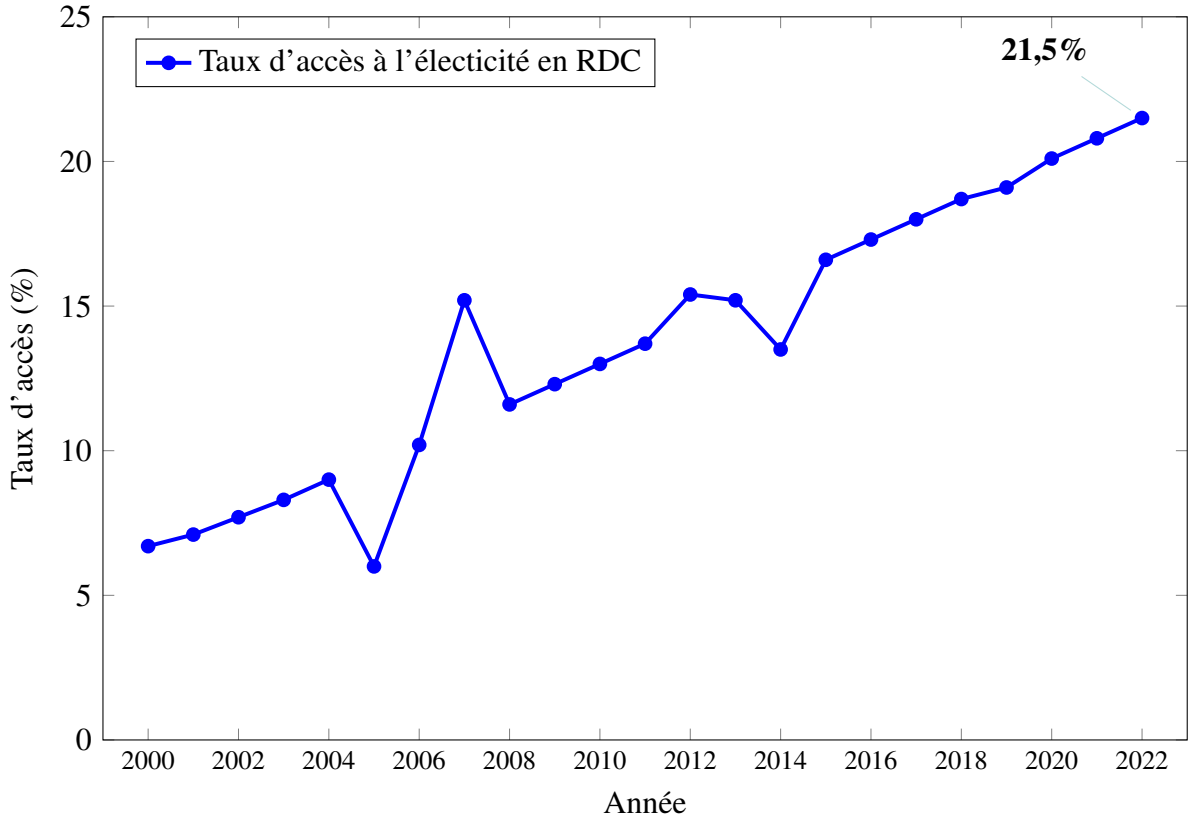


Figure 1.8 : *Évolution du taux d'accès à l'électricité en RDC de 2000 à 2022 [32]*

1.5.2.4 Défis structurels

Le secteur électrique en RDC est confronté à des défis structurels majeurs, répartis selon trois axes principaux [5, 31] :

1. **Offre** : Forte dépendance à l'hydroélectricité, infrastructures obsolètes, disparités géographiques ;
2. **Demande** : Priorisation des secteurs productifs (extraction minière et usine) au détriment des ménages et des services publics (santé, éducation).
3. **Opérations** : Faible participation du secteur privé, couverture géographique limitée à cinq provinces, et pénurie de compétences techniques.

1.5.2.5 Énergie générée

La Figure 1.9 représente l'évolution de la production d'électricité en RDC de 2020 à 2023. Elle montre la part des énergies renouvelables par rapport aux fossiles. En 2023, la production électrique totale a atteint 15 800,93 GWh soit 56,88 PJ, correspondant à une augmentation de 3,25% par rapport à 2022. L'hydroélectricité reste dominante dans les énergies renouvelables, tandis que les contributions des centrales thermiques et solaires demeurent marginales.

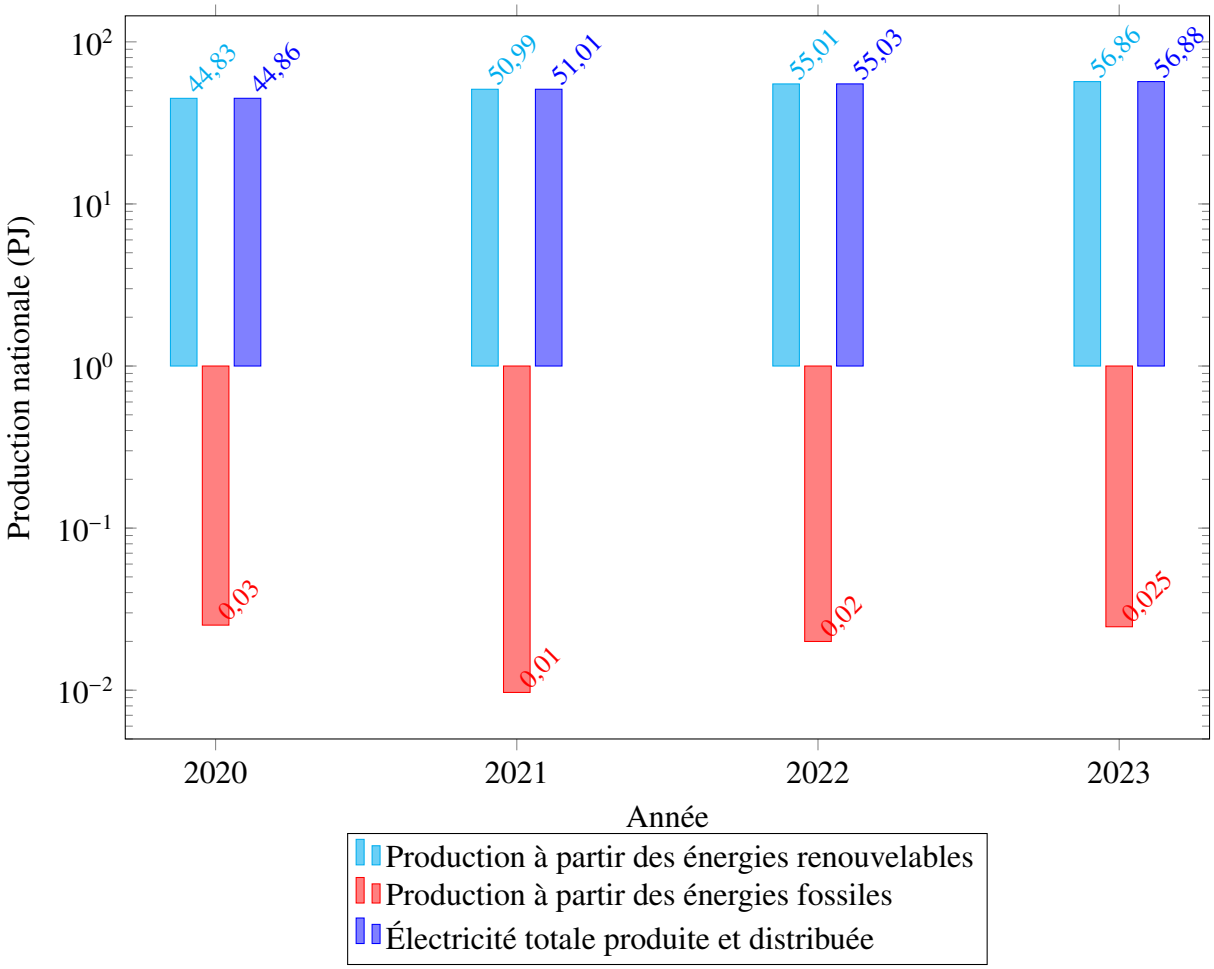


Figure 1.9 : *Évolution de la production de l'électricité de 2020 à 2023 [7]*

1.6 Conclusion

L'approvisionnement énergétique repose principalement sur l'hydroélectricité, complétée par des ressources marginales. Pour relever les défis du secteur, la modélisation via OSeMOSYS sera utilisée pour optimiser l'offre énergétique, en intégrant les données collectées et en tenant compte des réalités contextuelles de la RDC. Les résultats fourniront des bases pour des politiques énergétiques durables, en maximisant l'accès à l'électricité et en diversifiant les sources d'énergie.

Chapitre 2

Cadre méthodologique

2.1 Description du modèle OSeMOSYS

2.1.1 Définition

Le système de modélisation énergétique open source, OSeMOSYS (Open Source energy MOdelling SYStem) est un outil d'évaluation intégrée et de planification énergétique à long terme [14]. Le code OSeMOSYS est structuré en blocs d'équations comprenant une fonction objective et plusieurs contraintes. Ces blocs permettant une structure modulaire où différentes fonctionnalités peuvent être ajoutées ou supprimées selon les besoins de l'utilisateur [34]. Cette structure modulaire permet à OSeMOSYS d'être utilisé pour une large gamme d'applications de différentes échelles, complexités et objectifs.

Il s'agit d'un modèle de type *bottom-up* reposant sur une programmation linéaire avec une fonction objective (bloc (1), Figure 2.1), en opposition aux autres blocs tels que les Coûts, le Stockage, l'Adéquation de Capacité, l'Équilibre Énergétique, les Contraintes et les Émissions, qui peuvent être de nature linéaires ou non. En effet, les coûts sont généralement modélisés de façon linéaire, ce qui permet d'évaluer l'impact des investissements et des frais d'exploitation sur la viabilité économique du système. Les modèles de stockage, bien qu'ils puissent être linéaires, peuvent également intégrer des aspects non linéaires, tels que les rendements de charge et de décharge. L'adéquation de capacité repose typiquement sur des contraintes linéaires, mais peut inclure des éléments de programmation non linéaire lorsque des interactions complexes entre différentes sources d'énergie sont prises en compte. L'équilibre énergétique est généralement formulé par des équations linéaires, stipulant que la somme des productions doit être égale à la somme des consommations. Les contraintes peuvent également être linéaires ou non linéaires, selon la nature des limites imposées, telles que les contraintes de capacité ou les limites de ressources. Enfin, les calculs d'émissions sont principalement linéaires, bien qu'ils puissent comporter des éléments non linéaires, en fonction des technologies utilisées et de leur efficacité. Dans le cadre de cette étude, OSeMOSYS permet de déterminer le mix d'approvisionnement énergétique en termes de capacité de production et de génération d'énergie.

En termes mathématiques, il s'agit d'un cadre de modélisation déterministe, d'optimisation linéaire et à long terme. C'est bien un modèle dans lequel les résultats sont entièrement déterminés par les conditions initiales et les paramètres du système, sans aucune forme d'incertitude ou de variabilité aléatoire.

Le code original d'OSeMOSYS a été écrit en *GNU MathProg*. D'autres versions parallèles du code ont été écrites en GAMS et en Python. Dans sa version complète, le code comprend 700 lignes de texte, ressemblant fortement à des expressions algébriques.

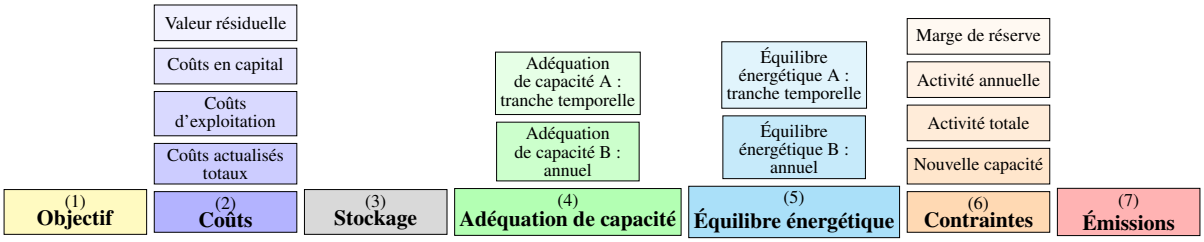


Figure 2.1 : *Blocs du modèle OSeMOSYS adapté au modèle de M. Howells [14]*

La Figure 2.1 représente les sept blocs du modèle OSeMOSYS. Ils se définissent comme suit :

(1) **Objectif** : il s'agit de l'objectif principal du modèle, lié ici à l'optimisation des coûts du système énergétique.

(2) **Coûts** :

  (a) Valeur résiduelle : représente la valeur restante d'une technologie après sa durée de vie.

  (b) Coûts en capital : les coûts d'investissement initiaux nécessaires à l'installation d'une technologie.

  (c) Coûts d'exploitation : les coûts liés au fonctionnement continu d'une technologie.

  (d) Coûts actualisés totaux : somme des coûts actualisés sur la période modélisée.

(3) **Stockage** : représente les capacités de stockage énergétique. Cette option n'est pas utilisée dans la modélisation du système électrique de la RDC.

(4) **Adéquation de capacité** :

  (a) Adéquation de capacité A (tranche temporelle) : vérifie si la capacité est suffisante pour répondre à la demande dans chaque tranche temporelle.

  (b) Adéquation de capacité B (annuel) : Vérifie l'adéquation de capacité à l'échelle annuelle.

(5) **Équilibre énergétique** :

  (a) Équilibre énergétique A (tranche temporelle) : assure que la production et la consommation sont équilibrées dans chaque tranche temporelle.

  (b) Équilibre énergétique B (annuel) : vérifie l'équilibre énergétique global annuel.

(6) **Contraintes** :

  (a) Nouvelle capacité : capacité ajoutée chaque année grâce aux investissements.

  (b) Activité totale : représente la somme des activités des technologies.

  (c) Activité annuelle : quantifie l'activité sur une base annuelle.

(d) Marge de réserve : capacité excédentaire pour faire face aux fluctuations imprévues.

(7) **Émissions** : représente les contraintes ou calculs liés aux émissions de GES (CO_2 ici) générées par les technologies.

2.1.2 Terminologie OSeMOSYS

Le modèle OSeMOSYS est constitué des ensembles, des paramètres et des variables. Ci-dessous, nous définissons les différents termes d'entrée ou de sortie du modèle [14].

- **Système énergétique de référence - SER** (RES - Reference Energy System) : Le SER est une représentation graphique du système énergétique à modéliser. Le système électrique de la RDC, modélisé dans cette étude est représentée par la Figure 1.4.
- **Énergie** (Energy) : Les services énergétiques sont modélisés selon les besoins de l'analyste. Dans cette étude, nous nous intéressons à la production des services électriques.
- **Technologie** (Technology) : Une technologie inclut tout élément du système énergétique qui transforme l'énergie d'une forme à une autre, l'utilise ou la produit. Dans cette étude, les centrales électriques sont des technologies.
- **Année** (Year) : OSeMOSYS modélise le système énergétique par étapes annuelles, définies par le modélisateur.
- **Tranche de temps** (Time Slice) : Il est essentiel de segmenter l'année en périodes représentatives pour analyser de manière précise et cohérente la demande en électricité. Cette méthode repose sur la division annuelle en tranches temporelles appelées *timeslices*, qui distinguent les variations saisonnières et journalières de la consommation énergétique.

  Dans cette étude, l'année est subdivisée en quatre saisons (S_1 à S_4), basées sur des regroupements mensuels, et en deux périodes journalières (D_1 et D_2), définies selon l'heure normale GMT+2. Cette approche conduit à un total de huit *timeslices*, permettant une évaluation fine des fluctuations de la demande en fonction des saisons et des moments de la journée.

  Les définitions des saisons et des périodes journalières sont les suivantes :

  1. **Saisons :**
     (a) S_1 : décembre à février,
     (b) S_2 : mars à mai,
     (c) S_3 : juin à août,
     (d) S_4 : septembre à novembre.
  2. **Périodes journalières :**
     (a) D_1 : de 7h00 à 18h00 (période diurne),
     (b) D_2 : de 18h00 à 7h00 (période nocturne).

Ainsi, les huit *timeslices* générés sont : S_1D_1, S_2D_1, S_3D_1, S_4D_1, S_1D_2, S_2D_2, S_3D_2 et S_4D_2.

Le choix de décembre comme point de départ pour modéliser la demande énergétique en RDC s'explique par plusieurs facteurs. Décembre marque le début de l'été dans l'hémisphère Sud, période qui coïncide avec les vacances festives. Cette saison se caractérise par une augmentation significative de la consommation d'électricité, due aux activités sociales accrues et à une demande énergétique plus importante.

- **Émissions** : Toute émission de GES (comme le CO_2) issue de l'exploitation d'une technologie est prise en compte dans OSeMOSYS. Les émissions indirectes, relevant de l'environnementaliste, ne sont pas considérées.
- **Capacité/activité** (Capacity to Activity) : La capacité d'une technologie est mesurée dans une unité et son utilisation ou production d'énergie dans une autre, ce paramètre relie les deux. Pour une centrale électrique, c'est la quantité potentielle d'énergie (en PJ) pouvant être produite par unité de puissance disponible (en GW) : ce paramètre a une valeur de 31,536.
- **Coût en capital** (Capital Cost) : Le coût d'investissement (CI) de chaque technologie est exprimé en fonction de la technologie et de l'année d'investissement. L'unité est le $/kW. Les valeurs utilisées dans cette étude sont données dans le Tableau 2.6.
- **Rapport activité/émissions** (Emission Activity Ratio) : Ce paramètre donne le taux d'émission de polluants en fonction du taux d'activité d'une technologie opérant dans un mode donné. Les valeurs utilisées dans cette étude sont données dans le tableau 2.1.

Tableau 2.1 : *Facteur d'émission de CO_2 en fonction du taux d'activité d'une technologie ou d'un combustible [11, 35].*

Combustible/Technologie	**Facteur d'émission (kt CO_2/PJ)**	**Combustible/Technologie**	**Facteur d'émission (kt CO_2/PJ)**
Gaz naturel	56,1	Pétrole brut	73,3
Fioul léger	70	Fioul lourd	77,4
Charbon	101	Biomasse	100
Centrale à gaz CCGT	50	Centrale à gaz SCGT	50
Centrale à fioul léger	73	Centrale à fioul lourd	77
Centrale à charbon	90	Centrale à biomasse	30
Centrale éolienne	0	Centrale éolienne offshore	0
Centrale solaire PV	0	Centrale solaire CSP	0
Centrale hydroélectrique	0	Centrale géothermique	10

- **Pénalité sur les émissions** (Emissions Penalty) : La pénalité sur les émissions est le coût encouru par unité de polluant émis. L'unité est une monnaie (par exemple, $ ici) divisée par une quantité physique (par exemple, kilotonnes (kt)).

- **Coût fixe (CF)** (Fixed Cost) : Le coût fixe est le coût par unité de capacité d'une technologie donnée. Comme toutes les technologies représentées dans OSeMOSYS n'ont pas nécessairement de coûts fixes, la valeur par défaut est zéro. Pour notre cas, c'est le coût de maintenance et d'entretien d'une centrale électrique. L'unité est le $/kW/an. Les valeurs utilisées pour cette étude sont reprises dans le Tableau 2.6.
- **Rapport entrée/activité** (Input Activity Ratio) : Ce paramètre donne le taux d'entrée d'un vecteur énergétique en fonction du taux d'activité de la technologie. Les valeurs utilisée pour notre modélisation sont données dans le Tableau 2.2.
- **Rapport sortie/activité** (Output Activity Ratio) : Ce paramètre donne le taux de sortie (production) d'un vecteur énergétique en fonction du taux d'activité de la technologie.
- **Durée de vie opérationnelle** (DO) (Operational Life) : Durée pendant laquelle une technologie peut fonctionner après avoir été créée. Elle est exprimée en année. Les valeurs utilisées pour cette étude sont reprises dans le Tableau 2.6.

Tableau 2.2 : *Technologies et leurs taux d'activité entrées dans le modèle [36]*

Code OSeMOSYS	Description	Ratio entrée/Activité
PWRBIO001	Centrale électrique à biomasse	1
PWRCOA01	Centrale électrique au charbon	2,7
PWRGEO01	Centrale géothermique	1,25
PWRLFO01	Centrale électrique au fioul léger (essence)	2,86
PWRHFO01	Centrale électrique au fioul lourd (diesel)	2,86
PWRLFO03	Petite centrale au fioul léger (groupe électrogène) (1 kW)	6,25
PWRNGS01	Centrale électrique au gaz à cycle combiné (CCGT)	2,08
PWRNGS01SC	Centrale électrique au gaz à cycle ouvert ou simple (SCGT)	3,33
PWRSOL01	Centrale solaire photovoltaïque (PV) de grande taille (>100 MW)	1
PWRSOL01S	Centrale solaire PV de grande taille avec stockage	1
PWRSOL03S	Petite Centrale solaire PV avec stockage de 6h (hors-réseau)	1
PWRCSP01	Centrale solaire thermodynamique (CSP)	1
PWRCSP01S	Centrale solaire thermodynamique (CSP) avec stockage	1
PWRHYD01	Centrale hydroélectrique de grande taille (>100 MW)	1
PWRHYD02	Centrale hydroélectrique moyenne (10 – 100 MW)	1
PWRHYD03	Petite centrale hydroélectrique (<10 MW)	1
PWRHYD04	Hydroélectricité hors réseau (<1 MW)	1
PWRWND01	Grande centrale électrique éolienne (Onshore Wind)	1
PWRWND01S	Grande centrale électrique éolienne avec stockage	1
PWRWND01OFF	Centrale électrique éolienne offshore	1

- **Capacité résiduelle** (Residual Capacity) : Les capacités existantes des technologies sont prises en compte par le modèle comme des capacités résiduelles. Afin d'éviter les incertitudes liées aux changements de durée de vie des investissements historiques, cette

capacité n'est pas calculée en fonction des investissements historiques et de leur durée de vie prévue. Les valeurs résiduelles utilisées dans cette étude sont données dans le Tableau 2.3.

Tableau 2.3 : *Valeurs résiduelles exprimées en GW utilisées [6, 7, 37]*

Technologie	Capacité installée (GW)								
	2015	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**
PWRHFO01	0,0285	0,0285	0,0295	0,0315	0,0318	0,0318	0,0775	0,0775	0,0775
PWRHYD01	2,1549	2,1638	2, 1638	2,2976	2,2976	2,8348	2,7987	2,8012	2,8153
PWRHYD02	0,2491	0,2501	0,2501	0,2656	0,2656	0,3277	0,3235	0,3238	0,3254
PWRHYD03	0,0129	0,0129	0,0129	0,0138	0,0138	0,0170	0,0168	0,0168	0,0169
PWRSOL01S	0	0	0	0	0	0,0008	0,0014	0,0019	0,0047

- **Demande annuelle spécifiée** (Specified Annual Demand) : Certains services énergétiques, combustibles ont des demandes qui varient de manière significative entre les tranches de temps. Lorsque la modélisation à l'échelle des tranches de temps est nécessaire, leur demande annuelle est saisie (en unités d'énergie comme PJ/an) dans ce paramètre. C'est la demande totale agrégée pour l'année.
- **Profil de demande annuelle spécifiée** (Specified Annual Demand Profile) : Pour chaque service énergétique, ayant une demande annuelle spécifiée, un profil de demande est assigné. Ce paramètre indique la fraction de la demande annuelle pour chaque tranche de temps. Pour chaque année, la somme de ces fractions doit être égale à un.
- **Limite d'activité totale pour la période de modélisation** (Total Technology Model Period Activity Limit) : Si une technologie a un niveau d'activité total maximal sur toute la période de modélisation, ce paramètre est utilisé. Ce paramètre a été activé pour une technologie simulant l'extraction d'une ressource fossile finie.
- **Coût variable** (Variable Cost) : Il s'agit du coût par unité d'activité associé à une technologie spécifique. Étant donné la disponibilité des matières premières pour les technologies reposant sur les énergies renouvelables, les coûts variables ne sont pas établis et, par conséquent, sont considérés comme nuls.
- **Fraction de l'année** (Year Split) : Ce paramètre donne la fraction de l'année représentée par chaque tranche de temps modélisée. La somme de chaque entrée pour une année doit être égale à un. Dans le cas d'étude, l'année est divisée en huit tranches de même longueur. Le paramètre Year Split pour chacune est de 0,125.
- **Demande annuelle cumulée** (Accumulated Annual Demand) : Ce paramètre, qui peut être spécifié pour tout service énergétique ou combustible modélisé, indique la demande totale exogène de chaque combustible devant être satisfaite pour chaque année du modèle.

Pour notre cas, vu que la demande en électricité dépend de tranches de temps annuelles, ce paramètre n'a pas été défini.

- **Émission annuelle par technologie** (Annual Technology Emission) : Il s'agit d'une variable qui calcule, pour chaque technologie, les émissions annuelles selon les espèces d'émissions définies. Dans le cas d'étude, il s'agit de calculer les émissions de gaz CO_2 par activité technologique.
- **Activité** (Activity) : Dans OSeMOSYS, lorsqu'une technologie est en fonctionnement (c'est-à-dire qu'elle produit ou utilise un combustible), elle est considérée comme *active* et sa variable *activité* est différente de zéro.
- **Nouvelle capacité** (New Capacity) : Cette variable représente l'investissement dans la nouvelle capacité de chaque technologie. Le niveau d'investissement est défini de manière à garantir une capacité suffisante pour répondre aux exigences en termes de services énergétiques.
- **Taux d'activité** (Rate Of Activity) : Cette variable représente le taux d'activité de chaque technologie pour chaque année et tranche temporelle définie.
- **Taux de production par technologie** (Rate Of Production By Technology) : Basé sur le taux d'activité d'une technologie, cette variable calcule la production d'un combustible (fuel), service énergétique donné pour chaque technologie.
- **Taux d'utilisation par technologie** (Rate Of Use By Technology) : Basé sur le taux d'activité d'une technologie, cette variable calcule l'utilisation d'un combustible ou service énergétique donné pour chaque technologie.
- **Facteur de disponibilité (FD)** (Availability Factor) : C'est la fraction du temps où une technologie est disponible pour fonctionner. Le FD reflète la disponibilité technique d'une technologie, influencée par la maintenance et les limitations physiques (les pannes). Les valeurs utilisées dans cette étude ont été calculées sur base des données de l'ARE en comparant la capacité disponible et celle installée [3, 7]. La synthèse est présentée dans le Tableau 2.4.

Tableau 2.4 : *Facteurs de disponibilité des technologies utilisées en RDC*

Technologie	Facteurs de disponibilité (FD)			
	2020	**2021**	**2022**	**2023**
PWRHYD01	0,625	0,635	0,640	0,671
PWRHYD02	0,625	0,635	0,640	0,671
PWRHYD03	0,625	0,635	0,640	0,671
PWRHSOL01	1	1	1	1
PWRHYSOL01S	1	1	1	1
PWRHYSOL03S	1	1	1	1
PWRHFO03	0,097	0,107	0,276	0,332

- **Facteur de capacité (FC)** (Capacity Factor) : C'est le ratio entre la production réelle d'une technologie et sa production maximale théorique. En d'autres termes la fraction d'énergie produite par rapport à la capacité installée et au temps. Le FC reflète l'utilisation effective d'une technologie, influencée par la demande, les intermittences et les décisions d'exploitation. Ces valeurs sont reprises dans le Tableau 2.6.
- **Les autres terminologies** qui nous ont été utiles sont données dans les Tableaux 2.5 et 2.7.

Tableau 2.5 : *Noms, descriptions et unités des paramètres clés d'OSeMOSYS nécessaires à la modélisation [14, 38]*

Paramètre OSeMOSYS	**Description**	**Unité**
TotalAnnualMaxCapacityInvestment	Contrainte imposant une limite supérieure aux investissements dans la nouvelle capacité d'une technologie pour une année donnée.	GW/an
TotalAnnualMinCapacityInvestment	Contrainte imposant une limite inférieure aux investissements dans la nouvelle capacité d'une technologie pour une année donnée.	GW/an
TotalAnnualMaxCapacity	Contrainte imposant une limite supérieure à la somme de toutes les capacités technologiques autorisées pour une année spécifique.	GW/an
TotalAnnualMinCapacity	Contrainte imposant une limite inférieure à la somme de toutes les capacités technologiques autorisées pour une année spécifique.	GW/an
TotalTechnologyAnnualActivityUpperLimit	Contrainte imposant une limite supérieure à la quantité d'activité de production pour une technologie donnée dans une année spécifique.	PJ/an
TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit	Contrainte imposant une limite inférieure à la quantité d'activité de production pour une technologie donnée dans une année spécifique.	PJ/an

Tableau 2.6 : *Données technico-économiques fondamentales utilisées comme entrées dans le modèle pour tous les scénarios*

N°	**Code OSeMOSYS**	**CR / HR**	**CI ($ /kW)** [5, 39-42]	**CF ($ /kW/an)** [39, 40, 42, 43]	**DO (années)** [39, 40, 42-44]	**Efficacité (%)**	**FC moyen** [39, 40, 42, 45-47]
01	PWRBIO001	CR	2 500	75	30	35	0,50
02	PWRCOA001	CR	2 500	78	35	37	0,85
03	PWRGEO	CR	3 500	120	25	80	0,79
04	PWRLFO01	CR	1 200	35	25	35	0,05
05	PWRHFO01	CR	1 450	45	25	35	0,80
06	PWRLFO03	CR	750	23	10	16	0,30
07	PWRNGS01	CR	1 200	35	30	48	0,85
08	PWRNGS01S	CR	700	20	25	30	0,85
09	PWRSOL01	CR	1 378	17,91	24	100	S_1D_1 : 0,263 S_2D_1 : 0,255 S_3D_1 : 0,274 S_4D_1 : 0,249 S_1D_2 : 0,000 S_2D_2 : 0,000 S_3D_2 : 0,000 S_4D_2 : 0,000
10	PWRSOL01S	CR	2 087	17,91	24	100	S_1D_1 : 0,263 S_2D_1 : 0,255 S_3D_1 : 0,274 S_4D_1 : 0,249 S_1D_2 : 0,044 S_2D_2 : 0,042 S_3D_2 : 0,046 S_4D_2 : 0,041
11	PWRSOL03S	HR	1 360	86,4	24	100	
12	PWRCSP01	CR	4 058	40,58	30	100	0,45
13	PWRCSP01S	CR	5 797	57,97	30	100	0,45
14	PWRHYD001	CR	3 000	90	50	100	0,48
15	PWRHYD002	CR	3 500	75	50	100	0,48
16	PWRHYD003	CR	4 000	90	50	100	0,44
17	PWRHYD004	HR	2 500	90	50	100	0,44
18	PWRWND001	CR	1 429	59,56	25	100	S_1D_1 : 0,056 S_2D_1 : 0,037 S_3D_1 : 0,075 S_4D_1 : 0,040 S_1D_2 : 0,132 S_2D_2 : 0,055 S_3D_2 : 0,069 S_4D_2 : 0,043

Les références utilisées dans cette étude (Tableau 2.6) se répartissent en plusieurs catégories selon leur spécificité géographique et thématique :

- Les coûts d'investissement (CI) et fixes (ou d'entretient et de maintenance) datent de 2021 [5] ;
- Les données compilées par ANSER sont spécifiques à la RDC [5] ;
- Les moyennes des facteurs de capacité calculées à partir de données horaires pour la RDC proviennent des travaux de Pfenninger et *al.* [45], Staffell et *al.* [46] et Brinkerink et *al.* [48] ;
- Les sources [39-42] présentent des données relatives à l'Afrique ;
- Les études [43, 47] fournissent des données à l'échelle mondiale ;
- Enfin, des données supplémentaires spécifiques à l'Afrique sont issues de European Commission [44].

Les facteurs de capacité moyens (FC) spécifiques à la RDC ont été calculées à partir de la relation donnée par l'équation (2.1) :

$$FC = \frac{E(\text{PJ})}{31{,}356\left(\frac{\text{PJ}}{\text{GW}}\right) \times P(\text{GW})} \tag{2.1}$$

où

- FC est le facteur de capacité de moyen ;
- E(PJ) est l'énergie produite exprimée en pétajoules (PJ) ;
- P(GW) est la capacité installée exprimée en gigawatts (GW) ;
- 31,356 (PJ/GW) est le facteur de conversion de la puissance en énergie au cours d'une année.

Tableau 2.7 : *Codes utilisés dans OSeMOSYS pour indiquer les potentiels énergétiques, le transport, la distribution et la demande en électricité*

Code	Description
IMPOIL	Importation de produits pétroliers
MINOIL	Production des produits pétroliers
MINBIO	Production de la biomasse
IMPCOA	Importation de charbon
MINCOA	Production de charbon
IMPLFO	Importation de fioul léger
MINLFO	Production du fioul léger
IMPHFO	Importation de fioul lourd
MINHFO	Production de fioul lourd
IMPNGS	Importation de gaz naturel
MINNGS	Production de gaz naturel

Code	Description
MINSOL	Potentiel solaire
MINWND	Potentiel éolien
MINURN	Production d'uranium
MINGEO	Potentiel géothermique
MINHYD	Potentiel hydroélectrique
PWRTRA	Ligne de transport d'électricité
PWRDIS	Ligne de distribution d'électricité
ELC01	Électricité après production
ELC02	Électricité après transmission
ELC03	Électricité après distribution
DEMRESELC	Demande en électricité dans le secteur résidentiel
DEMCOMELC	Demande en électricité dans le secteur commercial
DEMINDELC	Demande en électricité dans le secteur industriel
DEMTRAELC	Demande en électricité dans le secteur de transport

2.1.3 Formulation algébrique

Cette formulation adaptée est reprise dans les travaux de D. Ferreira-Martínez et *al*. [11], de M. Howells et *al*. [14], de B. Souhila et *al*. [34] et de K. Löffler et *al*. [49].

2.1.3.1 Fonction objective

Cette équation représente l'objectif global du modèle. Il s'agit de minimiser le coût net actualisé d'un système énergétique pour toute la période de modélisation afin de répondre aux demandes spécifiques en vecteurs énergétiques et services (électricité, pour notre cas). Cela est réalisé en sommant les coûts totaux actualisés de chaque technologie (t) pour chaque année (y) et chaque région (r). Pour cette étude, une seule région est étudiée, c'est la RDC.

Soit $Z(y,t,r)$ la fonction à optimiser, la fonction objective est donnée par l'équation (2.2) [14, 34].

$$\min Z(y,t,r) = \min\left[\sum_{y\,\in\,\text{année}}\sum_{t\,\in\,\text{technologie}}\sum_{r\,\in\,\text{région}}\text{TotalDiscountedCost}(r,t,y)\right] \tag{2.2}$$

où TotalDiscountedCost(r,t,y) est le coût actualisé total.

Les coûts sont générés lors de la construction de nouvelles capacités technologiques (*DiscountedCapitalInvestment(y,r,t)*), de la maintenance des capacités existantes ou de leur utilisation (*DiscountedOperatingCost(y,r,t)*). Les coûts actualisés totaux sont définis mathématiquement

par la relation (2.3) [14].

$$\forall y,t,r,\;\; Z(y,t,r) = DOC(y,t,r) + DCI(y,t,r) + DTEP(y,t,r) - DSV(y,t,r) \tag{2.3}$$

où

- y,t,r, représentent respectivement l'année dans l'intervalle de temps considéré, la technologie et la région d'étude ;
- $Z(y,t,r)$ (Total Discounted Costs) est le coût actualisé global du système électrique sur l'intervalle de temps étudié. Pour cette étude, notre modèle va de 2020 à 2070, soit 51 ans. Cet intervalle de temps est raisonnable en terme des ressources de calcul et coût (temporel) de simulation ;
- $DOC(y,t,r)$ (Discounted Operating Cost) est le coût d'exploitation actualisé de la technologie en une année y dans une région r ;
- $DIC(y,t,r)$ (Discounted Capital Investment) est le coût actualisé d'investissement ;
- $DTEP(y,t,r)$ (Discounted Technology Emissions Penalty) sont les pénalités associées aux émissions par technologie actualisée ;
- $DSV(y,t,r)$ (Discounted Salvage Value) est la valeur actualisée résiduelle.

2.1.3.2 Coûts

Pour atteindre l'objectif du modèle, il est nécessaire de prendre en compte les coûts associés à chaque technologie, chaque année et dans la région modélisée. Ces coûts comprennent :

1. Les coûts d'investissement et d'exploitation.
2. Les pénalités associées à la production d'émissions.
3. La valeur de récupération (ou valeur résiduelle).

Chaque composante des coûts doit être calculée en termes monétaires constants (dollars américains), puis actualisée pour déterminer un coût net actualisé (CNA). Pour calculer ce CNA, chaque technologie peut utiliser soit un taux d'actualisation global par défaut, soit un taux spécifique à la technologie.

1. **Coûts d'exploitation** : Le coût d'exploitation annuel de chaque technologie est composé de deux éléments : un coût fixe et un coût variable.
   (a) Coût variable : Il est calculé pour chaque tranche temporelle (l) dans une année. Il dépend du taux d'activité (ROA) de la technologie, de son mode d'opération (m) et d'un coût unitaire. Pour chaque mode d'opération, on multiplie le taux d'activité par le coût unitaire spécifique, puis on somme les coûts pour toutes les tranches temporelles et tous les modes d'opération.

(b) Coût fixe : Le coût fixe annuel est calculé en multipliant la capacité totale installée d'une technologie par un coût unitaire connu. Cette opération est répétée pour chaque technologie, année et région modélisées.

(c) Coût total : Le coût total annuel d'exploitation est la somme des coûts fixes et variables. Ce coût est actualisé à l'année de départ du modèle en utilisant soit un taux d'actualisation spécifique à la technologie, soit un taux global appliqué au milieu de l'année concernée.

Ces coûts sont définis par les relations (2.4) [11, 14, 34].

$$\forall y, l, t, r, \quad VOC(y, l, t, r) = \sum_{m} ROA(y, l, t, m, r) \times VC(y, t, m, r) \tag{2.4a}$$

$$\forall y, t, r, \quad AVOC(y, t, r) = \sum_{l} VOC(y, l, t, r) \tag{2.4b}$$

$$\forall y, t, r, \quad AFOC(y, t, r) = TCA(y, t, r) \times FC(y, t, r) \tag{2.4c}$$

$$\forall y, t, r, \quad OC(y, t, r) = AFOC(y, t, r) + AVOC(y, t, r) \tag{2.4d}$$

$$\forall y, t, r, \quad DOC(y, t, r) = \frac{OC(y, t, r)}{(1 + DR(t, r))^{(y - y_0 + 0{,}5)}} \tag{2.4e}$$

avec

- y l'année modélisée, l la tranche de temps annuelle (timeslice) modélisée, t la technologie (centrale électrique pour notre cas), m le nombre de mode d'opération de la technologie, r la région d'étude (RDC, ici) et y_0 est l'année de référence pour la modélisation (2020 pour cette étude) ;
- $VOC(y, l, t, r)$ (Variable Operating Cost), le coût variable d'exploitation ;
- $ROA(y, l, t, m, r)$ (Rate Of Activity) le taux d'activité pour un mode de fonctionnement. Pour notre cas, $m = 1$, le seul mode de fonctionnement autorisé pour une centrale est la production de l'électricité et non la chaleur.
- $VC(y, t, m, r)$ est le coût variable d'une technologie par mode de fonctionnement, dans une année et dans la région en étude.
- $AVOC(y, t, r)$ (Annual Variable Operating Cost) est le coût variable d'exploitation annuelle.
- $AFOC(y, t, r)$ (Annual Fixed Operating Cost) est le coût fixe d'exploitation annuelle.
- $TCA(y, t, r)$ (Total Capacity Annual) est la capacité annuelle totale investie.
- $FC(y, t, r)$ (Fixed Cost) est le coût d'entretien et de maintenance d'une centrale électrique donnée.
- $OC(y, t, r)$ (Operating Cost) est le coût d'exploitation d'une centrale électrique.
- $DOC(y, t, r)$ (Discounted Operating Cost) est le coût actualisé d'exploitation.

- *DR* (Discount Rate) désigne le taux d'actualisation appliqué pour estimer la valeur présente des coûts futurs associés à une technologie donnée. Dans cette étude, une valeur de $DR = 0{,}1$ a été adoptée. Cela implique qu'un dollar attendu dans un an est actualisé à une valeur présente de 0,91$. Ce taux d'actualisation reflète un niveau de risque modéré tout en intégrant une préférence pour la consommation immédiate, traduisant ainsi l'exigence des investisseurs de réaliser un rendement minimum de 10% sur leurs capitaux investis.

2. **Coûts en capital** : Les investissements (consistant à déterminer combien et quel type de technologie installer, et quand) sont calculés sur une base annuelle. Les technologies sont supposées être installées et disponibles au début de l'année.
   Le coût en capital est déterminé en multipliant la capacité installée par son coût unitaire. Ce coût est ensuite actualisé à l'année de début de la période modélisée, en utilisant un taux d'actualisation global ou spécifique. Les relations (2.5) définissent le coût en capital [14, 34].

$$\forall y, t, r, \quad CI(y,t,r) = CC(y,t,r) + NC(y,t,r) \tag{2.5a}$$

$$\forall y, t, r, \quad DCI(y,t,r) = \frac{CI(y,t,r)}{(1 + DR(t,r))^{(y-y_0)}} \tag{2.5b}$$

   où

   – $CI(y,t,r)$ (Capital Investment) est le coût d'investissement ;
   – $CC(y,t,r)$ (Capital Cost) est le coût unitaire associé à une technologie ;
   – $NC(y,t,r)$ (New Capacity) est la nouvelle capacité installée ;
   – $DCI(y,t,r)$ (Discounted Capital Investment) est le capital actualisé investi.

3. **Valeur résiduelle** : Lorsqu'une technologie est installée pendant la période de modélisation mais que sa durée de vie opérationnelle dépasse la fin de cette période, elle conserve une certaine valeur. Cette valeur résiduelle est estimée en fonction de la durée de vie opérationnelle, de l'année d'investissement et du taux d'actualisation. La méthode d'amortissement utilisée ici est celle du fonds d'amortissement. Par cette méthode, la valeur résiduelle estimée issue de la dépréciation est investie dans un fonds, et les valeurs actualisées résultantes sont utilisées pour calculer d'autres taux de récupération.

   (a) La valeur de récupération est actualisée à l'année de début de la période modélisée en appliquant un taux d'actualisation calculé sur la période modélisée (Éq. 2.6c).

   (b) Si une technologie a atteint la fin de sa vie opérationnelle avant la fin de la période modélisée, sa valeur résiduelle est nulle (Éq. 2.6a).

   Les valeurs résiduelles d'une technologie sont définies par les équations (2.6) [14].

$$\forall y, t, r, : (y + OL(t,r)) < y_0 + \text{card}(Y), \quad SV(y,t,r) = 0 \tag{2.6a}$$

$$\forall y,t,r,\ :(y+OL(t,r))\geq y_0+\text{card}(Y),\quad SV(y,t,r)=NC(y,t,r)\times CC(y,t,r)\times \left(\left(1-\frac{\left(\left((1+DR(t,r))^{y_0+\text{card}(Y)-y}\right)-1\right)}{\left((1+DR(t,r))^{OL(t,r)-1}\right)}\right)\right) \tag{2.6b}$$

$$\forall y,t,r,\quad DSV(y,t,r)=\frac{SV(y,t,r)}{\left((1+DR(t,r))^{(1+\text{card}(Y))}\right)} \tag{2.6c}$$

avec

- y, t, r, y_0 et card(Y) respectivement l'année modélisée, la technologie (centrale électrique), la région d'étude (RDC), l'année de référence du modèle (2020) et le nombre d'année comptée par rapport à l'année de référence.
- $OL(t,r)$ (Operational Life), la durée de vie opérationnelle d'une technologie.
- $SV(y,t,r)$ (Salvage Value), la valeur résiduelle.

4. **Taux d'actualisation et coût actualisé de l'électricité :** Le taux d'actualisation (DR) d'une technologie correspond au taux d'intérêt utilisé pour ramener les coûts futurs à leur valeur présente. Un taux d'actualisation élevé reflète une moindre importance accordée aux coûts futurs par rapport à ceux actuels. Les technologies renouvelables, caractérisées par des coûts initiaux élevés et des coûts d'exploitation faibles sur leur durée de vie, sont avantageusement évaluées avec des taux d'actualisation faibles. En revanche, les générateurs diesels, qui présentent des coûts d'investissement réduits mais des coûts de fonctionnement élevés (principalement liés au carburant), sont plus compétitifs avec des taux d'actualisation élevés.

   Le coût actualisé de l'électricité (CAE) d'une technologie donnée représente le coût unitaire de l'électricité permettant d'assurer la rentabilité sur l'ensemble de la durée de vie opérationnelle. Il est défini par la relation (2.7) [50] :

$$CAE=\frac{\sum_{y=0}^{n-1}\frac{I_y+CEM+F_y}{(1+DR)^y}}{\sum_{y=0}^{n-1}\frac{E_y}{(1+DR)^y}} \tag{2.7}$$

   où :

   - I_y désigne les coûts d'investissement annuels de la technologie pour l'année y ;
   - CEM représente les coûts d'exploitation et de maintenance ;
   - F_y correspond aux coûts variables liés au combustible. Pour les énergies renouvelables, cette valeur est nulle, la ressource (soleil, vent, eau, biomasse, etc.) étant gratuite ;
   - E_y indique l'énergie électrique produite durant l'année y ;
   - DR est le taux d'actualisation ;

– n représente la durée de vie opérationnelle de la technologie.

2.1.3.3 Stockage

Dans cette étude, l'accent a été mis sur l'analyse de l'offre électrique, sans intégrer de solutions de stockage d'énergie. Par conséquent, les fonctionnalités de stockage disponibles dans le modèle OSeMOSYS n'ont pas été exploitées. Ce choix s'appuie sur des considérations techniques et économiques spécifiques au système électrique de la RDC, détaillées comme suit :

1. **Potentiel hydroélectrique abondant :** Le système électrique de la RDC repose sur un vaste potentiel hydroélectrique, capable d'assurer une production stable et continue, limitant ainsi la nécessité d'un stockage pour pallier l'intermittence.
2. **Structure du mix énergétique :** Avec 97% de l'électricité produite à partir de sources renouvelables non intermittentes, notamment l'hydroélectricité, le besoin en solutions de stockage est considérablement réduit. Contrairement aux systèmes énergétiques fortement dépendants de sources intermittentes comme le solaire ou l'éolien, le recours au stockage dans le contexte de la RDC est techniquement moins pertinent.
3. **Manque d'infrastructures adaptées :** L'absence d'infrastructures adéquates pour le stockage et la distribution de l'énergie constitue une contrainte majeure, rendant difficile une intégration efficace des technologies de stockage dans le système électrique national.
4. **Coûts économiques élevés :** Les technologies de stockage d'énergie, telles que les batteries, engendrent des coûts d'investissement et de maintenance particulièrement importants. Dans le contexte économique actuel de la RDC, marqué par des ressources financières limitées et des priorités stratégiques axées sur le développement des infrastructures de base, ces solutions apparaissent économiquement peu viables.

2.1.3.4 Adéquation de la capacité

1. **Adéquation de la capacité « A »**
   (a) **Capacité disponible totale** : La capacité totale disponible est calculée en additionnant toutes les nouvelles capacités installées durant la période de modélisation (2.8a). À cela s'ajoute toute capacité résiduelle héritée d'avant la période modélisée (2.8b). La somme de ces deux éléments donne la capacité annuelle totale pour chaque technologie.
   (b) **Taux d'activité total** : Le taux d'activité total de chaque technologie est déterminé en additionnant le taux d'activité pour chaque mode d'opération (m) (2.8c). Cette somme est calculée pour chaque tranche temporelle et chaque région modélisée.
   (c) **Contrainte de capacité** : Pour les technologies spécifiées, la capacité totale disponible (ajustée par un facteur de capacité) doit être supérieure à leur taux d'activité dans chaque tranche temporelle (2.8d).

$$\forall y,t,r,\ \ ANC(y,t,r) = \sum_{yy:\ y-yy<OL(t,r)\ \&\ y-yy\geq 0} NC(yy,t,r) \tag{2.8a}$$

$$\forall y,t,r,\ \ TCA(y,t,r) = ANC(y,t,r) + RC(y,t,r) \tag{2.8b}$$

$$\forall y,t,l,r,\ \ ROTA(y,l,t,r) = \sum_{m} ROA(y,l,t,m,r) \tag{2.8c}$$

$$\forall y,t,l,r,\ \ ROTA(y,l,t,r) \leq TCA(y,t,r) + CF(y,t,r) + CTAU(t,r) \tag{2.8d}$$

où

- $ANC(y,t,r)$ (Accumulated New Capacity) représente les nouvelles capacités installées.
- $NC(yy,t,r)$ (New Capacity) est la nouvelle capacité installée.
- $TAC(y,t,r)$ (Total Capacity Annual) est la capacité totale disponible.
- $RC(y,t,r)$ (Residual Capacity) est la capacité résiduelle héritée d'une technologie donnée.
- $ROTA(y,l,t,r)$ (Rate Of Total Activity) est le taux d'activité total.
- $ROA(y,l,t,m,r)$ (Rate Of Activity) est le taux d'activité pour chaque tranche temporelle modélisée.
- $CF(y,t,r)$ (Capacity Factor) est le facteur de capacité (FC), ajustant la capacité installée à la celle disponible.
- $CTAU(t,r)$ (Capacity To Activity Unit) est le coefficient reliant l'unité dans laquelle la capacité est mesurée à l'unité d'activité.

2. **Adéquation de la capacité « B »** : Elle lie la capacité totale disponible pendant une année à son taux d'activité et contraintes. La formulation mathématique de l'équilibre de capacité « B » est donnée par l'équation (2.9).

$$\forall y,t,r,\ \ \sum_{l} ROTA(y,l,t,r) \times YS(y,l) \leq TCA(y,t,r) \times CF(y,t,r) \times AF(y,t,r) \times CTAU(t,r) \tag{2.9}$$

L'interprétation physique d'une contrainte d'une centrale électrique (Équation 2.9) est telle que :

- l représente l'étape temporelle intra-annuelle au sein d'une année.
- y désigne l'année modélisée.
- t désigne la centrale électrique.
- $ROTA(y,l,t,r)$ (Rate Of Total Activity) correspond à la production d'énergie.
- $YS(y,l)$ (Year Split) est la fraction de l'année pour une tranche temporelle pendant laquelle une centrale est en activité.
- $TCA(y,t,r)$ (Total Capacity Annual) représente la capacité totale installée de la

centrale électricité.

- $CF(y,t,r)$ (Capacity Factor) est le facteur de capacité, ajustant la capacité installée à celle disponible.
- $AF(y,t,r)$ (Availability Factor) est le facteur de disponibilité, défini comme $1-M$.
- M est la fraction de l'année durant laquelle des maintenances planifiées ont lieu.
- $CTAU(t,r)$ relie l'unité dans laquelle la capacité est mesurée à l'unité d'activité. Pour cette étude $CTAU = 31,356$, coefficient de passage de GW en PJ.

2.1.3.5 Bilan énergétique

1. **Équilibre énergétique « A »**
   (a) Production : Le taux de production d'électricité par une centrale électrique est obtenu en multipliant son taux d'activité par un ratio de production connu. La production totale est la somme des productions par centrale électrique et par mode d'opération. Comme dit plus loin, l'unique opération retenue pour une centrale électrique est la production d'électricité.
   (b) Utilisation : Le taux d'utilisation de l'électricité est calculé de manière similaire et représente la somme des usages dans chaque secteur (résidentiel, industriel et commercial et services publics) par mode d'opération.
   (c) Contrainte d'équilibre : Pour chaque tranche temporelle, la production totale doit être supérieure ou égale à la somme de la demande et de l'utilisation.
2. **Équilibre énergétique « B »**
   (a) Production annuelle : La production annuelle est obtenue en sommant les productions dans toutes les tranches temporelles d'une année.
   (b) Contrainte d'équilibre annuel : La production annuelle doit être supérieure ou égale à la somme de l'utilisation et de la demande annuelle accumulée.

2.1.3.6 Contraintes

Les contraintes suivantes peuvent être spécifiées pour chaque technologie :

1. **Capacité** :
   (a) Limites maximales et minimales sur la capacité totale installée dans une année donnée.
   (b) Limites maximales et minimales sur les nouvelles capacités installées chaque année.
2. **Activité** : Limites maximales et minimales sur l'activité annuelle et sur l'activité cumulée sur toute la période modélisée.
3. **Réserve** : Les technologies doivent fournir une capacité suffisante pour respecter une marge de réserve spécifiée.

4. **Production renouvelable** : Une contrainte peut être imposée sur la part de production provenant de technologies renouvelables.

2.1.3.7 Comptabilisation des émissions

Les émissions de polluants sont calculées en fonction de l'activité des technologies.

1. Émissions annuelles : Les émissions annuelles sont calculées en multipliant le taux d'activité de chaque technologie par un ratio d'émissions spécifique.
2. Pénalité des émissions : Une pénalité est appliquée pour chaque unité de polluant émise. Cette pénalité est calculée en multipliant les émissions annuelles par un coût unitaire d'émission.

2.2 Modélisation de la demande électrique

Pour estimer la demande annuelle en électricité en RDC dans les secteurs industriel, résidentiel et commercial, nous avons utilisé les données issues du Modèle de l'Électricité pour l'Afrique (TEMBA – The Electricity Model Base for Africa) couvrant la période 2015-2023 [51, 52]. Ces données ont servi de référence pour calibrer notre modèle de projection.

Quatre fonctions de régression ont été évaluées pour modéliser la demande, notamment les fonctions exponentielle, logarithmique (log log), linéaire et sigmoïde logistique. Parmi celles-ci, la fonction sigmoïde logistique s'est avérée offrir les meilleurs ajustements aux données expérimentales ainsi qu'à d'autres modèles similaires appliqués dans des pays africains tels que le Nigeria, l'Afrique du Sud et l'Éthiopie. Cette fonction a été retenue en raison de sa capacité à capturer les dynamiques non linéaires de croissance de la demande énergétique dans un contexte de développement économique et démographique.

La fonction sigmoïde logistique utilisée pour modéliser la demande est donnée par l'équation (2.10) [53] :

$$f(g,p) = 0,001 \times \left(a \times p + g \times \frac{c}{\sqrt{1 + \left(\frac{g \times s}{p}\right)^2}} \right), \tag{2.10}$$

où :

- $f(g,p)$ représente la demande projetée en fonction du PIB et de la population,
- g désigne le PIB et p est la population,
- a est un coefficient constant lié à la population représentant sa contribution dans la demande énergétique,

– c est un coefficient associé au PIB qui montre comment il contribue dans la variation de la demande énergétique et s est un coefficient d'échelle dépendant de l'année.

Conformément à l'équation (2.10), une croissance rapide du PIB et de la population entraînerait une augmentation significative de la demande énergétique, notamment dans les secteurs résidentiel, industriel et commercial. Ces résultats soulignent l'importance d'anticiper cette évolution pour prévenir d'éventuelles pénuries énergétiques et planifier les investissements nécessaires dans le secteur énergétique.

2.2.1 Projection de la population

La population de la RDC constitue un paramètre clé dans la projection de la demande énergétique. Les données historiques de la Banque mondiale couvrant la période 1960-2022 ont été utilisées comme base pour estimer l'évolution de la population de 2023 à 2070. La méthode géométrique a été appliquée pour ces projections, en utilisant la relation (2.11).

$$P(n) = P_0 \times (1 + \Delta P)^n \,, \tag{2.11}$$

où :

– $P(n)$ est la population projetée après n années et P_0 représente la population actuelle,

– ΔP est le taux de croissance annuel, il est estimé à 3,3% en RDC [18],

– n est le nombre d'années dans le futur.

La Figure 2.2 représente l'évolution de la population depuis 2020 à 2070.

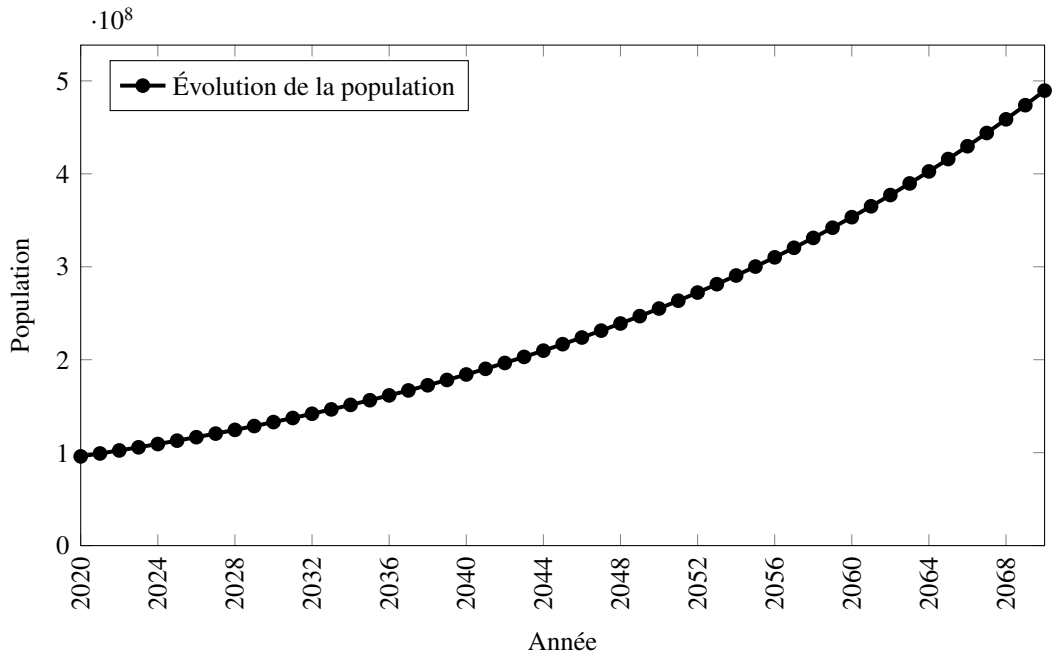


Figure 2.2 : *Évolution de la population congolaise de 2020 à 2070.*

2.2.2 Détermination des paramètres a, c, et s de la fonction logistique sigmoïde

Les paramètres de corrélation a, c et s de la fonction sigmoïde logistique ont été estimés à l'aide de la méthode des moindres carrés, mise en œuvre via la fonction **curve_fit** de la bibliothèque Python SciPy. Cet algorithme minimise l'écart entre les valeurs observées et celles prédites par la fonction non linéaire retenue. Une fois les paramètres déterminés, la demande électrique a été projetée jusqu'en 2070 en intégrant les paramètres macroéconomiques disponibles, notamment le produit intérieur brut (PIB, g) et la population (p), obtenus à partir des statistiques de la Banque mondiale [32] faute de disponibilité des données locales. Les valeurs projetées ont ensuite été encodées dans le paramètre *SpecifiedAnnualDemand* du modèle OSeMOSYS pour simuler la demande énergétique future.

Le Tableau 2.8 présente les paramètres a, c, et s déterminés, accompagnés de leurs incertitudes (écarts-types) ainsi que des matrices de covariance, pour les secteurs industriel, résidentiel et commercial. Les matrices de covariance fournissent une estimation quantitative des incertitudes associées et des corrélations entre les paramètres ajustés. Les éléments diagonaux de ces matrices représentent les variances des paramètres, tandis que les éléments hors diagonale correspondent aux covariances entre deux paramètres distincts, reflétant ainsi leur degré de corrélation.

Tableau 2.8 : *Ajustement de la fonction logistique sigmoïde*

Paramètres ajustés (a,c,s)	**Incertitudes sur les paramètres**	**Matrice des covariances**
Secteur industriel		
$(-1{,}35 \quad 0{,}15 \quad 0{,}11)$	$(1\,038{,}19 \quad 170{,}22 \quad 41{,}98)$	$\begin{pmatrix} 1\,077\,849{,}98 & -176\,719{,}43 & -43\,585{,}46 \\ -176\,719{,}43 & 28\,974{,}12 & 7\,146{,}08 \\ -43\,585{,}46 & 7\,146{,}08 & 1\,762{,}48 \end{pmatrix}$
Secteur résidentiel		
$(-1{,}38 \quad 0{,}21 \quad 0{,}15)$	$(484{,}40 \quad 111{,}23 \quad 26{,}89)$	$\begin{pmatrix} 234\,643{,}89 & -53\,877{,}76 & -13\,025{,}40 \\ -53\,877{,}76 & 12\,371{,}14 & 2\,990{,}83 \\ -13\,025{,}40 & 2\,990{,}83 & 723{,}06 \end{pmatrix}$
Secteur commercial		
$(-1{,}16 \quad 0{,}31 \quad 0{,}27)$	$(290{,}58 \quad 116{,}72 \quad 33{,}58)$	$\begin{pmatrix} 84\,440{,}34 & -33\,918{,}10 & -9\,758{,}14 \\ -33\,918{,}10 & 13\,624{,}27 & 3\,919{,}66 \\ -9\,758{,}14 & 3\,919{,}66 & 1\,127{,}68 \end{pmatrix}$

Le Tableau 2.8 met en évidence les points suivants :

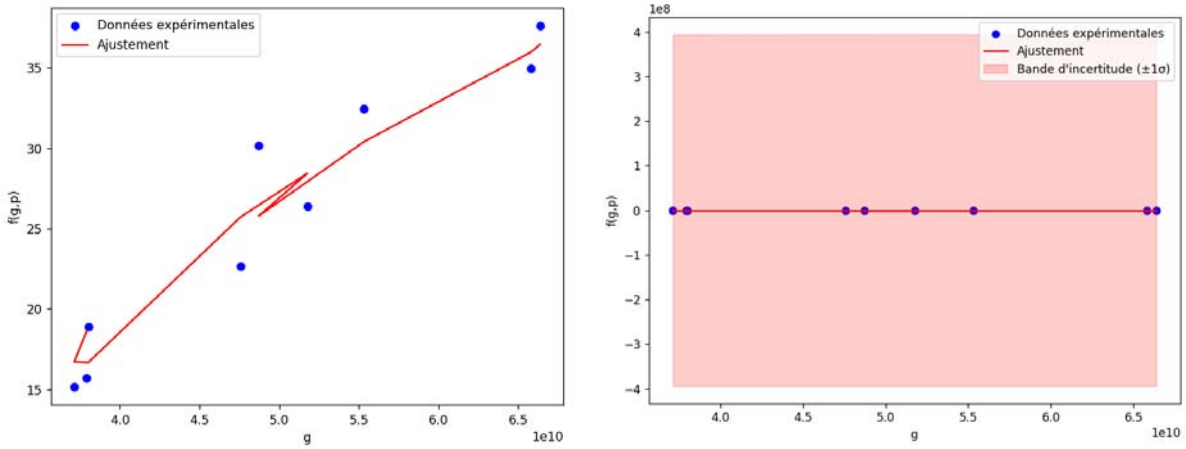
– Les incertitudes associées aux paramètres a, c et s sont élevées, indiquant que ces derniers ne décrivent pas de manière précise la relation entre la variation de population et du

PIB dans la fonction sigmoïde logistique. Les données expérimentales (g, p, f) n'ont pas permis de contraindre efficacement ces paramètres, conduisant à un ajustement insuffisant entre le modèle et les observations, comme illustré par la Figure 2.3.

– Dans le secteur industriel, comme dans les autres secteurs, les variables population (p) et PIB (g) présentent une grande dispersion, avec une variation plus rapide de p que de g. Les variances respectives sont $Var(p) \approx 1\,077\,850$ et $Var(g) \approx 28\,974$.

– Une corrélation négative entre la population et le PIB est observée dans tous les secteurs, notamment dans le secteur industriel où $Cov(p, g) \approx -176\,719$. Cette covariance négative indique une relation inverse : une augmentation de p est généralement associée à une diminution de g. L'augmentation de la population n'est donc pas une condition suffisante pour améliorer la production économique.

La Figure 2.3 illustre l'ajustement des données observées et celles prédites par la fonction logistique sigmoïde pour le secteur industriel, utilisé pour l'estimation des paramètres a, c et s. Les courbes correspondant aux secteurs résidentiel et commercial, présentant des comportements similaires, sont reportées respectivement dans les Figures D.1 et D.2 en annexe.



(a) *Ajustement de la fonction logistique sigmoïde pour le secteur industriel*

(b) *Ajustement de la fonction logistique sigmoïde avec incertitudes pour le secteur industriel*

Figure 2.3 : *Secteur industriel : Détermination des paramètres de la fonction logistique sigmoïde par la méthode des moindres carrés*

Le code python écrit pour calculer les paramètres ajustés, les incertitudes et les matrices de covariance est donné dans l'annexe D.

2.3 Modélisation de la production électrique

2.3.1 Entrées dans le modèle

2.3.1.1 Potentiel en ressources fossiles

Les données relatives à la production et aux réserves de gaz naturel (NGS), de produits pétroliers (MINOIL), de charbon (MINCOA) et d'uranium (MINURN) ont été collectées et exprimées en pétajoules (PJ), l'unité énergétique utilisée dans le modèle OSeMOSYS. Ces informations sont synthétisées dans le Tableau 2.9.

Compte tenu du caractère épuisable de ces ressources, leur consommation impactant directement les réserves disponibles, les données ont été intégrées dans le paramètre *TotalTechnologyModelPeriodActivityUpperLimit*.

Tableau 2.9 : *Potentiel en ressources fossiles en RDC*

Ressource	Potentiel (PJ)	Référence(s)
MINOIL	9 130,761	[2]
MINNGS	295,800	[2, 6]
MINCOA	20 707,371	[6]
MINURN	2 754,000	[2]

2.3.1.2 Potentiel en ressources renouvelables

La RDC dispose de diverses ressources renouvelables, notamment les potentiels hydroélectrique (MINHYD), solaire (MINSOL), éolien (MINWND), géothermique (MINGEO), et de biomasse (MINBIO). Ces ressources, importantes pour le développement énergétique durable, présentent des caractéristiques spécifiques évaluées dans le cadre de cette étude.

Énergie éolienne

L'énergie éolienne est généralement exploitée sur des sites où la vitesse du vent à une hauteur de 10 mètres dépasse 4 m/s [49]. En RDC, la vitesse moyenne du vent est estimée entre 1,4 et 1,8 m/s, ce qui limite considérablement le potentiel éolien dans le pays [2]. Par conséquent, cette ressource est jugée marginale pour le développement énergétique dans ce contexte.

Biomasse et géothermie

Bien que la RDC bénéficie d'une couverture forestière dense, le potentiel exploitable en biomasse n'est pas précisément défini. Une situation similaire s'applique à la géothermie, dont le potentiel reste également indéterminé. Afin de représenter ces ressources dans le modèle OSeMOSYS, nous avons utilisé la valeur par défaut de 99999 PJ, qui est suffisamment élevée pour indiquer la disponibilité d'une ressource non quantifiée mais potentiellement importante.

Énergie solaire

Le potentiel solaire en RDC est notable, avec une irradiance moyenne estimée à 5 kWh/m^2/jour [2]. En considérant l'installation d'un champ solaire photovoltaïque couvrant une superficie de 100 km^2, le potentiel énergétique annuel est évalué à 657 PJ/an. Cette estimation met en évidence l'importance du solaire comme ressource renouvelable clé pour le pays.

Caractérisation des ressources renouvelables

Contrairement aux énergies fossiles, les ressources renouvelables sont considérées inépuisables à l'échelle humaine. Leur taux d'utilisation est égal à leur taux de renouvellement, ce qui garantit leur durabilité. Les valeurs des potentiels identifiés pour chaque ressource renouvelable ont été encodées dans le modèle OSeMOSYS à travers le paramètre *TotalAnnualActivityUpperLimit* pour chaque année considérée.

Le Tableau 2.10 résume les potentiels en ressources renouvelables encodés dans le modèle.

Tableau 2.10 : *Potentiel en ressources renouvelables en RDC*

Ressource	**Potentiel (PJ/an)** [2]
MINBIO	99999
MINGEO	99999
MINWND	–
MINSOL	657
MINHYD	2 786,4

Le potentiel hydroélectrique est évalué à 774 000 GWh/an soit 2 786,4 PJ/an [2].

2.3.1.3 Capacités résiduelles

Dans le modèle OSeMOSYS, les capacités électriques des technologies fossiles et renouvelables existantes avant le début de la période de modélisation sont considérées comme résiduelles. Ces capacités restent opérationnelles jusqu'à la fin de leur durée de vie technique. Nous les avons maintenues constantes pour toutes les années à venir modélisées. Les valeurs retenues dans le cadre de cette étude, ainsi que leurs sources, sont présentées dans le Tableau 2.3.

2.3.1.4 Capacités électriques planifiées

Il s'agit de projets d'investissement planifiés par le gouvernement sur une période donnée, visant à répondre à des besoins énergétiques futurs ou à satisfaire la demande actuelle. Ces projets sont documentés dans le rapport de l'ARE et ANSER [5, 7], dont une synthèse est présentée dans le Tableau 2.11. Dans le modèle OSeMOSYS, de tels projets sont représentés par le paramètre *TotalCapacityMinimumInvestment*.

Tableau 2.11 : *Capacités planifiées en RDC [5-7]*

Description de la technologie	**Capacité totale annuelle minimale investie (GW)**				
	2022	**2024**	**2025**	**2028**	**2030**
PWRGEO01	0	0	0	0	0,005
PWRLF01S	0,185	0	0	0	0
PWRSOL01S	2,625	0	0	0	0
PWRSOL03S	0,061	0,014	0,168	0	0,212
PWRHYD03	0,105	0	0,294	0	0,109
PWRHYD02	0,375	0	0,739	0,220	0,634

La signification de chaque code technologique de OSeMOSYS est donnée dans le Tableau 2.2.

2.3.1.5 Flexibilité du système électrique

Afin de garantir une opération efficace du système électrique de la RDC, même en présence d'une proportion élevée de production renouvelable, des contraintes sur l'activité annuelle maximale ont été appliquées à toutes les technologies non fossiles dans l'ensemble des scénarios modélisés. Ces hypothèses spécifiques concernant la flexibilité sont basées sur les recommandations de Cannone et al. [29], issues du kit de données de référence pour la modélisation des systèmes énergétiques en RDC.

Les limites de flexibilité ont été déterminées en fonction de la demande électrique totale sur l'ensemble du système. Ces valeurs ont été encodées dans le modèle OSeMOSYS à l'aide du paramètre TotalAnnualActivityUpperLimit, comme indiqué dans le Tableau 2.12.

Tableau 2.12 : *Limite annuelle maximale d'activité imposée aux technologies renouvelables pour assurer la flexibilité du système électrique [29]*

Description de la technologie	**Contraintes sur l'activité annuelle maximale (% de la demande totale annuelle)**
PWRSOL01	15%
PWRSOL01S	15%
PWRSOL03S	15%
PWRGEO01	15%
PWRBIO01	30%

2.3.1.6 Contraintes sur le potentiel des ressources renouvelables et l'investissement annuel

Dans le cadre de la modélisation avec OSeMOSYS, les capacités des technologies peuvent être limitées sur la période de modélisation en utilisant les paramètres de capacité maximale

et/ou d'investissement maximal. Pour refléter le potentiel hydraulique de la RDC, estimé entre 100 et 110 GW [7, 54], des plafonds spécifiques ont été appliqués par catégorie de centrale. Ainsi, les grandes centrales hydroélectriques (>100 MW) ont été limitées à 82,74 GW, les centrales moyennes (10–100 MW) à 5,393 GW, les petites centrales (< 10 MW) à 1,366 GW, et les micro-centrales hors réseau (< 1 MW) à 10,501 GW pour toutes les années. Ces valeurs reflètent les capacités estimées en tenant compte des contraintes physiques et technologiques.

Concernant la géothermie et la biomasse, la capacité installée a été maintenue à la valeur par défaut définie par le modèle OSeMOSYS sur l'ensemble de la période de modélisation, en raison de l'absence d'estimations quantitatives spécifiques disponibles.

En ce qui concerne l'énergie solaire, des limites de capacité ont été définies en fonction du type d'installation. Pour les grandes centrales solaires, un plafond de capacité de 8 GW a été appliqué, tandis que pour les petites installations hors réseau, la limite a été fixée à 4,3 GW.

En complément, les technologies renouvelables ont également été contraintes en termes d'investissements annuels en capacité, de manière à refléter les limites pratiques et économiques de leur déploiement. Ces restrictions, intégrées pour chaque année du modèle, sont résumées dans le Tableau 2.13. Les données utilisées pour justifier ces contraintes proviennent de sources fiables, telles que [35, 55, 56].

Tableau 2.13 : *Investissements annuels maximaux en capacité inclus dans le modèle, par type de technologie renouvelable*

Description de la technologie	**Capacité maximale totale annuelle (GW)** TotalAnnualMaxCapacity	**Capacité maximale totale annuelle investie (GW)** TotalAnnualMaxCapacityInvestment
PWRBIO01	-	-
PWRHYD01	75	5
PWRHYD02	8,393	5
PWRHYD03	6,106	5
PWRHYD04	10,501	5
PWRGEO01	-	2,5
PWRSOL01	8	2,5
PWRSOL01S	8	2,5
PWRSOL03S	4,83	4,5

PWRHYD04 et PWRSOL03S sont respectivement l'hydroélectricité et le solaire PV, des technologies hors réseau.

2.3.2 Scénarios de modélisation

Le Tableau 2.14 résume les trois scénarios modélisés à l'aide de l'outil OSeMOSYS. Ces scénarios permettent d'explorer des trajectoires énergétiques potentielles pour la RDC et d'évaluer

leurs impacts respectifs sur le système énergétique.

Tableau 2.14 : *Scénarios de modélisation définis dans l'étude.*

Nom complet du scénario	Nom abrégé du scénario	Description du scénario
Maintien des politiques actuelles (Business as Usual)	BAU	Absence de restrictions sur les investissements dans les technologies existantes (hors et sur réseau).
Favorable uniquement aux énergies renouvelables	RNV	Interdiction des investissements dans les technologies fossiles à partir de 2031.
Hydroélectricité RDC	HYD	Investissements exclusivement dédiés à l'hydroélectricité à partir de 2031. Aucune autre technologie n'est autorisée.

2.3.2.1 Scénario de référence : Maintien des politiques actuelles (BAU)

Le scénario BAU reflète une trajectoire énergétique où les politiques et tendances actuelles se poursuivent sans intervention significative. Il sert de référence pour évaluer l'impact des autres scénarios.

Les hypothèses principales incluent :

- **Demande énergétique** : La consommation augmente proportionnellement à la croissance démographique et économique.
- **Structure du mix énergétique** : Aucun changement majeur n'est introduit dans le mix énergétique, et les technologies actuelles restent disponibles selon les conditions politiques et économiques existantes.
- **Contraintes d'investissement** : Des contraintes minimales (cf. Tableau 2.11) sont appliquées pour maintenir la continuité des capacités actuelles.

Ce scénario met en évidence les risques liés à l'inaction, notamment le potentiel d'une future crise énergétique.

2.3.2.2 Scénario favorable uniquement aux énergies renouvelables (RNV)

Le scénario RNV (Renewable-Only) explore un système énergétique axé exclusivement sur les énergies renouvelables à partir de 2031. Les hypothèses principales sont les suivantes :

- **Restrictions technologiques** : Aucun investissement n'est autorisé dans les technologies fossiles après 2031. La production énergétique future repose entièrement sur les énergies renouvelables.

- **Coûts et performances des technologies renouvelables** : Les coûts d'investissement, les facteurs de capacité et les disponibilités des technologies renouvelables (hydroélectricité, énergie solaire thermodynamique, géothermie, solaire photovoltaïque et biomasse) restent constants.
- **Optimisation du modèle** : Le modèle utilise la compétitivité technoéconomique des énergies renouvelables pour définir la configuration optimale du système.

Ce scénario met en avant le potentiel d'une transition énergétique rapide et son impact sur la structure du système énergétique.

2.3.2.3 Scénario basé sur l'hydroélectricité en RDC (HYD)

Le scénario HYD se concentre sur une stratégie où l'hydroélectricité devient l'unique source d'énergie à partir de 2031. Les hypothèses principales sont les suivantes :

- **Exclusivité des investissements** : Seuls les investissements dans l'hydroélectricité sont autorisés après 2030, les autres technologies étant limitées à leurs capacités résiduelles.
- **Infrastructure nécessaire** : Ce scénario suppose un réseau de distribution efficace, une réhabilitation et une maintenance intensives des infrastructures existantes, ainsi que des investissements massifs pour développer la capacité hydroélectrique.

Ce scénario vise à évaluer l'impact potentiel d'une stratégie axée uniquement sur l'hydroélectricité, en tenant compte des défis structurels et financiers associés.

2.3.3 Nécessité d'un mix énergétique

Le recours à un mix énergétique, combinant diverses sources d'énergie pour répondre aux besoins sociétaux, est essentiel pour garantir la sécurité énergétique, promouvoir la durabilité environnementale, optimiser les performances économiques, améliorer la flexibilité des systèmes énergétiques et encourager l'innovation. Les principaux arguments soutenant l'adoption d'un mix énergétique sont les suivants :

1. **Sécurité énergétique** : Un mix énergétique diversifié réduit la dépendance à une seule source d'énergie, diminuant ainsi les risques liés aux fluctuations des prix et aux interruptions de l'approvisionnement énergétique. Cette diversification renforce la résilience des systèmes énergétiques face aux crises énergétiques potentielles [57].
2. **Durabilité environnementale** : L'intégration des énergies renouvelables dans le mix énergétique permet de réduire significativement les émissions de gaz à effet de serre (GES). Par exemple, la transition vers un mix énergétique dominé par les énergies renouvelables pourrait réduire les émissions mondiales de CO_2 de 80% d'ici 2030, contribuant ainsi à l'atténuation du changement climatique [58].

3. **Éfficacité économique** : La combinaison de différentes sources d'énergie permet de minimiser les coûts en ajustant l'utilisation des ressources en fonction des conditions économiques et technologiques. Par ailleurs, les coûts des énergies solaire et éolienne ont considérablement diminué ces dernières années, les rendant compétitives par rapport aux combustibles fossiles [59].
4. **Flexibilité et résilience du système énergétique** : Un mix énergétique diversifié facilite l'adaptation aux variations de la demande et à l'intermittence des énergies renouvelables. Cela favorise une gestion optimisée des pics de demande et l'intégration des technologies de stockage, renforçant ainsi la stabilité du réseau [60].
5. **Innovation et création d'emplois** : La transition vers un mix énergétique diversifié stimule le développement technologique et génère des opportunités d'emploi dans des secteurs tels que les énergies renouvelables, l'efficacité énergétique et le stockage d'énergie. Selon les projections, cette transition pourrait créer 24 millions d'emplois d'ici 2030 [61].

2.4 Construction du modèle OSeMOSYS

2.4.1 Structure du modèle

Comme mentionné précédemment, les données relatives aux potentiels énergétiques, aux capacités résiduelles et aux technologies de production d'électricité ont été intégrées dans le modèle, sous forme de fichier Excel. Les différentes contraintes, notamment celles liées aux capacités de production, aux activités (génération d'énergie), ainsi qu'aux coûts d'investissement et d'exploitation, ont été paramétrées dans des sections spécifiques.

Les hypothèses de base ont ensuite été implémentées de manière séquentielle, selon les exigences de chaque scénario.

2.4.2 Exécution du modèle

Les données initialement encodées dans un fichier Excel ont été converties au format texte (.txt) à l'aide du logiciel ClicSAND 3.0 [62]. En recourant à la plateforme OSeMOSYS cloud, ce fichier texte a été utilisé pour compiler le modèle. La Figure 2.4 illustre la procédure suivie. Cette dernière inclut la création du serveur de compilation, le prétraitement des données, la génération de la matrice de résolution et, enfin, la résolution du modèle suivie de l'obtention des résultats sous format texte.

Ces résultats ont ensuite été convertis au format CSV à l'aide d'un outil dédié, puis importés dans un fichier Excel pour permettre la visualisation des résultats par scénario. Les données obtenues concernent principalement la production et la consommation d'énergie, les émissions de CO_2 et les coûts d'investissement et d'entretien des centrales électriques.

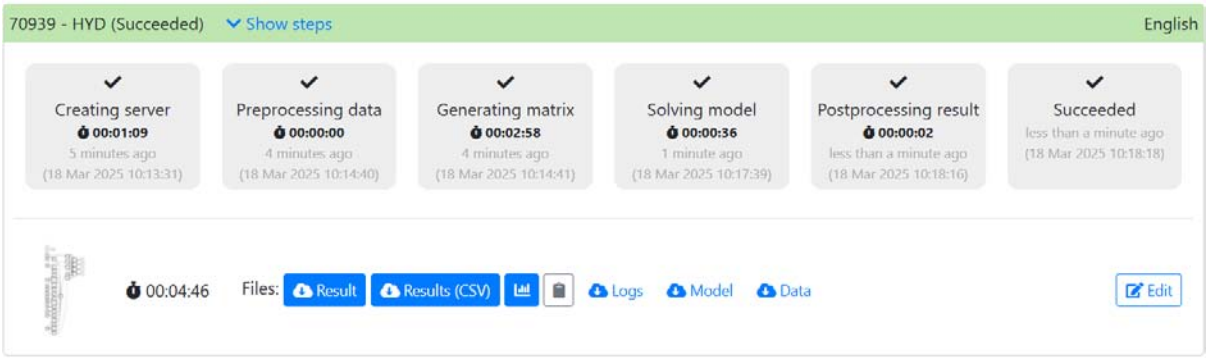


Figure 2.4 : *Exemple de processus de compilation*

Une analyse approfondie des résultats a été effectuée pour chaque scénario afin d'évaluer l'impact des hypothèses sur le système énergétique de la RDC. Enfin, une comparaison inter-scénarios a permis d'identifier les options politiques et stratégiques les plus pertinentes.

2.4.3 Validation et recommandations basées sur le modèle

La validation du modèle a été réalisée en comparant ses résultats avec les données historiques ainsi qu'avec les conclusions d'études antérieures portant sur la RDC et d'autres pays africains. Sur la base des analyses effectuées, des recommandations ont été formulées afin d'orienter la planification énergétique en RDC.

Chapitre 3

Présentation et discussion des résultats

3.1 Présentation des résultats

3.1.1 Demande énergétique

La demande en électricité modélisée sur la période allant de 2020 à 2070, exprimée en pétajoules (PJ), pour chaque secteur, est présentée sur la Figure 3.1 ainsi que dans le Tableau B.1, en annexe B. Cette représentation graphique met en évidence une évolution croissante de la demande électrique, décrite par l'équation (2.10), à partir de laquelle les coefficients de corrélation ont été déterminés. Il convient de souligner une demande particulièrement élevée dans les secteurs industriel et résidentiel.

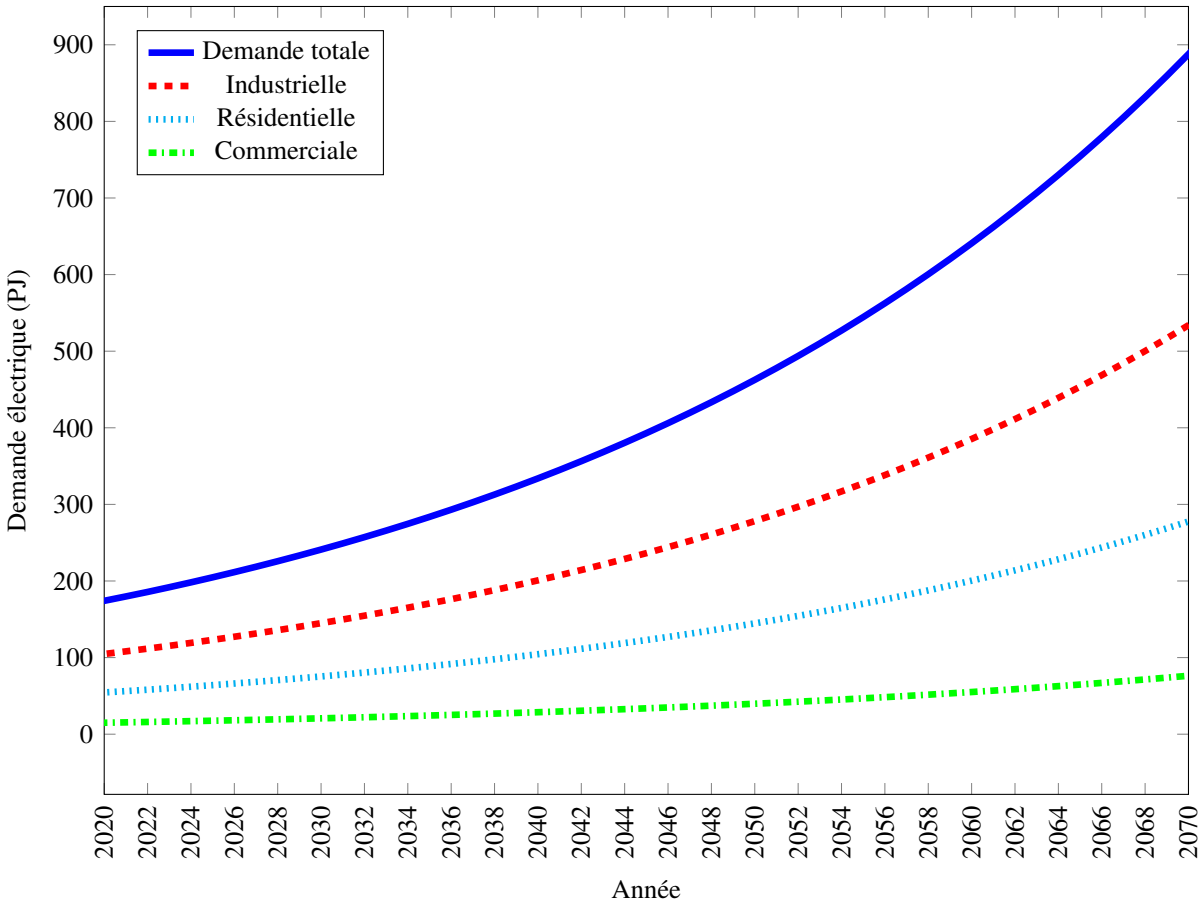


Figure 3.1 : *Demande en électricité par secteur consommateur*

3.1.2 Offre énergétique

3.1.2.1 Puissance électrique installée

La Figure 3.2 illustre les puissances électriques totales installées (résiduelles et nouvellement optimisées) pour répondre à la demande électrique dans les trois scénarios étudiés. Les capacités résiduelles correspondent aux installations existantes encore opérationnelles, tandis que les capacités nouvellement installées sont optimisées pour satisfaire les besoins spécifiques de chaque scénario. Par ailleurs, la Figure 3.3 présente les capacités additionnelles investies annuellement.

Les résultats obtenus pour chaque scénario se résument comme suit :

1. Scénario BAU

Dans ce scénario, les investissements sont réalisés dans plusieurs technologies, en tenant compte des installations existantes et planifiées. Les principales observations sont :

1. **Technologies ciblées** : centrales à gaz à cycle combiné (CCGT), centrales à gaz à cycle simple (SCGT), centrales au fioul léger et lourd , grandes centrales solaires photovoltaïques avec et sans stockage, centrales hydroélectriques (grandes, moyennes, petites et hors réseau), centrales géothermiques et petites installations photovoltaïques hors réseau.
2. **Capacités installées majeures** :
   (a) Hydroélectricité de grande, de petite et de moyenne échelle.
   (b) Photovoltaïque de grande et de petite taille avec ou sans stockage.
   (c) Centrale électrique à gaz à cycle combiné (CCGT).
3. **Capacités limitées dans les centrales fossiles et géothermiques** : Investissements marginaux dans les centrales thermiques SCGT, à fiouls léger et lourd et dans les groupes électrogènes à essence (ou fioul léger).

Le Tableau 3.1 résume les capacités totales moyennes annuelles sur la période modélisée.

Tableau 3.1 : *Puissance totale moyenne annuelle installée selon le scénario BAU, par technologie.*

Technologie	Puissance moyenne annuelle (GW/an)	Période d'installation	Durée (ans)
PWRHYD01	16,430	2020 – 2070	51
PWRHYD02	2,060	2020 – 2070	51
PWRHYD03	4,969	2020 – 2070	51
PWRHYD04	10,435	2020 – 2070	51
PWRSOL01	5,190	2040 – 2070	31
PWRSOL01S	1,874	2020 – 2070	35
PWRSOL03S	3,397	2020 – 2070	51

Technologie	Puissance moyenne annuelle (GW/an)	Période d'installation	Durée (ans)
PWRNGS01	3,645	2020 – 2070	51
PWRNGS01S	0,159	2025 – 2054	30
PWRLFO01	0,246	2020 – 2046	27
PWRHFO03	0,006	2020 – 2046	27
PWRBIO01	0,006	2020 – 2050	31
PWRGEO01	0,087	2030 – 2070	27

2. Scénario RNV

Dans ce scénario, les investissements se concentrent exclusivement sur les technologies renouvelables. Les principales tendances sont :

1. **Technologies ciblées** : hydroélectricité (toutes échelles), photovoltaïque (avec ou sans stockage), géothermie et centrales à biomasse. Les autres technologies visibles au-delà de 2031 sont des valeurs résiduelles.
2. **Capacités installées majeures** :
   (a) Hydroélectricité de grande et moyenne et petite échelle.
   (b) Photovoltaïque à toute échelle.
   (c) Géothermie.
3. **Observations notables** : Aucune capacité significative n'a été investie dans les centrales à biomasse à raison de son facteur de disponibilité faible comparé aux autres énergies renouvelables.

Le Tableau 3.2 récapitule les puissances annuelles moyennes installées par technologie.

Tableau 3.2 : *Puissance totale moyenne annuelle installée selon le scénario RNV, par technologie.*

Technologie	Puissance moyenne annuelle (GW/an)	Période d'installation	Durée (ans)
PWRHYD01	17,163	2020 – 2070	51
PWRHYD02	0,385	2020 – 2070	51
PWRHYD03	5,225	2020 – 2070	51
PWRHYD04	10,490	2020 – 2070	51
PWRSOL01	3,138	2042 – 2070	29
PWRSOL03S	4,218	2020 – 2070	51
PWRGEO01	4,299	2022 – 2070	49
PWRBIO01	0,082	2020 – 2070	35
PWRNGS01S	0,440	2025 – 2050	26
PWRHFO01	0,077	2020 – 2045	26
PWRHFO03 (Groupe électrogène à essence)	0,058	2020 – 2029	10

3. Scénario HYD

Ce scénario privilégie l'hydroélectricité, sans investissement dans d'autres technologies. De ces résultats :

1. **Capacités installées** :
   (a) Plus d'investissement dans des centrales hydroélectriques de grande taille suivit des petites centrales hors réseaux.
   (b) Investissement considérable dans les petites centrales hydroélectriques sur réseau et moins dans les celles de taille moyenne.
2. **Capacités limitées dans les centrales fossiles et les autres ressources renouvelables**.
3. **Observation principale :** Il y a eu moins d'investissement dans les centrales hydroélectriques de taille intermédiaire (PWRHYD02) par rapport aux autres.

Le Tableau 3.3 présente les capacités moyennes annuelles installées.

Tableau 3.3 : *Puissance totale moyenne annuelle installée selon le scénario HYD, par technologie.*

Technologie	Puissance moyenne annuelle (GW/an)	Période d'installation	Durée (ans)
PWRHYD01	24,284	2020 – 2070	51
PWRHYD02	0,385	2020 – 2070	51
PWRHYD03	5,148	2020 – 2070	51
PWRHYD04 (Petites centrales hors réseau)	10,488	2020 – 2070	51
PWRSOL01	0,379	2030 – 2053	24
PWRSOL03S (Kit solaire avec stockage)	1,786	2020 – 2070	51
PWRGEO01	2,226	2022 – 2054	33
PWRBIO01	0,006	2020 – 2050	31
PWRNGS01S	0,381	2025 – 2049	25
PWRHFO01	0,077	2020 – 2045	26
PWRHFO03 (Groupe électrogène à essence)	0,058	2020 – 2029	10

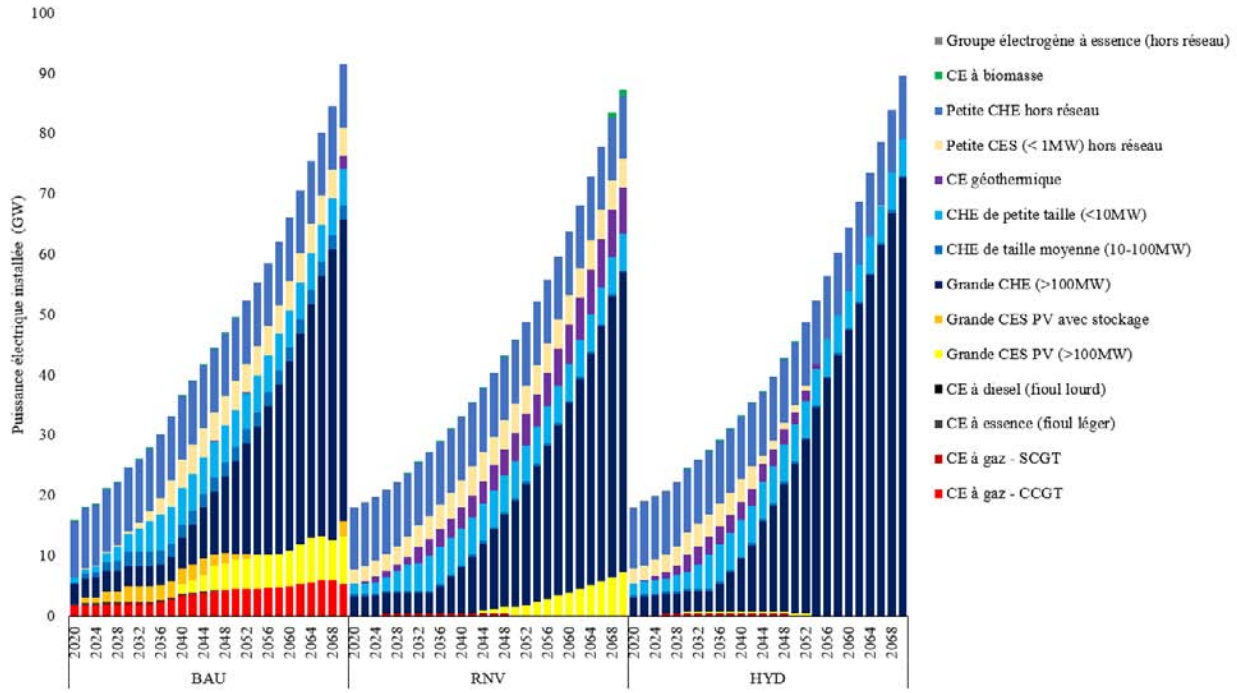


Figure 3.2 : *Capacité électrique totale installée (résiduelle et nouvellement installée) par scénario*

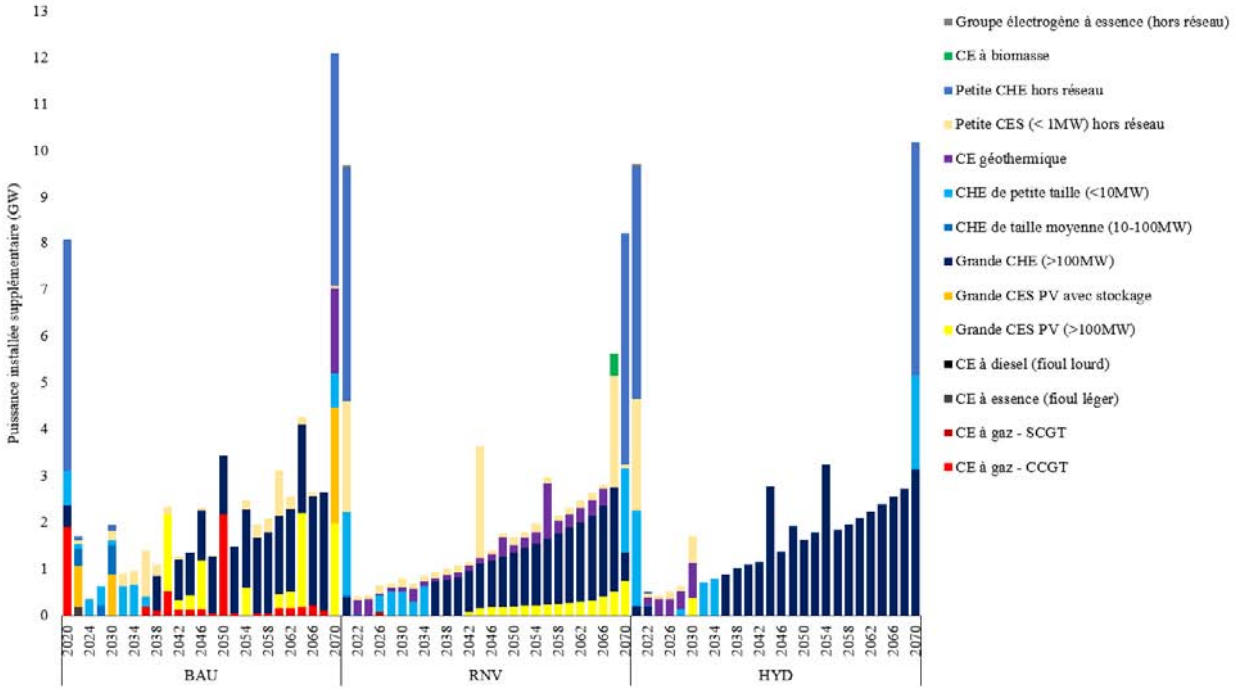


Figure 3.3 : *Capacité électrique supplémentaire installée sur la capacité résiduelle pour répondre à la demande*

3.1.2.2 Énergie électrique générée

La Figure 3.4 illustre les énergies totales produites pour satisfaire la demande électrique dans les trois scénarios analysés. Comme les capacités électriques installées, les quantités d'énergie générée présentent une certaine homogénéité entre les scénarios, à l'exception des variations

induites par les types de technologies mises en œuvre. Les technologies de production mentionnées ici sont décrites en détail dans la section 3.1.2.1, dédiée aux capacités électriques installées. Les productions énergétiques atteignent des maxima d'environ 1200 PJ l'année 2070, résultant directement de l'exploitation des capacités installées. Le mix énergétique est composé de plus de 80% d'énergies renouvelables pour tous les scénarios.

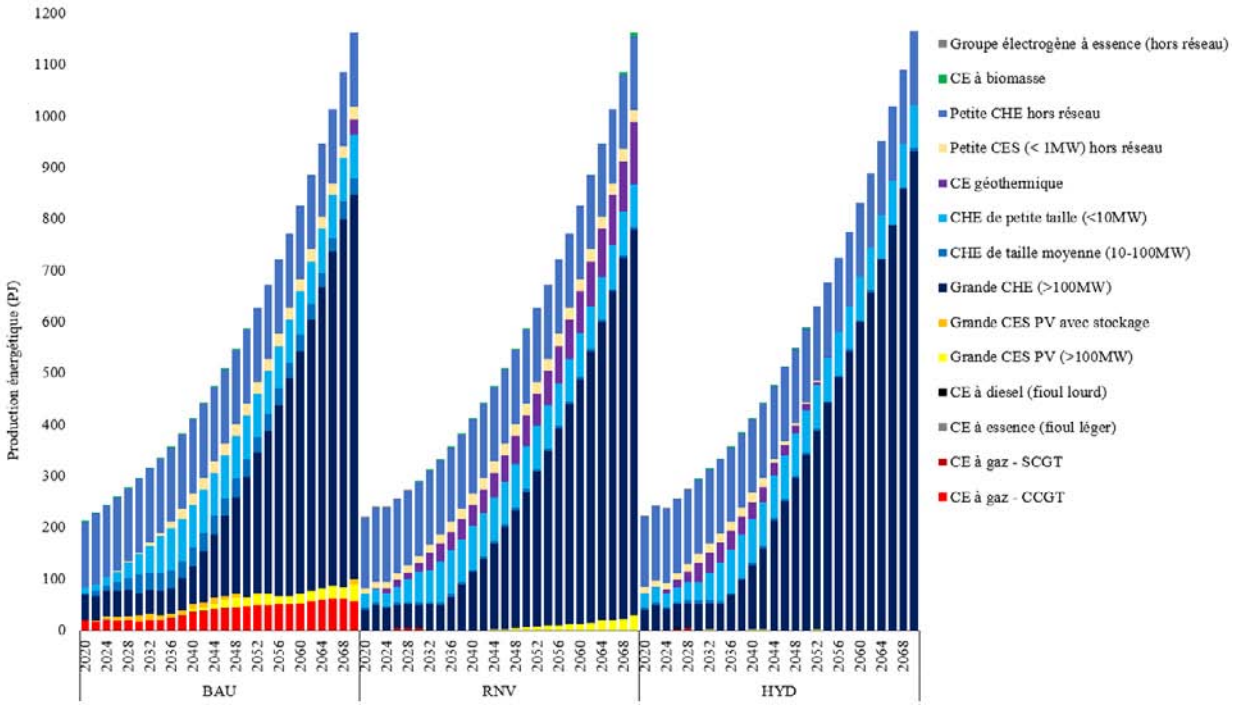


Figure 3.4 : *Énergie électrique produite par scénario*

Les résultats obtenus pour chaque scénario sont synthétisés comme suit :

1. Scénario BAU

Dans ce scénario, les différentes technologies contribuent de manière significative à la production d'énergie électrique sur des périodes spécifiques. Les valeurs moyennes annuelles sont les suivantes :

1. Centrales à gaz à cycle combiné (CCGT) : 38,471 PJ/an, sur une période de 51 ans (2020-2070).
2. Centrales à gaz à cycle simple (SCGT) : 1,017 PJ/an, sur 22 ans (2028-2054).
3. Centrales à fioul léger (essence) : 0,778 PJ/an, sur 3 ans (2020-2024).
4. Centrales à fioul lourd (diesel) : 0,051 PJ/an, sur 24 ans (2020-2046).
5. Centrales à biomasse : 0,049 PJ/an, sur 31 ans (2020-2050).
6. Centrales solaires photovoltaïques sans stockage : 17,488 PJ/an, sur 31 ans (2040-2070).
7. Centrales solaires photovoltaïques avec stockage : 7,761 PJ/an, sur 35 ans (2020-2070).
8. Centrales hydroélectriques :

   (a) Grandes centrales (PWRHYD01) : 245,333 PJ/an, sur 51 ans (2020-2070).
   (b) Centrales de taille moyenne (PWRHYD02) : 29,132 PJ/an, sur 51 ans (2020-2070).
   (c) Petites centrales (PWRHYD03) : 68,335 PJ/an, sur 51 ans (2020-2070).
9. Centrales géothermiques : 1,322 PJ/an, sur 27 ans (2030-2070).
10. Centrales solaires avec stockage : 16,172 PJ/an, sur 51 ans (2020-2070).
11. Centrales hydroélectriques hors réseau (PWRHYD04) : 143,483 PJ/an, sur 50 ans (2020-2070).

2. Scénario RNV

Dans ce scénario, toute production d'énergie issue de technologies fossiles après 2030 est résiduelle. Les contributions des différentes technologies se répartissent comme suit :

1. Centrales à gaz à cycle simple (SCGT) : 2,959 PJ/an, sur 6 ans (2025-2030).
2. Centrales à fioul lourd (diesel) : 0,486 PJ/an, sur 11 ans (2020-2030).
3. Générateur à fioul léger (essence) : 0,075 PJ/an, sur 10 ans (2020-2029).
4. Centrales à biomasse : 0,535 PJ/an, sur 35 ans (2020-2070).
5. Centrales solaires photovoltaïques sans stockage : 11,549 PJ/an, sur 29 ans (2042-2070).
6. Centrales hydroélectriques :
   (a) de grande taille : 257,486 PJ/an, sur 51 ans (2020-2070).
   (b) de taille moyenne : 5,196 PJ/an, sur 51 ans (2020-2070).
   (c) de petite taille : 71,847 PJ/an, sur 51 ans (2020-2070).
   (d) hors réseau : 144,236 PJ/an, sur 51 ans (2020-2070).
7. Centrales géothermiques : 53,832 PJ/an, sur 49 ans (2022-2070).
8. Petites centrales solaires avec stockage : 20,008 PJ/an, sur 51 ans (2020-2070).

3. Scénario HYD

Dans ce scénario, toute production d'énergie non hydroélectrique après 2030 est également résiduelle. Les contributions des différentes technologies sont les suivantes :

1. Centrales à gaz à cycle simple ((SCGT)) : 2,724 PJ/an, sur 5 ans (2025-2029).
2. Centrales à fioul lourd (diesel) : 0,525 PJ/an, sur 10 ans (2020-2029).
3. Générateur à fioul léger (essence) : 0,075 PJ/an, sur 9 ans (2020-2028).
4. Centrales à biomasse : 0,025 PJ/an, sur 31 ans (2020-2050).
5. Centrales solaires photovoltaïques sans stockage : 1,196 PJ/an, sur 24 ans (2030-2053).
6. Centrales hydroélectriques :
   (a) Grandes centrales : 317,360 PJ/an, sur 51 ans (2020-2070).
   (b) Centrales de taille moyenne : 4,368 PJ/an, sur 51 ans (2020-2070).

(c) Petites centrales : 70,777 PJ/an, sur 51 ans (2020-2070).

(d) Centrales hors réseau : 144,212 PJ/an, sur 51 ans (2020-2070).

7. Centrales géothermiques : 21,778 PJ/an, sur 33 ans (2022-2054).
8. Centrales solaires avec stockage : 8,475 PJ/an, sur 51 ans (2020-2070).

3.1.2.3 Coûts totaux

Coûts d'investissement

Les coûts nécessaires pour installer les différents types de centrales électriques modélisés sur la Figure 3.5. Pour chaque scénario, il s'observe un investissement plus accru au début et à la fin du modèle. On constate également que l'hydroélectricité est la technologie la plus onéreuse.

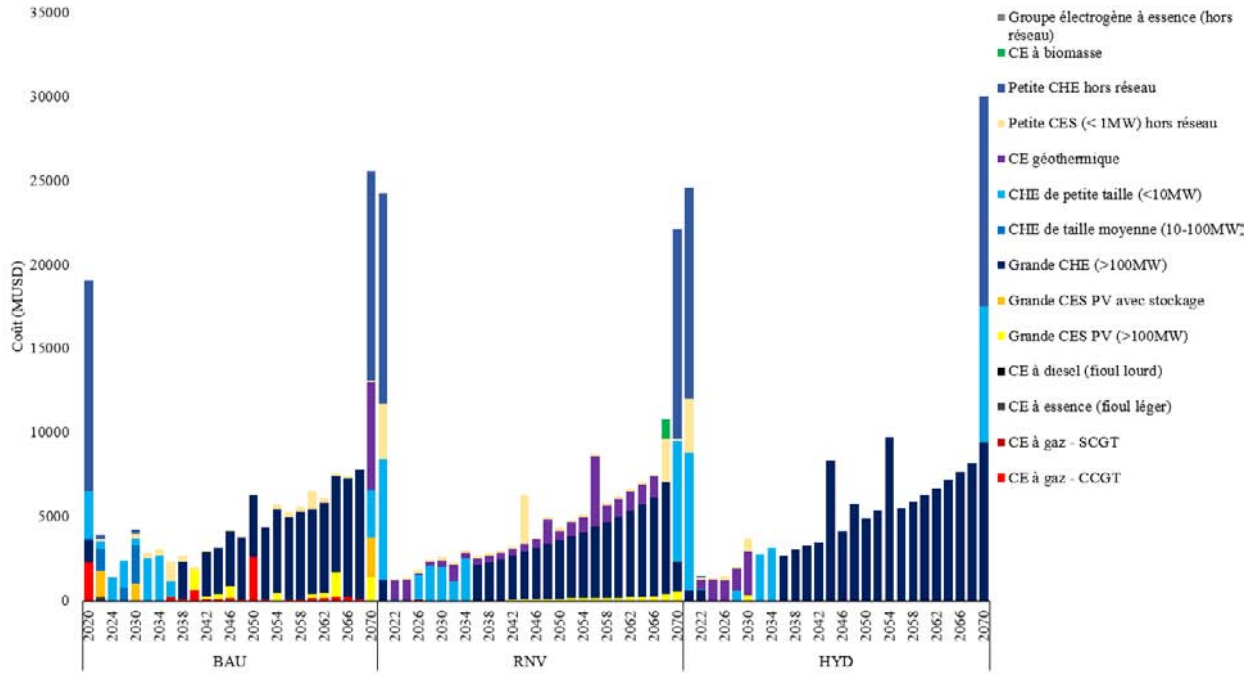


Figure 3.5 : *Coût d'investissement annuel*

Coûts fixes - d'entretien et de maintenance

Les coûts de fonctionnement annuels alloués à chaque technologie sont représentés par la Figure 3.6. Par rapport aux coûts de d'investissement, les coûts de fonctionnement sont plus faibles.

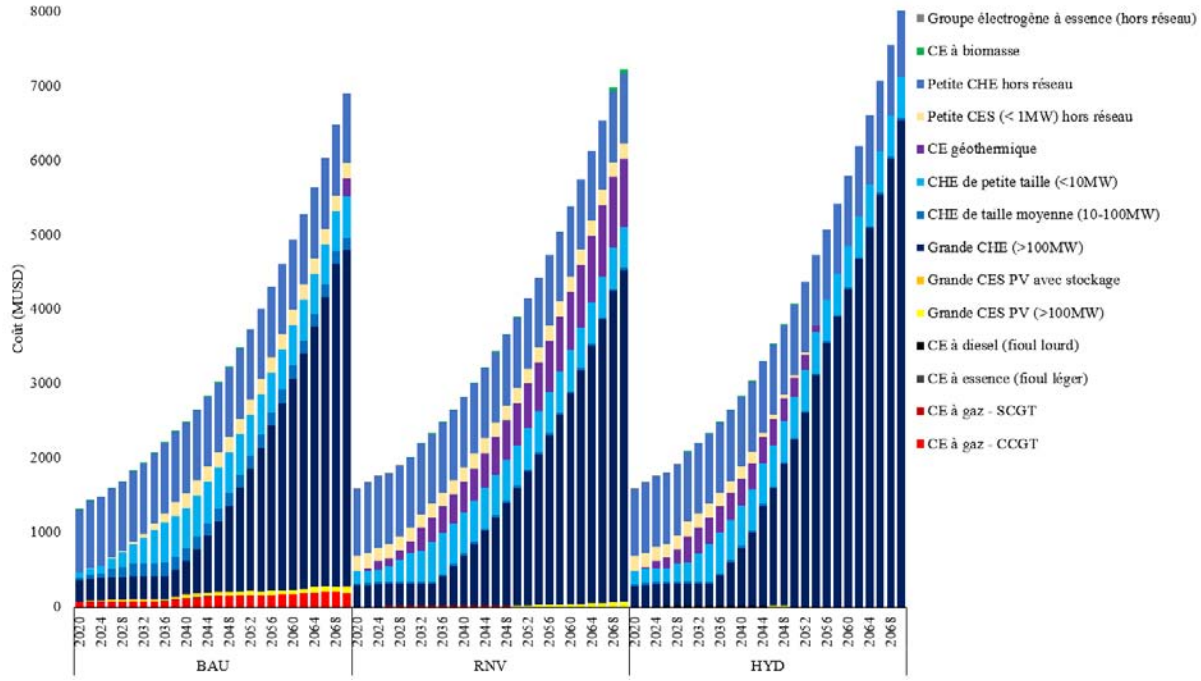


Figure 3.6 : *Coût de maintenance et d'entretien annuelle (coûts fixes) d'une technologie.*

Coûts totaux dans les différents scénarios

La Figure 3.7 illustre l'évolution annuelle des coûts d'investissement, d'entretien et de fonctionnement et des coûts variables associés à chaque technologie de production d'électricité. Les coûts variables se révèlent négligeables vu la disponibilité gratuite des combustibles renouvelables, tandis que les coûts d'investissement et de maintenance sont significatifs. Dans les scénarios BAU, RNV et HYD, les investissements dans diverses technologies se chiffrent respectivement à 19,06 G$, 24,22 G$ et 24,56 G$ l'année 2020. En 2070, des pics de coûts sont observés pour tous les scénarios, avec des besoins d'environ 25,61 G$ pour le BAU, 22,123 G$ pour le RNV et 30,02 G$ pour l'HYD. Parallèlement, les coûts de fonctionnement sont chiffrés à 1,3 G$ pour le BAU, 1,6 G$ pour le RNV et le HYD au début de la modélisation. À la fin, ils valent 6,9 G$, 7,2 G$ et 8,1 G$ respectivement pour le BAU, RNV et HYD.

Simultanément, la Figure 3.8 présente les coûts totaux sur l'ensemble de la période de modélisation (2020-2070). Il est à noter que le scénario HYD entraîne des coûts supérieurs à ceux des autres scénarios, avec des dépenses estimées à 55,64 G$, contre 54,64 G$ pour le BAU et 54,63 G$ pour le RNV. Les écarts entrent les trois scénarios ne sont pas significatifs. Les comparant deux à deux, on peut retenir :

- BAU et RNV : Écart de 0,012 %
- HYD et BAU : Écart de 1,83 %
- HYD et RNV : Écart de 1,84 %

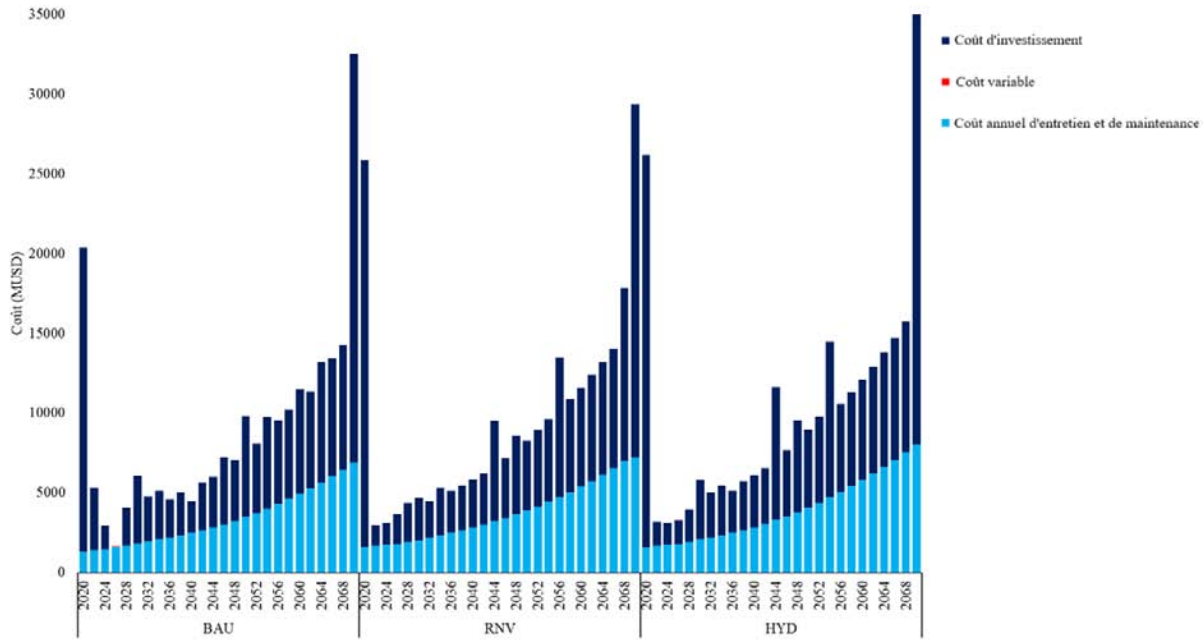


Figure 3.7 : *Coût annuel total*

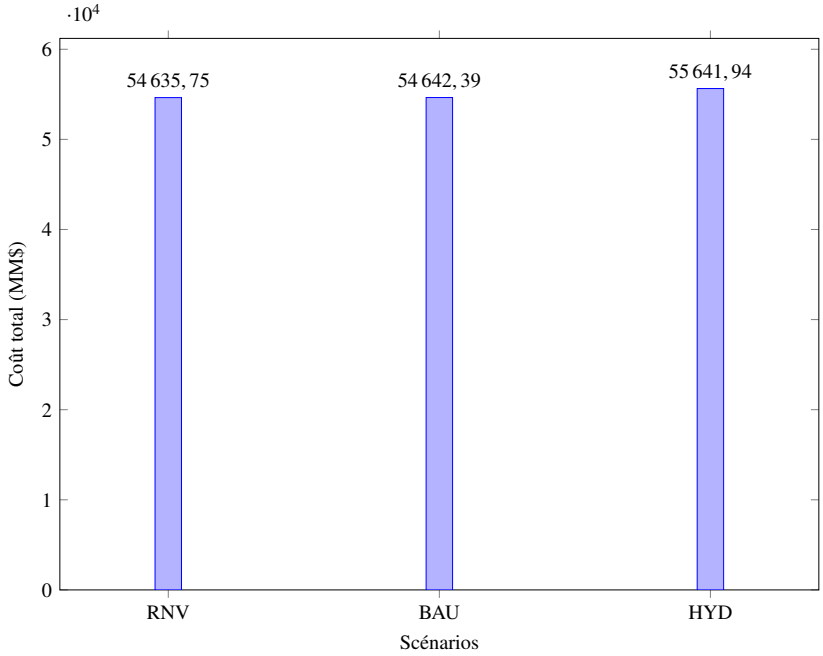


Figure 3.8 : *Coût total du système électrique par scénario*

3.1.2.4 Émissions totales de CO_2

Les Figures 3.9 et 3.10 illustrent les émissions générées par les différentes technologies, mettant en exergue une corrélation directe entre l'intensité des activités et le niveau d'émissions. La Figure 3.9 présente l'évolution des émissions totales de CO_2, englobant celles attribuées aux technologies ainsi qu'aux combustibles employés.

Dans tous les scénarios analysés, les émissions suivent invariablement la tendance des activités.

Dans le scénario BAU, les émissions augmentent significativement pour atteindre 10 Mt de CO_2 en 2065, stabilisant ce chiffre jusqu'en 2068, avant de connaître une diminution à 9,7 Mt. Au contraire, le scénario RNV montre une progression plus modérée, atteignant 1 Mt de CO_2 entre 2025 et 2030, puis chutant en dessous de 1 kt de CO_2, suivi d'une légère augmentation pour culminer à 2 kt de CO_2 en 2068. Enfin, dans le scénario HYD, les émissions demeurent faibles, atteignant un maximum de 1 Mt de CO_2 en 2029, suivi d'une diminution continue pour atteindre zéro en 2054, moment où le système électrique sera décarboné.

La Figure 3.10 démontre que les émissions totales de CO_2 sont directement liées aux activités de production de chaque technologie. De plus, celles-ci présentent des tendances analogues à celles des activités technologiques. Les centrales solaires, en convertissant l'énergie solaire en électricité, n'engendrent aucune émission directe de CO_2 durant leur fonctionnement, du fait de l'absence de combustion. De même, les centrales hydroélectriques exploitent l'énergie hydraulique pour faire fonctionner des turbines, sans impliquer de combustion ni générer d'émissions directes.

En revanche, pour d'autres types de centrales (géothermique, biomasse, gaz naturel, pétrole, charbon, etc.), il est impératif de quantifier les émissions de CO_2. Contrairement aux centrales solaires et hydroélectriques, ces installations produisent directement des émissions lors de leur exploitation en raison de la combustion des combustibles dans des turbines à vapeur.

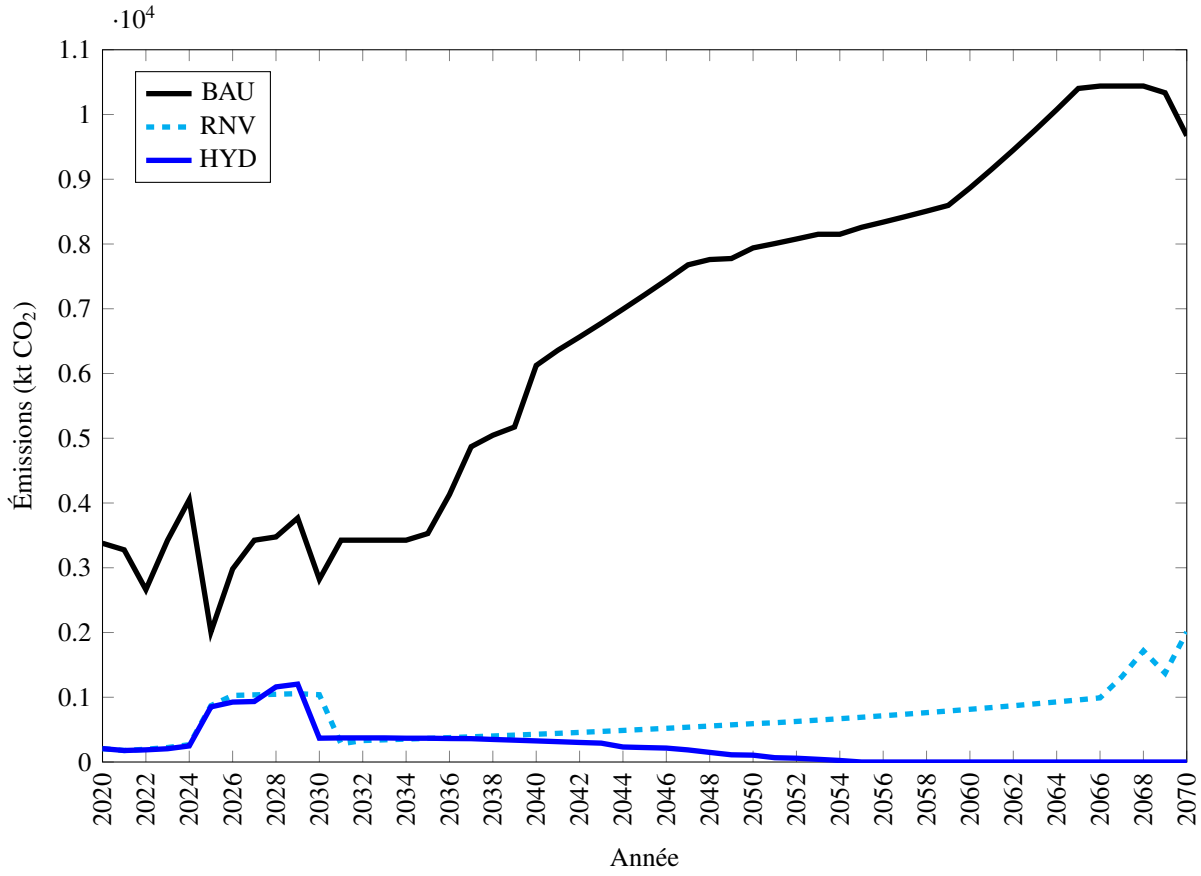


Figure 3.9 : *Émissions totales de CO_2 par scénario*

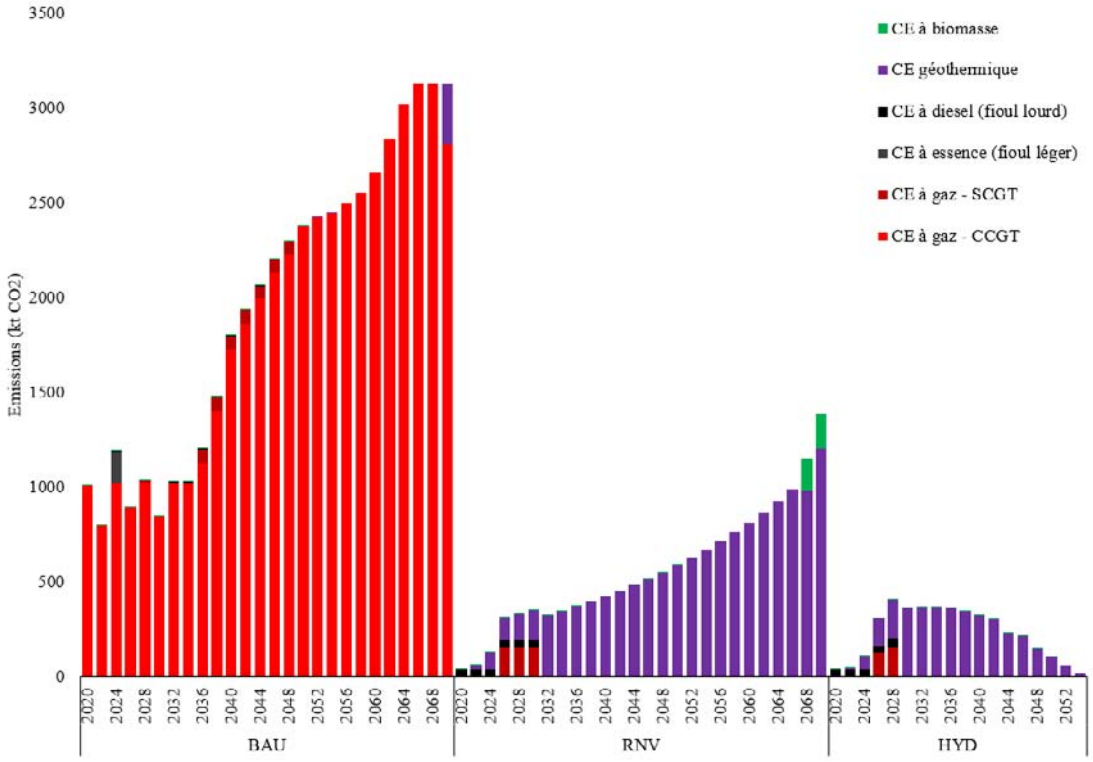


Figure 3.10 : *Émission totale par technologie de production*

3.2 Analyse critique des résultats

3.2.1 Demande énergétique

L'analyse de la demande énergétique révèle plusieurs points significatifs :

- La demande énergétique est en constante augmentation, corrélée à l'évolution démographique et à la croissance économique, mesurée par le produit intérieur brut (PIB). À mesure que la population croît et que son niveau de vie s'améliore, le besoin d'accès à des appareils électriques, aux infrastructures industrielles, aux usines de production alimentaire, à l'éclairage, aux véhicules électriques, etc., se renforce. Par conséquent, la demande énergétique est destinée à croître inexorablement. Comme observé plus loin, la population et le PIB sont corrélés négativement. Ceci implique que ces deux paramètres varient inversement. En conséquence, l'augmentation de la population n'est pas une condition suffisante pour augmenter la production économique. Sur la Figure 1.9, l'énergie totale produite en RDC en 2023 était de 56,88 PJ, la demande projetée l'estime à 191,85 PJ ; il y a un écart de 237% entre l'offre disponible et la demande exprimée.
- La demande énergétique est particulièrement élevée dans le secteur industriel, surpassant celle des secteurs résidentiels et commerciaux. Cela s'explique par la quantité d'énergie requise pour le fonctionnement d'industries telles que celles de l'exploitation minière, de la pharmacie, de l'agriculture, de la brasserie, entre autres.

– En outre, il est à noter que le secteur résidentiel nécessite une consommation d'électricité plus élevée par rapport au secteur commercial.

3.2.2 Offre énergétique

3.2.2.1 Puissance électrique installée

L'analyse de la puissance électrique installée révèle les observations suivantes :

– La Figure 3.2 qui illustre la puissance électrique annuelle installée par scénario a même allure que la demande exprimée (Figure 3.1). La capacité installée est croissante en raison non seulement du faible facteur de capacité des centrales électriques mais également de la demande à satisfaire annuellement. La production majeure est d'origine hydroélectrique. Il s'en suit le solaire, le thermique (via les centrales à gaz et à pétrole), la géothermie et la biomasse.

– Tous les scénarios présentent des niveaux de production similaires mais diffèrent par les technologies mobilisées. L'hydroélectricité se démarque de toutes les autres technologies. Dans le BAU, elle représente environ 70% de la production moyenne annuelle contre 72% dans le RNV et 89% dans l'HYD.

– Dans le scénario BAU, une capacité installée plus importante est observée entre 2020 et 2042, principalement en raison de l'intégration de projets gouvernementaux dans le secteur électrique (voir Tableau 2.11).

– La capacité annuelle moyenne installée est évaluée à 48,5 GW/an pour le scénario BAU, à 46,1 GW/an pour le RNV et à 45,2 GW/an pour le HYD. Le scénario HYD est donc plus efficace. Par rapport à la capacité installée actuellement en RDC, un écart est remarqué.

– Les centrales hydroélectriques constituent la principale source de production dans tous les scénarios. Parmi ces centrales, PWRHYD01 contribue le plus, suivie par PWRHYD04 et PWRHYD03.

– Dans les scénarios BAU et RNV, les centrales solaires (telles que PWRSOL01, PWRSOL01S et PWRSOL03S) apportent une contribution notable après les centrales hydroélectriques, avec PWRSOL01 en tête.

– Les centrales géothermiques participent également, mais dans une moindre mesure, après les centrales solaires.

– Les centrales fossiles et à biomasse ont une contribution marginale dans les scénarios BAU et RNV, et sont pratiquement absentes dans le scénario HYD.

3.2.2.2 Énergie générée

L'analyse de la production d'énergie met en évidence les points suivants :

1. La Figure 3.4 montre l'allure de l'énergie électrique produite annuellement par scénario modélisé. Cette allure est celle de la demande électrique. On constate l'influence de l'intermittence de l'énergie solaire sur sa capacité de production énergétique. Par exemple, pour une puissance électrique de 4,35 GW installée en 2048, 17,27 PJ est générée. Théoriquement, cette puissance devrait produire une énergie de 137,18 PJ. L'intermittence des sources d'énergie renouvelable comme le solaire et l'éolien a une influence sur le facteur de capacité de la centrale électrique.
2. La production énergétique totale est comparable dans tous les scénarios. Cela s'explique par la relation proportionnelle entre la production, la capacité installée et les facteurs de capacité et de disponibilité (Relation 2.9). Les valeurs moyennes annuelles de production énergétique sont : 569,4 PJ/an pour le BAU, 568,2 pour le RNV et 571,5 pour le HYD. Pour une capacité installée légèrement inférieure par rapport aux autres scénarios, le HYD génère plus d'énergie. C'est le scénario le plus efficace.
3. Contributions spécifiques des technologies :
   (a) Les centrales hydroélectriques (PWRHYD01, PWRHYD02, PWRHYD03, PWRHYD04) dominent largement dans le scénario HYD, avec une contribution significativement plus élevée par rapport aux scénarios BAU et RNV. En terme d'énergie générée, le taux de production pour l'hydroélectricité est évalué à 85% pour le BAU, 84% pour le HYD et 94% pour le HYD.
   (b) Les centrales fossiles (PWRNGS01, PWRNGS01S, PWRLFO01, PWRHFO01) sont davantage utilisées dans les scénarios BAU et RNV, avec une contribution nettement réduite dans le scénario HYD.
   (c) Les centrales solaires avec stockage (PWRSOL01S) montrent une contribution légèrement supérieure dans le scénario RNV, bien que cette différence reste marginale par rapport aux autres centrales solaires.
4. Évolution temporelle : Les productions issues des énergies renouvelables (hydroélectricité et solaire) augmentent significativement dans les scénarios RNV et HYD, tandis que la production fossile diminue progressivement dans tous les scénarios.
5. Différences dans l'utilisation des technologies :
   (a) Le scénario BAU se caractérise par une forte dépendance aux énergies fossiles (centrales à gaz, fioul léger, fioul lourd et biomasse) comparé aux autres.
   (b) Tous les scénarios privilégient les énergies renouvelables, avec une domination marquée de l'hydroélectricité.

3.2.3 Émissions totales de CO_2

Comme illustré par les Figures 3.9 et 3.10, les émissions de dioxyde de carbone (CO_2) dans les centrales électriques dépendent du type de centrale et de son activité annuelle. C'est ce qui

explique la présence des maxima et des minima d'émission pour certaines années. Par exemple, les fluctuations observées entre 2023 et 2030.

La Figure 3.10 montre que, dans cette étude, les émissions ont pour origine les centrales électriques à gaz, à pétrole, à biomasse et géothermique. Dans le scénario BAU, la source majeure est les centrales électriques à gaz. Cependant, dans les scénarios RNV et HYD ce sont les centrales géothermiques qui sont les sources dominantes.

L'analyse des émissions totales de CO_2, montre une augmentation progressive au fil du temps. Cette hausse est particulièrement marquée dans un scénario BAU, par rapport aux deux autres. Cela s'explique par des investissements importants dans les technologies fossiles, qui ont un facteur d'émission élevé. Pour une activité donnée, le facteur d'émission influence les émissions totales.

Le scénario RNV est également plus polluant que le scénario HYD. Cela est dû aux investissements dans les valeurs résiduelles des technologies fossiles et des énergies renouvelables, comme la biomasse et la géothermie. Ces dernières ont des facteurs d'émission relativement élevés comparés aux centrales hydroélectriques et solaires.

Bien que les facteurs d'émission des énergies fossiles soient faibles, leur contribution aux émissions globales est significative. Cela explique les émissions observées dans les scénarios HYD et RNV, en plus des valeurs résiduelles des énergies fossiles. En résumé, le scénario HYD est le moins polluant des trois.

3.2.4 Coût total du système

Les Figures 3.4 et 3.6 ont même allure. Cela traduit le fait que pour qu'une centrale électrique produise de l'énergie de façon optimale, des activités de maintenance et d'entretien sont nécessaires chaque année. Ces dernières impliquent des coûts qui sont proportionnels à la capacité de la centrale électrique. De même, les Figures 3.3 et 3.5 ont même allure du fait que les coûts d'investissement dépendent des capacités électriques supplémentaires à installer. Les capacités résiduelles n'ont pas de coût d'investissement mais seulement des coûts de maintenance et d'entretien.

L'analyse des coûts totaux optimisés révèle que le scénario HYD constitue l'option la plus onéreuse, avec un coût estimé à 55,642 milliards de dollars. Ce scénario est suivi par le scénario BAU, dont les coûts atteignent 54,642 milliards de dollars, et par le scénario RNV, qui s'établit à 54,635 milliards de dollars. Les écarts relatifs entre les différents scénarios sont particulièrement non significatifs : le différentiel entre BAU et RNV s'élève à 0,012%, tandis qu'il atteint 1,83% entre BAU et HYD, et 1,84% entre RNV et HYD. Ces écarts mettent en évidence des rapprochement considérables entre les scénarios étudiés. Ainsi, le scénario RNV apparaît comme l'option la plus optimale en termes de minimisation des coûts.

3.3 Discussion des implications des résultats

Les résultats de cette étude soulèvent plusieurs implications significatives, à savoir :

1. **Capacités de production** : La croissance des nouvelles capacités installées chaque année met en évidence les limites des capacités résiduelles et planifiées pour répondre à la demande exprimée dans le système électrique.
2. **Technologies de production électrique** : Bien que les productions énergétiques globales soient similaires entre les scénarios, leurs origines technologiques varient considérablement, reflétant les orientations stratégiques spécifiques adoptées dans chaque scénario.
3. **Dominance des énergies renouvelables** : Tous les scénarios sont caractérisés par une prédominance des énergies renouvelables, affichant une production stable.
4. **Variabilité des scénarios BAU et RNV** : Les scénarios BAU et RNV, qui intègrent des sources solaires, montrent une variabilité importante dans les productions annuelles. Cette variabilité est attribuée à l'intermittence de l'utilisation de ces sources, exprimée physiquement par un facteur de capacité faible (voir Tableau 2.6).
5. **Rôle de l'hydroélectricité** : La forte proportion de technologies hydroélectriques dans tous les scénarios indique la capacité de l'hydroélectricité à répondre de manière stable aux besoins énergétiques, particulièrement dans le contexte de transition énergétique de la RDC. Contrairement au travail de Dalder et *al*. qui minimise le rôle futur de l'hydroélectricité dans le mix énergétique congolais [36]. Toutefois, face à l'inaccessibilité électrique pour une grande partie de la population [1, 4], il est impératif d'explorer des solutions de mini-réseaux et hors réseau, notamment via des centrales solaires PV et hydroélectriques.
6. **Capacité géothermique** : La présence significative de l'énergie géothermique dans les scénarios BAU et RNV souligne le facteur de capacité élevé associé à cette technologie.
7. **Limites des centrales hydroélectriques de grande taille (< 100 MW)** : Malgré l'accent mis sur les grandes centrales hydroélectriques en RDC, il est clair que cette solution ne suffira pas à satisfaire la demande d'électricité à long terme. Le gouvernement doit donc se tourner vers d'autres technologies, notamment les petites centrales solaires et hydroélectriques dans les zones rurales et périurbaines [5]. Le modèle n'exclut pas l'investissement dans des grandes centrales solaires, avec ou sans stockage, à partir de 2025 pour le scénario BAU et de 2035 pour le scénario RNV, ainsi qu'un investissement dans les centrales géothermiques à partir de 2035.
8. **Investissements nécessaires pour les énergies renouvelables** : Pour augmenter les investissements dans les technologies d'énergie renouvelable, un nombre conséquent de centrales devra être construit pour compenser l'intermittence des sources, notamment pour l'énergie solaire PV et même thermodynamique. Étant donné l'état défectueux des lignes de transport et de distribution et le coût prohibitif de l'extension du réseau [36], il

serait plus judicieux d'allouer ces fonds à d'autres solutions d'électrification, telles que des mini-réseaux.

9. **Facteurs de capacité et disponibilité** : La contribution élevée de l'hydroélectricité dans tous les scénarios souligne l'importance des facteurs de capacité et de disponibilité. Même une capacité installée faible peut répondre à la demande énergétique si les technologies fonctionnent efficacement. C'est ce qu'illustre le scénario HYD.
10. **Émissions de gaz à effet de serre** : Les scénarios BAU et RNV projettent une augmentation des émissions totales entre 2020 et 2070 contrairement au scénario HYD qui atteint une décarbonation totale en 2054. Le modèle se concentre uniquement sur le secteur électrique, ce qui explique les tendances similaires observées dans chaque scénario. Bien que l'augmentation des activités technologiques entraîne des émissions, celles-ci restent négligeables en raison de la domination des énergies renouvelables et comparé au modèle du Maroc qui par des mesures de réduction de demande de 15% entre 2030 et 2050 pourrait atteindre le taux d'émission le plus bas de 0,25 Mt de CO_2, ouvrant la voie à la décarbonation du système [63].
11. **Coûts totaux actualisés** : Le coût total actualisé, incluant les coûts de capital (coûts d'investissement ici), fixes et variables, révèle que les scénarios BAU, RNV et HYD nécessitent des investissements respectifs de 54,642, 54,635 et 55,652 milliards USD. Le scénario HYD requiert un investissement plus élevé, reflétant coût initial des centrales hydroélectriques et un facteur de capacité faible (environ 0,48%). Cela indique une trajectoire claire pour la RDC dans le choix des technologies à prioriser. La nécessité de réhabiliter les centrales opérationnelles est imminentes pour améliorer les facteurs de capacité et de disponibilité de l'hydroélectricité et d'autres technologies.
12. **Électrification et dépendance à la bioénergie** : Le principal défi pour la RDC réside dans l'augmentation du taux d'électrification afin de réduire la dépendance à la bioénergie pour la cuisson. Bien que les technologies d'énergie renouvelable représentent plus de 97% de la production électrique, elles ne constituent que 5% du mix énergétique total [33].
13. **Exploitation du potentiel hydroélectrique** : Cette étude illustre comment le potentiel hydroélectrique considérable de la RDC peut être exploité pour répondre à la demande croissante en électricité, tout en proposant un coût optimal dans le scénario HYD. En dépit de la dépendance actuelle à l'hydroélectricité, il est crucial de diversifier la taille des unités hydroélectriques ou adapter selon les lieux d'inaccessibilité par des mini-réseaux.
14. **Choix des technologies** : Vu que le coût global de RNV est le moins élevé et considérant les conditions de développement des technologies sur réseau dans un contexte congolais où les infrastructures routières pose un sérieux problème, nous proposons le scénario RNV étant donné qu'il propose l'investissement dans des technologies hors réseaux et des mini-réseaux.

Conclusion générale et recommandations

La République Démocratique du Congo (RDC) dispose de ressources naturelles abondantes, la plaçant en position privilégiée pour catalyser le développement du continent africain. Cependant, le déficit en électricité constitue un obstacle majeur au développement économique du pays, impactant gravement la qualité de vie des populations dans des domaines essentiels tels que l'éducation, la santé, l'éclairage et la cuisson propre. Pour surmonter ces défis, il est impératif de créer un environnement propice aux affaires afin d'attirer les investissements dans le secteur énergétique. La diversification du mix énergétique, actuellement dominé par l'hydroélectricité, est cruciale pour garantir un approvisionnement électrique fiable.

L'objectif principal de cette étude était de modéliser le système électrique de la RDC afin d'évaluer les options de production énergétique optimisées. L'analyse de l'offre énergétique actuelle et des ressources disponibles, dans le cadre d'un scénario de maintien du statu quo (BAU), a révélé que les ressources disponibles (hydroélectriques, thermiques et solaires) sont insuffisantes pour satisfaire la demande électrique actuelle. Dès lors, il est nécessaire d'investir dans de nouvelles capacités de production entre 2020 et 2070. La capacité hydroélectrique actuellement installée est estimée à 3,32 GW, tandis que le modèle a projeté une augmentation à environ 10 GW.

Pour explorer le développement du système électrique congolais en fonction de ses ressources, trois scénarios ont été élaborés : le scénario de maintien des politiques actuelles (BAU), le scénario d'investissement dans toutes les énergies renouvelables disponibles (RNV) et le scénario d'exploitation maximale du potentiel hydroélectrique existant (HYD). L'utilisation du modèle OSeMOSYS a permis de dégager des trajectoires optimales pour le développement du système électrique congolais. Le scénario RNV s'est avéré le plus optimal en termes de coûts (hors coûts supplémentaires liés à la réhabilitation et à l'extension du réseau) mais pas en terme d'émissions totales de CO_2. En revanche, le scénario HYD s'est révélé plus coûteux, avec un écart de 1,84% par rapport au RNV et de 1,83% par rapport au HYD, et reste le moins polluant des trois scénarios, atteignant la décarbonation totale en 2054. Cependant, tous les scénarios sont en bonne voie pour respecter les engagements de la RDC visant à réduire ses émissions de 21% d'ici 2030.

L'étude a également mis en lumière que les critères environnementaux, tels que les émissions de CO_2, n'ont pas eu un impact significatif sur le choix des technologies dans le contexte du système électrique congolais, largement dominé par l'hydroélectricité et en pleine exploration d'autres énergies renouvelables.

Cette recherche a le mérite d'adapter l'optimisation des systèmes électriques au contexte spécifique de la RDC, révélant que l'approvisionnement en électricité sur réseau n'est pas l'option

la plus optimale pour garantir l'accès universel à l'électricité. Elle souligne l'importance du développement de mini-réseaux et de systèmes hors réseau, soutenus par des investissements dans des petites centrales hydroélectriques et des systèmes solaires domestiques avec stockage. Cette démarche s'inscrit dans les Objectifs de Développement Durable (ODD) 7, qui visent à garantir à tous l'accès à des services énergétiques fiables, durables et modernes à un coût abordable.

Néanmoins, cette étude présente des limites. Elle se concentre exclusivement sur la production d'électricité, négligeant les émissions de CO_2 provenant d'autres sources d'énergie, ce qui complique l'évaluation complète des implications des différents scénarios. La RDC fait face à des défis non seulement dans le secteur électrique, mais aussi dans les domaines du transport et de la cuisine dans le secteur résidentiel, qui nécessitent une attention particulière. Ces secteurs représentent des axes de recherche futurs essentiels pour le développement holistique du secteur énergétique congolais et l'amélioration de l'économie du pays. Les résultats de projection de la demande électrique utilisée dans cette étude n'ont pas été bien ajustés aux données expérimentales. Il serait également pertinent de mener une étude systématique de la demande énergétique dans chaque secteur et province, bien que cela requière un investissement temporel considérable difficile à dégager dans le cadre d'un mémoire de Master.

Et malgré les limites mentionnées, cette étude pionnière et sensibilisatrice sur la modélisation énergétique aboutit à plusieurs recommandations à l'endroit du gouvernement de la RDC :

1. Réhabiliter les infrastructures électriques existantes et investir dans les technologies hydroélectriques pour améliorer les facteurs de capacité et de disponibilité des infrastructures.
2. Promouvoir et encourager les investissements dans les technologies d'énergies renouvelables, notamment le solaire et l'hydroélectricité hors réseau.
3. Réhabiliter les infrastructures routières pour faciliter le déploiement des technologies sur réseau.
4. Interconnecter les réseaux électriques existants.

Références

[1] World Bank. *Access to Electricity (% of Population) | Data*. 2022. URL : https://data.worldbank.org/indicator/eg.elc.accs.zs?most_recent_value_desc=false (visité le 10/11/2024).

[2] Levesque Makuku. « Inventory of geothermal sources in the DRC and their development plan for the electrification of locals areas. Case of the eastern part of the DRC ». In : *IOP Conference Series : Earth and Environmental Science* 249.1 (2019), p. 012016. DOI : 10.1088/1755-1315/249/1/012016. URL : https://dx.doi.org/10.1088/1755-1315/249/1/012016.

[3] Ngalula S. Mubenga et al. « Overview of the Electricity Sector and Impact of the Electricity Regulatory Authority (ARE) in the Democratic Republic of the Congo from 2020 to 2022 ». In : *2023 IEEE PES/IAS PowerAfrica*. 2023 IEEE PES/IAS PowerAfrica. Marrakech, Morocco : IEEE, 6 nov. 2023, p. 1-5. DOI : 10.1109/PowerAfrica57932.2023.10363264. URL : https://ieeexplore.ieee.org/document/10363264/ (visité le 24/11/2024).

[4] Kusakana Kanzumba. « A Review of Energy in the Democratic Republic of Congo ». In : *https ://www.researchgate.net* (23 août 2016). URL : https://www.researchgate.net/publication/306380971_A_Review_of_Energy_in_the_Democratic_Republic_of_Congo (visité le 16/12/2024).

[5] ANSER. *Plans locaux d'électrifcation des territoires de la Republique Democratique du Congo à l'horizon 2030*. Rapp. tech. Kinshasa, République Démocratique du Congo : Agence Nationale d'Electrification et des Services Energétiques en Milieux Rural et Périurbain, 2022. URL : https://anser.gouv.cd/wpfd_file/plans-locaux-delectrification-des-territoires-de-la-republique-democratique-du-congo-a-lhorizon-2030/ (visité le 20/08/2024).

[6] ARE. *Rapport Annuel 2022*. Rapp. tech. République Démocratique du Congo : Autorité de Régulation du Secteur de l'Electricité, 2022. URL : https://are.gouv.cd/wp-content/uploads/2023/05/ARE-RAP-2022-RAPPORT-ANNUEL-2022-6.pdf (visité le 24/11/2024).

[7] ARE. *Rapport Annuel 2023*. Rapp. tech. République Démocratique du Congo : Autorité de Régulation du Secteur de l'Electricité, 2023. URL : https://are.gouv.cd/bfd_download/rapport-annuel-2023/ (visité le 24/11/2024).

[8] Konstantin Löffler et al. « Designing a Model for the Global Energy System—GENeSYS-MOD : An Application of the Open-Source Energy Modeling System (OSeMOSYS) ». In : *Energies* 10.10 (22 sept. 2017), p. 1468. ISSN : 1996-1073. DOI : 10.3390/en10101468. URL : https://www.mdpi.com/1996-1073/10/10/1468 (visité le 07/12/2024).

[9] Yuehong Lu et al. « A Critical Review of Sustainable Energy Policies for the Promotion of Renewable Energy Sources ». In : *Sustainability* 12.12 (22 juin 2020), p. 5078. ISSN : 2071-1050. DOI : 10.3390/su12125078. URL : https://www.mdpi.com/2071-1050/12/12/5078 (visité le 07/12/2024).

[10] Joeri Rogelj et al. « Scenarios towards limiting global mean temperature increase below 1.5 °C ». In : *Nature Climate Change* 8.4 (1er avr. 2018), p. 325-332. ISSN : 1758-6798. DOI : 10.1038/s41558-018-0091-3. URL : https://doi.org/10.1038/s41558-018-0091-3.

[11] D. Ferreira-Martínez, Mahamat Habib Bechir et A. López-Agüera. « Effect of the sustainability indicators within OSeMOSYS optimization transition scenarios ». In : *Energy Strategy Reviews* 54 (juill. 2024), p. 101448. ISSN : 2211467X. DOI : 10.1016/j.esr.2024.101448. URL : https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2211467X2400155X (visité le 25/11/2024).

[12] Stefan Pfenninger, Adam Hawkes et James Keirstead. « Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges ». In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 33 (mai 2014), p. 74-86. ISSN : 13640321. DOI : 10.1016/j.rser.2014.02.003. URL : https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032114000872 (visité le 09/03/2025).

[13] D. Connolly et al. « A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems ». In : *Applied Energy* 87.4 (2010), p. 1059-1082. ISSN : 0306-2619. DOI : https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.09.026. URL : https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261909004188.

[14] Mark Howells et al. « OSeMOSYS : The Open Source Energy Modeling System. An introduction to its ethos, structure and development ». In : *Energy Policy* 39.10 (2011), p. 5850-5870. ISSN : 03014215. DOI : 10.1016/j.enpol.2011.06.033. URL : https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421511004897 (visité le 04/11/2024).

[15] Souhila Benbrahim, Chaouche Saloua et Rachid Toumache. « THE ALGEBRAIC FORMULATION OF THE OPEN-SOURCE ENERGY MODELING SYSTEM (OSeMOSYS) ». In : (2023). Artwork Size : 568241 Bytes Publisher : figshare, 568241 Bytes. DOI : 10.6084/M9.FIGSHARE.22728665.V1. URL : https://figshare.com/articles/journal_contribution/THE_ALGEBRAIC_FORMULATION_OF_THE_

OPEN-SOURCE_ENERGY_MODELING_SYSTEM_OSeMOSYS_/22728665/1 (visité le 14/12/2024).

[16] U.S. Geological Survey. *Mineral commodity summaries 2024 : U.S. Geological Survey*. Rapp. tech. 2024. DOI : 10.3133/mcs2024. (Visité le 26/11/2024).

[17] Ministère de l'Environnement et Développement Durable-RDC. *Contribution Déterminée à l'échelle Nationale révisée*. 2021. URL : https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/CDN%5C%20Revis%C3%A9e%5C%20de%5C%20la%5C%20RDC.pdf (visité le 10/12/2024).

[18] World Bank. *Population Data | Population Estimates and Projections*. 2021. URL : https://databank.worldbank.org/embed/2021-Population-Data/id/67b1e32b?review=y (visité le 10/11/2024).

[19] J M Lukamba-Muhiya et E Uken. « The electricity supply industry in the Democratic Republic of the Congo ». In : *Journal of Energy in Southern Africa* 17.3 (1er août 2006), p. 21-28. ISSN : 2413-3051, 1021-447X. DOI : 10.17159/2413-3051/2006/v17i3a3261. URL : https://journals.assaf.org.za/index.php/jesa/article/view/3261 (visité le 16/12/2024).

[20] Kun Peng et al. « The global power sector's low-carbon transition may enhance sustainable development goal achievement ». In : *Nature Communications* 14.1 (30 mai 2023), p. 3144. ISSN : 2041-1723. DOI : 10.1038/s41467-023-38987-4. URL : https://www.nature.com/articles/s41467-023-38987-4 (visité le 04/11/2024).

[21] Anne Labouret et Paul Villo. *Énergie solaire photovoltaïque solaire*. DuNOD, 2005. ISBN : 2-10-049052-4.

[22] Gilbert Naudet et Paul Reuss. *Énergie, électricité et nucléaire*. EDP Sciences, 2020. ISBN : 978-2-7598-0326-2. DOI : 10.1051/978-2-7598-0326-2. URL : https://www.degruyter.com/document/doi/10.1051/978-2-7598-0326-2/html (visité le 24/11/2024).

[23] Md. Nasimul Islam Maruf. « Sector Coupling in the North Sea Region—A Review on the Energy System Modelling Perspective ». In : *Energies* 12.22 (11 nov. 2019), p. 4298. ISSN : 1996-1073. DOI : 10.3390/en12224298. URL : https://www.mdpi.com/1996-1073/12/22/4298 (visité le 21/12/2024).

[24] Mark Howells et al. *ENERGY ACCESS AND ELECTRICITY PLANNING*. 2017. URL : https://documents1.worldbank.org/curated/en/628541494925426928/pdf/115065-BRI-P148200-PUBLIC-FINALSEARSFElectricityPlanningweb.pdf (visité le 10/11/2024).

[25] Andrea Herbst et al. « Introduction to energy systems modelling ». In : *Swiss Journal of Economics and Statistics* 148 (2012), p. 111-135.

[26] ARE. *Rapport Annuel 2021*. Rapp. tech. République Démocratique du Congo : Autorité de Régulation du Secteur de l'Electricité, 2021. URL : https://are.gouv.cd/wp-content/uploads/2023/02/ARE-RAP-2021-RAPPORT-ANNUEL-2021.pdf (visité le 24/11/2024).

[27] Sebastian HERMANN, Asami MIKETA et Nicolas FICHAUX. *Estimating the Renewable Energy Potential in Africa*. Rapp. tech. Abu Dhabi : International Renewable Energy Agency, KTH, 2014. URL : https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2014/IRENA%7B%5C_%7DAfrica%7B%5C_%7DResource%7B%5C_%7DPotential%7B%5C_%7DAug2014.pdf.

[28] PNUD. *Energie durable pour tous à l'horizon 2030 (SE4ALL, Evaluation rapide et analyse des gaps*. Rapp. tech. République Démocratique du Congo : Programme National et Stratégie, 2013. URL : https://www.undp.org/sites/g/files/zskgke326/files/migration/cd/UNDP-CD-RAPPORT-ENERGIE-DURBALE-POUR-TOUS-HORIZON-2030.pdf (visité le 14/07/2024).

[29] Lucy ALLINGTON et al. « Selected 'Starter kit' energy system modelling data for selected countries in Africa, East Asia, and South America (#CCG, 2021) ». In : *Data in Brief* 42 (juin 2022), p. 108021. ISSN : 23523409. DOI : 10.1016/j.dib.2022.108021. URL : https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2352340922002323 (visité le 04/01/2025).

[30] RESOURCE MATTERS et ENERGY SYSTEMS RESEARCH GROUP. *Électrification de la RDCongo : À la recherche des pistes de solution*. Rapp. tech. République Démocratique du Congo : Resource Matters et Energy Systems Research Group, University of Cape Town, 2020. URL : https://cdn.prod.website-files.com/61dedc757232df46a2cf11b3/6430fa1a88264bde3c542ca1_RDC_rapport-v6_compressed.pdf (visité le 14/05/2024).

[31] PNUD. *Politique Nationale de l'Energie de la République Démocratique du Congo*. Rapp. tech. République Démocratique du Congo : Ministère des Ressources Hydrauliques et Eléctricité, 2022. URL : https://www.undp.org/sites/g/files/zskgke326/files/2022-10/UNDP-CD-Politique%20Nationale%20de%20l%27Energie%20de%20la%20RDC_Version%20Rev%20de%20mai%20202203102022.pdf (visité le 14/07/2024).

[32] BANQUE MONDIALE. *Access to electricity (% of population) - Congo, Dem. Rep.* 2022. URL : https://donnees.banquemondiale.org/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS?end=2022&locations=CD&start=2019&view=map&year=2022 (visité le 22/11/2024).

[33] IRENA. *Country Indicators and SDGs Energy Profile : Democratic Republic of Congo*. 2023. URL : https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Jun/Tracking_SDG7_energy_progress_2023.pdf (visité le 09/03/2025).

[34] Souhila Benbrahim, Chaouche Saloua et Rachid Toumache. « THE ALGEBRAIC FORMULATION OF THE OPEN-SOURCE ENERGY MODELING SYSTEM (OSeMOSYS) ». In : (2023). Artwork Size : 568241 Bytes Publisher : figshare, 568241 Bytes. doi : 10.6084/M9.FIGSHARE.22728665.V1. url : https://figshare.com/articles/journal_contribution/THE_ALGEBRAIC_FORMULATION_OF_THE_OPEN-SOURCE_ENERGY_MODELING_SYSTEM_OSeMOSYS_/22728665/1 (visité le 04/11/2024).

[35] International Energy Agency (IEA). *World Energy Outlook 2024*. CC BY 4.0. Paris, France : International Energy Agency, 2024. url : https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024 (visité le 01/02/2025).

[36] Jacob Dalder et al. « Modelling Policy Pathways to Maximise Renewable Energy Growth and Investment in the Democratic Republic of the Congo Using OSeMOSYS (Open Source Energy Modelling System) ». In : *Energies* 17.2 (10 jan. 2024), p. 342. issn : 1996-1073. doi : 10.3390/en17020342. url : https://www.mdpi.com/1996-1073/17/2/342 (visité le 04/11/2024).

[37] INS. *ANNUAIRE STATISTIQUE RDC 2020*. Rapp. tech. République Démocratique du Congo : Institut National de la Statistique, Ministère du Plan, 2021. url : https://www.undp.org/sites/g/files/zskgke326/files/migration/cd/UNDP-CD-ANNUAIRE-STAT.-2020-.pdf (visité le 14/12/2024).

[38] Nandi Moksnes et al. *2015 OSeMOSYS User Manual*. Stockholm, Sweden : Royal Institute of Technology, 2015. url : http://www.osemosys.org/uploads/1/8/5/0/18504136/osemosys_manual_-_working_with_text_files_-_2015-11-05.pdf.

[39] IRENA. *Planning and Prospects for Renewable Power : Eastern and Southern Africa*. Bonn, Germany, 2021.

[40] IRENA. *Planning and Prospects for Renewable Power : West Africa*. Bonn, Germany, 2018.

[41] IRENA. *Solar PV in Africa : Costs and Markets*. Bonn, Germany, 2016.

[42] IRENA. *Africa 2030 : Roadmap for a Renewable Energy Future*. Bonn, Germany, 2015.

[43] D. Ray. *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis—Version 15.0*. New York, NY, USA, 2021. url : https://www.lazard.com/media/sptlfats/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf.

[44] European Commission. Joint Research Centre. *Energy Projections for African Countries*. Luxembourg, 2019.

[45] Stefan Pfenninger et Iain Staffell. « Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data ». In : *Energy* 114 (nov. 2016), p. 1251-1265. ISSN : 03605442. DOI : 10.1016/j.energy.2016.08.060. URL : https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544216311744 (visité le 22/01/2025).

[46] Iain Staffell et Stefan Pfenninger. « Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output ». In : *Energy* 114 (nov. 2016), p. 1224-1239. ISSN : 03605442. DOI : 10.1016/j.energy.2016.08.068. URL : https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544216311811 (visité le 22/01/2025).

[47] European Commission. Joint Research Centre. Institute for Energy and Transport. et SERTIS. *Energy Technology Reference Indicator (ETRI) projections for 2010-2050*. LU : Publications Office, 2014. URL : https://data.europa.eu/doi/10.2790/057687 (visité le 02/01/2025).

[48] Maarten Brinkerink, Brian Ó. Gallachóir et Paul Deane. « Building and Calibrating a Country-Level Detailed Global Electricity Model Based on Public Data ». In : *Energy Strategy Reviews* 33 (jan. 2021), p. 100592. ISSN : 2211467X. DOI : 10.1016/j.esr.2020.100592. URL : https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2211467X20301450 (visité le 23/01/2025).

[49] Konstantin Löffler et al. « Designing a Model for the Global Energy System—GENeSYS-MOD : An Application of the Open-Source Energy Modeling System (OSeMOSYS) ». In : *Energies* 10.10 (22 sept. 2017), p. 1468. ISSN : 1996-1073. DOI : 10.3390/en10101468. URL : https://www.mdpi.com/1996-1073/10/10/1468 (visité le 04/11/2024).

[50] Lion Hirth et Jan Christoph Steckel. « The role of capital costs in decarbonizing the electricity sector ». In : *Environmental Research Letters* 11.11 (1er nov. 2016), p. 114010. ISSN : 1748-9326. DOI : 10.1088/1748-9326/11/11/114010. URL : https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/11/11/114010 (visité le 19/03/2025).

[51] Constantinos Taliotis et al. « An indicative analysis of investment opportunities in the African electricity supply sector — Using TEMBA (The Electricity Model Base for Africa) ». In : *Energy for Sustainable Development* 31 (2016), p. 50-66. ISSN : 0973-0826. DOI : https://doi.org/10.1016/j.esd.2015.12.001. URL : https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0973082615300065 (visité le 04/11/2024).

[52] Ioannis Pappis et al. *KTH-dESA/Jrc_temba : TEMBA 2.1*. Geneva, Switzerland, 2021. URL : https://zenodo.org/records/4889373 (visité le 25/11/2024).

[53] *API — MUSE 1.3.3.dev21+ga1e9c8f documentation*. 2021. URL : https://muse-os.readthedocs.io/en/latest/api.html (visité le 07/10/2024).

[54] World Bank. *Increasing Access to Electricity in the Democratic Republic of Congo*. Washington, DC, USA : World Bank, 2020.

[55] IEA. *Hydropower Tracking Report*. Paris, France, 2021.

[56] IEA. *Solar PV Tracking Report*. Paris, France, 2021.

[57] IEA. *Word Energy Outlook*. Rapp. tech. 2020.

[58] Mark Z. Jacobson et al. « 100% Clean and Renewable Wind, Water, and Sunlight All-Sector Energy Roadmaps for 139 Countries of the World ». In : *Joule* 1.1 (6 sept. 2017). Publisher : Elsevier, p. 108-121. issn : 2542-4785. doi : 10.1016/j.joule.2017.07.005. url : https://doi.org/10.1016/j.joule.2017.07.005 (visité le 09/03/2025).

[59] Mark Bolinger, Ryan Wiser et Eric O'Shaughnessy. « Levelized cost-based learning analysis of utility-scale wind and solar in the United States ». In : *iScience* 25.6 (17 juin 2022). Publisher : Elsevier. issn : 2589-0042. doi : 10.1016/j.isci.2022.104378. url : https://doi.org/10.1016/j.isci.2022.104378 (visité le 09/03/2025).

[60] F.J. Vivas et al. « A review of energy management strategies for renewable hybrid energy systems with hydrogen backup ». In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 82 (2018), p. 126-155. issn : 1364-0321. doi : https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.014. url : https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117312418.

[61] Bureau international du travail. *World employment social outlook 2018 : greening with jobs*. International labour office., 2018.

[62] Carla Cannone et al. « clicSAND for OSeMOSYS : A User-Friendly Interface Using Open-Source Optimisation Software for Energy System Modelling Analysis ». In : *Energies* 17.16 (8 août 2024), p. 3923. issn : 1996-1073. doi : 10.3390/en17163923. url : https://www.mdpi.com/1996-1073/17/16/3923 (visité le 04/11/2024).

[63] Jabrane Slimani et al. « Towards a sustainable energy future : Modeling Morocco's transition to renewable power with enhanced OSeMOSYS model ». In : *Energy Conversion and Management* 317 (oct. 2024), p. 118857. issn : 01968904. doi : 10.1016/j.enconman.2024.118857. url : https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890424007982 (visité le 15/02/2025).

Annexes

Annexe A : Système énergétique modélisé

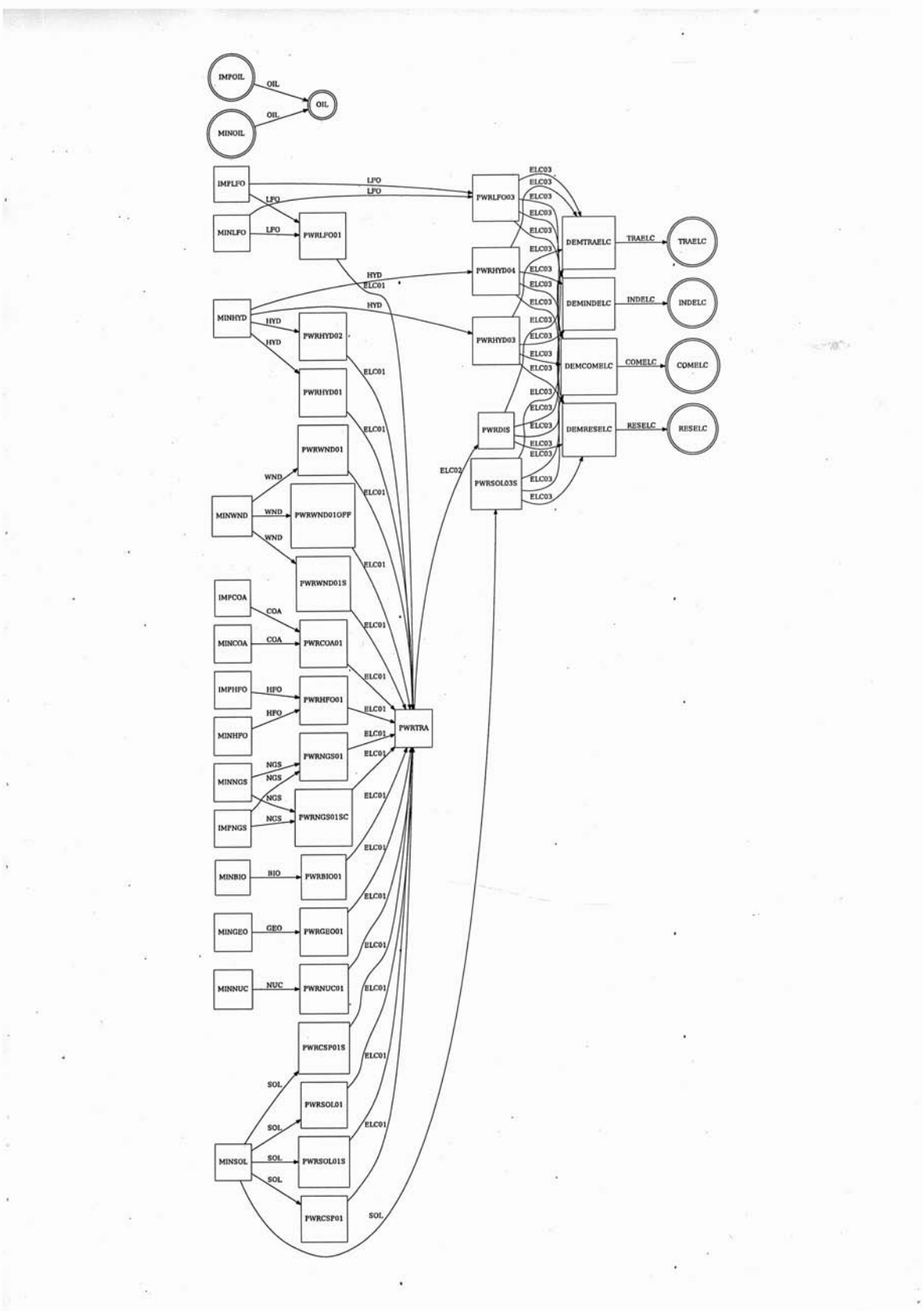


Figure A.1 : *Présentation du système énergétique de référence de la RDC modélisé*

Annexe B : Demande électrique spécifiée dans OSeMOSYS

Tableau B.1 : *Demande électrique par secteur spécifiée dans OSeMOSYS*

Demande électrique spécifiée par secteur (PJ)	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**
Résidentiel	54,46	56,24	58,07	59,99	61,98	64,04	66,16	68,35
Commercial et services	14,96	15,45	15,95	16,48	17,03	17,59	18,17	18,78
Industriel	104,70	108,14	111,67	115,37	119,19	123,14	127,22	131,44
TOTAL	174,11	179,82	185,69	191,85	198,21	204,77	211,56	218,57
Demande électrique spécifiée par secteur (PJ)	**2028**	**2029**	**2030**	**2032**	**2035**	**2037**	**2040**	**2042**
Résidentiel	70,62	72,96	75,38	80,45	88,72	94,69	104,42	111,46
Commercial et services	19,40	20,04	20,71	22,10	24,37	26,01	26,88	30,62
Industriel	135,79	140,29	144,94	154,71	170,60	182,09	200,80	214,32
TOTAL	225,81	233,29	241,02	257,26	283,69	302,79	333,91	356,40
Demande électrique spécifiée par secteur (PJ)	**2044**	**2046**	**2048**	**2050**	**2052**	**2054**	**2056**	**2058**
Résidentiel	118,97	126,98	135,54	144,67	154,41	164,82	175,92	187,77
Commercial et services	32,68	34,88	37,23	39,74	42,42	45,27	48,32	51,58
Industriel	228,76	244,17	260,62	278,18	296,92	316,92	338,27	361,06
TOTAL	380,41	406,04	433,39	462,57	493,75	527,01	562,51	600,41
Demande électrique spécifiée par secteur (PJ)	**2060**	**2062**	**2063**	**2064**	**2065**	**2066**	**2068**	**2070**
Résidentiel	200,42	213,92	221,01	228,33	235,89	243,71	260,13	277,66
Commercial et services	55,05	58,76	60,71	62,72	64,80	66,94	71,46	76,27
Industriel	385,38	411,34	424,97	439,05	453,60	468,63	500,20	533,89
TOTAL	640,85	684,03	706,69	730,11	754,30	779,29	831,79	887,83

Annexe C : Secteur énergétique en RDC

Tableau C.1 : *Centrales hydroélectriques gérées par la SNEL [5, 37]*

N°	Centrale	Localisation	Mise en service	Groupe	PU (MW)	PT (MW)	Statut actuel	Commentaire sur le statut
I. Production Ouest								
1	INGA 1	Kongo Central (Site Inga)	1972-1974	G11	58,5	351,0	ES	Réhabilité
				G12	58,5		ES	Réhabilité
				G13	58,5		ES	À réhabiliter
				G14	58,5		ES	Réhabilité
				G15	58,5		ES	Réhabilité
				G16	58,5		ES	À réhabiliter
2	INGA 2	Kongo Central (Site Inga)	1981-1982	G21	178,0	1424,0	ES	Réhabilité
				G22	178,0		ES	Réhabilité
				G23	178,0		ES	À réhabiliter
				G24	178,0		HS	À réhabiliter
				G25	178,0		ERh	Réhabilité (2024)
				G26	178,0		ES	À réhabiliter
				G27	178,0		ES	Réhabilité
				G28	178,0		ES	Réhabilité
3	ZONGO 1	Kongo Central (Inkisi)	1955-1965	G1	13.0	75,0	ES	À réhabiliter
				G2	13.0		HS	À réhabiliter
				G3	13.0		HS	À réhabiliter
				G4	18.0		ES	À réhabiliter
				G5	18.0		HS	À réhabiliter
4	ZONGO 2	Kongo Central (Inkisi)	2018	G1	50,0	150,0	ES	EXIM BANK/Ch
				G2	50,0		ES	EXIM BANK/Ch
				G3	50,0		ES	EXIM BANK/Ch
5	SANGA	Kongo Central (Inkisi)	1932-1949	G1	2,0	12,0	ES	NSM
				G2	2,0		ERh	NSM
				G3	2,0		ES	NSM
				G4	2,0		ES	NSM
				G5	2,0		ERh	NSM
				G6	2,0		ES	NSM
6	MPOZO	Kongo Central (Matadi)	1952	G1	1,0	2,0	HS	À réhabiliter
				G2	1,0		HS	À réhabiliter
7	KAKOBO-LA	Kwilu	2017	G1	3,5	10,5	DA	EXIM BANK
				G2	3,5		DA	EXIM BANK/In
				G3	3,5		DA	EXIM BANK/In
II. Production Sud								
8	NSEKE	Lualaba	1956-1957	G1	65,0	260,0	HS	En réhabilitation
				G2	65,0		ES	Réhabilité
				G3	65,0		ES	Réhabilité
				G4	65,0		ES	Réhabilité
9	BUSANGA	Lualaba	2020-2023	G1	60,0	240,0	ES	Nouveau
				G2	60,0		ES	Nouveau
				G3	60,0		ES	Nouveau
				G4	60,0		DA	Nouveau
10	NZILO	Lualaba	1953-1954	G1	27,0	108,0	ES	À Réhabiliter
				G2	27,0		ES	À réhabiliter
				G3	27,0		ES	À réhabiliter

N°	Centrale	Localisation	Mise en service	Groupe	PU (MW)	PT (MW)	Statut actuel	Commentaire sur le statut
				G4	27,0		ES	À réhabiliter
11	MWADI-NGUSHA	Haut Katanga	1929-1954	G1	13,2	79,2	ES	Réhabilité
				G2	13,2		ES	Réhabilité
				G3	13,2		ES	Réhabilité
				G4	13,2		ES	Réhabilité
				G5	13,2		ES	Réhabilité
				G6	13,2		ES	Réhabilité
12	KONI	Haut Katanga	1950	G1	14,0	42,0	ES	À Réhabiliter
				G2	14,0		ES	À réhabiliter
				G2	14,0		ES	À réhabiliter
13	BENDERA /KIYIMBI	Tanganyika	1959	G1	8,6	17,2	HS	À réhabiliter
				G2	8,6		ES	À réhabiliter
				G3	8,0		NE	À équiper
				G4	8,0		NE	À équiper
				G5	8,0		NE	À équiper
14	KILUBI	Haut Lomami	1954	G1	3,2	9,6	ES	À réhabiliter
				G2	3,2		HS	À réhabiliter
				G3	3,2		HS	À réhabiliter
III. Réseaux isolés (Est et Nord)								
15	RUZIZI 1	Sud Kivu	1958-1972	G1	7,4	29,8	ES	À réhabiliter
				G2	7,4		ES	À réhabiliter
				G3	7,4		ES	À réhabiliter
				G4	7,4		ES	À réhabiliter
16	TSHOPO	Tshopo	1959-1974	G1	7,0	19,65	ES	À réhabiliter
				G2	6,15		EA	À réhabiliter
				G3	6,5		EA	À réhabiliter
17	MOBAYI-MBONGO	Nord Ubangui	1989	G1	3,8	11,4	ES	À rechercher
				G2	3,8		HS	À rechercher
				G3	3,8		HS	À rechercher
				G4	3,8		NE	À rechercher
				G5	3,8		NE	À rechercher
				G6	3,8		NE	À rechercher
				G7	3,8		NE	À rechercher
				G8	3,8		NE	À rechercher
18	RUZIZI 2	Sud Kivu	1989	G1	14,7	44,1	ES	SINELAC
				G2	14,7		ES	SINELAC
				G3	14,7		ES	SINELAC
Total de la puissance hydroélectrique (parc SNEL)					**2 928,25**	**2 885,45**		

Tableau C.2 : *Centrales thermiques gérées par la SNEL [5, 37]*

N°	Province	Ville	Nombre de groupes		Puissance (MW)		Observation
			Installés	Disponibles	Installée	Disponible	
1	Kongo Central	Muanda	4	0	3,000	0,000	Centrale à gaz HS depuis le 11/11/2020
2	Kwilu	Kikwit	4	0	2,260	0,000	HS depuis le 12/01/2021
		Gungu	1	1	0,352	0,352	À l'arrêt par indisponibilité du réseau
		Idiofa	2	1	0,552	0,200	À l'arrêt. Réseau de distribution vétuste.
3	Mai-Ndombe	Inongo	1	1	0,176	0,176	À l'arrêt par manque de réseau de distribution.

Nº	Province	Ville	Nombre de groupes		Puissance (MW)		Observation
			Installés	Disponibles	Installée	Disponible	
4	Kwango	Kenge	1	0	0,352	0,000	Centrale à l'arrêt
5	Haut-Lomami	Kaniama	3	1	0,300	0,120	À l'arrêt
		Malemba-Nkulu	2	1	0,628	0,508	À l'arrêt par manque de gaz
6	Tanganyika	Kongolo	1	1	0,000	0,000	Centrale et réseau pillés
		Kabalo	2	1	0,672	0,320	À l'arrêt par manque de réseau de distribution.
		Ankoro	4	2	0,774	0,440	À l'arrêt par manque de gaz
7	Kasai central	Kananga	2	1	2,080	0,740	À l'arrêt depuis 17/02/2021. Réseau réhabilité.
8	Kasai	Mweka	3	2	0,672	0,496	À l'arrêt par manque de produits pétroliers
9	Maniema	Kasongo	2	0	0,352	0,000	À l'arrêt depuis 1994
10	Kasai Oriental	Mbuji-Mayi	2	2	2,000	1,600	À l'arrêt depuis 12/02/2021
11	Lomami	Kabinda	2	2	0,364	0,240	À l'arrêt
		Mwene-Ditu	1	1	0,600	0,600	À l'arrêt
12	Sankuru	Lusambo	2	0	0,352	0,000	Centrale et réseau pillés
13	Équateur	Mbandaka	7	1	5,180	0,400	Réhabilitation en cours
		Basankusu	2	0	0,176	0,000	À l'arrêt par manque de réseau de distribution.
		Bikoro	1	0	0,120	0,000	À l'arrêt. Réseau inexistant
14	Tshuapa	Boende	2	1	0,632	0,456	À l'arrêt par manque de produits pétroliers. Réseau disponible.
15	Nord-Ubangi	Gbadolite	3	3	1,040	1,040	Réseau de distribution existant et en extension.
16	Sud-Ubangi	Gemena	5	1	1,592	0,400	Centrale à l'arrêt
		Libenge	1	0	0,440	0,000	En réhabilitation depuis 2020
		Zongo	1	0	0,440	0,000	En réhabilitation depuis 2020
17	Mongala	Lisala	3	1	0,792	0,264	Centrale à l'arrêt
		Bumba	1	1	0,504	0,500	Centrale à l'arrêt
18	Haut-Uele	Isiro	5	2	2,040	0,800	Centrale à l'arrêt
19	Bas-Uele	Buta	4	0	0,704	0,000	Centrale hors service
20	Nord Kivu	Butembo	1	1	0,880	0,880	Centrale à l'arrêt
		Beni	1	1	0,880	0,880	Centrale à l'arrêt
		Oicha	1	0	0,440	0,000	Centrale à l'arrêt
21	Tshopo	Kisangani	4	0	3,000	0,000	Centrale à l'arrêt
Totaux			**81**	**29**	**34,346**	**11,412**	

Le tableau C.3 résume la production actuelle de la SNEL par catégorie de centrales électriques.

Tableau C.3 : *Récapitulation de la production électrique par la SNEL en 2022 [5, 37]*

Centrale	Nombre	Groupes installés			Puissance (MW)		
		Installés	Disponibles	Taux de disponibilité	Installée	Disponible	Taux de disponibilité
Hydroélectrique	18	72	45	62,5%	2 885,45	2 122,3	73,6%
Thermique	34	81	29	35,8%	34,346	11,412	33,2%
Photovoltaïque	1				1	1	100,0%

La contribution de quelques opérateurs privés dans le secteur de l'électricité en RDC est synthétisée dans le Tableau C.4.

Tableau C.4 : *Réseaux gérés par des opérateurs privés en 2022 [5]*

Nº	Opérateur	Activité	Lieu	Capacité installée (MW)	Capacité disponible (MW)	Mise en service	Centre desservi	Source de production
1	Nuru	Production-Distribution	Goma	1,3	1,3	2020	Goma	Solaire PV
2	EDC	Production-Distribution	Tshikapa	1,5			Tshikapa	Hydroélectrique
3	Énergie d'Ituri	Production-Distribution	Ituri / Bunia	15	0	En cours	Ituri/Bunia	Mix Solaire PV-Hydro
4	SOCODEE	Distribution	Goma				Goma	Achat auprès de Virunga
5	Trade Power	Transport	Katanga				Katanga	Hydro Congo Brazza
6	CEC	Transport	Katanga			2021	Katanga	Hydro Zambie
7	ENERKAC	Production-Distribution	Kananga	3,25			Kananga	Sol PV (1MW) / Thermique (1,5MW)
8	ENERKA	Production-Distribution	Mbuji-Mayi	18	3,2		Mbuji-Mayi	Hydro (Tshiala de MIBA)
9	Bbox	Distribution	Goma, Bunia, Beni, Bukavu			2020	Goma, Bunia, Beni, Bukavu	Distributeur des kits solaires individuels
10	Caritas Goma	Distribution	Goma			2007	Rutshuru, Kiwanja, Rubare	Hydro, centrale Nyahanga
11	Virunga Énergies	Distribution	Goma	12	12		Goma et environs	Hydroélectrique
12	Virunga Énergies	Production-Distribution	Mutwanga	0,4	0,4		Mutwanga	Hydroélectrique
13	Virunga Énergies	Production-Transport	Matebe	12,6			Matebe	Hydroélectrique
14	Kipay Invest	Production	Katanga	56	0			Hydro, en développement
15	Kibali Gold Mining	Production-Distribution	Orientale	56	1	2014	Watsa	Hydroélectrique
16	SOKIMO	Production-Distribution	Bunia et Mongbwalu	11			Bunia et Mongbwalu	Hydroélectrique
17	Sicohydro	Production-Transport	Lualaba	240		2021	Clients miniers	Hydro/Busanga
18	SINELAC	Production	Goma - Bukavu	42		1989	Goma - Bukavu	Hydroélectrique
19	STS ENK	Production-Distribution	Kivu				Butembo et Beni	
20	Congo Energy	Transport	Katanga					
21	Altech		Goma et Bukavu					

Nº	**Opérateur**	**Activité**	**Lieu**	**Capacité installée (MW)**	**Capacité disponible (MW)**	**Mise en service**	**Centre desservi**	**Source de production**
22	Orange Énergie	Distribution	RDC			2019	Kinshasa, Kongo central, Katanga	Distributeur des kits solaires individuels

Tableau C.5 : *Capacités installées et disponibles par province et par source d'énergie en RDC en 2023 [7]*

Nº	Province	**Hydroélectrique**		**Thermique**		**Solaire PV**		**Total**	
		Installée (MW)	Disponible (MW)	Installée (MW)	Disponible (MW)	Installée (MW)	Disponible (MW)	Installée (MW)	Disponible (MW)
01	Bas Uele	0,44	0,00	2,53	0,40	0,00	0,00	2,97	0,40
02	Équateur	0,00	0,00	5,51	0,80	0,00	0,00	5,51	0,80
03	Haut Katanga	119,22	113,80	0,30	0,00	0,00	0,00	119,52	113,80
04	Haut Lomami	9, 00	0,00	1,79	0,64	0,00	0,00	10,79	0,64
05	Haut Uele	96,65	0,00	4,58	0,40	0,00	0,00	101,23	0,40
06	Ituri	12,50	0,00	0,00	0,00	0,35	0,35	12,85	0,35
07	Kasai	1,57	0,00	2,90	0,50	0,00	0,00	4,47	0,50
08	Kasai Central	3,00	0,00	6,50	2,96	1,20	0,00	10,70	2,96
09	Kasai Oriental	34,73	8,38	6,80	1,20	0,00	0,00	41,53	9,58
10	Kinshasa	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15	0,00
11	Kongo Central	2014,61	1388,00	19,33	15,08	0,00	0,00	2033,94	1403,08
12	Kwango	0,22	0,00	0,75	0,40	0,00	0,00	0,97	0,40
13	Kwilu	10,73	0,00	4,39	0,95	0,00	0,00	15,12	0,95
14	Lomami	0,00	0,00	1,78	0,84	0,00	0,00	1,78	0,84
15	Lualaba	614,54	542,10	0,10	0,00	0,00	0,00	614,64	542,10
16	Mai-Ndombe	0,00	0,00	1,22	0,58	0,00	0,00	1,22	0,58
17	Maniema	17,05	0,00	1,69	1,00	0,00	0,00	18,74	1,00
18	Mongala	0,00	0,00	2,99	1,42	0,00	0,00	2,99	1,42
19	Nord Kivu	33,61	30,15	4,50	1,76	2,21	1,76	40,32	33,67
20	Nord Ubangi	11,74	3,00	1,04	1,04	0,00	0,00	12,78	4,04
21	Sankuru	0,00	0,00	0,35	0,00	0,00	0,00	0,35	0,00
22	Sud Kivu	94,67	38,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,67	38,00
23	Sud Ubangi	0,00	0,00	3,41	1,82	0,00	0,00	3,41	1,82
24	Tanganyika	63,50	8,60	2,89	1,67	1,00	1,00	67,39	11,27
25	Tshopo	19,65	6,15	1,58	0,00	0,00	0,00	21,23	6,15
26	Tshuapa	0,00	0,00	0,62	0,44	0,00	0,00	0,62	0,44
Totaux		3 157,58	2 138,18	77,55	33,90	4,76	3,11	3 239,89	2 175,19

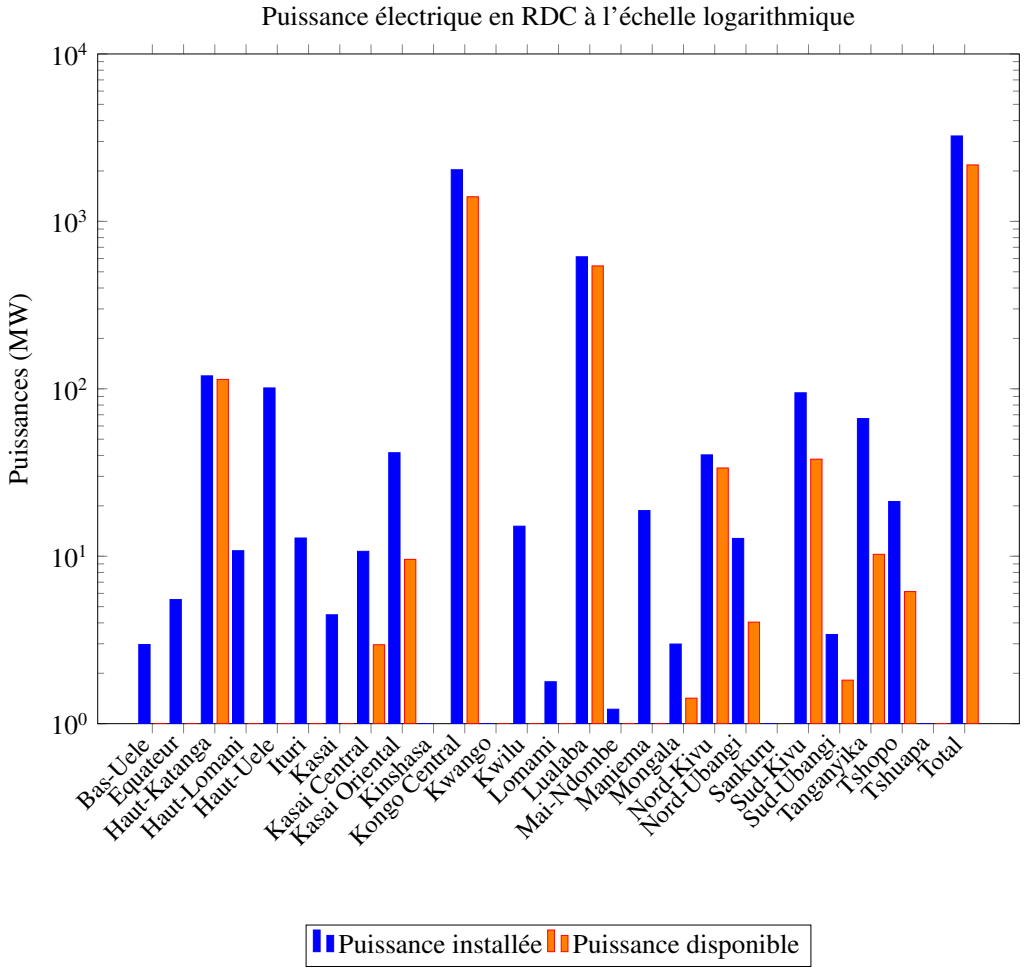


Figure C.1 : *Puissances installée et disponible en RDC l'année 2023*

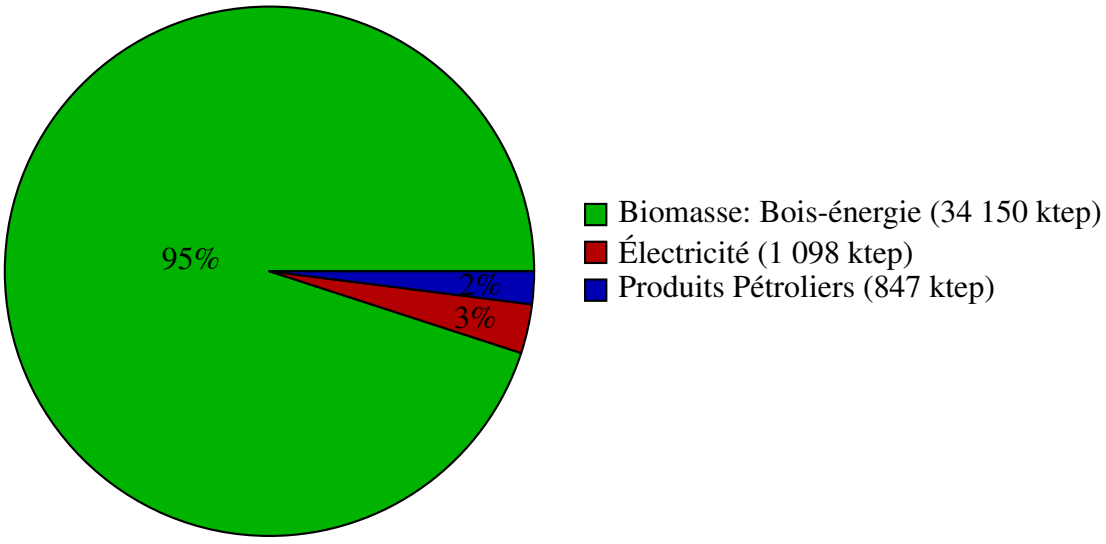


Figure C.2 : *Bilan énergétique en RDC [33]*

Annexe D : Code Python pour la fonction Curve_fit

```python
import numpy as np
import pandas as pd
from scipy.optimize import curve_fit
import matplotlib.pyplot as plt

# Fonction logistique sigmoide
def logistic_function(g, p, a, c, s):
return 0.001 * (a * p + g * (c / np.sqrt(1 + (g * s / p) ** 2)))

# Charger le fichier Excel
data = pd.read_excel('Sigmoid1.xlsx')

# Extraire les colonnes g, p et f
g_data = data['g'].values  # Colonne g
p_data = data['p'].values  # Colonne p
f_data = data['f'].values  # Colonne contenant les valeurs de f
    experimental

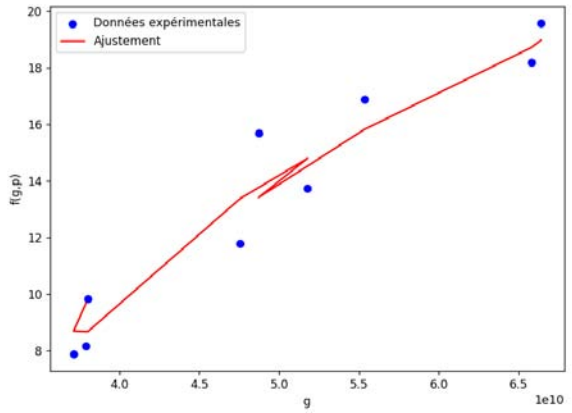
# Ajustement de la fonction aux donnees
popt, pcov = curve_fit(lambda g, a, c, s: logistic_function(g, p_data, a, c
    , s),
g_data, f_data, maxfev=200000)

# Extraction des incertitudes sur les parametres ajustes (erreur standard)
perr = np.sqrt(np.diag(pcov))

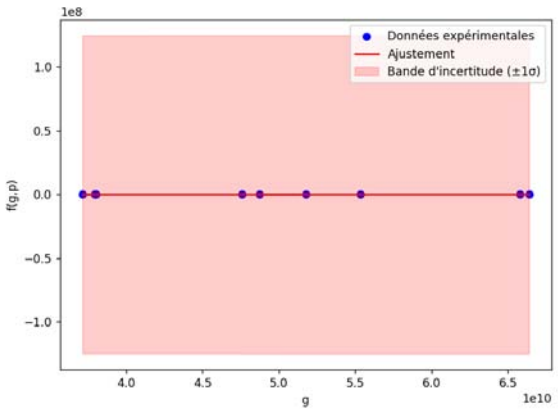
# Resultats
print("Parametres ajustes :", popt)  # popt = [a, c, s]
print("Incertitudes sur les parametres :", perr)  # Incertitudes sur [a, c,
     s]
print("Matrice de covariance :", pcov)

# Fonction Jacobienne
def jacobian(g, p, a, c, s):
g = np.asarray(g)  # g est un tableau numpy
p = np.asarray(p)  # p est un tableau numpy
df_da = 0.001 * np.ones_like(g) * p  # Vectorise pour correspondre a g
df_dc = 0.001 * g / np.sqrt(1 + (g * s / p) ** 2)
df_ds = -0.001 * g * c * (g / p)**2 / ((1 + (g * s / p) ** 2) ** (3/2))
return np.vstack((df_da, df_dc, df_ds)).T  # Retourne une matrice
    transposee pour correspondre a g_range
```

```
38
39 # Calcul des bandes d'incertitude
40 g_range = np.linspace(min(g_data), max(g_data), 500)  # Plage de g pour les
       predictions
41 f_pred = logistic_function(g_range, p_data.mean(), *popt)  # Predictions du
       modele ajuste
42
43 # Calcul de la matrice Jacobienne pour chaque point de g_range
44 jac = jacobian(g_range, p_data.mean(), *popt)
45
46 # Calcul de l'incertitude sur les predictions
47 f_uncertainty = np.sqrt(np.sum(np.dot(jac, pcov) * jac, axis=1))
48
49 # Affichage des resultats
50 plt.figure(figsize=(10, 6))
51 plt.scatter(g_data, f_data, label='Donnees experimentales', color='blue')
52 plt.plot(g_data, logistic_function(g_data, p_data, *popt), color='red',
      label='Ajustement')
53 plt.fill_between(g_range, f_pred - f_uncertainty, f_pred + f_uncertainty,
      color='red', alpha=0.2, label='Bande d'incertitude')
54 plt.legend(loc='upper right')
55 plt.xlabel('g')
56 plt.ylabel('f(g,p)')
57 plt.title("Ajustement de la fonction logistique sigmoide avec incert")
58 plt.show()
```

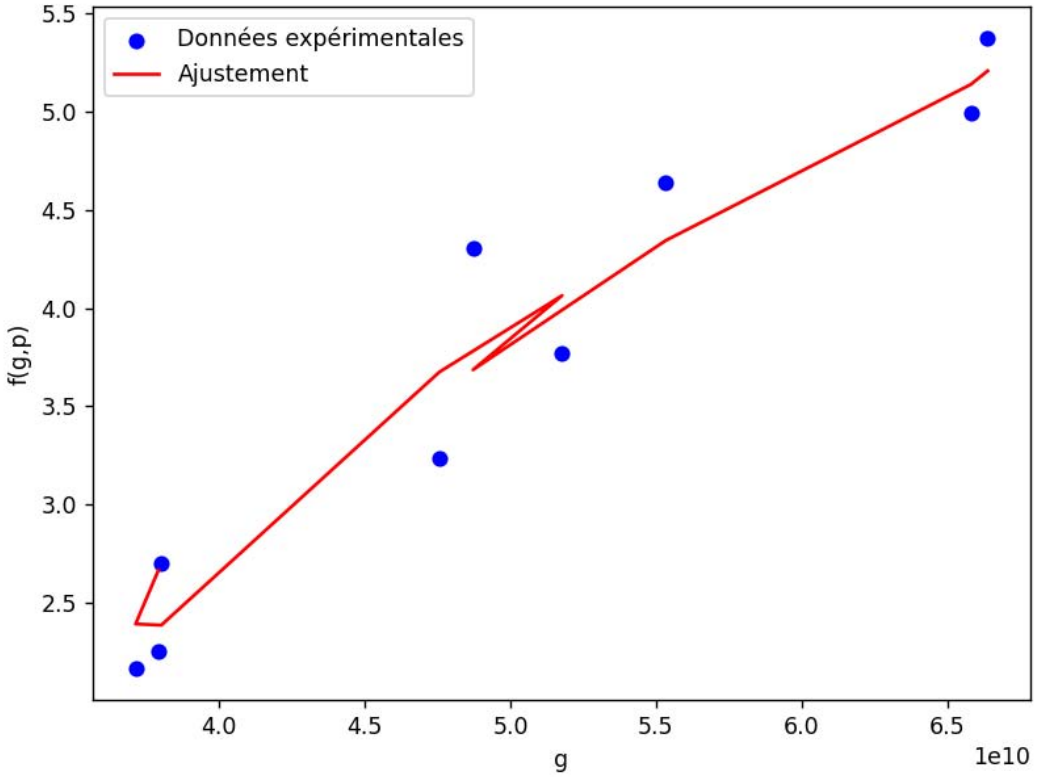


(a) *Ajustement de la fonction logistique sigmoïde pour le secteur résidentiel*

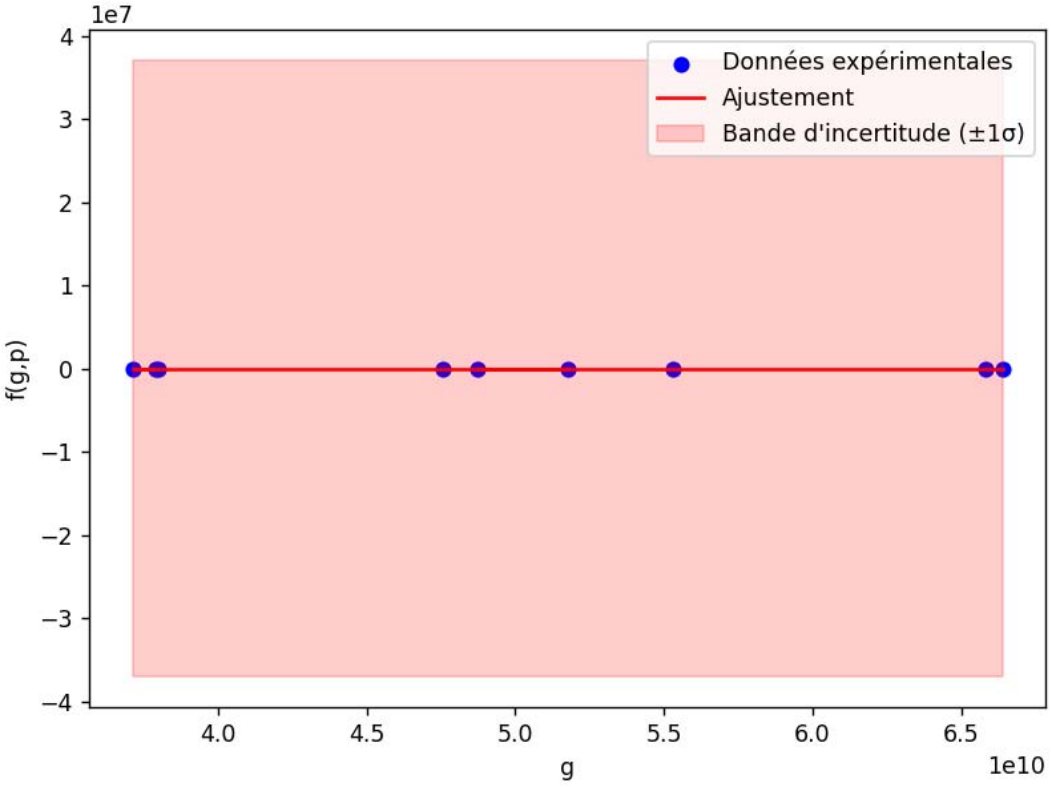


(b) *Ajustement de la fonction logistique sigmoïde avec incertitudes pour le secteur résidentiel*

Figure D.1 : *Secteur résidentiel : Détermination des paramètres de la fonction logistique sigmoïde par la méthode des moindres carrés*



(a) *Ajustement de la fonction logistique sigmoïde pour le secteur commercial*



(b) *Ajustement de la fonction logistique sigmoïde avec incertitudes pour le secteur commercial*

Figure D.2 : *Secteur commercial : Détermination des paramètres de la fonction logistique sigmoïde par la méthode des moindres carrés*