



HAL
open science

Dimensionnement optimal d'un système hybride hydroélectrique-photovoltaïque-stockage pour une alimentation rurale isolée

Amèdédjihundé Hypolite Jordão Hounnou

► **To cite this version:**

Amèdédjihundé Hypolite Jordão Hounnou. Dimensionnement optimal d'un système hybride hydroélectrique-photovoltaïque-stockage pour une alimentation rurale isolée. Energie électrique. Université Bourgogne Franche-Comté; Université d'Abomey-Calavi (Bénin), 2019. Français. NNT: 2019UBFCD033 . tel-02967644

HAL Id: tel-02967644

<https://theses.hal.science/tel-02967644v1>

Submitted on 15 Oct 2020

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

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

**THESE DE DOCTORAT DES ETABLISSEMENTS UNIVERSITE BOURGOGNE FRANCHE-COMTE ET UNIVERSITE
D'ABOMEY-CALAVI**

PREPAREE CONJOINTEMENT à l'université Bourgogne Franche-Comté et l'université d'Abomey-Calavi

Ecole doctorale n°37

Ecole Doctorale Sciences Physiques pour l'Ingénieur et Microtechniques (SPIM)

&

Ecole Doctorale des Sciences De l'Ingénieur (ED-SDI)

N° d'ordre : 74

Doctorat de Génie Electrique

Par

HOUNNOU Amèdédjihundé Hypolite J.

**Dimensionnement optimal d'un système hybride hydroélectrique-
photovoltaïque-stockage pour une alimentation rurale isolée**

Thèse présentée et soutenue à l'Université d'Abomey-Calavi, le 09 décembre 2019

Composition du Jury :

M. MACHMOUM Mohamed	Professeur des Universités	Université de Nantes	Président
M. SARI Ali	Professeur des Universités	Université Claude Bernard Lyon 1	Rapporteur
M. MOUKENGUE IMANO Adolphe	Professeur des Universités	Université de Douala	Rapporteur
M. AJAVON Ayité Sénah	Professeur des Universités	Université de Lomé	Examinateur
M. CHAMAGNE Didier	Professeur des Universités	Université Bourgogne - Franche-Comté	Directeur de thèse
M. VIANOU Antoine	Professeur des Universités	Université d'Abomey-Calavi	Directeur de thèse
M. DUBAS Frédéric	Professeur associé	Université Bourgogne - Franche-Comté	Co-directeur de thèse
M. FIFATIN François-Xavier	Maître de conférences	Université d'Abomey-Calavi	Co-directeur de thèse

Titre : Dimensionnement optimal d'un système hybride hydroélectrique-photovoltaïque-stockage pour une alimentation rurale isolée

Mots clés : Système hybride hydroélectrique-PV-stockage ; Equipement Electromécanique ; Conduite forcée ; Optimisation multi-objectifs ; Facteurs continentaux ; Nombre d'unités de production hydroélectrique.

Résumé : L'accès à l'énergie électrique est indispensable au développement industriel et socio-économique dans tous les pays du monde. Au Bénin, la question du déficit en électricité demeure très préoccupante, et se pose fortement dans les zones rurales du pays. Par ailleurs, le Bénin dispose d'un potentiel intéressant en photovoltaïque (PV) et en hydroélectrique (hydro), mais qui reste globalement sous-exploité. Ce travail de thèse de doctorat porte sur le dimensionnement optimal d'un système hybride hydro-PV-stockage pour une alimentation rurale isolée. Au cours de ces travaux, nous avons modélisé les principaux composants du système hybride hydro-PV-stockage, notamment la conduite forcée, l'équipement électromécanique (la turbine et la génératrice), le générateur PV, les batteries (Bat) et les convertisseurs AC/DC et DC/DC. En effet, la modélisation et l'optimisation de la conduite forcée avec les algorithmes génétiques NSGA II ont permis de noter que le coût d'investissement de la conduite forcée (C_{inv_cond}) croît avec sa puissance hydraulique (P_{cond}). P_{cond} et C_{inv_cond} croissent respectivement de façon logarithmique et quadratique avec le diamètre (D_{cond}). De même, la modélisation et l'optimisation de la génératrice ont montré que sa masse totale croît avec son rendement. Quant à la modélisation du coût des équipements électromécaniques, la prise en compte des facteurs continentaux a permis de mieux estimer ce coût. Le second volet de la thèse est consacré à l'optimisation de différentes configurations de sources d'énergie, notamment la centrale hydroélectrique, les systèmes PV, hydro-

PV et hydro-PV-Bat. Deux fonctions objectifs ont été prises en compte : l'énergie totale produite et le coût de production. Les solutions obtenues sont présentées sous forme de front de Pareto. Le coût de production du système PV croît linéairement avec sa production totale en énergie. Pour les cas de la centrale hydroélectrique et du système hybride hydro-PV, les solutions sont regroupées en quatre catégories suivant le nombre d'unités de production hydroélectrique : $\{n_{hyd} = 1, 2, 3, 4\}$. Quant au cas du système hybride hydro-PV-Bat, les résultats sont regroupés en deux grandes catégories suivant le nombre de batteries : $\{n_{Bat} = 64, 192\}$. Pour $n_{Bat} = 64$, les solutions sont classées en quatre groupes selon n_{hyd} : $\{n_{hyd} = 1, 2, 3 \text{ et } 4\}$, alors que pour $n_{Bat} = 192$, nous avons trois cas $\{n_{hyd} = 2, 3 \text{ et } 4\}$. L'énergie totale produite et le coût de production croissent avec le débit d'équipement nominal Q_{T_n} . Spécifiquement, le compromis entre les fonctions objectifs est en faveur de l'énergie totale produite pour $n_{hyd} = 1$ (cas de la centrale hydroélectrique), pour $\{n_{hyd} = 1, 2\}$ (cas de hydro-PV) et pour $\{n_{Bat} = 64 \text{ \& } n_{hyd} = 1 \text{ à } 4\}$ et $\{n_{Bat} = 192 \text{ \& } n_{hyd} = 2, 3\}$ (cas de hydro-PV-Bat). Dans ces cas, on préférera augmenter l'énergie totale. En revanche, le coût de production est favorisé dans les cas de $\{n_{hyd} = 2, 3, 4\}$ (pour la centrale hydroélectrique), de $\{n_{hyd} = 3, 4\}$ (pour hydro-PV) et de $\{n_{Bat} = 192 \text{ \& } n_{hyd} = 4\}$ (pour hydro-PV-Bat). On optera alors pour la réduction du coût de production.

Title : Optimal sizing of a Hydroelectric-Photovoltaic-Storage Hybrid System for remote rural power supplying

Keywords : Hydroelectric-PV-Storage Hybrid System ; Electromechanical Equipment; Penstock ; Multi-objective optimization ; Continental Factors ; number of hydropower units.

Abstract : Access to electrical power is essential for industrial and socio-economic development in every country of the world. In Benin, the issue of the electricity shortage remains a serious concern and arises strongly in rural areas of the country. Furthermore, Benin has an interesting potential in photovoltaics (PV) and hydropower (hydro), but which remains globally under-exploited. This research focuses on Optimal sizing of a Hydroelectric-Photovoltaic-Storage Hybrid System for remote rural power supplying. During this work, we modeled the main components of the hydro-PV-storage hybrid system, such as the penstock, the electromechanical equipment (turbine and generator), the PV generator, the batteries (Bat), the inverters and the converters. Indeed, the modeling and the optimization of the penstock with the genetic algorithm NSGA II allowed to note that the investment cost of the penstock ($C_{inv,cond}$) increases with its hydraulic power (P_{cond}). P_{cond} and $C_{inv,cond}$ increase respectively logarithmically and quadratically with the diameter (D_{cond}). Likewise, the modeling and optimization of the generator have shown that its total mass increases with its efficiency. As for the modeling of the electromechanical equipment cost, the taking into account of the continental factors allowed to better estimate this cost. The second part of the thesis is devoted to the optimization of different energy sources configurations, such as the hydroelectric plant, PV system, hydro-PV hybrid system and hydro-PV-Bat hybrid system. Two objective functions have been considered: the total

generated energy and the energy production cost. The solutions obtained are presented in the form of Pareto front. the energy production cost of the PV system increases linearly with its total generated energy. For the cases of the hydroelectric plant and hydro-PV hybrid system, the solutions are grouped into four categories according to the number of hydropower units: $\{n_{hyd} = 1, 2, 3, 4\}$. As for the case of the hydro-PV-Bat hybrid system, the solutions are grouped into two main categories according to the number of batteries: $\{n_{Bat} = 64, 192\}$. For $n_{Bat} = 64$, the solutions are classified in four groups according to n_{hyd} : $\{n_{hyd} = 1, 2, 3 \text{ et } 4\}$, whereas for $n_{Bat} = 192$, we have three cases $\{n_{hyd} = 2, 3 \text{ et } 4\}$. The total generated energy and the energy production cost increase with the nominal turbine flow rate Q_{T_n} . Specifically, the compromise between the objective functions is in favour of the total generated energy for $n_{hyd} = 1$ (the case of the hydroelectric plant), for $\{n_{hyd} = 1, 2\}$ (case of hydro-PV) and for $\{n_{Bat} = 64 \ \& \ n_{hyd} = 1 \ \text{à} \ 4\}$ and $\{n_{Bat} = 192 \ \& \ n_{hyd} = 2, 3\}$ (case of hydro-PV-Bat). In these cases, it is preferable to increase the total generated energy. On the other hand, the energy production cost is favored in the case of $\{n_{hyd} = 2, 3, 4\}$ (for the hydroelectric plant), $\{n_{hyd} = 3, 4\}$ (for hydro-PV) and $\{n_{Bat} = 192 \ \& \ n_{hyd} = 4\}$ (for hydro-PV-Bat). Then we will opt for the reduction of the energy production cost.

Remerciements

Cette thèse de doctorat a été inscrite dans le cadre d'une convention de cotutelle entre l'université de Bourgogne Franche-Comté (UBFC) en France et l'université d'Abomey-Calavi (UAC) au Bénin. Elle a été financée par le Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique (MESRS) du Bénin et par l'Ambassade de France au Bénin à travers le Service de Coopération et d'Action Culturelle. Les travaux de recherche ont été réalisés à l'Ecole Doctorale Sciences Pour l'Ingénieur et Microtechniques (ED 37) au sein du laboratoire de la Fédération de Recherche FC Lab (Fuel Cell Lab), du laboratoire de l'Institut Femto ST (UMR 6174 CNRS – UBFC – ENSMM – UTBM) et à l'Ecole Doctorale des Sciences de l'Ingénieur au sein du Laboratoire d'Electrotechnique de Télécommunication et d'Informatique Appliqué (LETIA).

Cette thèse n'aurait pas pu voir son terme sans la contribution d'une multitude de personnes envers qui j'aimerais exprimer solennellement ma reconnaissance et gratitude. Tout d'abord, un grand merci à celui qui était, qui est et qui vient...

Je tiens à remercier aussi le Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique (MESRS) du Bénin et le Service de Coopération et d'Action Culturelle (SCAC) de l'Ambassade de France du Bénin pour le financement dont j'ai bénéficié.

Je remercie particulièrement Monsieur Antoine VIANOU, Professeur titulaire des Universités du CAMES, Directeur de l'Ecole Doctorale Sciences de l'Ingénieur (ED-SDI) et Vice-Recteur Honoraire de l'Université d'Abomey-Calavi, pour avoir accepté de diriger cette thèse, pour la confiance qu'il m'a accordée et ses conseils scientifiques très pertinents. Il a toujours témoigné un vif intérêt à la réussite de mes travaux par des encouragements, tant professionnels que personnels. Sa patience, ses encouragements, ses remarques pertinentes et son soutien ont été d'un grand réconfort et d'une aide précieuse.

Mes sincères remerciements vont à Monsieur Didier CHAMAGNE, Professeur des Universités, Vice-président (chargé du numérique) Honoraire de l'Université de Franche-Comté, pour avoir accepté la difficile tâche de co-diriger cette thèse. Il a été un modèle pour moi dans la recherche et a fait grandir en moi la rigueur dans le travail. Au-delà de ses qualités scientifiques, ses qualités humaines inestimables m'ont aidé à garder le cap pendant ces années de dur labeur.

Je témoigne ma profonde gratitude à Monsieur François-Xavier FIFATIN, Maître de conférences des Universités du CAMES, Directeur-Adjoint de l'Ecole Polytechnique d'Abomey-Calavi, pour avoir contribué à l'encadrement de cette thèse, pour son soutien perpétuel et sa confiance malgré les moments de doute, pour ses conseils très constructifs. J'ai grandi durant ces années de thèse grâce à l'autonomie qu'il m'a accordée. Je le remercie aussi pour sa disponibilité.

Il m'est particulièrement très agréable de remercier Monsieur Frédéric DUBAS, Maître de conférences des Universités pour avoir accepté de co-diriger cette thèse, pour ses

compétences scientifiques et techniques très rigoureuses et ses remarques pertinentes. Sa forte implication scientifique, sa motivation dans la valorisation de mes travaux de thèse ont été des soutiens sans faille. Sa disponibilité tout au long de cette thèse a largement contribué à l'aboutissement de ce travail.

Chers Directeurs et co-Directeurs de cette thèse, j'ai été souvent impressionné par la qualité inégalable de vos relectures dans les moindres détails. Je suis très honoré de vous avoir eu comme Directeurs et co-Directeurs de thèse, et je tiens à vous exprimer mon profond respect.

Je tiens à exprimer ma gratitude aux Messieurs les rapporteurs pour l'honneur qu'ils m'ont fait en acceptant de rapporter cette thèse, pour l'intérêt qu'ils ont porté sur ce travail et pour leurs regards et remarques pertinentes pour l'amélioration du mémoire. Je remercie également tous les membres de mon jury qui ont bien voulu accepter d'examiner ce travail. Qu'ils soient assurés de ma respectueuse reconnaissance.

Je présente mon sincère remerciement à Monsieur Luc Johann, Professeur des Universités, Administrateur provisoire de l'Université de Bourgogne Franche-Comté (UBFC), à Monsieur Jacques BAHI, Professeur des Universités, Président de l'Université de Franche-Comté (UFC), à Monsieur Maxime DA CRUZ, Professeur titulaire des Universités du CAMES, Recteur de l'Université d'Abomey-Calavi (UAC), et à son prédécesseur Monsieur Brice SINSIN, Professeur titulaire des Universités du CAMES, pour avoir accepté mes inscriptions dans leurs universités respectives.

Je remercie Madame Thérèse LEBLOIS, Professeur des Universités, Directrice de l'Ecole Doctorale Sciences Physiques pour l'Ingénieur et Microtechniques (SPIM), et son prédécesseur Monsieur Philippe LUTZ, Professeur des Universités, pour m'avoir accepté dans leur Ecole Doctorale.

Je témoigne mes sincères reconnaissances à Monsieur Guy Alain ALITONOU, Professeur titulaire des Universités du CAMES, Directeur de l'Ecole Polytechnique d'Abomey-Calvi (EPAC).

J'adresse mes sincères remerciements à Monsieur Daniel HISSEL, Professeur des Universités, Directeur du laboratoire de la Fédération de Recherche FC Lab, à Monsieur Marc K. ASSOGBA, Maître de conférences des Université du CAMES, Directeur du Laboratoire d'Electrotechnique de Télécommunication et d'Informatique Appliqué (LETIA), et à Monsieur Laurent LARGER, Professeur des Universités, Directeur du laboratoire de l'Institut Femto ST, pour m'avoir accueilli au sein de leurs laboratoires de recherche respectifs. Grâce à vous, le déroulement de cette thèse a été agréable.

Je remercie très chaleureusement Monsieur Christophe ESPANET, Professeur des Universités, Directeur Scientifique de la Société SONCEBOZ.SA, et Monsieur François LANZETTA, Professeur des Universités, Responsable de l'équipe THERMIE à l'Institut Femto ST, pour leurs soutiens multiformes et leurs conseils très pertinents.

J'associe également mes profonds remerciements à l'équipe de l'Ecole Doctorale SPIM et à celle de l'ED-SDI pour m'avoir donné des conditions de travail très favorables au cours de ces travaux de thèse. En particulier, je remercie Mesdames Eliane SOUDAGNE, Alika ROSSETTI, Stéphanie DJERIOUI et Nathalie AHOMADIKPOHOU.

Je remercie aussi toute l'équipe du Campus France pour avoir bien organisé mes séjours en France, en particulier Madame Béatrice KHAIAT, la directrice générale, et Madame Pauline KARCHER, la secrétaire.

J'adresse aussi mes vifs remerciements aux différents personnels du LETIA, des laboratoires de la Fédération de Recherche FC Lab et de l'Institut Femto ST grâce auxquels le déroulement de cette thèse a été agréable. Particulièrement, un grand merci à Professeur Marie-Cécile PERA, Isabelle CHRISTEN, Laurence MARY, Bruno RICCIO, Xavier FRANCOIS, Abdoul-Ousman N'DIAYE, Karine DIEZ, Bruno CHOIGNARD, etc.

Mes sympathiques remerciements s'adressent à tout le corps professoral de l'EPAC, de l'ED-SDI et de l'Ecole Doctorale SPIM pour leur soutien, notamment les enseignants des départements de Génie Electrique à l'EPAC et à l'ED-SDI et de l'Energie à l'Ecole Doctorale SPIM. En particulier, un grand merci à Monsieur Vincent Sossou HOUNDEDAKO, Maître de conférences des Université du CAMES, à Monsieur Victor GBAGUIDI, Maître de conférences des Université du CAMES, Directeur Adjoint de de l'ED-SDI, à Monsieur Comlan Aristide HOUNGAN, Maître de conférences des Université du CAMES, Directeur de l'École Normale Supérieure de l'Enseignement Technique (ENSET), à Monsieur Michel DOSSOU, Maître de conférences des Université du CAMES, à Monsieur Marcaire AGBOMAHENA, Maître Assistant des Université du CAMES, à Madame Nadia STEINER, Maître de Conférences, H.D.R., à Monsieur Samir JEMEI, Maître de Conférences, H.D.R.

Je témoigne ma profonde gratitude à Monsieur Luc NASSARA et à son épouse pour tous leurs soutiens indéfectibles, leurs précieux conseils et orientations. Il a été un mentor pour moi depuis mon diplôme d'ingénieur.

Mes vifs remerciements vont à Monsieur Richard Gilles AGBOKPANZO, Maître Assistant des Université du CAMES, Chef du Département Génie Electrique à l'ENSET, et Monsieur Gervais A. HOUNKPE, pour leurs divers soutiens et contributions scientifiques à mes travaux de recherche.

Je remercie très chaleureusement Madame Christelle BLOCH, Messieurs Gabin DIDAVI et Amevi ACAKPOVI pour leurs soutiens respectifs.

Sans pouvoir les citer tous, j'exprime toute ma sympathie à tous mes amis du LETIA : Fréjus SANYA, Maurice COMLAN, Patrick SOTINDJO, Géraud AZEHOUN-PAZOU, Jacques AREDJODOUN, Maurel AZA-GNANDJI, Victor ZOGBOCHI, Cyriaque MITOKPE, Carlos AGOSSOU, Arsène TANDJE pour leurs soutiens. Je remercie aussi Wilfried ADIOU, Gladys MILOHIN et Georges HEYIHIN. Je pense aussi à mes amis des laboratoires de la Fédération de Recherche FC Lab et de l'Institut Femto ST : Pierre SAENGER, Hailong WU, Simon MORANDO, Rania MEZZI, Stephane N'GUESSAN, Mehroze IQBAL, Loïc VICHA.

Un merci tout particulier à Monsieur Patrice CHETANGNY et à son épouse pour l'ambiance toujours chaleureuse, humaine et conviviale qui a régné tout au long de mes séjours à Belfort en France. Ils m'ont accueilli et soutenu constamment pendant mes séjours en France.

Je témoigne ma profonde gratitude à Monsieur Laurent GLIN et à son épouse pour tous leurs soutiens sans faille, leurs précieux conseils et orientations qui ont largement contribué à l'aboutissement de ce travail.

Un coucou spécial à Cloé et à Clara.

Je remercie mes amis et les personnes que je n'ai pas pu citer ici pour leurs encouragements et soutiens.

Enfin, je remercie très profondément ma famille, mes parents, mes sœurs et frères, ma belle-famille pour m'avoir continuellement soutenu, particulièrement Julienne, Jacques, Janviete, Symphorien et Léon. Un amour spécial à ma maman, mon épouse, ma fille et mon garçon pour tous les sacrifices qu'ils ont consentis durant toutes ces années d'étude.

Dédicace

A Dieu

A la mémoire de mon père Djossou HOUNNOU, de mon grand frère Casimir K. HOUNNOU

A ma mère Kingnisso N'SOUGAN, mes frères et sœurs

A mon épouse Robertine DJOSSOU, ma fille Jesnaïme HOUNNOU, mon garçon Rhysvad HOUNNOU.

Table des matières

Remerciements	iii
Dédicace	vii
Table des matières	viii
Liste des figures	xiii
Liste des tableaux.....	xvii
Liste des abréviations et symboles.....	xviii
Introduction générale	1
Chapitre I Etat de l’art – Contexte – Présentation du sujet	3
I.1 Introduction	3
I.2 Contexte actuel en énergie électrique.....	3
I.2.1 Energie électrique dans le monde	3
I.2.2 Energie électrique en Afrique subsaharienne.....	5
I.2.3 Energie électrique au Bénin	7
I.3 Energies alternatives.....	9
I.3.1 Hydroélectricité (Hydro).....	9
I.3.1.1 Historique de l’hydroélectricité	9
I.3.1.2 Principe de fonctionnement d’une centrale hydroélectrique	10
I.3.1.3 Classification des centrales hydroélectriques	11
I.3.1.4 Principaux éléments d’une centrale hydroélectrique	12
I.3.1.5 Hydroélectricité au Bénin	19
I.3.2 Solaire photovoltaïque (PV).....	22
I.3.2.1 Historique du solaire photovoltaïque.....	22
I.3.2.2 Principe de fonctionnement.....	23
I.3.2.3 Différentes technologies de cellules photovoltaïques.....	24
I.3.2.4 Panneau solaire photovoltaïque	25
I.3.2.5 Systèmes photovoltaïques autonomes.....	25
I.3.2.6 Systèmes photovoltaïques connectés au réseau	26
I.3.2.7 Energie solaire photovoltaïque au Bénin	27
I.4 Stockage de l’énergie électrique (Stock).....	29
I.4.1 Principe de fonctionnement.....	29
I.4.2 Présentation des techniques de stockage de l’énergie électrique.....	29

I.4.2.1	Supercondensateurs.....	29
I.4.2.2	Volants d'inertie.....	30
I.4.2.3	Station de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP).....	31
I.4.2.4	Stockage à air comprimé.....	32
I.4.2.5	Batteries.....	33
I.4.3	Solution retenue (Batterie Lithium).....	36
I.5	Hybridation du Système Hydro-PV-Stock (HPS).....	37
I.6	Méthodes d'optimisation.....	38
I.6.1	Les méthodes déterministes.....	38
I.6.2	Les méthodes stochastiques.....	39
I.6.3	Algorithme NSGA-II.....	39
I.7	Présentation du sujet.....	40
I.7.1	Problématique.....	40
I.7.2	Objectifs.....	41
I.8	Conclusion.....	41
Chapitre II	Modélisation des énergies alternatives : Hydroélectricité et Solaire photovoltaïque.....	42
II.1	Introduction.....	42
II.2	Modèle de la centrale hydroélectrique.....	42
II.2.1	Modèle de la conduite forcée.....	42
II.2.1.1	Modèle de la puissance hydraulique moyenne.....	43
II.2.1.2	Modèle du coût d'investissement de la conduite forcée.....	45
II.2.1.3	Optimisation de la conduite forcée.....	46
II.2.2	Modèle de l'équipement électromécanique.....	51
II.2.2.1	Modèle du rendement de la turbine hydraulique.....	51
II.2.2.2	Modèle du rendement de la Génératrice.....	51
II.2.2.3	Optimisation de la génératrice.....	54
II.2.2.4	Modèle du Coût d'équipement électromécanique (Turbine et Génératrice).....	55
II.3	Modèle du système solaire PV.....	71
II.3.1	Modèle de l'énergie électrique produite par le générateur PV.....	71
II.3.2	Modèle du coût du générateur PV.....	73
II.4	Conclusion.....	73

Chapitre III	Modélisation du stockage – Hybridation	75
III.1	Introduction	75
III.2	Modélisation énergétique et coût de la batterie Lithium Ferro-Phosphate (LiFePO ₄).....	75
III.2.1	Caractéristiques de la batterie LiFePO ₄	76
III.2.2	Etat de charge (State of Charge : SOC)	77
III.2.2.1	Puissance de décharge maximale.....	77
III.2.2.2	Courant de charge	77
III.2.2.3	Etats de charge minimale et maximale	77
III.2.2.4	Etats de charge en un instant t	77
III.2.3	Rendement énergétique et rendement faradique	79
III.2.4	Tension aux bornes de la batterie.....	80
III.2.4.1	Quelques modèles de la tension aux bornes de la batterie	82
III.2.4.2	Modèle retenu.....	86
III.2.4.3	Modèles des paramètres.....	87
III.2.4.4	Optimisation des paramètres du modèle de tension V_{Bat}	87
III.2.4.5	Résultats de simulation et validation du modèle de tension V_{Bat}	88
III.2.5	Modèle du coût des batteries.....	89
III.3	Hybridation	90
III.3.1	Architecture du système hybride hydro-PV-Bat.....	90
III.3.1.1	Architecture à bus à courant continu	91
III.3.1.2	Architecture à deux bus en parallèle (mixe).....	92
III.3.1.3	Architecture à bus à courant alternatif (AC).....	93
III.3.1.4	Architecture retenue	94
III.3.2	Modélisation des convertisseurs DC/AC du système HPS	94
III.3.2.1	Topologies des convertisseurs DC/AC	94
III.3.2.2	Rendements des convertisseurs DC/AC	96
III.3.2.3	Coûts des convertisseurs DC/AC	96
III.3.3	Critères énergétiques du système hybride	97
III.4	Conclusion	98
Chapitre IV	Optimisation multi-objectif du dimensionnement de différentes configurations de source d'énergie.	99
IV.1	Introduction	99

IV.2	Cadre d'étude : site de Yéripao	99
IV.3	Optimisation de la centrale hydroélectrique	102
IV.3.1	Formulation du problème d'optimisation	102
IV.3.2	Résultats et discussion	104
IV.3.2.1	Front de Pareto pour le cas de la centrale hydroélectrique.....	104
IV.3.2.2	Analyse de sensibilité des fonctions objectifs par rapport aux variables d'optimisation pour le cas de la centrale hydroélectrique	106
IV.3.2.3	Evolution des énergies mises en jeu dans le cas de la solution la moins couteuse pour la centrale hydroélectrique	108
IV.4	Optimisation du système PV.....	110
IV.4.1	Formulation du problème d'optimisation	110
IV.4.2	Résultats et discussion.....	111
IV.4.2.1	Front de Pareto pour le cas du système photovoltaïque.....	111
IV.4.2.2	Evolution des énergies mises en jeu dans le cas de la solution la moins couteuse pour la centrale photovoltaïque.....	112
IV.5	Optimisation du système hybride hydro-PV (SHHP).....	114
IV.5.1	Formulation du problème d'optimisation	114
IV.5.2	Résultats et discussion.....	115
IV.5.2.1	Front de Pareto pour le cas du système hybride hydro-PV	115
IV.5.2.2	Analyse de l'influence de $\{n_{hyd}, Q_{Tn}\}$ sur les fonctions objectifs : cas du système hybride hydro-PV	117
IV.5.2.3	Evolution des énergies mises en jeu dans le cas de la solution la moins couteuse pour le système hybride hydro-PV	119
IV.6	Optimisation du système hybride hydro-PV-Bat.....	121
IV.6.1	Formulation du problème d'optimisation	121
IV.6.2	Résultats et discussion.....	122
IV.6.2.1	Front de Pareto pour le cas du système hybride hydro-PV-Bat.....	122
IV.6.2.2	Analyse de sensibilité des fonctions objectifs : cas du système hybride hydro-PV-Bat	124
IV.6.2.3	Evolution des énergies mises en jeu dans le cas de la solution la moins couteuse pour le système hybride hydro-PV-Bat.....	127
IV.6.2.4	Gestion de l'énergie	128
IV.7	Conclusion	129
	Conclusion générale et perspectives.....	131

Références.....	135
Annexes	153
A.1 Paramètres de la génératrice synchrone à double excitation	153
A.2 Dimensions géométriques de la génératrice.....	156
A.3 Calcul de la masse de la génératrice	166
A.4 Calcul de la résistance électrique des fils conducteurs de la génératrice	167

Liste des figures

Figure I-1 Evolution de la production mondiale d'énergie électrique par région [18].....	4
Figure I-2 Production d'électricité en 2016 par source sur le plan mondial [19].....	4
Figure I-3 Electricité consommée par région.....	5
Figure I-4 Production d'électricité par source en 2040 en Afrique [24].	7
Figure I-5 Situation géographique du Bénin.....	7
Figure I-6 Electricité produite par source en 2016 au Bénin [37].....	8
Figure I-7 Taux de répartition d'énergie électrique importée (a) et produite (b) en 2016.	8
Figure I-8 Electricité produite en 2016 à partir des sources renouvelables au niveau mondial [41].....	9
Figure I-9 Principe de fonctionnement d'une centrale hydroélectrique [42].....	11
Figure I-10 Centrales au fil de l'eau (a) et au pied d'un barrage (b) [52].....	11
Figure I-11 Fonctionnement d'une turbine à action.....	14
Figure I-12 Turbine Crossflow.	14
Figure I-13 Turbine Pelton.	14
Figure I-14 Turbine à réaction.	15
Figure I-15 Turbine Francis : (a) coupe transversale, (b) coupe longitudinale.....	15
Figure I-16 Turbine Kaplan.	16
Figure I-17 Domaines d'utilisation des turbines hydrauliques [59].	16
Figure I-18 Rotors de génératrices synchrones à aimants permanents [44].	18
Figure I-19 Génératrices synchrones à rotor bobiné (a) à pôles lisses, (b) à pôles saillants [64].....	18
Figure I-20 Rotor d'une GSRV [66] [65].	19
Figure I-21 Rotors de génératrices à double excitation [44].	19
Figure I-22 Localisation des sites aménageables en hydroélectricité de capacité supérieure à 2 MW.....	21
Figure I-23 Localisation des sites potentiels en aménagement micro et mini centrale hydroélectrique.....	22
Figure I-24 Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque [79].....	23
Figure I-25 Technologies de cellules solaires photovoltaïques : (a) monocristalline; (b) polycristalline et (c) amorphe [83].	25
Figure I-26 Structure d'un panneau photovoltaïque [84].	25
Figure I-27 Système photovoltaïque autonome [87].	26
Figure I-28 Système photovoltaïque connecté au réseau électrique [89].	26
Figure I-29 Potentiel solaire au Bénin [38].....	28
Figure I-30 Supercondensateur (a) et son schéma équivalent (b) [98],[99].	30
Figure I-31 Volant d'inertie [101].....	31
Figure I-32 Station de Transfert d'Energie par Pompage (STEP) [104].	32
Figure I-33 Principe de fonctionnement d'un stockage à air comprimé [106].	33
Figure I-34 Principe d'un accumulateur électrochimique [92].....	35

Figure II-1 (a) Cartographie et (b) débits journaliers moyens des sites retenus.....	47
Figure II-2 Compromis entre le coût d'investissement et la puissance hydraulique de la conduite forcée.....	48
Figure II-3 Evolution de la puissance ($W/FCFA$) en fonction de la puissance hydraulique.	48
Figure II-4 Influences du diamètre de la conduite forcée sur (a) la puissance hydraulique, (b) le coût d'investissement de la conduite forcée.....	49
Figure II-5 Evolution de la puissance hydraulique par coût d'investissement en fonction du diamètre.....	49
Figure II-6 Influences de la longueur de la conduite forcée sur : (a) la puissance hydraulique de la conduite forcée, (b) le coût d'investissement de la conduite forcée, (c) la puissance hydraulique par unité de coût d'investissement.....	50
Figure II-7 (a) Front de Pareto, (b) configuration de la génératrice pour la solution B, (c) localisation des enroulements statorique et rotorique de la génératrice.....	55
Figure II-8 Localisation des centrales hydroélectriques équipées de turbine Pelton	57
Figure II-9 Organigramme du processus d'optimisation avec GA.....	60
Figure II-10 Comparaison du modèle de coût N°1 avec celui de Cavazzini et al. [176] et avec le coût réel pour l'équipement EM.	61
Figure II-11 Comparaison des erreurs relatives quadratiques (SRE).	62
Figure II-12 Corrélations entre les coûts estimés avec les deux méthodes et le coût réel.	62
Figure II-13 Comparaison des résultats du coût du modèle N°2 (C_{sim2}) avec les coûts réels (C_{real}) pour l'équipement EM.....	63
Figure II-14 SRE obtenu pour les coûts du modèle N°2 (C_{sim2}).....	64
Figure II-15 Comparaison de la corrélation de coût n° 3 (C_{sim3}) avec le coût réel (C_{real}) pour un équipement EM.	65
Figure II-16 SRE obtenu pour la corrélation de coût N° 3 (C_{sim3}).....	66
Figure II-17 Corrélations entre la corrélation de coût N° 3 (C_{sim3}) et le coût réel (C_{real}).	66
Figure II-18 Front de Pareto de MSRE et USRE.....	67
Figure II-19 Comparaison de (C_{simA}) et (C_{simB}) multi-objectif et (C_{sim3}) mono-objectif et (C_{real}).	68
Figure II-20 SRE obtenu pour C_{simA} , C_{simB} et C_{sim3}	69
Figure II-21 Comparaison de C_{sim2} , C_{sim3} et C_{real}	70
Figure II-22 Corrélations entre C_{sim2} , C_{sim3} et C_{real}	70
Figure II-23 SRE obtenu pour C_{sim2} et C_{sim3}	71
Figure III-1 Influence de la température sur l'évolution de la tension en fonction de la capacité déchargée à ($I_{Bat} = 0,5 \times C_{Batn}$) [120].	81
Figure III-2 Influence du courant déchargé sur l'évolution de la tension en fonction du temps de décharge à $T = 25^\circ C$ [120].....	81
Figure III-3 Schéma équivalent du modèle R_{int}	84
Figure III-4 Schéma équivalent du modèle de NREL.	84

Figure III-5 Schéma équivalent du modèle de Thévenin.	85
Figure III-6 Schéma équivalent du modèle RC.	86
Figure III-7 Evolution de la tension en fonction du courant et du temps de décharge (T=25°C).....	89
Figure III-8 Evolution de la tension en fonction de la température et de la capacité déchargée ($I_{Bat} = 0,5 \times C_{Batn}$).....	89
Figure III-9 Architecture d'un système hybride à bus DC.	91
Figure III-10 Architecture à deux bus en parallèle (mixte).	92
Figure III-11 Architecture d'un système hybride à bus AC.....	93
Figure III-12 Topologie à onduleur central.....	95
Figure III-13 Topologie aux onduleurs strings.....	95
Figure III-14 Topologie des onduleurs intégrés aux panneaux photovoltaïques.....	95
Figure IV-1 Localisation du site de Yéripao.....	100
Figure IV-2 Evolution des débits journaliers moyens de la rivière de Yéripao pour la période de 2016 à 2017.....	100
Figure IV-3 Evolution des irradiations journalières moyennes du site de Yéripao pour la période de 2016 à 2017.....	101
Figure IV-4 Evolution des températures journalières moyennes du site de Yéripao pour la période de 2016 à 2017.....	101
Figure IV-5 Evolution du profil de charge journalière moyenne pour la période de 2016 à 2017.....	102
Figure IV-6 Organigramme du processus d'optimisation de la centrale hydroélectrique.	104
Figure IV-7 Front de Pareto pour la centrale hydroélectrique.....	105
Figure IV-8 Variation de l'énergie totale produite en fonction du nombre d'unités de production hydroélectrique et du débit d'équipement nominal.....	106
Figure IV-9 Variation du coût de production en fonction du nombre d'unités de production hydroélectrique et du débit d'équipement nominal.....	106
Figure IV-10 Variation du coût de production par kWh en fonction du nombre d'unités de production hydroélectrique et du débit d'équipement nominal.....	107
Figure IV-11 Evolution des énergies hydroélectriques produite et demandée pendant la période biennale 2016-2017.....	108
Figure IV-12 Evolution de (a) l'énergie hydroélectrique consommée par la charge, (b) l'énergie convertible et (c) l'énergie manquante.....	109
Figure IV-13 Front de Pareto pour le système photovoltaïque.....	111
Figure IV-14 Evolution de l'énergie photovoltaïque produite (couleur orange) et de l'énergie demandée (couleur verte) pendant la période biennale 2016-2017.....	112
Figure IV-15 Evolution de (a) l'énergie photovoltaïque consommée par la charge, (b) l'énergie convertible et (c) l'énergie manquante (2016-2017).....	113
Figure IV-16 Organigramme du processus d'optimisation du système hybride hydroélectrique et photovoltaïque.....	115
Figure IV-17 Front de Pareto pour le système hybride hydro-PV.....	116

Figure IV-18 Variation de l'énergie totale produite.....	117
Figure IV-19 Variation du coût de production.....	117
Figure IV-20 Variation du coût de production par kWh.	117
Figure IV-21 Evolution de l'énergie électrique produite par le système hybride hydro-PV (2016-2017).....	119
Figure IV-22 Evolution des énergies consommée (a), convertible (b) et manquante (c) : cas du système hybride hydro-PV (2016-2017).....	120
Figure IV-23 Organigramme du processus d'optimisation du système d'énergie hybride hydro-PV-Bat.....	122
Figure IV-24 Front de Pareto pour le système hybride hydro-PV-Bat.....	123
Figure IV-25 Variation de l'énergie totale produite par le système hydro-PV-Bat.....	124
Figure IV-26 Variation du coût de production du système hydro-PV-Bat.....	125
Figure IV-27 Variation du coût de production par kWh du système hydro-PV-Bat.....	125
Figure IV-28 Evolution de l'énergie électrique produite : cas du système hybride hydro-PV-Bat (2016-2017).....	127
Figure IV-29 Evolution des énergies consommée (a), convertible (b) et manquante (c) : cas du système hybride hydro-PV-Bat (2016-2017).....	128
Figure IV-30 Représentation des priorités des charges.....	129
Figure A- 1 Dimensions géométriques d'une dent du stator.....	156
Figure A- 2 Dimensions géométriques de la culasse du stator.....	156
Figure A- 3 Dimensions géométriques d'un pôle du rotor.....	156
Figure A- 4 Dimensions géométriques de l'aimant.....	157
Figure A- 5 Dimensions géométriques de la culasse du rotor.....	157
Figure A-6 courbe du diamètre du fil isolé en fonction du diamètre de fil nu.....	160
Figure A-7 Réseaux de réluctances.....	165

Liste des tableaux

Tableau I-1 Classification des centrales hydroélectriques en fonction de la puissance... 12	12
Tableau I-2 Liste des projets solaires photovoltaïques réalisés au Bénin 28	28
Tableau I-3 Comparaison de quelques technologies de batteries [97] 36	36
Tableau II-1 Coefficients des pertes de charge locales [167]..... 44	44
Tableau II-2 Limites des variables d'optimisation. 46	46
Tableau II-3 Coordonnées géographiques des sites sélectionnés..... 47	47
Tableau II-4 Coordonnées des points extrêmes des fronts de Pareto 48	48
Tableau II-5 Coordonnées des points optimaux des solutions des fronts de Pareto..... 50	50
Tableau II-6 Rendement de turbines hydrauliques et les paramètres d'opération [170]. 51	51
Tableau II-7 Centrales hydroélectriques équipées de turbines Pelton sélectionnées en Afrique [180] et [181]..... 57	57
Tableau II-8 Centrales hydroélectriques équipées de turbines Pelton sélectionnées en Europe [176]. 58	58
Tableau II-9 Centrales hydroélectriques équipées de turbines Pelton sélectionnées en Amérique [180]. 59	59
Tableau II-10 Centrales hydroélectriques équipées de turbines Pelton sélectionnées en Asie [180]. 59	59
Tableau II-11 Facteurs continentaux K_j obtenus avec optimisation mono-objectif. 65	65
Tableau II-12 Les facteurs continentaux K_{jA} et K_{jB} des solutions extrêmes..... 67	67
Tableau II-13 MSRE et USRE des solutions extrêmes du front de Pareto. 67	67
Tableau III-1 Spécifications techniques de la batterie LiFePO ₄ 12V-250Ah [120]. 76	76
Tableau III-2 Equations de modèles électrochimiques [201]. 83	83
Tableau III-3 Valeurs des coefficients de V_{coBat} et R_{iBat} 88	88
Tableau IV-1 Variables de décision correspondant aux solutions optimales A, B et C. ...106	106
Tableau IV-2 Paramètres obtenus pour chaque catégorie de solutions du front de Pareto pour le cas de la centrale hydroélectrique. 107	107
Tableau IV-3 Nombre de modules PV optimal correspondant aux solutions optimales A, B et C..... 111	111
Tableau IV-4 Variables de décision correspondant aux solutions A, B et C. 116	116
Tableau IV-5 Paramètres obtenus pour chaque catégorie de solutions de Pareto optimales pour le système hybride hydro-PV..... 118	118
Tableau IV-6 Paramètres obtenus pour chaque catégorie de solutions de Pareto optimales : cas de $n_{Bat} = 64$ 125	125
Tableau IV-7 Paramètres obtenus pour chaque catégorie de solutions de Pareto optimales : cas de $n_{Bat} = 192$ 126	126
Tableau A-1 Variables d'optimisation [173]..... 153	153
Tableau A-2 Paramètres fixés [147]. 153	153
Tableau A-3 Récapitulatif des résultats de la solution B..... 154	154
Tableau A-4 Isolation spéciale pour..... 160	160
Tableau A-5 Valeurs du coefficient γ pour différents types d'entrefer de la machine à pôles saillants [173]. 162	162

Liste des abréviations et symboles

Abréviations

ABED	: Association Béninoise pour l'EcoDéveloppement
AC	: Alternating Current
AM	: Air Mass
BID	: Banque Interaméricaine de Développement
CAMES	: Conseil Africain et Malgache pour l'Enseignement Supérieur
CCHT	: Courant Continu Haute Tension
CCPMP	: Coefficient de Corrélacion du Produit-Moment de Pearson
CEB	: Communauté Electrique du Bénin
DC	: Direct Current
DOD	: Depth Of Discharge
EAPP	: Eastern Africa Power Pool
EM	: ElectroMécanique
GSAP	: Génératrice Synchronne à Aimants Permanents
GSDE	: Génératrice Synchronne à Double Excitation
GSRB	: Génératrice Synchronne à Rotor Bobiné
GSRV	: Génératrice Synchronne à Réductance Variable
LEMA	: Loi sur l'Eau et les Milieux Aquatiques
LiFePO ₄	: Lithium Ferro-Phosphate
LPS	: Loss of Power Supply
LPSP	: Loss of Power Supply Probability
LSRE	: Least Square Relative Error
MCA	: Millennium Challenge Account
MLI	: Modulation de Largeur d'Impulsion
MPPT	: Maximum Power Point Tracking
MSRE	: Mean Square Relative Error
NOCT	: Normal Operating Cell Temperature
NSGA-II	: Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II
OCDE	: Organisation de coopération et de développement économiques
OECD	: The Organisation for Economic Co-operation and Development
ONG	: Organisation Non Gouvernementale
ONU	: Organisation des Nations Unies
PEAC	: Pool Energétique d'Afrique Centrale
PPM	: Point de Puissance Maximale
PSCAD	: Power System Computer Aided Design
RMSE	: Root Mean Square Error
SAPP	: Southern African Power Pool
SHHPB	: Système Hybride Hydro-PV-Bat
SOC	: State of Charge
SRE	: Square Relative Error

STATCOM	: STATic synchronous COMpensator
STEP	: Station de Transfert d'Énergie par Pompage
USA	: United States of America
USRE	: Utmost Square Relative Error
WAPP	: West African Power Pool

Symboles

C_{inv_cond}	[FCFA]	le coût d'investissement de la conduite forcée.
P_{cond}	[kW]	la puissance hydraulique.
D_{cond}	[m]	le diamètre de la conduite forcée.
n_{hyd}	[-]	le nombre d'unités de production hydroélectrique.
n_{Bat}	[-]	le nombre de batteries.
Q_{T_n}	[m ³ .s ⁻¹]	le débit d'équipement nominal de la turbine hydraulique.
L_d	[H]	l'inductance de l'axe direct de la génératrice.
L_q	[H]	l'inductance de l'axe en quadrature de la génératrice
M_p	[-]	le nombre de branches, connectées en parallèle, de modules photovoltaïques.
M_s	[-]	le nombre de modules photovoltaïques connectés en série dans une branche.
N_p	[-]	le nombre de branches, connectées en parallèle, de cellules photovoltaïques.
N_s	[-]	le nombre de cellules photovoltaïques connectées en série dans une branche.
Q_{moy}	[m ³ /s]	le débit annuel moyen du cours d'eau.
ρ	kg/L	la masse volumique de l'eau.
g	[m ² /s]	l'accélération de la pesanteur.
H_b	[m]	la hauteur de chute brute.
h_f	[m]	les pertes de charge par frottement dans la conduite forcée.
h_l	[m]	les pertes de charge locales (ou singulières) dans la conduite forcée.
f	[-]	le coefficient de frottement dans la conduite forcée.
Re	[-]	le nombre de Reynolds.
e	[m]	la rugosité moyenne de la paroi de la conduite forcée.
L_{cond}	[m]	la longueur de la conduite forcée.
V	[m/s]	la vitesse moyenne d'écoulement de l'eau.
h_g	[m]	les pertes dans les grilles de la conduite forcée.
h_e	[m]	les pertes à l'entrée de la conduite forcée.
h_v	[m]	les pertes dans les vannes de la conduite forcée.
h_b	[m]	les pertes dans les courbures de la conduite forcée.
h_c	[m]	les pertes dues aux brusques variations (contraction ou élargissement) du diamètre de la conduite forcée.

e_b	[mm]	l'épaisseur des barreaux de la conduite forcée.
b	[mm]	l'espacement entre barreaux de la conduite forcée.
ϕ	[°]	l'angle d'inclinaison sur l'horizontale.
k_g	[-]	le coefficient dépendant de la forme des barreaux de la conduite forcée.
k_β	[-]	le coefficient dépendant de l'angle que fait la grille avec l'écoulement.
k_e	[-]	le coefficient des pertes à l'entrée de la conduite forcée.
k_v	[-]	le coefficient des pertes dans les vannes de la conduite forcée.
k_b	[-]	le coefficient des pertes dans les courbes de la conduite forcée.
k_c	[-]	le coefficient des pertes dues aux brusques variations du diamètre de la conduite forcée.
C_{acq}	[FCFA]	les frais d'acquisition de la conduite forcée.
C_{exca}	[FCFA]	les frais de l'excavation de la conduite forcée.
C_{rev}	[FCFA]	les frais du revêtement en béton de la conduite forcée.
M_c	[kg]	la masse totale du matériau utilisé pour la fabrication de la conduite forcée.
e_p	[m]	l'épaisseur de la paroi de la conduite forcée.
ρ_m	[[kg/m ³]]	la masse volumique du matériau utilisé pour la fabrication de la conduite forcée.
γ_r	[-]	le coefficient affecté pour la masse du raidisseur de la conduite forcée.
$C_{c/kg}$	[FCFA/kg]	le prix massique de la conduite forcée.
C_{e/m^3}	[FCFA. m ⁻³]	le coût volumique de la fosse pour l'excavation de la conduite forcée.
C_{r/m^3}	[FCFA. m ⁻³]	le coût volumique pour le revêtement en béton de la conduite forcée.
Q_T	[m ³ /s]	le débit d'équipement de la turbine hydraulique.
η_{Tn}	[%]	le rendement nominal de la turbine hydraulique.
Q_{Tmin}	[m ³ /s]	le débit d'équipement minimal de la turbine hydraulique.
Q_{Tmax}	[m ³ /s]	le débit d'équipement maximal de la turbine hydraulique.
Q	[m ³ /s]	le débit journalier moyen du cours d'eau.
η_G	[%]	le rendement de la génératrice.
P_u	[kW]	la puissance électrique utile fournie par la génératrice.
p_{tot}	[kW]	la perte totale dans la génératrice.
S_n	[kVA]	la puissance apparente fournie par la génératrice.
FP	[%]	le facteur de puissance.
p_m	[kW]	les pertes mécaniques dans les paliers de la génératrice.
p_f	[kW]	les pertes fer dans la génératrice.
p_j	[kW]	les pertes Joule de la génératrice.

D_r	[m]	le diamètre du rotor de la génératrice.
L_r	[m]	la longueur du rotor de la génératrice.
V_t	[m/s]	la vitesse tangentielle due à la rotation de la génératrice.
N	[tr/min]	la vitesse de rotation nominale de la génératrice.
f	[Hz]	la fréquence.
R_r	[m]	le rayon du rotor de la génératrice.
p	[–]	le nombre de paires de pôles de la génératrice.
p_{f_cs}	[kW]	les pertes fer dans la culasse statorique de la génératrice.
p_{f_ds}	[kW]	les pertes fer dans les dents statorique de la génératrice.
k_{hys}	[W. s/kg/T ²]	le coefficient de pertes par hystérésis.
k_{Fou}	[W. s ² /kg/T ²]	le coefficient de pertes par courants de Foucault.
M_{cs}	[kg]	la masse de la culasse statorique de la génératrice.
B_{cs}	[T]	l'induction magnétique dans la culasse statorique.
B_{ds}	[T]	l'induction magnétique dans une dent statorique.
M_{ds}	[kg]	la masse totale des dents statoriques de la génératrice.
p_{js}	[kW]	les pertes Joule statoriques de la génératrice.
p_{jr}	[kW]	les pertes Joule rotoriques de la génératrice.
R_{s_ph}	[Ω]	la résistance d'une phase statorique de la génératrice.
R_r	[Ω]	la résistance d'un pôle rotorique de la génératrice.
I_{f0}	[A]	l'intensité du courant d'excitation de la génératrice.
I_s	[A]	l'intensité du courant efficace dans une phase de la génératrice.
m_{ph}	[–]	le nombre de phases du réseau électrique.
U_n	[V]	la tension entre phases du réseau électrique.
M_{tot}	[kg]	la masse totale de la génératrice.
M_{rot}	[kg]	la masse du rotor de la génératrice.
M_{cuv}	[kg]	la masse de cuivre utilisé pour le bobinage de la génératrice.
M_{ai}	[kg]	la masse des aimants de la génératrice.
H_{net}	[m]	la hauteur de chute nette.
P	[kW]	la puissance électrique installée.
C_{EM}	[€]	le coût d'équipement électromécanique.
K_j	[–]	le facteur continental du coût d'équipement électromécanique.
C_{sim1}	[€]	le coût calculé d'équipement électromécanique en utilisant le modèle proposé N°1.
n_c	[–]	le nombre de centrales hydroélectriques.
$C_{réel}$	[€]	le coût réel d'équipement électromécanique.
C_{cava}	[€]	le coût calculé d'équipement électromécanique en utilisant le modèle de Cavazzini et al.
ρ_{XY}	[–]	le coefficient de corrélation du produit-moment de Pearson

C_{sim2}	[€]	le coût calculé d'équipement électromécanique en utilisant le modèle proposé N°2.
C_{sim3}	[€]	le coût calculé d'équipement électromécanique en utilisant le modèle proposé N°3.
A_{PV}	[m ²]	l'aire de la surface du module photovoltaïque.
N_{PV}	[-]	le nombre de modules photovoltaïques.
Gr_{PV}	[kWh. m ⁻² . j ⁻¹]	l'irradiation solaire globale.
η_{PV}	[%]	le rendement de la conversion énergétique du module photovoltaïque.
η_{po}	[%]	le rendement dû aux effets de la poussière.
η_{ad}	[%]	le rendement dû à l'adaptabilité des modules photovoltaïques connectés en série et en parallèle.
η_{in}	[%]	le rendement dû à l'inclinaison des modules photovoltaïques.
η_{jo}	[%]	le rendement dû aux pertes Joule dans les câbles.
η_{tem}	[%]	le rendement dû à l'effet de la température.
η_{PVSTC}	[%]	le rendement de la conversion énergétique du module photovoltaïque défini dans les conditions <i>STC</i> (irradiation de 1000 W/m ² , température environnement de 25° C, <i>AM</i> = 1,5).
β	[°C ⁻¹]	le coefficient de température de puissance maximale.
T_C	[°C]	la température de jonction de la cellule photovoltaïque.
D_r	[h]	la durée de l'ensoleillement.
T_a	[°C]	la température ambiante.
$C_{pv_{inv}}$	[€]	le coût d'investissement du système photovoltaïque.
C_{pv_m}	[€]	le coût de maintenance du système photovoltaïque.
C_{pv}	[€]	le coût de production du système photovoltaïque.
P_{PVc_u}	[kW]	la puissance crête d'un module photovoltaïque.
$C_{pv/Wc}$	[€/kWc]	le coût d'achat par kilowatt crête des modules PV
$C_{pv_{ins}/Wc}$	[€/kWc]	le coût d'installation par kiloWatt crête.
E_{Hyd}	[kWh]	l'énergie électrique produite par la centrale hydroélectrique.
E_{GPV}	[kWh]	l'énergie électrique produite par la centrale photovoltaïque.
E_L	[kWh]	l'énergie électrique demandée par la charge.
η_{b_ch}	[%]	le rendement énergétique de la batterie en phase de charge.
$\eta_{(dc/ac)_{ba}}$	[%]	le rendement du convertisseur réversible <i>dc/ac</i> de la batterie.
U_{bus}	[V]	la tension continue à l'entrée du convertisseur réversible <i>dc/ac</i> côté batterie.

η_{b_de}	[%]	le rendement énergétique de la batterie en phase de décharge.
ΔE_{j_m}	[kWh]	L'énergie électrique journalière manquante.
C_n	[Ah]	la capacité nominale du pack de batteries.
Aut	[-]	le nombre de jours d'autonomie du pack de batteries.
n_{Bat_p}	[-]	le nombre total de branches de batteries connectées en parallèle.
C_{Bat_n}	[Ah]	la capacité nominale d'une batterie.
n_{Bat_s}	[-]	le nombre total de batteries connectées en série dans chaque branche.
V_{Bat_n}	[V]	la tension nominale de chaque batterie.
n_{Bat}	[-]	le nombre total de batteries assemblées.
η_{Bat_c}	[%]	le rendement faradique de la batterie en mode de charge.
I_{10}	[A]	le courant de décharge en 10 heures.
r_1 et r_2	[-]	les facteurs du rendement faradique de la batterie.
P_{Bat_f}	[kW]	la puissance électrique fournie par la batterie.
P_{Bat_r}	[kW]	la puissance électrique reçue par la batterie.
$V_{CO_{Bat}}$	[V]	la tension aux bornes de la batterie en circuit ouvert.
V_{Bat}	[V]	la tension aux bornes de la batterie.
$R_{i_{Bat}}$	[Ω]	la résistance interne de la batterie.
I_{Bat}	[A]	l'intensité du courant de la batterie.
E_{act}	[-]	le coefficient d'Arrhenius.
R_g	[J. K ⁻¹ . mol ⁻¹]	la constante des gaz parfaits.
$V_{Bat_{obs_i}}$	[V]	la tension aux bornes de la batterie, donnée du fabricant.
$V_{Bat_{cal_i}}$	[V]	la tension aux bornes de la batterie, calculée.
$C_{Bat_{inv}}$	[€]	le coût d'investissement des batteries.
C_{Bat_m}	[€]	le coût d'utilisation (fonctionnement et maintenance) des batteries.
C_{Bat}	[€]	le coût total des batteries.
E_{Bat_n}	[kWh]	l'énergie nominale d'une batterie.
$C_{Bat_{inv}/kWh}$	[€/kWh]	le coût d'investissement par kWh d'une batterie.
C_{Bat_m}/kWh	[€/kWh]	le coût d'utilisation par kWh de la batterie.
C_{ond_PV}	[€]	le coût du convertisseur DC/AC du générateur photovoltaïque.
$C_{ond_{PV}/kW}$	[€/kWh]	le coût par kilowatt crête, du convertisseur DC/AC du générateur photovoltaïque.
P_{PVC}	[kW]	la puissance crête totale du système photovoltaïque.
P_{PV_u}	[kW]	la puissance crête d'un module photovoltaïque.
$C_{ond_{Bat}}$	[€]	le coût du convertisseur DC/AC du pack de batteries (réversible).

$C_{ondBat/kW}$	[€/kWh]	le coût par kilowatt du pack de batteries.
P_{pBat-n}	[kW]	la puissance nominale du pack de batteries.
P_{Bat-n}	[kW]	la puissance nominale d'une batterie.
E_{PV}	[kWh]	l'énergie produite par le générateur photovoltaïque.
$\eta_{(dc/ac)pv}$	[%]	le rendement du convertisseur DC/AC du générateur photovoltaïque.
N_{cl}	[-]	le nombre total de clients à satisfaire.
$E_{L/cl}$	[kWh]	le profil de consommation journalière moyenne d'un client.
K_{si}	[%]	le coefficient de simultanéité.
E_{hyd_T}	[kWh]	l'énergie totale produite par la centrale hydroélectrique.
η_T	[%]	le rendement de la turbine hydraulique.
n_j	[jour]	le nombre total de jours.
C_{hyd}	[€]	le coût de production d'énergie de la centrale hydroélectrique.
C_{hydi}	[€]	le coût d'investissement de la centrale hydroélectrique.
C_{hyd_m}	[€]	le coût de maintenance de la centrale hydroélectrique.
P_{hyd_n}	[kW]	la puissance nominale de la centrale hydroélectrique.
$C_{hyd/kWh}$	[€/kWh]	le coût par unité d'énergie consommée de la centrale hydroélectrique.
E_{cons_tot}	[kWh]	l'énergie totale consommée par la charge.
E_{conv_tot}	[kWh]	l'énergie totale perdue (convertible).
E_{man_tot}	[kWh]	l'énergie totale manquante
E_{PV_T}	[kWh]	l'énergie totale produite par le système photovoltaïque.
$C_{pv/kWh}$	[€/kWh]	le coût par unité d'énergie consommée du système photovoltaïque.
E_{HP_T}	[kWh]	l'énergie totale produite par le système hybride hydro-PV.
C_{HP}	[€]	le coût de production du système hybride hydro-PV.
$C_{HP/kWh}$	[€/kWh]	le coût par unité d'énergie consommée du système hybride hydro-PV.
C_{HPB}	[€]	le coût de production du système hybride hydro-PV-Bat.
E_{HPB_T}	[kWh]	l'énergie totale produite par le système hybride hydro-PV-bat.
$C_{HPB/kWh}$	[€/kWh]	le coût par unité d'énergie consommée par la charge.

Introduction générale

L'énergie constitue un besoin vital sollicité dans tous les aspects de nos activités quotidiennes, notamment dans l'industrie, le domestique, le commerce, le transport, etc. Son accès sous ses diverses formes est un moyen qui conduit au développement aussi bien sur le plan social, politique qu'économique. Pour la plupart des pays en développement, la production nationale brute est en corrélation directe avec la quantité d'énergie consommée [1]. L'énergie électrique est la forme moderne d'énergie qui est de plus en plus devenue l'attention principale du monde entier. Elle est plus flexible, mieux maîtrisée et sa demande est de plus en plus importante avec l'évolution démographique et les nouvelles technologies de développement. En revanche, les ressources fossiles (par exemple : le pétrole, le gaz naturel, etc.) s'épuisent progressivement et leur utilisation pollue l'environnement et l'atmosphère. Ainsi, on est d'avantage confronté aux phénomènes de changements climatiques, à la dégradation progressive de la couche d'ozone, au déséquilibre de la biodiversité et de la biosphère. Toutes ces préoccupations ont contribué au développement des sources d'énergie renouvelable, notamment les énergies solaire, hydroélectrique, éolienne, etc. En plus d'être non polluantes donc ne produisant pas de gaz à effet de serre, ces énergies renouvelables sont inépuisables. Elles sont produites à partir des sources permanentes telles que : le soleil, le vent, la chute d'eau de rivières, de fleuves, etc. Cependant, en raison du caractère très aléatoire des sources d'énergies renouvelables, telles que l'éolienne et le solaire photovoltaïque, l'association de plusieurs sources d'énergies renouvelables pour en faire un système hybride, devient de plus en plus courante [2]. Cette option permet d'assurer une fourniture d'énergie stable et d'accroître le rendement du système [3], [4] [5]. Par exemple, il y a certains systèmes hybrides qui associent deux sources telles que : photovoltaïque-éolienne [6] ; éolienne-hydroélectricité [7], [8] ; hydroélectricité-photovoltaïque [9], etc. D'autres systèmes combinent plus de deux sources, notamment : photovoltaïque-hydroélectricité-éolienne [10], hydroélectricité-photovoltaïque-éolienne-groupe électrogène [11], etc. Le système hybride hydroélectricité-photovoltaïque est l'un des systèmes le plus utilisé [5]. En effet, l'énergie hydroélectrique présente des avantages tels que : avoir un faible coût de production [12] et une bonne flexibilité opérationnelle [13]. L'énergie solaire est celle qui est la plus disponible dans le monde entier. De plus, des études ont montré la bonne complémentarité qu'il y a entre l'énergie solaire et l'énergie hydroélectrique [14], [15], [16]. Les centrales hydroélectriques sont capables de produire plus d'électricité en saison pluvieuse qu'en saison sèche puisqu'il y a plus d'eau en saison pluvieuse qu'en saison sèche. En revanche, les systèmes solaires photovoltaïques fournissent moins d'énergie électrique en saison pluvieuse qu'en saison sèche, dès lors que le ciel est plus couvert de nuages en saison pluvieuse. Ainsi, en saison sèche, le photovoltaïque compense le déficit en hydroélectricité, alors que pendant la saison pluvieuse, l'hydroélectricité soutient le photovoltaïque [17]. Par rapport aux avantages cités précédemment, cette thèse de doctorat focalise ses travaux de recherche sur le système hybride hydroélectricité-photovoltaïque avec stockage.

Ce mémoire de thèse sera organisé en quatre chapitres :

Le premier chapitre est consacré à l'état de l'art, le contexte et la présentation du sujet. Tout d'abord, nous présentons le contexte de l'énergie électrique sur le plan mondial, en Afrique sub-saharienne et au Bénin. Ensuite, un état de l'art sur les énergies alternatives, notamment l'hydroélectricité et le solaire photovoltaïque, et sur les systèmes de stockage d'énergie électrique sera présenté. Puis, nous proposerons un état de l'art sur les systèmes hybrides hydroélectrique-photovoltaïque associées ou non à un système de stockage. Les méthodes d'optimisation seront ensuite abordées. Avant de finir ce chapitre par une conclusion, nous présenterons le sujet de cette thèse de doctorat en abordant sa problématique et les objectifs à atteindre.

Le deuxième chapitre a pour objet d'exposer la modélisation des principaux composants de la centrale hydroélectrique et du générateur photovoltaïque. Dans un premier temps, nous aborderons la modélisation des principaux éléments de la centrale hydroélectrique, notamment la conduite forcée, la turbine hydraulique et la génératrice électrique. Deuxièmement, le générateur photovoltaïque sera modélisé. Enfin, nous finirons par une conclusion.

La modélisation du système de stockage et des convertisseurs fait l'objet du troisième chapitre. Les architectures et les critères énergétiques du système hybride seront également présentés dans ce chapitre.

Le quatrième chapitre porte sur l'optimisation du dimensionnement de différentes configurations de source d'énergie notamment : la centrale hydroélectrique seule, la centrale photovoltaïque seule, les systèmes hybrides hydro-photovoltaïque et hydro-photovoltaïque-Batterie. L'optimisation de ces différentes configurations de sources d'énergie permettra de trouver et d'étudier les meilleurs compromis entre l'énergie totale produite et le coût de production.

Nous terminons ce mémoire de thèse par une conclusion générale qui résume les travaux effectués, suivi de quelques perspectives autour de cette problématique.

Chapitre I Etat de l'art – Contexte – Présentation du sujet

I.1 Introduction

La production de l'énergie électrique à partir des sources d'énergies renouvelables connaît de plus en plus un essor considérable ces dernières années. Cela est dû non seulement aux contraintes environnementales, mais aussi à la maîtrise continue des différentes technologies utilisées pour la conversion de ces sources en électricité. Dans ce premier chapitre, nous allons d'abord présenter le contexte de l'énergie électrique sur le plan mondial, en Afrique sub-saharienne et au Bénin. Ensuite nous ferons un état de l'art sur l'hydroélectricité, l'énergie photovoltaïque et sur les systèmes de stockage. Puis, une revue de littérature sera proposée sur les systèmes hybrides hydroélectrique-photovoltaïque associées ou non à un système de stockage. Les méthodes d'optimisation seront ensuite abordées. Enfin, nous présenterons le sujet de cette thèse de doctorat en abordant sa problématique et les objectifs à atteindre, avant de finir par une conclusion.

I.2 Contexte actuel en énergie électrique

Vivre aujourd'hui sans l'électricité et prétendre avoir un développement socio-économique est très difficile voire impossible. L'accès à l'énergie électrique est indispensable au développement industriel et socio-économique dans tous les pays du monde. Il fait partie des indicateurs qui permettent de mesurer les écarts de développement entre les différentes régions et représente actuellement l'un des enjeux du développement durable.

I.2.1 Energie électrique dans le monde

* Evolution de l'électricité produite

L'énergie électrique produite au plan mondial a connu un accroissement considérable. Pour la période de 1974 à 2016, elle est passée de 6298 à 24973 TWh, soit un taux de croissance annuel moyen d'environ 3,33% (*Figure I-1*) [18]. Si l'on s'intéresse plus précisément aux différentes sources d'énergies utilisées dans la production mondiale de l'électricité en 2016 (*Figure I-2*), on constate que la part des centrales hydroélectriques (16,6%) est inférieure à celle des sources fossiles, notamment le charbon (38,3 %) et le gaz naturel (23,1 %). Néanmoins, elle reste supérieure à la part de la production d'origine nucléaire (10,4%). Les sources pétrolières ont contribué à hauteur de 3,7%, tandis que la part issue de la combustion des déchets et des biocarburants s'élève à 2,3%. Le reste (5,6%) est fourni à partir des autres sources renouvelables, notamment les sources géothermiques, solaires, éoliennes, de marée, etc.

Pour le classement mondial des producteurs de l'énergie électrique, nous pouvons noter que les pays membres de l'OCDE (Organisation de Coopération et de Développement Economiques) figurent en tête. Leur production annuelle a connu une évolution de 4521,8 TWh à 10943 TWh, soit un taux de croissance annuel moyen d'environ 2,13 %. La Chine

se place en deuxième position avec une production annuelle allant de 177,3 TWh à 6225,4 TWh. Le taux de croissance de sa production s'élève à 8,84 %. Ensuite, viennent respectivement les pays émergents (non membres de l'OCDE) de l'Asie (la Chine n'est pas faite partie), de l'Europe et l'Eurasie, et de l'Amérique. Leurs productions annuelles d'électricité ont respectivement évolué de 167,9 à 2931,9 TWh (7,05 %), de 1090,1 à 1763,5 TWh (1,15 %) et de 177,2 à 1228 TWh (4,72 %). Les pays du Moyen-Orient se placent en avant-dernière position avec une production annuelle qui a évolué de 32,0 TWh à 1080,2 TWh (8,74 %). L'Afrique occupe la dernière place avec une production évoluant de 121,3 TWh à 801,1 TWh (4,60 %). Nous notons que la Chine a connu le plus fort taux de croissance annuel sur le plan mondial. Cela lui a permis de quitter la troisième position en 1974 pour occuper la deuxième position en 2016. De la même manière, les pays émergents d'Asie (toujours sans la Chine) ont augmenté leur production pour quitter la cinquième position (1974) et occuper la troisième en 2016. L'augmentation de production des pays du Moyen-Orient leur ont permis de passer de la dernière position en 1974 à l'avant dernière en 2016. Quant à l'Afrique, l'augmentation de sa production n'est pas suffisante. Elle a chuté de l'avant dernière position (1974) à la dernière en 2016. La région qui a connu le plus faible taux de croissance en matière de production d'énergie est la région des pays émergents de l'Europe et Eurasie non membres de l'OCDE. De la deuxième position en 1974, elle est passée en quatrième position en 2016.

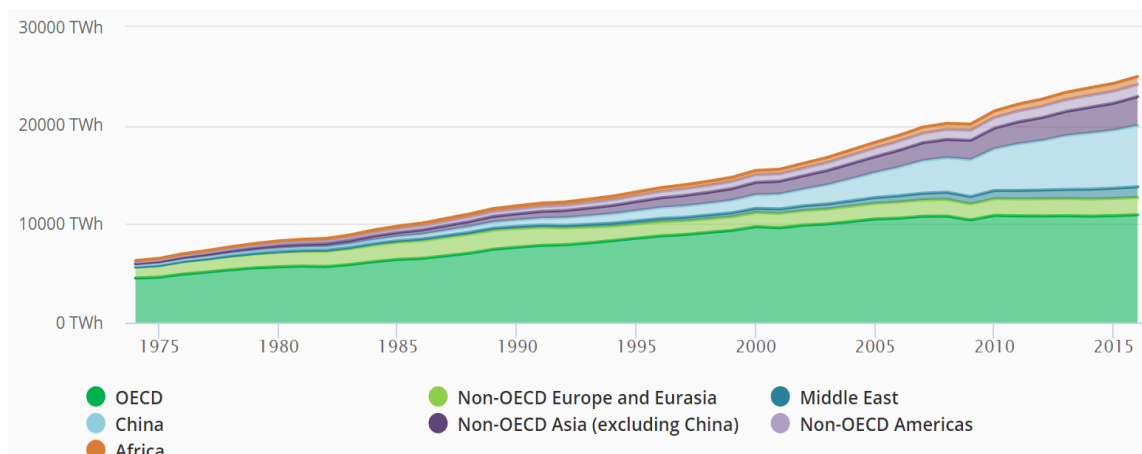


Figure I-1 Evolution de la production mondiale d'énergie électrique par région [18].

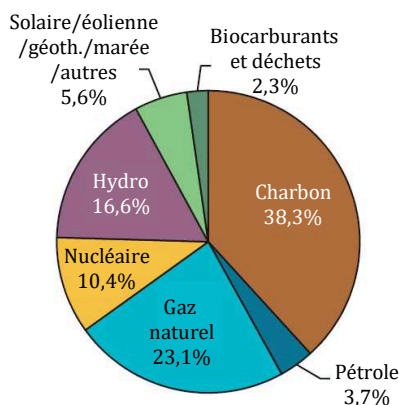


Figure I-2 Production d'électricité en 2016 par source sur le plan mondial [19].

* Electricité consommée en 2016 au plan mondial

En 2016, L'énergie électrique totale consommée au plan mondial est évaluée à 23106,86 TWh, soit une augmentation de 4.9 % par rapport à l'année 2015 [20]. Sur la Figure I-3, la répartition de cette consommation par région met en évidence que les pays membres de l'OCDE en ont plus consommé que les autres pays. Leur consommation s'élève à 10337.69 TWh, soit 44.74 % de la consommation totale. La Chine seule consomme environ 5945,78 TWh (25,73% du total), soit plus de la moitié de la consommation des pays de l'OCDE. Elle se classe deuxième devant les autres pays non-membres de l'OCDE d'Asie (2567.84 TWh), d'Europe et Eurasie (1571 TWh), d'Amérique (1030,74 TWh) non-membres de l'OCDE, de Moyen-Orient (948,33 TWh) et d'Afrique (705,5 TWh) [20].

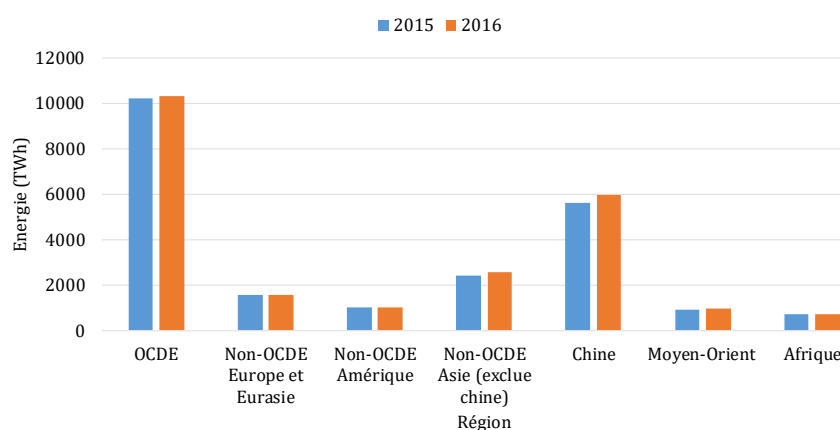


Figure I-3 Electricité consommée par région.

Reconnaissant le rôle fondamental de l'énergie électrique dans la lutte contre la pauvreté dans le monde, l'ONU cherche à réaliser l'accès universel à l'électricité d'ici 2030, à travers son initiative « énergie durable pour tous ». Grâce à cette politique d'accès à l'électricité, le nombre de personnes n'ayant pas accès à l'électricité est passé en dessous du milliard de personnes en 2017. L'Inde a fini par électrifier tous ses villages au début de 2018 et prévoit un accès universel à l'énergie électrique au début de l'année 2020 [21]. Près de 97% des personnes n'ayant pas accès à l'électricité dans le monde vivent en Afrique subsaharienne et en Asie [22]. Bien que plusieurs régions du monde n'aient pas encore atteint l'accès universel à l'énergie électrique, l'écart pour atteindre cet objectif demeure le plus important en Afrique subsaharienne. Environ 602 millions de personnes n'ont toujours pas accès à l'électricité en Afrique subsaharienne [23].

I.2.2 Energie électrique en Afrique subsaharienne

La demande d'énergie électrique en Afrique était de 621 TWh en 2012, et devrait augmenter pour atteindre environ 1258 TWh d'ici 2030 et environ 1869 TWh à l'horizon 2040 [24]. La région de l'Afrique subsaharienne continue de faire face à d'importantes crises énergétiques [25]. Malgré son énorme potentiel énergétique, l'accès à l'électricité échappe à des millions de personnes de cette région [24]. Le taux d'accès à l'électricité dans cette région Sub-Saharienne est très faible par rapport à celui de l'Afrique du Nord aussi bien en milieu rural qu'urbain. La Banque Mondiale montre qu'en 2017, l'Afrique

comptait 603 millions de personnes n'ayant pas accès à l'électricité et que 602 millions d'entre elles se trouvaient en Afrique Sub-Saharienne [23]. En effet, alors que l'on estime que 100% des zones urbaines et 99% des zones rurales de l'Afrique du Nord sont électrifiées, seules 67% des zones urbaines et 28 % des zones rurales le sont en Afrique sub-saharienne. Près de 80% des personnes n'ayant pas accès à l'énergie électrique en Afrique subsaharienne se trouvent dans des zones rurales [24]. S'agissant du taux d'électrification en zones rurales des différents pays de l'Afrique sub-saharienne, seuls huit pays ont leurs taux dépassant 50% : Maurice (100%), Seychelles (99%), Cap-Vert (89%), Afrique du Sud (84%), Eswatini (71%), Ghana (69%), Kenya (68%) et Les Comores (62%). Dix l'ont entre 30% et 50%. Le reste a un taux d'électrification inférieur à 30% en zones rurales. Le détail des taux d'accès à l'électricité en Afrique est présenté dans [23]. Par ailleurs, l'Afrique connaît une forte croissance démographique sans précédent et soutenue. Le continent comptera au moins 2 milliards d'habitants d'ici 2050. Soit deux fois plus qu'en 2014, dont 40% vivront dans des zones rurales [26]. Si les tendances actuelles en matière d'accès à l'électricité se maintiennent, 1300 millions de personnes n'auront toujours pas accès à l'électricité en Afrique [26]. La majorité de la population n'aura pas ainsi la possibilité de mener une vie productive et saine. Les investissements dans le système énergétique pourront améliorer la qualité de vie, l'espérance de vie et la croissance économique en Afrique Sub-Saharienne [27]. Le défi actuel en électricité nécessite une augmentation rapide de l'approvisionnement en énergie (croissance et développement de l'énergie) pour la région en raison de cette croissance démographique, des progrès économiques et du besoin de services énergétiques modernes et fiables [28]. Dans cette perspective, diverses informations clés ont été fournies dans [29], notamment : l'analyse approfondie des systèmes énergétiques africains, les données relatives au potentiel énergétique des sources primaires, et les différentes options stratégiques. L'Afrique subsaharienne possède d'énormes potentiels de ressources en énergies renouvelables inexploités, largement répandus dans la région et qui pourront servir à produire suffisamment d'électricité pour répondre aux besoins du continent [25]. La part des sources d'énergies renouvelables dans la production d'énergie électrique peut augmenter de 50% à l'horizon 2030 [28]. D'ici 2040, l'hydroélectricité pourra représenter 26 % de la production d'électricité et les autres sources d'énergies renouvelables 15% [24] (Figure I-4). La possibilité de parvenir à une énergie 100% renouvelable en Afrique d'ici 2050 est prouvée dans [30]. Les facteurs de succès de l'électrification en Afrique subsaharienne sont notamment la conception adéquate des politiques, des moyens financiers suffisants et des conditions politiques favorables [31]. Les interconnexions à courant continu haute tension (CCHT) entre les pools énergétiques de la région ont été proposées pour l'amélioration du commerce d'énergie électrique renouvelable [32]. En effet, la possibilité de l'interconnexion à travers le continent et la création d'un marché panafricain d'énergie électrique ont été discutées dans [33]. Ce marché est constitué de pools énergétiques régionaux tels que : le pool énergétique ouest-africain (WAPP), le pool énergétique d'Afrique de l'Est (EAPP), le pool énergétique d'Afrique centrale (PEAC) et le pool énergétique d'Afrique australe

(SAPP). La liaison de ces pools énergétiques régionaux via des lignes CCHT peut permettre de régler le problème d'intermittence des sources d'énergie renouvelable. Par conséquent, on aura plus besoin de système de stockage. Mais les investissements dans le transport et la distribution d'énergie électrique sont très importants pour tout système de réseau électrique en construction [34]. Environ 37% du coût d'investissement total est utilisé pour la construction du réseau de transport et de distribution [35]. L'utilisation d'interconnexions de lignes CCHT pour l'amélioration de l'accès à l'électricité est une solution qui est malheureusement limitée, en particulier pour le cas des zones rurales d'Afrique subsaharienne, en raison des contraintes géographiques des zones rurales, du coût de l'extension de l'infrastructure de réseau et des infrastructures peu développées. Les possibilités de l'électrification décentralisée (hors réseau) offrent une solution au moindre coût pour réaliser l'électrification complète des populations rurales en Afrique subsaharienne [36].

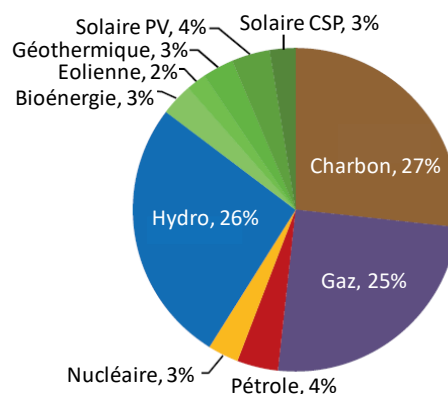


Figure I-4 Production d'électricité par source en 2040 en Afrique [24].

I.2.3 Energie électrique au Bénin

Le Bénin est un pays de la sous-région de l'Afrique Sub-Saharienne, plus précisément dans la zone du Golfe de Guinée, entre le tropique de Cancer et l'Equateur. Il est limité au Nord par les républiques du Niger et du Burkina Faso, au Sud par l'Océan Atlantique, à l'Est par la république du Nigéria et à l'Ouest par la république du Togo (Figure I-5). Le climat du Bénin est équatorial au Sud, avec deux saisons sèches et deux saisons des pluies. Du centre au nord du pays, le climat est de type tropical avec une saison sèche et une saison pluvieuse.

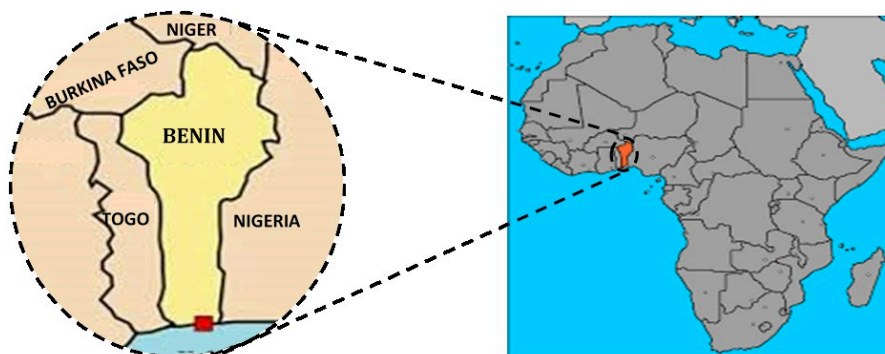


Figure I-5 Situation géographique du Bénin.

Sur le plan énergétique, la situation du secteur de l'énergie électrique au Bénin est caractérisée par une production nationale très faible et un accès limité des populations à l'électricité. La question du déficit en électricité demeure très préoccupante, et se pose fortement dans les zones rurales du pays. On note un accès limité des populations à l'énergie électrique. Pendant qu'on évalue la consommation d'électricité par habitant de l'Afrique à 0,58 MWh/habitant en 2016, celui du Bénin est seulement égal à 0,11 MWh/habitant [37]. En 2017, le taux d'électrification est égal à 9% en zones rurales, 6 fois inférieur au taux d'électrification urbain (54%) [23]. Lorsqu'on s'intéresse à comparer ces taux d'électrification respectivement avec ceux des 52 autres pays de la sous région Sub-Saharienne, on s'aperçoit que le Bénin occupe les 34ème et 39ème rangs respectivement pour les taux d'électrification rurale et urbaine. Cet enjeu énergétique a pour cause essentielle la forte dépendance extérieure du Bénin pour son approvisionnement en énergie électrique. La quasi-totalité de l'approvisionnement en électricité provient des pays voisins notamment : le Nigéria, le Ghana, la Côte d'Ivoire [38]. En 2016, 86,57% de l'énergie électrique consommée est importée [39]. La production nationale d'électricité (13,43%) est essentiellement faite à partir des centrales thermiques. La part des sources thermiques (pétrole) est évaluée à 94,4%, tandis que l'apport des sources d'origine hydraulique est de 4,2% et celui du solaire photovoltaïque de 1,4% [37] (Figure I-6).

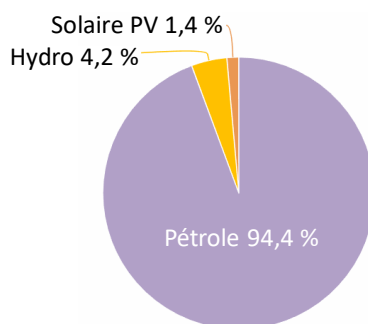


Figure I-6 Electricité produite par source en 2016 au Bénin [37].

La demande en énergie électrique au Bénin évolue de façon soutenue de plus de 8% pour répondre au développement économique du pays [40]. L'essentiel de la demande en énergie électrique est concentré dans les quatre départements : Atlantique, Littoral, Ouémé et Plateaux [39] (Figure I-7).

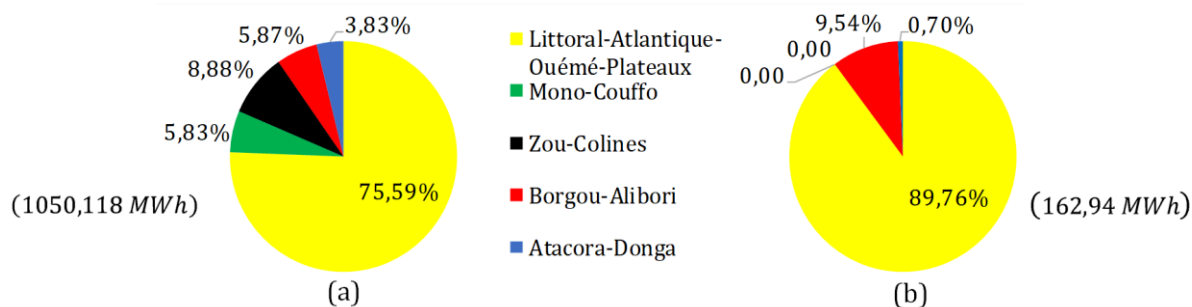


Figure I-7 Taux de répartition d'énergie électrique importée (a) et produite (b) en 2016.

Par ailleurs, le Bénin dispose d'un potentiel intéressant en énergies renouvelables, notamment en photovoltaïque et hydroélectrique, mais qui reste globalement sous-exploité. De ce fait, il faudra valoriser les potentiels hydraulique et solaire photovoltaïque du pays afin d'augmenter l'offre d'électricité et faciliter son accès pour les populations en zones rurales.

I.3 Energies alternatives

Au plan mondial, les énergies renouvelables sont produites à partir de plusieurs sources différentes (Figure I-8). L'énergie hydroélectrique (fleuves, rivières, marées, vagues, océan, etc.) est la principale source utilisée avec une contribution de 72,6% en 2016. Les sources éoliennes est la seconde avec 16,7%. Viennent ensuite respectivement le solaire regroupant le solaire photovoltaïque (5,7%) et le solaire thermique (0,2%), la biomasse qui regroupe le biogaz (1,5%), les déchets municipaux (1,3%) et industriels (0,6%), et enfin la géothermie (1,4%) [41].

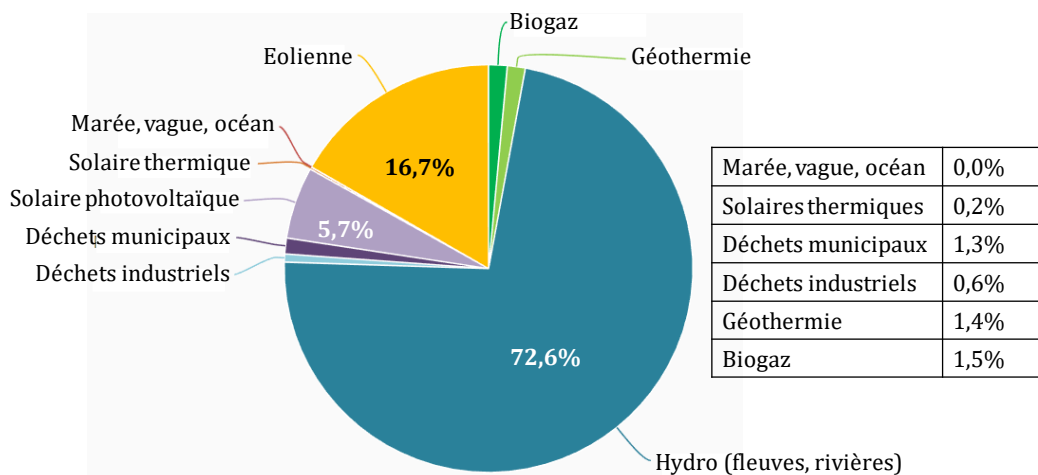


Figure I-8 Electricité produite en 2016 à partir des sources renouvelables au niveau mondial [41].

Dans le cadre de ce travail de recherche, nous nous sommes intéressés à l'hydroélectricité et au solaire photovoltaïque. Ces deux types d'énergies sont en effet présentés dans les sous-sessions suivantes.

I.3.1 Hydroélectricité (Hydro)

L'hydroélectricité est l'énergie électrique produite par une centrale hydroélectrique qui exploite l'énergie potentielle d'un cours d'eau (fleuves, rivières, chutes d'eau, courants marins, etc.). Elle est l'une des formes de production électrique les plus matures [42].

I.3.1.1 Historique de l'hydroélectricité

L'exploitation de l'énergie potentielle de l'eau remonte à l'Antiquité grecque. Il y a plus de 2000 ans que les Grecs utilisaient cette énergie pour faire fonctionner des moulins à eau [43]. En effet, l'énergie potentielle de l'eau est communiquée à une roue motrice qui se met à tourner et entraîner des meules pour moudre les grains de blé ou de maïs [44], tourner des machines pour forger les métaux, scier la pierre, ... bref, pour faciliter les

tâches pénibles [42]. L'énergie de ces roues motrices était seulement utilisée sur place et ne pouvait être transportée ni stockée, ce qui limitait son utilisation à des zones parcourues par un cours d'eau [45]. Les roues motrices sont ensuite remplacées par des turbines hydrauliques utilisées pour convertir l'énergie potentielle de l'eau en énergie mécanique [46]. Dans les années 1700, l'évolution de la turbine hydraulique a commencé avec l'ingénieur hydraulique et militaire français, Bernard Forest de Bélidor [47]. En 1870, le développement de l'hydroélectricité a commencé son ère moderne avec l'installation de la première centrale hydroélectrique à Craggside, en Angleterre [43]. L'utilisation commerciale de l'énergie hydroélectrique a commencé en 1880 à Grand Rapids. En effet, une dynamo entraînée par une turbine hydraulique était utilisée pour éclairer la devanture du théâtre et des magasins à Grand Rapids au Michigan. En 1881, une dynamo connectée à une turbine hydraulique a été utilisée pour l'éclairage public à Niagara Falls, dans l'État de New York [47]. En 1882, Thomas Edison a inventé la première centrale hydroélectrique [48]. Ces premières centrales hydroélectriques utilisaient la technologie du courant continu et avaient de petites capacités. Mais elles ont été pionnières dans le développement de la centrale hydroélectrique moderne [43]. Le courant continu avait d'énormes inconvénients (pertes d'énergie) lorsque la distance de transport de l'énergie augmentait en raison d'une plus grande résistance électrique. Par conséquent, on ne pouvait transporter l'énergie qu'à environ un ou deux kilomètres de distance maximum. Nikola Tesla, depuis qu'il était étudiant, nourrissait le rêve de remplacer le courant continu par le courant alternatif. A la différence du courant continu, le courant alternatif est un courant électrique dont l'intensité et le sens varient alternativement. Il permet donc de transporter efficacement l'énergie électrique sur de très grandes distances, sans énormes pertes le long du parcours. En effet, on utilise de transformateur pour élever la tension afin de réduire l'intensité du courant. Ainsi les pertes sont réduites. En 1887, Nikola Tesla parvint à construire un prototype de son moteur à courant alternatif, et en démontra le fonctionnement en 1888. La percée du courant alternatif a permis à Nikola Tesla de jeter les bases de la première centrale hydroélectrique à courant alternatif sur les rivières du Niagara en Amérique du Nord. En 1896, cette centrale commença à transmettre de l'énergie électrique dans la région de Buffalo située à 40 km du site [49]. De nos jours, la plus grande centrale hydroélectrique est celle des Trois-Gorges (122,4 GW [50]) [51].

I.3.1.2 Principe de fonctionnement d'une centrale hydroélectrique

Le principe de fonctionnement d'une centrale hydroélectrique est représenté par la Figure I-9. La conduite forcée canalise l'eau (sous pression) jusqu'à la turbine. L'énergie de l'eau est communiquée aux pales de la turbine qui se met à tourner et entraîner le générateur qui produit l'électricité. En effet, l'énergie potentielle de l'eau est transformée en énergie mécanique qui est finalement convertie en électricité par le générateur (synchrone ou asynchrone). Ensuite, un transformateur élève la tension de l'électricité produite par le générateur pour qu'elle puisse être plus facilement transportée. Enfin, l'eau turbinée rejoint le cours d'eau par le canal de fuite.

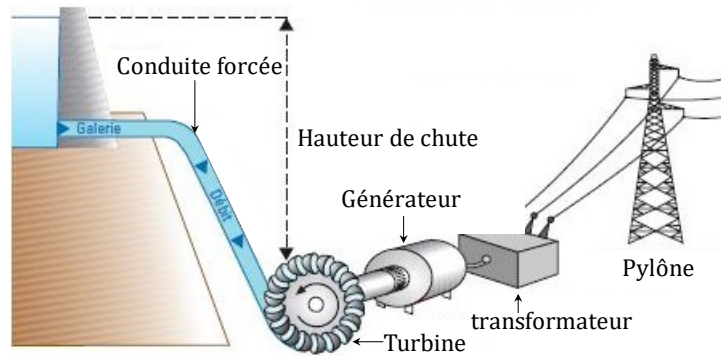


Figure I-9 Principe de fonctionnement d'une centrale hydroélectrique [42].

I.3.1.3 Classification des centrales hydroélectriques

La puissance électrique fournie par une centrale hydroélectrique est proportionnelle aux caractéristiques (débit et hauteur de chute) du cours d'eau sur lequel elle est installée. Selon ces caractéristiques, on peut classer les centrales hydroélectriques par leurs types de fonctionnement. Notamment, on distingue : les centrales au fil de l'eau (Figure I-10 a) et les centrales en pied de barrage (Figure I-10 b). Dans la catégorie des centrales hydroélectriques au fil de l'eau, l'énergie électrique est produite à partir du débit d'eau instantané prélevé dans le cours d'eau. Il n'y a pas de retenue d'eau, donc pas de possibilité de stocker l'eau. L'eau est acheminée par la conduite forcée vers la turbine hydraulique. Lorsque le débit du cours d'eau est inférieur au débit d'équipement minimum de la turbine hydraulique, la production cesse. Pour le cas des centrales en pied de barrage, on forme un réservoir d'eau en construisant un barrage pour arrêter le débit du cours d'eau. Ainsi l'eau se dirige vers la turbine quand il y a demande d'énergie. Pour des raisons économiques, l'aménagement hydroélectrique au fil de l'eau est préféré pour des petites centrales hydroélectriques. Cependant, si le réservoir existait déjà sur le site pour d'autres fins, par exemple pour l'irrigation, on peut adopter l'aménagement au pied d'un barrage [52].

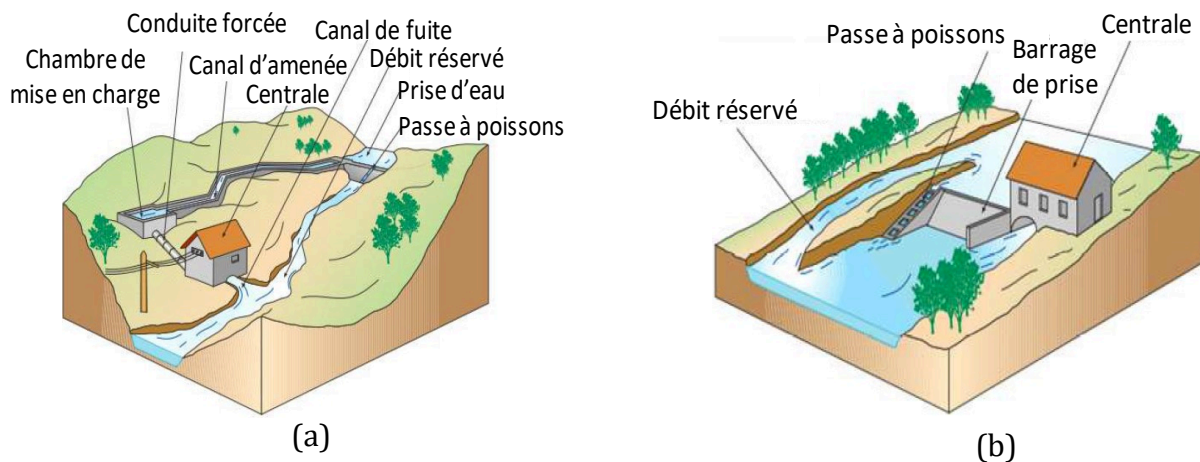


Figure I-10 Centrales au fil de l'eau (a) et au pied d'un barrage (b) [52].

Les centrales hydroélectriques peuvent être aussi catégorisées en fonction de leur hauteur de chute. On distingue en effet [53] :

- Centrales de haute chute (hauteur de chute supérieure à 100 m). La puissance dépend principalement de la hauteur de chute. La conduite constitue le plus important ouvrage de cette catégorie de centrale.
- Centrales de moyenne chute (hauteur de chute compris entre 15 et 100 m). La puissance dépend à la fois du débit d'eau turbinée et de la hauteur de chute.
- Centrales de basse chute (hauteur de chute inférieure à 15 m). La puissance est liée au débit d'eau turbinée. Le barrage constitue le plus important ouvrage dans cette catégorie de centrales.

La classification des centrales peut être aussi fait selon la puissance délivrée. Le classement varie d'un pays à l'autre (Tableau I-1) [54] [55].

Tableau I-1 Classification des centrales hydroélectriques en fonction de la puissance.

Pays	<i>Micro (MW)</i>	<i>Mini (MW)</i>	<i>Petite (MW)</i>	<i>Grande (MW)</i>
Bénin	0,01 – 1	1 – 10	10 – 30	> 30
Chine	0,005 – 5	–	–	–
France	0,02 – 0,5	0,5 – 2	2 – 10	> 10
Ghana	–	–	≤ 1	
Inde	< 0,1	0,101 – 1	1 – 15	> 15
Mali	≤ 0,1	0,1 – 1	1 – 10	> 10
Nigéria	≤ 0,5	≤ 1	≤ 10	> 10
Sierra Leone	≤ 0,1	0,1 – 1	1 – 30	> 30
USA	< 0,1	0,1 – 1	1 – 30	> 30

I.3.1.4 Principaux éléments d'une centrale hydroélectrique

Une centrale hydroélectrique est subdivisée en trois parties principales : les structures de génie civil, les équipements mécaniques et les équipements électriques.

* Structures de génie civil

Les structures de génie civil contrôlent la circulation de l'eau dans une centrale hydroélectrique (Figure I-10). Il est important que ces ouvrages soient situés aux endroits appropriés et conçus pour des performances et une stabilité optimale. Les structures de génie civil sont essentiellement composées de [56]:

▪ Ouvrages de dérivation

Ils sont composés d'un barrage, d'une prise d'eau et des ouvrages de protection à la prise d'eau servant à détourner l'eau en toute sécurité vers le canal d'amenée.

- **Canal d'amenée**

Il achemine l'eau de la prise d'eau au bief d'amont. Généralement, le canal est parallèle au cours d'eau et a une dénivellation croissante par rapport au cours d'eau.

- **Bief d'amont et dessableur**

Le dessableur est conçu pour faire déposer les particules de limon en suspension dans l'eau et rincer le bassin. Le bief d'amont raccorde le canal d'amenée à la conduite forcée. Il permet de filtrer l'eau qui entre dans la conduite forcée. Une fine grille est utilisée pour couvrir l'entrée de la conduite forcée afin d'empêcher l'entrée des débris qui pourraient endommager la turbine et les vannes.

- **Conduite forcée**

Elle permet d'acheminer l'eau sous pression du bief d'amont à la turbine où l'énergie potentielle de l'eau est convertie en énergie cinétique afin de faire tourner la turbine. La conduite forcée est souvent l'élément le plus coûteux du budget du projet. Elle peut représenter jusqu'à 40% du coût d'installation d'une centrale à grande hauteur de chute. Ainsi, il y a lieu d'optimiser son dimensionnement afin de minimiser son coût. Le dimensionnement de la conduite forcée dépend de plusieurs facteurs que nous présenterons dans le chapitre 2.

- **Centrale et canal de fuite**

La centrale est un bâtiment qui loge la turbine, la génératrice et les appareils de régulation. Bien qu'elle puisse être une simple construction, sa fondation doit être solide. Le canal de fuite est un canal qui permet à l'eau, sortant de la turbine, de retourner au cours d'eau.

- * **Turbine hydraulique**

Une turbine consiste à convertir l'énergie potentielle de l'eau en énergie mécanique. Il existe principalement quatre types de turbines [57] regroupés en deux catégories: turbine à action (Pelton et Crossflow) et turbine à réaction (Francis et Kaplan). Les principes de fonctionnement et quelques caractéristiques des turbines à action et à réaction sont présentés dans les paragraphes suivants [58].

- **Turbines à action**

Un jet d'eau libre sous pression vient agir sur des augets de la turbine et la faire tourner. La force du jet, exercée sur l'auget, est transformée en couple et puissance mécanique sur l'arbre de la turbine (Figure I-11). La principale caractéristique d'une turbine à action est sa capacité de pouvoir convertir entièrement l'énergie à disposition de l'auget en énergie cinétique. De plus, l'eau agit sur l'auget à pression constante, généralement à pression atmosphérique. La turbine Crossflow, encore appelée turbine à flux traversant, est une turbine dont la particularité est que l'eau traverse deux fois la roue avant de retourner au cours d'eau. Elle est constituée d'un injecteur de section rectangulaire et dont le débit de l'eau est réglé à l'aide d'une aube rotative, d'une roue équipée d'aubes cylindriques, et d'un bâti qui enveloppe la roue (Figure I-12). Le rendement maximum de ce type de turbine est moyen et est compris entre 80 et 83% pour une machine de bonne qualité. La

vitesse de rotation est souvent basse ce qui implique la nécessité d'utiliser un adaptateur de vitesse. Pour la turbine Pelton, l'injecteur de la turbine est conçu pour produire un jet de forme cylindrique et homogène avec le minimum possible de dispersion. Les augets sont conçus pour qu'un rendement maximum soit obtenu, tout en permettant à l'eau de s'échapper sur les côtés de la roue. Une turbine Pelton peut être munie de plusieurs injecteurs, jusqu'à six. L'injecteur est équipé d'un pointeau mobile qui est commandé par un servomoteur hydraulique pour régler le débit de l'eau (Figure I-13).

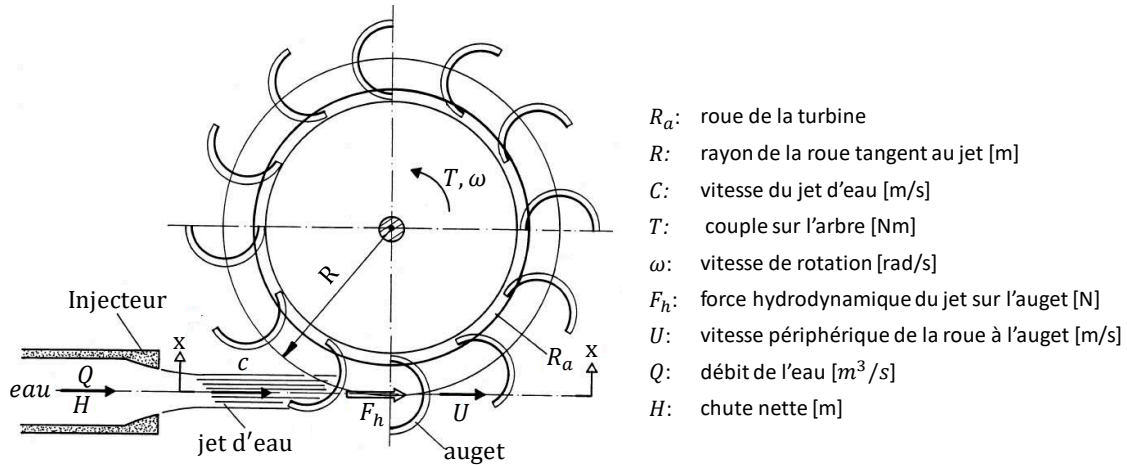


Figure I-11 Fonctionnement d'une turbine à action.

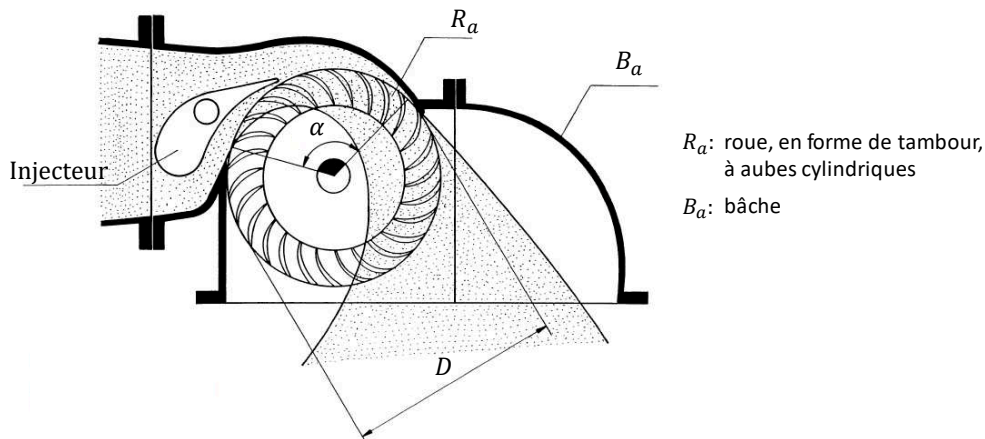


Figure I-12 Turbine Crossflow.

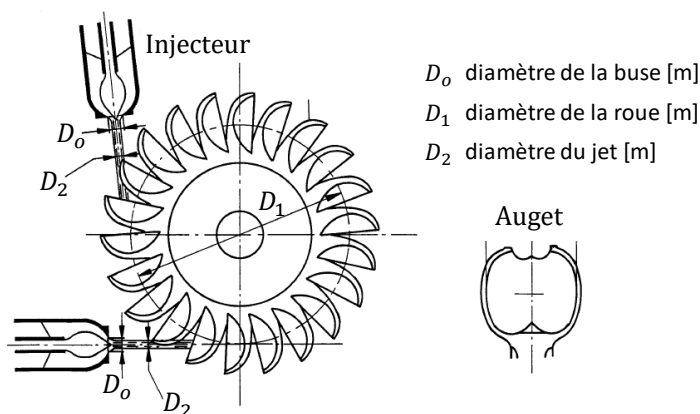


Figure I-13 Turbine Pelton.

▪ Turbines à réaction

Le principe de fonctionnement d'une turbine à réaction est basé sur l'utilisation simultanée des énergies cinétiques et de pression de l'eau pour produire l'énergie mécanique. Un tourbillon est créé au moyen d'une bêche spirale, d'aubages directeurs, ou les deux à la fois. Le mouvement circulaire du tourbillon est récupéré par les aubages d'une roue en rotation, et dévient des filets d'eau pour donner une direction parallèle à l'axe de rotation (Figure I-14). Dans le cas d'une turbine Francis, le tourbillon est créé par une bêche spirale et l'angle d'écoulement du tourbillon est défini par le distributeur qui est généralement mobile. Le sens d'écoulement de l'eau est radial et change de direction à travers la roue puis ressort axialement (Figure I-15). Quant à la turbine Kaplan, l'eau s'écoule axialement et met en rotation la turbine par l'aubage du distributeur (Figure I-16).

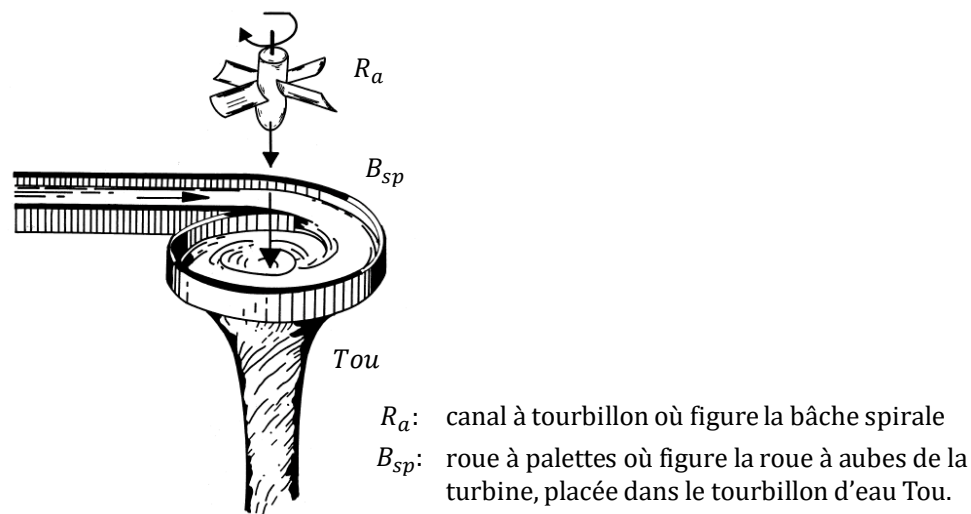


Figure I-14 Turbine à réaction.

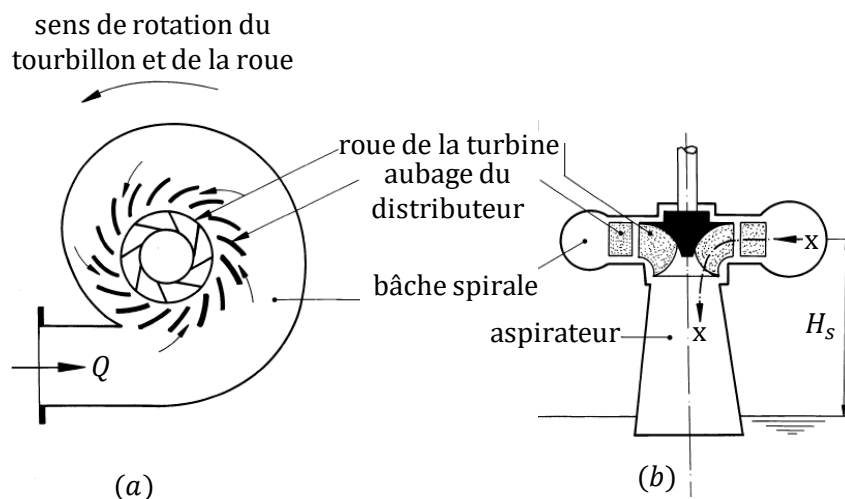


Figure I-15 Turbine Francis : (a) coupe transversale, (b) coupe longitudinale.

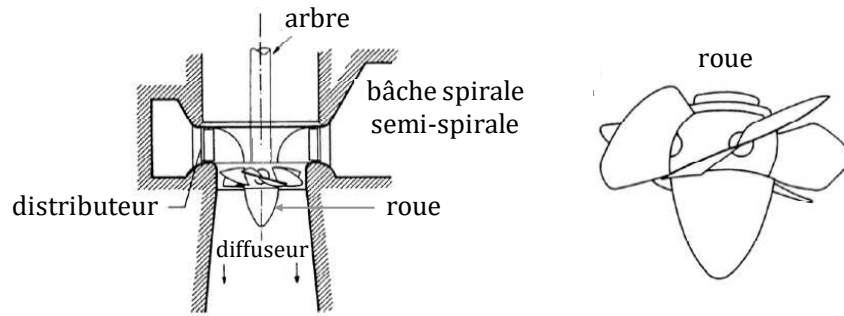


Figure I-16 Turbine Kaplan.

▪ Choix de turbines hydrauliques

Le choix de la turbine hydraulique constitue l'une des plus importantes phases de la conception d'une centrale hydroélectrique. La sélection du type de turbine se fait principalement en fonction des caractéristiques du site, notamment le débit du cours d'eau et la hauteur de chute du site. A partir de la connaissance de ces deux paramètres, le type de turbine appropriée peut être sélectionné en utilisant le graphe présenté à la Figure I-17. Les domaines d'utilisation des différents types de turbines hydrauliques sont donnés en fonction du débit du cours d'eau et de la hauteur de chute du site [59].

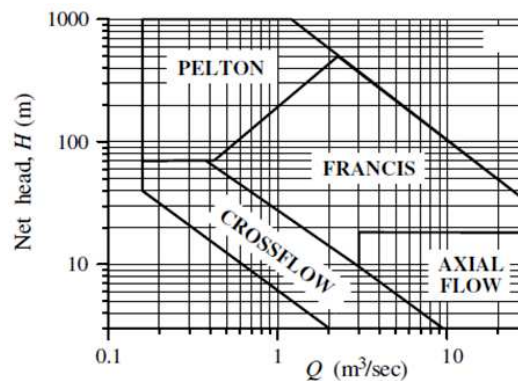


Figure I-17 Domaines d'utilisation des turbines hydrauliques [59].

▪ Connexion de la turbine à la génératrice

En fonction de la vitesse requise pour le fonctionnement de la génératrice électrique, la turbine est soit directement connectée à cette dernière, soit au moyen d'un adaptateur de vitesse (engrenages ou un ensemble courroies-poulies).

* Génératrice

La génératrice convertit l'énergie mécanique produite par la turbine hydraulique en électricité. Les génératrices sont composées de deux parties principales : le stator qui est la partie fixe et le rotor la partie mobile. Ces deux parties sont séparées par un espace d'air appelé entrefer. Elles sont généralement constituées de matériaux ferromagnétiques qui servent à concentrer l'énergie électromagnétique dans l'entrefer. Les matériaux ferromagnétiques (saturables) constituent les armatures dans lesquelles sont entaillées des encoches qui permettent de loger des conducteurs électriques [60]. Les génératrices électriques peuvent être classées selon différents facteurs, notamment : leurs principes

de fonctionnement et leurs domaines d'application. Le domaine d'application implique la quantité de puissance à fournir. Selon le principe de fonctionnement, on distingue principalement trois types de génératrices : les génératrices synchrones, les génératrices asynchrones et les génératrices paramétriques [61]. Les génératrices paramétriques ont des structures de circuit magnétique doublement saillantes. Dans cette famille de génératrices, on distingue notamment : les génératrices à réluctance commutée, les génératrices à flux radial et les génératrices à inversion de flux. Par ailleurs, les génératrices asynchrones et synchrones sont généralement les plus utilisées en hydroélectricité [62]. Le choix entre ces deux types de génératrices se fait selon que la centrale hydroélectrique est connectée au réseau ou est isolée (autonome). Les génératrices asynchrones sont généralement adaptées aux centrales de puissance inférieure à 300kW [53] et leurs avantages résident dans leur robustesse et leur faible coût [56]. En fonctionnement autonome, elles posent des problèmes importants de stabilité en tension et en fréquence. Il faut des batteries de condensateurs pour magnétiser la génératrice asynchrone, et le fonctionnement ne peut se faire qu'avec une plage de vitesse restreinte [54]. L'utilisation des génératrices asynchrones reste encore limitée mais devrait rapidement évoluer du fait de leur coût relativement faible par rapport aux génératrices synchrones [54]. Les génératrices synchrones sont très indiquées dans le cas des systèmes en réseau autonome isolé. La tension est maintenue constante par un régulateur électronique intégré à la génératrice synchrone. La fréquence est fixée par la vitesse de rotation de la turbine, dont le réglage est également assuré presque exclusivement par voie électronique ou électromécanique [63]. Dès lors que notre sujet est orienté vers les systèmes en réseau autonome isolé, nous pouvons orienter notre étude vers les génératrices synchrones.

Le rotor de la génératrice produit un champ magnétique dans l'entrefer. La conception du rotor conduit à différents types de structures de génératrices synchrones, notamment les génératrices synchrones à aimants permanents (GSAP), les génératrices synchrones à rotor bobiné (GSRB), les génératrices synchrones à réluctance variable (GSRV) et les génératrices synchrones à double excitation (GSDE). Le stator de toutes les structures de génératrices à courant alternatif est semblable.

- **Génératrices synchrones à aimants permanents**

Il existe plusieurs sortes de génératrices synchrones à aimants permanents, dont les rotors les plus couramment rencontrés sont : GSAP avec aimants montés en surface (Figure I-18-a), GSAP avec saillance et aimants en surface (Figure I-18-b), GSAP avec aimants à concentration de flux (Figure I-18-c) et GSAP avec aimants enterrés (Figure I-18-d) [44]. Ces types de génératrices ont pour avantage : leur structure est simple et économique. Le risque permanent de désaimantation accentué par l'effet de la température constitue leur principal inconvénient.

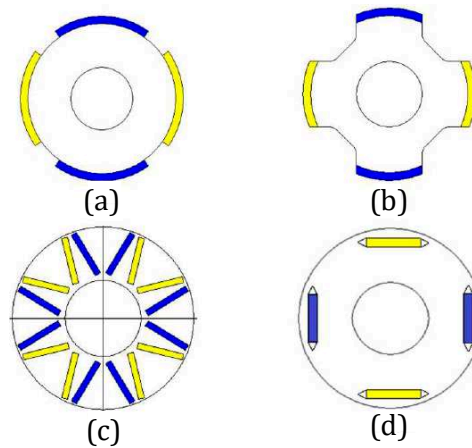


Figure I-18 Rotors de génératrices synchrones à aimants permanents [44].

▪ Génératrices synchrones à rotor bobiné

Ce type de génératrice (GSRB) est constituée d'un rotor comportant des bobines qu'on alimente par des courants continus afin de générer le champ magnétique inducteur dans l'entrefer. On distingue deux types de GSRB : les génératrices à pôles lisses (Figure I-19-a) et les génératrices à pôles saillants (Figure I-19-b). Les génératrices à pôles saillants ont un entrefer magnétique variable suivant la position des pôles, ce qui conduit à une variation d'inductance en fonction de la position des pôles. Par contre, les génératrices à pôles lisses ont une inductance constante quelle que soit la position du rotor car l'entrefer ne varie pas.

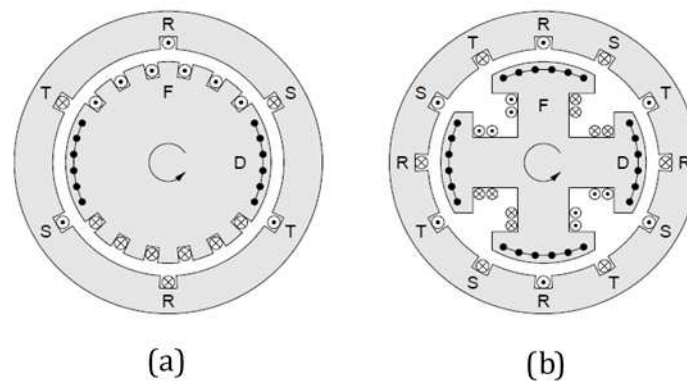


Figure I-19 Génératrices synchrones à rotor bobiné (a) à pôles lisses, (b) à pôles saillants [64].

▪ Génératrices synchrones à réluctance variable

Le rotor d'une génératrice synchrone à réluctance variable (GSRV) est présenté à la Figure I-20. Ce rotor ne dispose ni d'aimants, ni de bobine d'excitation. Le couple est créé grâce à l'effet de variation de réluctance. Le rotor est construit de telle sorte que l'on ait un rapport entre l'inductance de l'axe direct et celle de l'axe en quadrature (L_d/L_q) qui soit le plus élevé possible. La plage de fonctionnement à puissance constante dépend de ce rapport. Plus ce rapport est élevé, plus le facteur de puissance l'est aussi. L'obtention d'un

rapport L_d/L_q élevé implique des contraintes de fabrication, d'où une répercussion négative sur le coût [65].

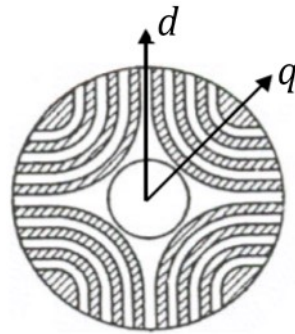


Figure I-20 Rotor d'une GSRV [66] [65].

▪ Génératrices synchrones à double excitation

Les génératrices synchrones à double excitation disposent de deux sources de flux magnétiques : une source à aimants permanents et une autre avec des bobines. Ainsi, ce type de génératrice profite des avantages des GSAP et GSRB, à savoir : un bon rendement et un bon couple massique en contrôle de flux [44].

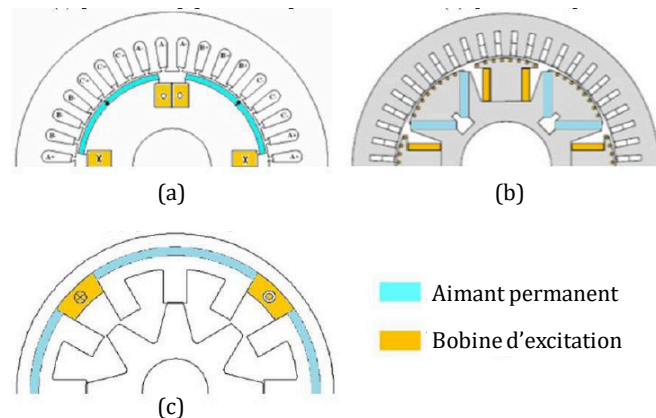


Figure I-21 Rotors de génératrices à double excitation [44].

I.3.1.5 Hydroélectricité au Bénin

Le Bénin dispose d'un potentiel intéressant en énergie hydroélectrique, mais qui reste globalement sous-exploité. Par exemple, sur toute l'étendue du territoire, le Bénin ne dispose que d'une centrale hydroélectrique. Cette centrale hydroélectrique, dont la capacité s'élève à 0,5 MW, est installée à Yéripao au Nord-Ouest du Bénin. Elle fonctionne sur une durée de 3 à 16h par jour en saison sèche et 24h/24 en saison pluvieuse [67]. En outre, le Bénin a opté pour une politique commune de l'énergie électrique avec le Togo. Ils ont créé la Communauté Electrique du Bénin (CEB) qui a pour missions l'importation, la production et la vente de l'énergie électrique aux deux pays. Grâce à cette communauté, les deux pays ont installé une centrale hydroélectrique à Nangbéto au Togo. La production de cette centrale hydroélectrique (65MW) est équitablement répartie entre les deux pays [40]. Nous pouvons ainsi remarquer que la puissance totale de l'énergie hydroélectrique produite revenant au Bénin s'élève à 33 MW.

Par ailleurs, plusieurs études d'évaluation des ressources hydroélectriques ont été réalisées et ont révélés plusieurs cours d'eau, répandus sur tout le territoire, qui offrent des potentiels aménageables hydroélectriques au Bénin [40]. Dans ce cadre, plusieurs listes de sites potentiels ont été établies :

- Liste des sites de capacité supérieure à 2 MW [68]:
 - 9 sites (2 – 9 MW) principalement dans l'Alibori et l'Atacora au Nord du pays ;
 - 15 sites (10 – 99 MW) pour la plupart sur la rivière Ouémé ;
 - 3 sites (≥ 100 MW) dans le Plateau et le Kouffo au Sud.

La Figure I-22 présente la localisation de ces sites potentiels dont la capacité est supérieure à 2 MW.

- Liste des sites potentiels en aménagement micro et mini centrale hydroélectrique (Figure I-23) [69].
 - 67 sites (< 1 MW) ;
 - 6 sites (1 – 2 MW) ;
 - 5 sites (≥ 2 MW).

Malgré le potentiel hydroélectrique de ces différents sites, on note que ces cours d'eau sont majoritairement confrontés à un principal obstacle au développement de l'hydroélectricité. En effet, le régime d'écoulement de la plupart des cours d'eau est caractérisé par une longue période d'étiage, de décembre à juin au Sud [70] et de novembre à mars au Nord [71]. Dans ces périodes, les centrales seront à l'arrêt vu qu'il n'y a pas assez d'eau pour les faire fonctionner. L'une des solutions à mettre en œuvre pour y remédier est d'associer éventuellement à ces centrales une autre source d'énergie électrique complémentaire. Dans notre cas, nous avons opté pour l'énergie solaire photovoltaïque, dès lors que la complémentarité entre ces deux sources a été déjà prouvée dans la littérature [14], [72].

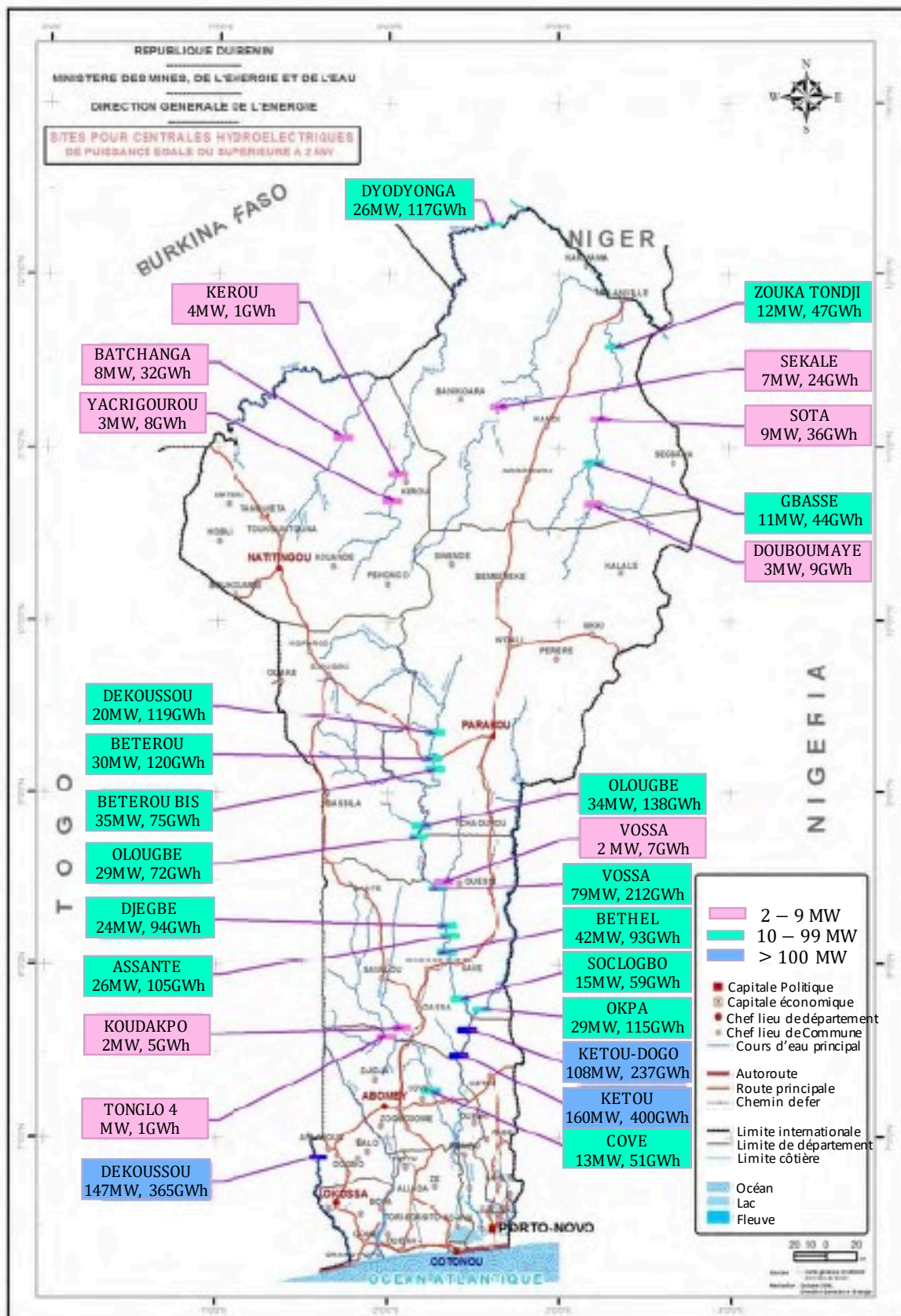


Figure I-22 Localisation des sites aménageables en hydroélectricité de capacité supérieure à 2 MW.

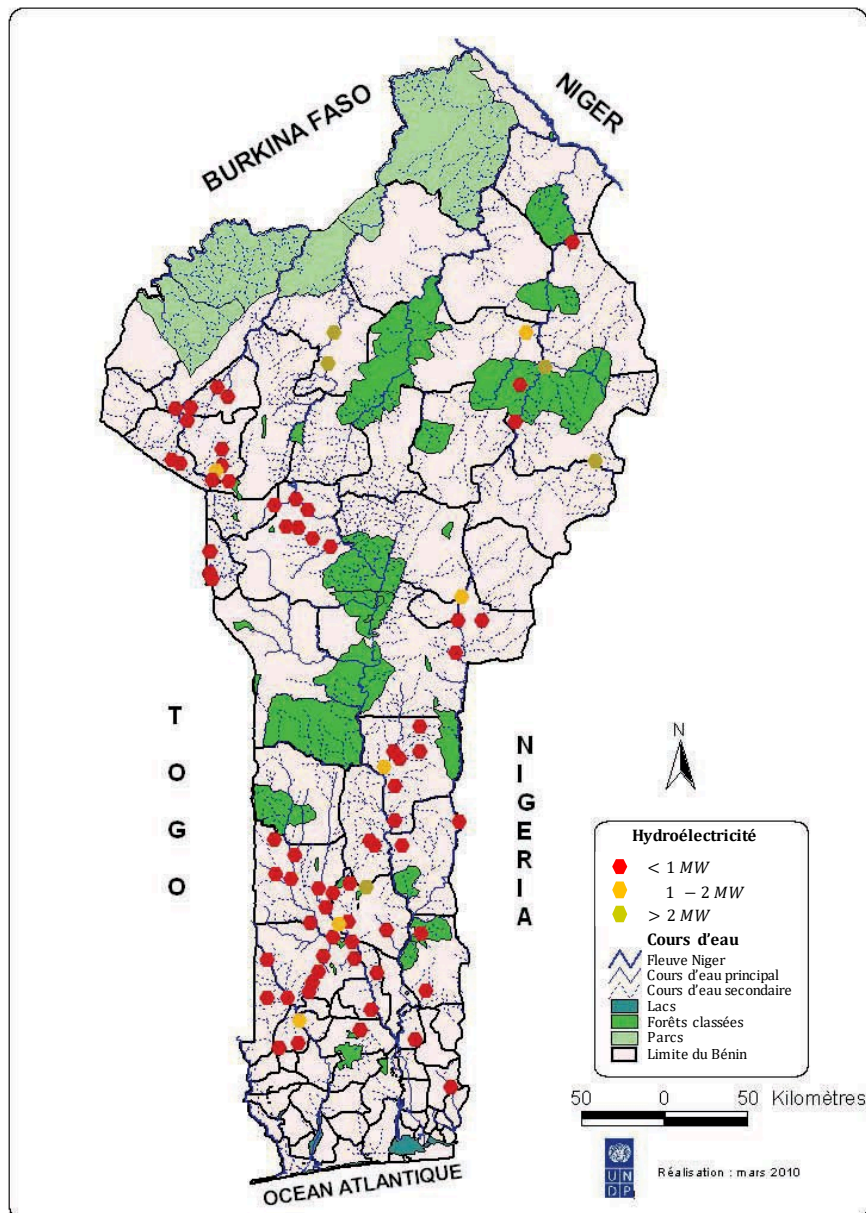


Figure I-23 Localisation des sites potentiels en aménagement micro et mini centrale hydroélectrique.

I.3.2 Solaire photovoltaïque (PV)

L'énergie solaire photovoltaïque est l'énergie électrique produite à partir de l'effet photovoltaïque. Ce dernier consiste à convertir l'énergie lumineuse issue des rayons solaires en énergie électrique (Figure I-24).

I.3.2.1 Historique du solaire photovoltaïque

L'effet photovoltaïque a été découvert en 1839 par le physicien français Antoine BECQUEREL en éclairant des chaînes d'électrolytes [73]. En 1873, l'effet photovoltaïque dans le sélénium a été observé par l'ingénieur électricien anglais Willoughby Smith [74]. La première cellule photovoltaïque en activité a été fabriquée avec succès par l'américain Charles Fritts en 1883 [75], [76]. Six ans plus tard, Charles Fritts décrit en détail cette

cellule pour la première fois [76]. En 1886, l'ingénieur physicien allemand Heinrich Hertz, s'intéressant à l'effet photoélectrique, soumit une plaque de métal à un rayonnement lumineux et démontra que des électrons peuvent être émis en fonction de l'intensité lumineuse. Il confirma ainsi par ses travaux, la découverte de l'effet photovoltaïque d'Antoine Becquerel [77]. En 1904, Albert Einstein décrivit pour la première fois, la théorie sur l'effet photovoltaïque et remporta le prix Nobel en 1921 [75], [76]. La première cellule photovoltaïque au silicium a été créée en 1940, avec un rendement de 1%, par l'ingénieur américain Russell Ohl [74]. Quatorze ans plus tard (1954), Gerald Pearson, Calvin Fuller et Daryl Chapin du Laboratoire Bell (USA) découvrirent qu'on peut améliorer le rendement de la cellule photovoltaïque jusqu'à 6% en dopant du silicium avec certaines impuretés. Cette découverte a conduit à l'industrialisation des cellules photovoltaïques dans des applications spatiales en 1958 [74].

En ce début de XXIème siècle, le développement des systèmes photovoltaïques s'accélère grâce aux statuts propre et renouvelable de l'énergie solaire [78].

I.3.2.2 Principe de fonctionnement

La Figure I-24 schématise le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque dont la structure générale est celle d'une diode à jonction PN fortement dopée. La diode est constituée d'une région de type N, où la conduction se fait principalement par des électrons, et d'une région de type P où la conduction électrique se fait principalement par les trous chargés positivement. Dès que la diode est éclairée et que la température dépasse 100K, ses atomes dopés sont tous ionisés et cèdent un électron mobile ou un trou mobile [73]. Si la cellule photovoltaïque est connectée à un circuit extérieur, elle se comporte comme une source d'énergie électrique et la puissance fournie dépend de l'éclairement qu'elle reçoit. Plusieurs technologies de cellules photovoltaïques sont disponibles suivant la nature des matériaux utilisés pour constituer la jonction. Les plus connues sont présentées dans le paragraphe suivant.

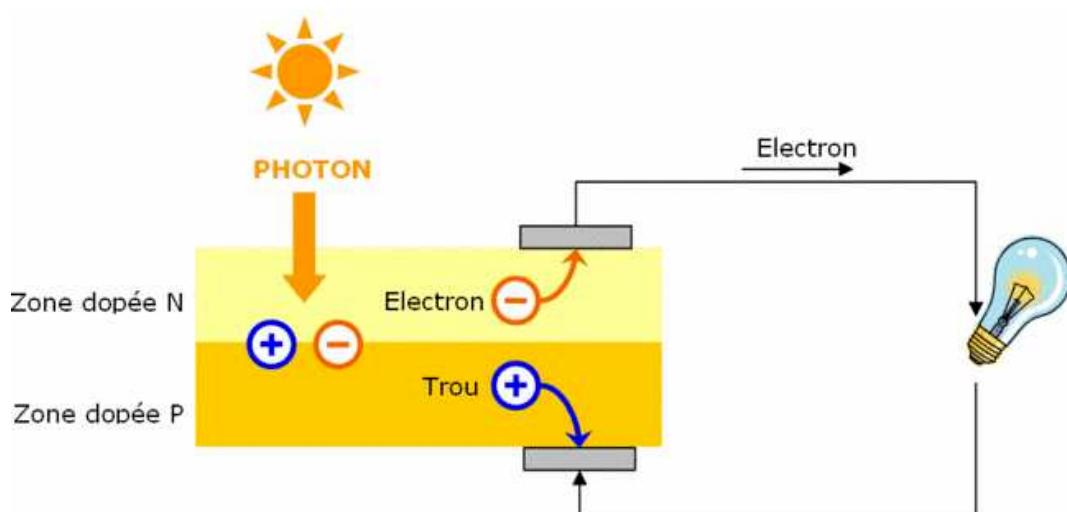


Figure I-24 Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque [79].

I.3.2.3 Différentes technologies de cellules photovoltaïques

L'énergie solaire photovoltaïque a connu une évolution technologique impressionnante. Pendant que les premières technologies solaires se limitaient aux petites cellules photovoltaïques (PV), les technologies récentes proposent des systèmes à énergie solaire concentrée (ESC) et à grande capacité pouvant alimenter des réseaux électriques. Il existe différentes technologies de cellules solaires photovoltaïques, mais les principales qui sont mises en œuvre et commercialisées sont le silicium cristallin et le silicium amorphe ou encore appelé « couche mince » [78]. Pour la technologie en silicium cristallin, il en existe deux types : cellules solaires monocristallines et cellules solaires polycristallines.

* Cellules solaires monocristallines

Les atomes de ces cellules solaires monocristallines sont formés d'un seul cristal de silicium ordonné [78]. Il s'agit de la technologie de cellule photovoltaïque dont le rendement est le plus élevé et peut atteindre 20,19 % [80]. Mais elle est également la plus chère (*Figure I-25 a*).

* Cellules solaires polycristallines

Elles sont formées de plusieurs monocristaux (grains) dont les réseaux sont désorientés les uns par rapport aux autres [81]. Elles coûtent relativement moins chères par rapport à la technologie monocristalline en raison de la simplicité de leur procédé de fabrication. Mais elles sont légèrement moins efficaces, avec un rendement énergétique moyen de l'ordre de 12% [82] (*Figure I-25 b*).

* Cellules solaires amorphes

La structure atomique des cellules de silicium amorphe est désordonnée (*Figure I-25 c*). Les cellules sont fabriquées par dépôt de silicium sur un substrat plutôt que de créer une structure cristalline rigide. Dans ce cas, la capacité d'absorption est environ mille fois supérieure à celle du silicium cristallin [78]. Comme les cellules silicium amorphes absorbent la lumière plus efficacement que les cellules silicium cristallines, elles peuvent être plus minces, d'où leur nom alternatif de cellules « à couche mince ». Le silicium amorphe peut être déposé sur une large gamme de substrats, à la fois rigides et flexibles, ce qui le rend idéal pour les surfaces courbes ou pour le collage direct sur des matériaux de toiture. Cette technologie est toutefois moins efficace que la technologie silicium cristallin, avec un rendement moyen d'environ 6%. Toutefois, elle est plus simple à produire et moins chère. Si l'espace sur le toit n'est pas restreint, une technologie amorphe peut être une bonne option. Mais, si le rendement maximum par mètre carré est requis, le choix d'une technologie cristalline est plus adapté [82].

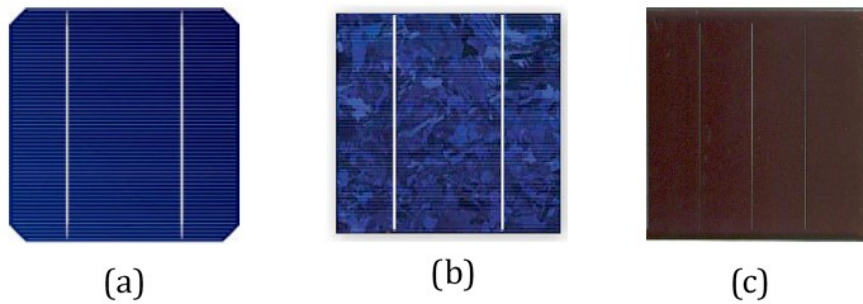


Figure I-25 Technologies de cellules solaires photovoltaïques : (a) monocristalline; (b) polycristalline et (c) amorphe [83].

I.3.2.4 Panneau solaire photovoltaïque

Un panneau photovoltaïque est l'association de M_p branches en parallèle et de M_s modules photovoltaïques en série (Figure I-26 a). Chaque module photovoltaïque est constitué de N_p branches en parallèle avec chacune composée de N_s cellules connectées en série afin d'obtenir une tension et une puissance souhaitées (Figure I-26 b).

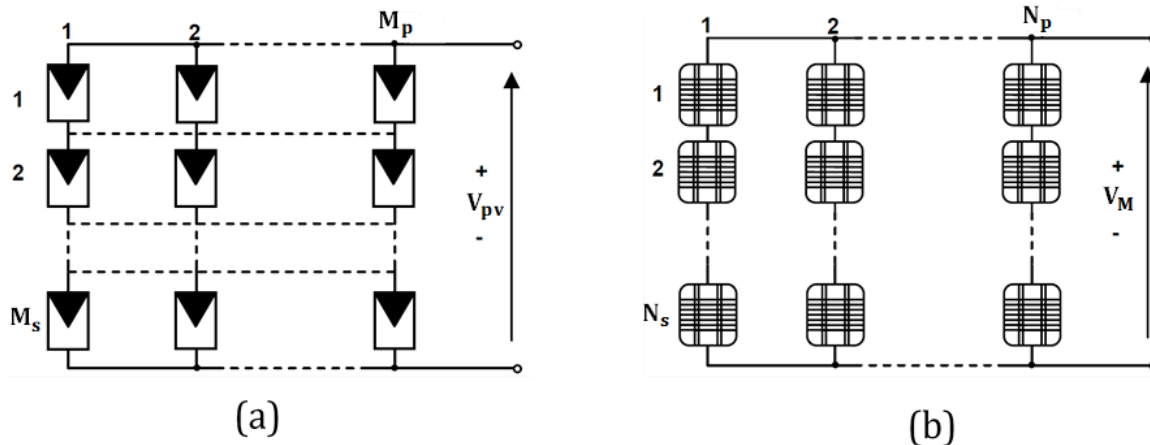


Figure I-26 Structure d'un panneau photovoltaïque [84].

I.3.2.5 Systèmes photovoltaïques autonomes

Les systèmes photovoltaïques autonomes sont conçus pour répondre à la demande d'énergie électrique dans des zones isolées du réseau électrique conventionnel. Généralement, des systèmes de stockage y sont associés pour assurer la continuité de service en électricité et une stabilité de tout le système. L'électricité produite par les panneaux photovoltaïques au cours de la journée peut être soit immédiatement utilisée ou soit emmagasinée dans des systèmes de stockage pour être utilisée en cas de déficits. Par exemple, les systèmes de stockage peuvent servir la nuit ou pendant des périodes à ciel totalement ou partiellement couvert [85]. Le stockage a des conditions de fonctionnement très contraignantes et son coût occupe une part très importante dans le coût d'installation de tout le système. Par conséquent, il faut développer des systèmes de gestion énergétique afin d'optimiser son coût et sa durée de vie [86]. La Figure I-27 présente un exemple d'un système photovoltaïque autonome avec batterie d'accumulateurs associées aux générateurs photovoltaïques afin d'assurer la continuité de service.

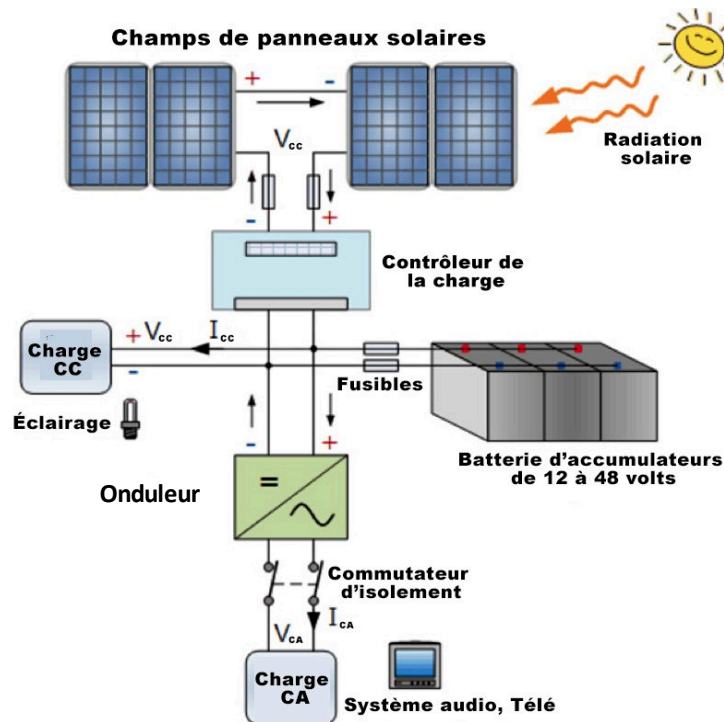


Figure I-27 Système photovoltaïque autonome [87].

I.3.2.6 Systèmes photovoltaïques connectés au réseau

Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau injectent l'énergie électrique issue des panneaux photovoltaïques sur le réseau de distribution (Figure I-28). On distingue principalement deux types d'installations connectées au réseau :

- Injection de la totalité de l'énergie électrique produite : toute la production des panneaux photovoltaïques est directement injectée sur le réseau électrique [88].
- Injection du surplus d'énergie électrique produite : le système produit sa propre énergie électrique et injecte son surplus d'énergie sur le réseau électrique, auprès duquel il s'approvisionne au besoin. Ces échanges d'énergie éliminent la nécessité d'avoir un système de stockage. Toutefois, il est toujours possible d'en utiliser pour des services d'appoint en cas d'éventuelle panne sur le réseau électrique [85].

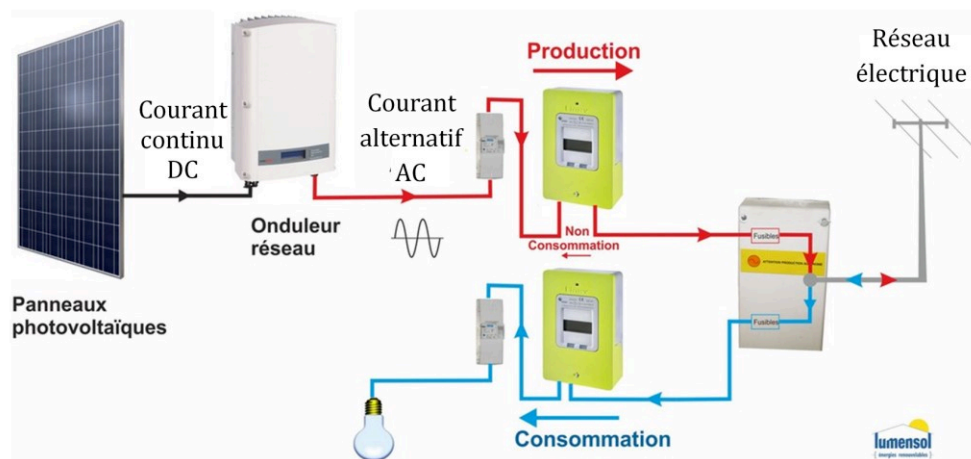


Figure I-28 Système photovoltaïque connecté au réseau électrique [89].

I.3.2.7 Energie solaire photovoltaïque au Bénin

La Figure I-29 présente le potentiel du Bénin en énergie solaire photovoltaïque qui est subdivisé en quatre zones. Ces zones sont classées ici par ordre de grandeur décroissante par rapport à leur potentiel énergétique solaire. Nous pouvons noter sur cette carte que la production annuelle d'énergie photovoltaïque au Bénin varie de 1800 à 2200 kWh/m²/an [40].

Les premières expériences du Bénin dans le domaine de l'énergie photovoltaïque ont commencé depuis 1993 par l'électrification solaire de douze villages. En 1996, l'électrification solaire de vingt-quatre autres villages a été financée par le gouvernement du Bénin et la Banque Interaméricaine de Développement (BID) [71]. La mise en œuvre de ses travaux a permis l'électrification des infrastructures sociocommunitaires et du grand public. Au niveau du secteur socio-communautaire, 400 lampadaires solaires ont été installés pour l'éclairage public, trente-deux centres de santé ont été équipés chacun un parc solaire, 196 salles de classe d'écoles ont été éclairées avec des systèmes photovoltaïques, trente-cinq centres de loisirs ont été équipés en appareils audio-visuels et réfrigérateurs alimentés par un parc photovoltaïque, des systèmes d'adduction ont été construits et équipés de motopompes solaires, etc. Pour le secteur grand public, des kits solaires d'éclairage ont été installés dans 750 ménages [88]. Par ailleurs en 2009, l'ONG de l'Association Béninoise pour l'EcoDéveloppement (ABED) a mis en œuvre des kits solaires photovoltaïques au profit de 308 ménages de Koussoukpa et Hon, tous font partie de la commune de Zogbodomey au Bénin [90]. D'autre part, l'ONG Nature Tropicale a développé des programmes de promotion des technologies solaires photovoltaïques plus vastes. C'est ainsi qu'elle a mené un programme énergie solaire photovoltaïque de 20 mois dans la commune de Dangbo au Bénin. Les bénéficiaires visés par ce programme sont notamment : les communautés locales et les autorités des zones humides rurales et urbaines. Ainsi, des kits solaires photovoltaïques pour les radios simples, les téléphones portables ont été développés par l'ONG. De plus, l'électrification de certains centres de santé et collèges d'enseignement général a été réalisée [88]. Les principaux projets initiés par l'Etat béninois, les ONG et certains partenaires étrangers dans le domaine du solaire photovoltaïque sont regroupés dans le *Tableau I-2* [71].

Le caractère intermittent est l'un des principales limites de l'énergie solaire et généralement des systèmes de stockage sont utilisés afin d'assurer la continuité de service en énergie. Ainsi dans la section suivante, nous passons en revue les systèmes de stockage de l'énergie électrique.

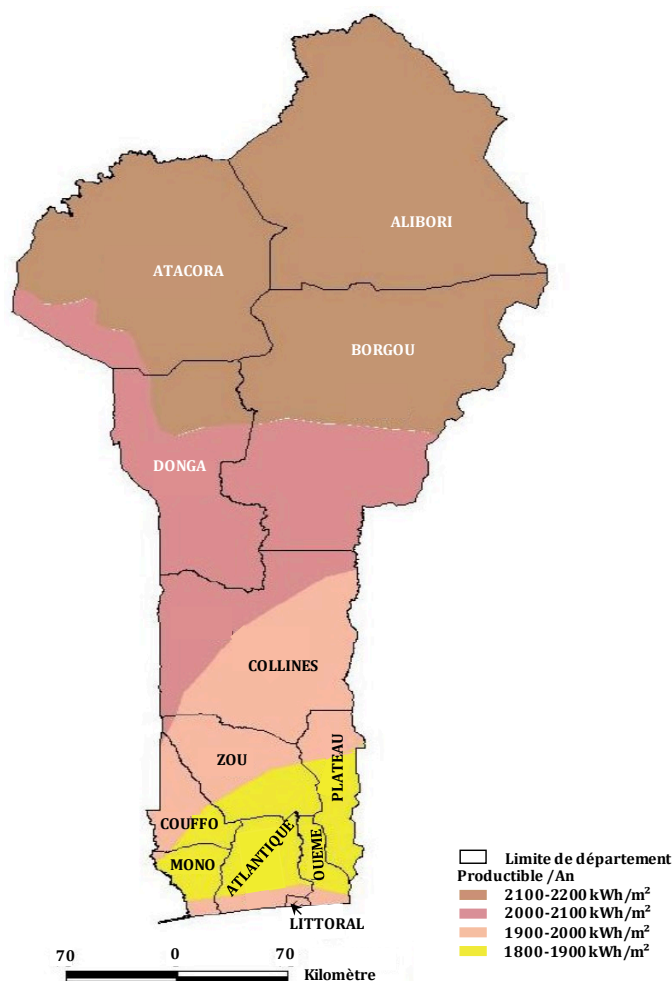


Figure I-29 Potentiel solaire au Bénin [38].

Tableau I-2 Liste des projets solaires photovoltaïques réalisés au Bénin

Date	Taille (kWc)	Nom projet	Localisation	Application-bénéficiaires
1996-98		CCA	6 villages (lacustres, ...)	Projet pilote de pré-électrification : pompage, éclairage public, communautaire, ménages (ADEME/ABERME/Enerdas).
	57,8	CCPS	13 villages	Pompage, lampadaires, centres de loisir, ménages.
	150	...		Télécom (> 50 projets OPT).
	100	...		Hydraulique villageoise.
> 2001		UNICEF	Sinende (Borgou)	Dizaine d'écoles.
> 2002	50	CASES	24 localités	Santé publique (« CASES » /MSP, ...)
	10	CARDER		Ménages
2002-10	220	BID-Gov	24 villages	Dans 10 Dpts (CCPS/ABERME/MMEH - 8 milliards FCFA).
2008-9	11,4	ABED ONG	2 villages : Hon et Koussoukpa	Centre de formation et d'installation de 308 kits PV (37Wc - Inde) par 2 villageoises. ABERME/PNUD.
2009		Wevona	6 villages (Kouandé)	Lanternes solaires LED7 avec station de recharge pour 50 lampes. 150 FCFA/rech.
2009		Nature Tropicale ONG	Commune de Dangbo	Programme de promotion de micro systèmes PV à moindre coût (+ CEPED).
2009-12		BM : Accès énergie moderne		Projet de Développement d'Accès à l'Energie Moderne avec plusieurs options technologiques retenues (ABERME).

I.4 Stockage de l'énergie électrique (Stock)

I.4.1 Principe de fonctionnement

Le stockage de l'énergie consiste à réserver une quantité d'énergie dans un dispositif, afin de l'utiliser plus tard. Cette opération de stockage d'énergie est toujours accompagnée de l'opération inverse qui consiste à restituer l'énergie stockée en cas de besoin [91][92]. Le stockage de l'énergie électrique passe généralement par l'intermédiaire d'une autre forme d'énergie, notamment : énergie potentielle, énergie cinétique, énergie chimique, énergie de compression, énergie thermique, etc. que l'on accumule, ensuite reconvertit en électricité. En effet, les moyens de stockage peuvent être classés selon la nature de l'énergie intermédiaire. On peut aussi classer les moyens de stockage soit en fonction de la quantité d'énergie stockée (petite ou grande échelle), soit selon sa mobilité : embarqué ou stationnaire. Le stockage embarqué est principalement employé dans les appareils électroniques autonomes (téléphones portables, PC- portables, caméscopes, etc.) et dans les moyens de transport (avion, navire, train, automobile, etc.). Quant au stockage stationnaire, la quantité d'énergie stockée est généralement très importante et assure la fonction de stabilisation énergétique. Les systèmes de stockage peuvent être également classés selon la durée du stockage (court ou long terme) qui représente le temps nécessaire pour faire un cycle de stockage-déstockage [91].

I.4.2 Présentation des techniques de stockage de l'énergie électrique

Les techniques de stockage d'électricité se distinguent en plusieurs catégories, notamment : Supercondensateurs, Volants d'inertie, Station de Transfert d'Energie par Pompage (STEP), Batteries (Plomb, Nickel, Lithium), etc.

I.4.2.1 Supercondensateurs

Les supercondensateurs sont des moyens de stockage direct dont le mode de stockage est fait sous forme de champ électrostatique entre deux électrodes [93].

*** Historique des supercondensateurs**

Le premier brevet concernant les supercondensateurs a été déposé en 1957 par Howard I. Becker pour la société américaine Générale Electrique [94]. Le mode de stockage électrostatique de cette invention se basait sur la double couche électrique développée à l'interface entre un électrolyte aqueux (acide sulfurique) et un matériau carboné poreux. En 1969, un autre brevet, relatif au supercondensateur à électrolyte non aqueux (tension plus élevée), a été attribué à la société Sohio. La commercialisation de supercondensateurs de faible puissance et de faible capacité (quelques Farad) a été initiée par les sociétés NEC et Matsushita en 1970 [95]. Des prototypes de supercondensateurs de plus forte puissance (plusieurs centaines de Farads) et de forte énergie spécifique ont été mis sur le marché par la Société Panasonic dans les années 1990 [96].

* Principe de fonctionnement d'un supercondensateur

Un supercondensateur est composé de deux collecteurs métalliques généralement en aluminium, de deux électrodes carbonées poreuses imprégnées dans un électrolyte et d'une membrane poreuse isolante permettant de séparer électriquement les électrodes et d'assurer la conduction ionique. Le principe de fonctionnement d'un supercondensateur est basé sur le stockage de l'énergie par distribution des ions provenant de l'électrolyte au voisinage de la surface des deux électrodes. En effet, lorsque l'on applique une tension entre les deux électrodes, une double couche électrique se crée aux deux interfaces électrode-électrolyte et sépare les deux corps. Ainsi, l'énergie est stockée sous forme électrostatique dans le supercondensateur [97] (Figure I-30).

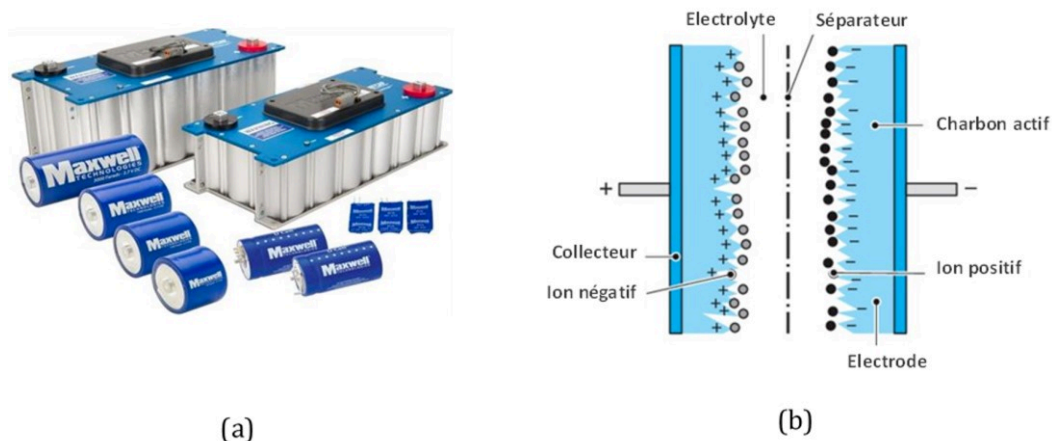


Figure I-30 Supercondensateur (a) et son schéma équivalent (b) [98],[99].

* Propriétés et applications

Les supercondensateurs ont un rendement de l'ordre de 95%, une durée de vie de l'ordre de 8 à 10 ans, une autodécharge de l'ordre de 5 % par jour [97] et une capacité se situant entre 0,1 et 5000 F [92]. On les utilise généralement pour la fonction de démarrage dans le domaine du transport. Ils sont aussi utilisés pour la récupération d'énergie de freinage (métros, tramways, ascenseurs, etc.) et comme alimentation de secours de mémoires en informatique [97].

I.4.2.2 Volants d'inertie

Les volants d'inertie constituent des moyens de stockage dont le principe est basé sur la conversion et le stockage de l'énergie électrique sous forme d'énergie mécanique (énergie cinétique).

* Historique des Volants d'inertie

L'idée de stocker de l'énergie utilisant un mobile en mouvement date environ de 6000 ans. En effet, les potiers de l'Asie mineure se servaient des roues pour fournir un mouvement de rotation du touret régulier afin d'améliorer la vitesse et la qualité de production des poteries. Mille ans plus tard, le rouet a été remplacé par un volant en bois qui stockait l'énergie fournie par les jambes du fileur [100]. Le premier brevet relatif au volant d'inertie a été attribué à l'ingénieur mécanicien Louis Guillaume Perreaux de l'Orne

en 1868 [95]. Ce n'est qu'au XX^{ème} siècle que les prototypes de volant d'inertie sont apparus pour le stockage de l'énergie sous forme cinétique, associés à des moteurs/générateurs électriques et capables de restituer l'énergie stockée [100].

* Principe de fonctionnement d'un Volant d'inertie

L'énergie électrique est utilisée pour faire tourner le volant (masse) entraîné par la machine électrique (en fonctionnement moteur) à des vitesses très élevées (entre 8 000 et 16 000 tour/min [97]). L'énergie électrique est alors stockée sous forme d'énergie cinétique. Pour restituer cette énergie stockée, la machine électrique est entraînée par le volant d'inertie et fonctionne en mode générateur (Figure I-31).

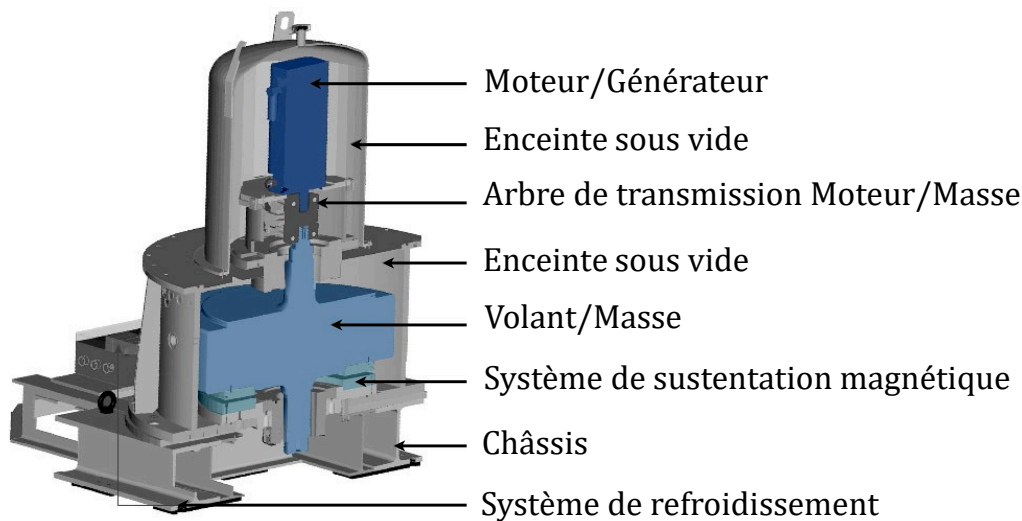


Figure I-31 Volant d'inertie [101].

* Propriétés et applications

Les systèmes de stockage par volant d'inertie ont en général une grande longévité (plus de 20 ans), une réponse rapide et un rendement de cycle (stockage/restitution) de l'ordre de 90-95% [102]. Les stockages à long terme, avec un tel système, ne sont pratiquement pas envisageables. Ces dispositifs sont adaptés pour des applications d'optimisation énergétique, de régulation, et d'amélioration de qualité énergétique, soit le cas des microcoupures par exemple [97].

I.4.2.3 Station de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP)

Les STEP sont un type particulier d'installation hydroélectrique où l'énergie électrique est stockée sous forme d'énergie mécanique (potentielle) de l'eau.

* Historique des STEP

Les premières STEP sont apparues à la fin des années 1890 en Italie et en Suisse. Elles ont été largement développées dans les années 1970-1990 afin d'optimiser le fonctionnement des grandes centrales nucléaires et thermiques. En 2014, un programme de développement très important de cette technologie a été mis en œuvre dans le cadre du développement à grande échelle des énergies intermittentes éolienne et solaire [103].

* Principe de fonctionnement d'une STEP

Les STEP sont composées de deux réservoirs situés à des altitudes différentes et reliées par un système de conduite d'eau. Elles sont équipées d'un système de pompage qui permet de pomper l'eau du réservoir inférieur vers le réservoir supérieur lorsque la demande est faible par rapport à la production. L'énergie est ainsi stockée sous forme potentielle dans le réservoir supérieur. Inversement lorsque la demande est forte par rapport à la production, elles restituent de l'énergie électrique en turbinant l'eau du réservoir supérieur. L'eau est transférée du réservoir supérieur vers le réservoir inférieur. Le principe de fonctionnement d'une STEP est illustré à la Figure I-32.

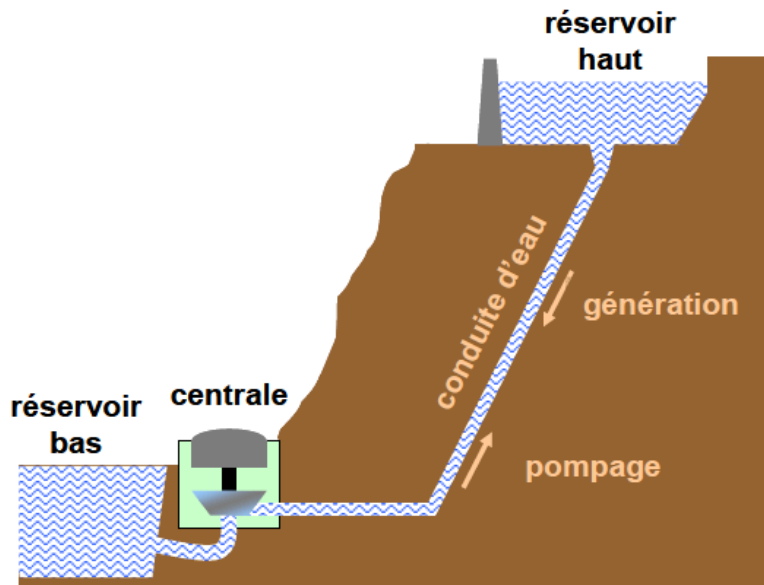


Figure I-32 Station de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) [104].

* Propriétés et applications

L'installation dispose d'une capacité importante permettant de stocker de grandes quantités d'énergie (1-10 GWh) [97]. De plus, elle peut délivrer de grandes puissances (de quelques dizaines de MW à plusieurs GW), selon que la hauteur d'eau est importante. Cependant, cette installation nécessite de disposer de grands réservoirs, ce qui constitue une forte contrainte géographique puisqu'il y a peu de barrages qui ont un réservoir aval suffisant. La création de réservoirs a aussi un important coût écologique [105].

I.4.2.4 Stockage à air comprimé

Le stockage d'énergie par air comprimé consiste à stocker l'énergie électrique sous forme d'énergie mécanique (énergie de pression) de l'air.

* Historique de stockage à Air comprimé

Depuis le 19^{ème} siècle, cette technologie est utilisée dans le monde industriel pour certaines applications de transport, telles que l'automobile, le train, etc. Anciennement, l'air comprimé était stocké dans des réservoirs fixes et souterrains qui sont le plus souvent des anciennes cavités de sel ou de charbon [106].

* Principe de fonctionnement d'un stockage à air comprimé

Le principe du Stockage d'Énergie par Air Comprimé consiste à utiliser, pendant les périodes de faible demande, le surplus de l'énergie électrique pour comprimer de l'air dans des cavités souterraines ou dans des réservoirs. Au moment où la production devient insuffisante par rapport à la demande, l'air ainsi stocké est détendu pour faire tourner une turbine qui à son tour entraîne un générateur qui produit l'énergie électrique (Figure I-33).

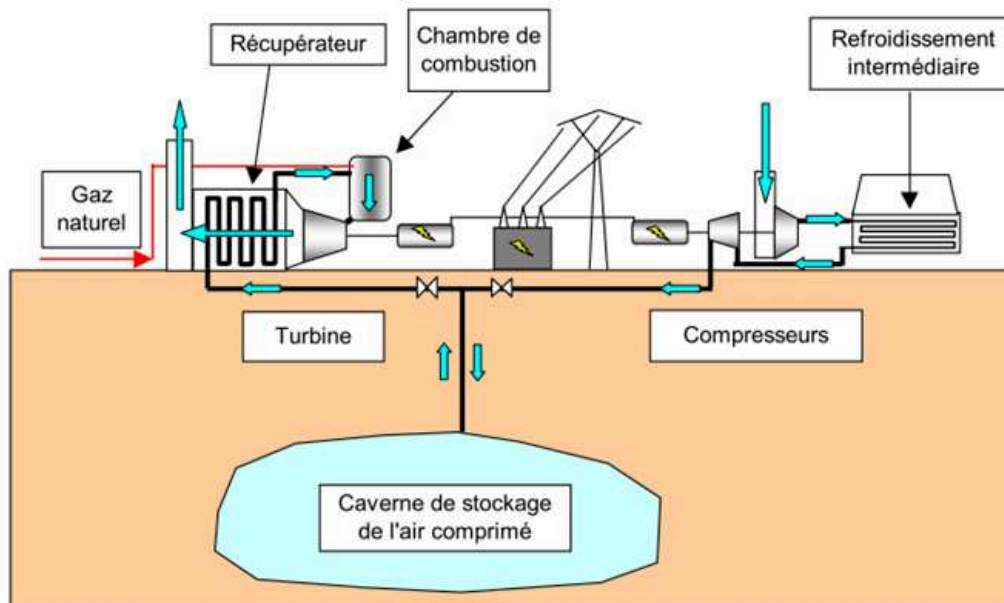


Figure I-33 Principe de fonctionnement d'un stockage à air comprimé [106].

* Propriétés et applications

La technologie de stockage à air comprimé sert à stocker de grandes quantités d'énergie (10 MWh -10 GWh). Son autonomie peut atteindre plusieurs jours et son rendement est d'environ 50% [97]. Cependant, sa construction souffre de contraintes géologiques et géographiques liées aux volumes et pressions nécessaires (environ 50 bars dans 300 000 m³) [105]. De nos jours, il y a seulement deux centrales électriques qui utilisent cette technologie dans le monde. Il s'agit de la centrale Huntorf en Allemagne et la centrale AEC à McIntosh, Alabama aux États-Unis, respectivement construites en 1978 et en 1998 [106].

I.4.2.5 Batteries

Une batterie est constituée d'accumulateurs électrochimiques associés en série et/ou en parallèle. Chaque accumulateur est un système électrochimique qui permet de convertir de manière réversible l'énergie chimique stockée en électricité. Il comporte une électrode positive et une électrode négative immergées dans un électrolyte (Figure I-34). Il existe différentes technologies d'accumulateurs électrochimiques que l'on peut classer en fonction de la nature des électrodes et de l'électrolyte. Les plus utilisées sont : plomb-acide, nickel-cadmium, lithium-ion et nickel-hydrure métallique. [107], [105].

* Historique des batteries

L'accumulateur au plomb-acide est la technologie la plus ancienne [108]. Il a été inventé en 1859 par le français Gaston Planté qui mit au point un système composé de deux feuilles de plomb enroulées en spirales et immergées dans une solution d'acide sulfurique. Cette technologie s'est perfectionnée et reste compétitive par sa robustesse, sa recyclabilité, sa simplicité et son faible coût [109].

L'accumulateur nickel-cadmium (Ni-Cd) a été découvert par le Suédois Waldemar Jungner en 1900. Les performances du premier modèle de cet accumulateur et celles des accumulateurs au plomb étaient proches sauf en décharge rapide. La version améliorée de cet accumulateur a été commercialisée à grande échelle dans les années 1950. Depuis 1980, l'utilisation d'une mousse de nickel a permis son amélioration en terme d'énergie [109].

L'accumulateur nickel-hydrure métallique (Ni-MH) appartient aussi à la famille des accumulateurs au nickel. Il a été découvert dans les années 1960 et commercialisé depuis 1990 [110]. Cette technologie est largement répandue dans les années 2000. Aujourd'hui, elle est supplantée par la technologie lithium en termes d'énergie massique.

Les accumulateurs au lithium ont été inventés par le physicien allemand John Goodenough à la fin des années 1970 [111]. Elles ont ensuite connu plusieurs avancées majeures au fil des années. En 1991, la première batterie lithium-ion a pu être commercialisée par l'entreprise Sony. Cette technologie a connu son essor avec le groupe Bolloré en 2000 [109].

* Principe de fonctionnement d'une batterie

Le principe de fonctionnement d'un accumulateur électrochimique est illustré à la Figure I-34. En mode décharge, à travers des réactions d'oxydoréductions, l'accumulateur convertit l'énergie chimique stockée en énergie électrique (générateur d'énergie électrique). Les électrodes libèrent des ions qui migrent dans l'électrolyte, entraînant le transit des électrons par le circuit extérieur afin de conserver la neutralité électrique [109]. En effet, à l'anode (électrode négative en décharge), s'effectue la réaction d'oxydation, et les électrons libérés à l'anode passent dans le circuit extérieur pour arriver à la cathode (électrode positive en décharge) où s'opère la réaction de réduction [97]. A contrario, le phénomène s'inverse durant la charge. L'accumulateur fonctionne en récepteur d'énergie électrique.

L'électrolyte d'un accumulateur au plomb-acide ($Pb - Ac$) est une solution aqueuse d'acide sulfurique, sa cathode est constituée d'oxyde de plomb (PbO_2) et son anode de plomb Pb . Quant à l'accumulateur au nickel-cadmium ($Ni - Cd$), l'électrolyte est à base de potasse, la cathode est composée d'hydroxyde de nickel et l'anode de cadmium [97]. Pour l'accumulateur nickel-hydrure métallique ($Ni - MH$), l'électrode négative est constituée d'un alliage d'hydrure métallique MH. L'électrode positive est à base d'oxyhydroxyde de nickel et est capable d'absorber et de désorber l'hydrogène [112]. Il utilise une solution d'hydroxyde de potassium (KOH) comme électrolyte. Par rapport à

l'accumulateurs au lithium-ion (*Li-ion*), l'électrolyte est constitué d'une solution d'hexafluorophosphate de lithium (LiPF_6) dans un mélange de solvants organiques, l'électrode positive est composée d'oxydes de métaux de transition (LiCoO_2 , LiNiO_2 ou LiMn_2O_4) et l'électrode négative de carbone graphité (LiC_x) [92].

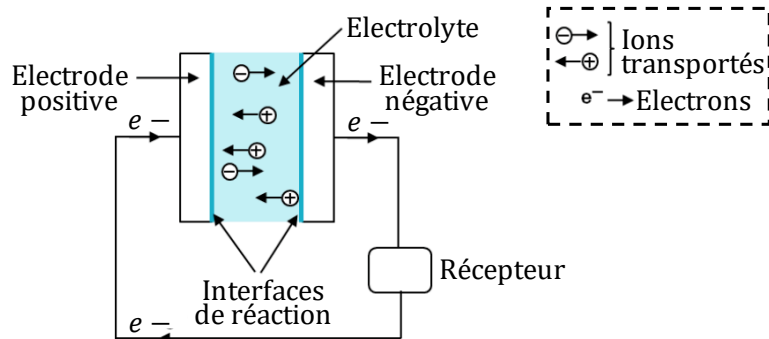


Figure I-34 Principe d'un accumulateur électrochimique [92].

* Propriétés et applications

Les batteries au plomb offrent un coût bas, une puissance importante, ce qui les rend attractives dans des applications qui requièrent une puissance importante mais qui n'ont pas de contrainte d'espace dès lors que ces accumulateurs ont une énergie spécifique faible. Elles sont généralement utilisées pour le démarrage et l'alimentation auxiliaire des véhicules thermiques, et comme batteries stationnaires pouvant disposer d'un espace important, notamment les télécommunications, les dispositifs de secours, la signalisation des chemins de fer, etc. Elles ont cependant une densité énergétique et une durée de vie faibles. De plus, elles exposent des risques d'explosion et renferment des produits fortement toxiques [105], [109].

Les batteries nickel-cadmium ont des performances supérieures à celles batteries au plomb en termes de meilleures densités et de durée de vie. Néanmoins, elles restent polluantes, plus coûteuses et leur tension est plus faible (1,15V à 1,45V). De plus, si la décharge est incomplète, leur capacité chute rapidement. Par conséquent, elles sont de moins en moins utilisées. Depuis 2006 en Europe, une directive européenne de 2006 (directive 2006/66/CE du Parlement Européen) a limité leur utilisation aux systèmes d'urgence et d'alarme, notamment les éclairages de sécurité, et les équipements médicaux. Leur usage dans l'outillage électroportatif est interdit depuis le 31 décembre 2016 [110].

Les batteries Nickel-Hydrure Métallique diffèrent des batteries nickel-cadmium au niveau de l'électrode négative dont le matériau actif est constitué d'un alliage d'hydrure métallique MH [92]. Elles présentent un certain nombre d'avantages tels que : une densité d'énergie volumique plus élevée, un faible coût, un fonctionnement possible à basse température et une bonne sureté de fonctionnement. De plus, elles permettent de s'affranchir des problèmes liés à la toxicité du cadmium [107]. Comme pour les batteries nickel-cadmium, elles utilisent des accumulateurs de tension nominale définie à 1,25 V

[113]. Les énergies massique et volumique varient respectivement dans une plage de 65 à 90 Wh/kg et de 210 à 350 Wh/L. Quant à la densité de puissance, elle peut atteindre 200 W/kg. L'auto décharge des accumulateurs *Ni – MH* peut atteindre 4 à 5 % par jour quand ils sont pleinement chargés, puis 1 à 2 % par jour lorsqu'ils sont partiellement déchargés [110]. Dotées d'une bonne dynamique impulsionnelle, les batteries Nickel-Hydrure Métallique sont très utilisées depuis quelques années dans les véhicules électriques et hybrides, notamment la Toyota Prius standard [113]. Cependant, vue l'évolution de l'électronique embarquée, elles ne parviennent plus à répondre au besoin demandé car leur énergie massique est très modérée. Ainsi, les constructeurs préfèrent de plus en plus l'utilisation des batteries lithium-ion, tel est le cas de la Toyota Prius rechargeable [107].

L'utilisation des batteries lithium-ion a exponentiellement progressé grâce à leurs très bonnes performances, en termes de densités, de rendement et de durée de vie. De plus elles sont moins toxiques pour l'environnement, mais leur prix reste élevé [105]. Malgré cette limite, les batteries au lithium-ion occupent la quasi-intégralité du marché de téléphonie mobile. Elles sont aussi utilisées dans l'aérospatiale et dans les applications de forte puissance [114]. Elles sont jugées appropriées pour les applications éoliennes [105] [115], photovoltaïques [116] et hydroélectriques [117], [118].

Le Tableau I-3 fait la synthèse de la comparaison des trois technologies de batteries présentées [97].

Tableau I-3 Comparaison de quelques technologies de batteries [97]

Technologies	Densité énergétique (Wh/kg)	Densité de puissance (W/kg)	Temps de décharge	Durée de stockage	Autodécharge (% mois)	Rendement (%)	Durée de vie (nombre de cycles)	Coût (FCFA/kWh)
Plomb-acide	25 – 45	80 – 150	15mn – 100h	> 1 mois	40	60 – 98	300 – 1500	32750 – 131000
Nickel-cadmium	20 – 60	100 – 800	15mn – 100h	< 1 mois	25	60 – 80	300 – 1500	131000 – 393000
Lithium-ion	80 – 150	500 – 2000	45mn – 100h	Plusieurs mois	20	90 – 100	> 1500	458500 – 655000

I.4.3 Solution retenue (Batterie Lithium)

Pour un site rural isolé, le moyen de stockage utilisé devra respecter certaines contraintes telles que : un bon rapport coût/performance, une grande fiabilité, une bonne sécurité, etc. En effet, dans le cadre de cette thèse, notre attention particulière est accordée à la technologie de stockage la moins toxique pour l'environnement, ayant une très bonne performance en termes de densité, de rendement et de durée de vie, c'est à dire la batterie Lithium et en particulier le type Lithium Ferro-Phosphate (LiFePO₄) (apparu en 2007 [119]). Les principales motivations dans ce choix de technologie sont évoquées dans la section I.4.2.5. De plus, cette technologie possède une durée de vie très élevée (1500 cycles à plusieurs milliers, cf. Tableau I-3). Elle peut supporter une décharge profonde (jusqu'à 100%). Elle est plus solide et moins toxique pour l'environnement. Sa faible résistance interne, empêchant de grandes pertes dans la batterie, permet d'avoir une puissance constante durant toute la décharge. L'autre avantage de cette technologie est sa très faible auto-décharge (<3 % par mois) et son excellente tenue en température (–20°C à + 60 °C) [120].

I.5 Hybridation du Système Hydro-PV-Stock (HPS)

Les centrales hybrides hydro-PV, associées ou non aux systèmes de stockage, deviennent de plus en plus attractives, en raison de leurs faibles coûts et de la flexibilité opérationnelle des centrales hydroélectriques [121]. De plus, l'énergie solaire est hautement disponible dans le monde entier. Plusieurs auteurs ont focalisé leur attention sur l'analyse de la complémentarité entre les deux sources d'énergie de la centrale hybride hydro-PV. Par exemples : Beluco et al. [14] ont prouvé que l'étude de la complémentarité est nécessaire pour améliorer le rendement de la centrale hybride. François et al. [15], après l'analyse de la complémentarité entre les deux sources, ont noté que l'hydroélectricité améliore la stabilité du photovoltaïque à court terme et que le photovoltaïque améliore celle de l'hydroélectricité à moyen et long terme (journalier et mensuel). Ensuite, ils ont étudié la prédiction de la complémentarité entre les deux sources d'énergie dans [122]. Nous pouvons noter que leurs travaux ont été appliqués à une centrale hydroélectrique au fil de l'eau. Li et al. [123] ont amélioré les stratégies de gestion à long terme de la complémentarité des deux sources en utilisant des approches d'optimisation stochastique. D'autres travaux ont aussi abordé les stratégies de gestion du système d'énergie hybride hydro-PV. En effet, Sheng et al. [124] ont analysé les caractéristiques de fonctionnement du système hybride et proposé des techniques de sa commande en visant à maintenir l'équilibre entre production et demande. Yang et al. [125] ont conçu des modes de fonctionnement parallèle et interactif pour le système d'énergie hybride. Zhou et al. [126] ont étudié la stabilité du système hybride en utilisant le simulateur PSCAD. Meshram et al. ont présenté le modèle de simulation du système hybride connecté au réseau [127], ensuite analysé et noté qu'il est capable d'alimenter leur communauté [128]. Les auteurs ont également abordé la stratégie de gestion de la production et l'analyse des performances du système afin d'obtenir la bonne répartition de l'énergie [129]. Wei et al. [130] ont proposé le procédé de restauration de fréquence pour contrôler la puissance active fournie par le système hybride. Rezkallah et al. [131] ont concentré leurs travaux sur la régulation de la tension et de la fréquence du système hybride afin d'en tirer la puissance maximale. Jena et al. [132] ont utilisé un régulateur STATCOM pour améliorer la stabilité en tension et en fréquence du système hybride. Li et al. [133] ont développé un modèle d'optimisation multi-objectifs pour le système hybride, en considérant la régulation de la puissance et l'énergie totale annuelle produite comme fonctions objectifs. Les algorithmes NSGA-II ont été utilisés à cet effet. Jurasz et al. [134] ont optimisé le système hybride en maximisant son énergie tout en contrôlant sa stabilité. Reddy [135] a utilisé un contrôleur de courant constant pour la supervision du système hybride. Das et al. [136] ont présenté un travail de stratégie de contrôle global du système pour la gestion de l'énergie fournie. Liu et al. [137] ont optimisé l'intégration de deux sources du système hybride en maximisant l'énergie totale produite. Ming et al. [5] ont amélioré la gestion de l'énergie quotidiennement produite par le système en utilisant une approche imbriquée à trois couches. Par ailleurs, d'autres études ont abordé le dimensionnement du système hybride. Glasnovic et al. [138] ont utilisé la programmation dynamique pour optimiser le dimensionnement du système hybride.

Mahmoudimehr et al. [139] ont employé une stratégie opérationnelle et les algorithmes génétiques pour le dimensionnement optimal du système hybride, en considérant la probabilité de perte de l'alimentation et le coût d'investissement comme des fonctions objectifs. Silvério et al. [140] ont présenté des techniques de dimensionnement du système hybride flottant sur l'eau. Fang et al. [16] ont optimisé le dimensionnement du système hybride en maximisant son revenu net durant son cycle de vie. Un modèle d'optimisation multi-objectifs utilisant NSGA-II a été proposé par Li et al. [141] pour maximiser l'énergie annuelle totale produite par le système hybride et minimiser l'écart entre la production et la demande. Ming et al. [142] ont optimisé le dimensionnement du système hybride en faisant des analyses de coût-bénéfice. Les mêmes auteurs ont ensuite dimensionné le système hybride tout en minimisant l'eau turbinée par la centrale hydroélectrique [143]. Kumar et al. [144] ont appliqué l'optimisation par essaim de particules pour dimensionner le système hybride.

Dans les études énumérées ci-dessus, plusieurs méthodes d'optimisation ont été utilisées tant pour la complémentarité, la stratégie de gestion que pour le dimensionnement du système hybride hydro-PV avec ou sans stockage. Avant de présenter la problématique et les objectifs du sujet abordé dans cette thèse de doctorat, nous jugeons intéressant d'exposer dans la section suivante quelques méthodes d'optimisation.

I.6 Méthodes d'optimisation

Les méthodes d'optimisation servent à déterminer un ensemble de paramètres appelés variables de décision afin d'optimiser (minimiser ou maximiser) une ou plusieurs fonctions objectifs (critères d'optimisation) définies par des modèles mathématiques. En nous focalisant sur le mode de recherche de l'optimum, nous pouvons classer les méthodes d'optimisation en deux grandes familles : les méthodes déterministes et les méthodes stochastiques [145].

I.6.1 Les méthodes déterministes

Les méthodes déterministes correspondent à la classe de méthode d'optimisation. Comme leur nom l'indique, pour un même point de départ et un même problème avec un même paramétrage, les méthodes déterministes convergent toujours vers un même résultat [146]. On peut scinder cette famille en deux sous-familles :

- Les méthodes de type gradient : elles sont généralement utilisées sur la base du calcul des dérivées partielles de la fonction objectif en procédant à une amélioration progressive de la solution initiale pour converger vers l'optimum le plus proche (i.e. un optimum local) [147]. Parmi les méthodes de cette sous-famille, nous pouvons citer notamment les méthodes de Newton, la méthode de la plus grande pente et la méthode de Levenberg-Marquardt [148]. Ces méthodes présentent notamment deux avantages. Premièrement, elles convergent rapidement surtout lorsque l'expression des dérivées partielles est symbolique et exacte [149]. Deuxièmement, leurs critères de convergence sont exacts [145]. Toutefois, on peut se demander avec quelle précision l'optimum est atteint. Ceci

permet de noter trois principaux inconvénients de ces méthodes. Elles convergent plus généralement vers un optimum local. On est souvent obligé de réaliser plusieurs optimisations avec différentes valeurs initiales pour être sûr de la convergence. Ensuite, le deuxième inconvénient est que ces méthodes ne sont applicables qu'à des problèmes continus. Elles ne permettent pas d'utiliser des paramètres discrets. Enfin, il faut nécessairement calculer les dérivées partielles alors que le calcul de ces dernières n'est pas toujours évident à obtenir surtout dans le cas des modèles numériques où leur calcul par différences finies n'est pas aisé [145].

- Les méthodes géométriques ou heuristiques : elles explorent le domaine des solutions en faisant des essais successifs afin de trouver les directions les plus favorables. La convergence de ces méthodes reste aussi « locale ». Cependant, elles ont une meilleure robustesse par rapport aux méthodes de type gradient particulièrement lorsque la fonction à optimiser est discontinue ou faiblement bruitée. Le coût de calcul constitue leur principal inconvénient lorsque le nombre de variables de décision augmente. Les méthodes heuristiques les plus couramment utilisées sont les méthodes de Hooke and Jeeves [150], de Nelder et Mead [151], de Rosenbrock [152] et de Powell [153] [145].

I.6.2 Les méthodes stochastiques

Les méthodes stochastiques se basent sur des approches de recherches aléatoires et probabilistes souvent tirées de processus naturels. En effet, à l'aide de techniques d'évolution probabiliste, elles prospectent de façon aléatoire l'espace des solutions. Ainsi, pour des mêmes points de départ et des mêmes configurations de code, elles conduisent à des optima différents [154]. La convergence de ces méthodes est fortement liée à leur paramétrage initial [146]. Les algorithmes stochastiques les plus utilisés pour le dimensionnement de systèmes de production d'énergie et le dispatching de l'énergie, sont notamment le recuit simulé [155], la programmation en essaim particulière [156], les colonies de fourmis [157], l'algorithme des lucioles [158] et les algorithmes génétiques [156], [159]. Les algorithmes stochastiques visent la recherche de l'optimum global mais cette recherche conduit à un nombre élevé d'évaluations de la fonction objectif et par conséquent un temps de résolution relativement long selon le problème [146].

Dans le cadre de cette thèse, nous nous sommes intéressés aux algorithmes génétiques en particulier à la version NSGA II (Non-dominated Sorting Genetic Algorithm) en raison de son efficacité et de sa rapidité [160], [145]. De plus le NSGA II a déjà fait ses preuves dans plusieurs travaux portant sur le système hybride hydro-PV [139] [161] [133] [162].

I.6.3 Algorithme NSGA-II

L'algorithme NSGA-II a été proposé en 2000 par K. Deb et al. [163]. Les étapes principales dans cet algorithme sont la création d'une population de départ, la sélection de parents, les opérations de croisement et de mutation des parents pour créer des enfants, et le choix des meilleurs enfants (solutions) en fonction de la dominance de Pareto. A chaque génération, toutes les étapes sont répétées. Enfin, il est important de noter que le réglage

de certains paramètres est fondamental pour le NSGA II, dès lors qu'ils déterminent la convergence et la diversification des solutions. Ces paramètres sont au nombre de quatre à savoir : la taille de la population, le nombre de générations, la probabilité de croisement et la probabilité de mutation [160].

I.7 Présentation du sujet

Avant d'aborder la problématique de cette thèse de doctorat, il est important de noter que l'accès continu à l'énergie électrique est l'une des conditions préalables et essentielles au développement socio-économique.

I.7.1 Problématique

Au Bénin, la situation du secteur de l'électricité est caractérisée par une production nationale très faible et un accès limité des populations à l'énergie électrique. En 2017, le taux d'électrification était égal à 9% en zones rurales, 6 fois inférieur au taux d'électrification urbain (54%) (cf. section I.2.3). Cet enjeu énergétique a pour cause essentielle la forte dépendance du Bénin pour son approvisionnement en énergie électrique. Environ 86.57% de l'énergie électrique consommée au Bénin provient des pays voisins, notamment le Ghana, la Côte-d'Ivoire et le Nigéria [39]. De ce fait, il faudra augmenter l'offre en électricité et faciliter son accès par les populations en milieu rural. Par ailleurs, le Bénin dispose d'un potentiel intéressant en énergies renouvelables, notamment en photovoltaïque (cf. section I.3.2.7) et hydroélectrique (cf. section I.3.1.5), mais cela reste globalement sous-exploité. Par exemple, sur toute l'étendue du territoire, le Bénin ne dispose que d'une centrale hydroélectrique. Il s'agit de la centrale hydroélectrique de Yéripao, au Nord du Bénin, avec une capacité de production de 0,5 MW. Par ailleurs, des études ont révélé plusieurs cours d'eau, répandus sur toute l'étendue du territoire national, qui offrent des potentiels hydroélectriques non négligeables et exploitables localement (cf. section I.3.1.5). Toutefois, les caractéristiques hydrologiques de ces cours d'eau (rivières) sont marquées par des longues périodes d'étiage, ce qui entraîne une forte diminution de leurs débits, limitant ainsi la production de l'énergie hydroélectrique. Pour assurer la continuité de service, l'une des solutions à mettre en œuvre est d'associer à ces centrales hydroélectriques, une autre source d'énergie électrique complémentaire pour avoir un système hybride. Dans notre cas, nous proposons l'énergie solaire photovoltaïque, dès lors qu'il y a une bonne complémentarité entre ces deux sources. De plus, le système hybride hydro-PV a déjà fait l'objet de plusieurs travaux dans la littérature. Pour l'électrification en zones rurales isolées, l'utilisation de ce système hybride a déjà fait preuve de fiabilité (cf. section I.5).

Cette thèse est la première dans cette thématique au Bénin. Comme déjà souligné, beaucoup de travaux de la littérature se sont déjà penchés sur l'étude des systèmes hybrides hydro-PV intégrant ou non du stockage. L'optimisation multi-objectif de l'énergie totale produite et du coût de production en utilisant comme variables de décision le nombre d'unités de production hydroélectrique, le débit d'équipement et le nombre de modules photovoltaïques n'est pas encore étayée dans la littérature. Cette

problématique est importante surtout pour les zones rurales vu la faiblesse de leur pouvoir économique. Cette thèse de doctorat s'inscrit dans le cadre d'apporter une réponse à cette problématique.

I.7.2 Objectifs

Le travail présenté dans cette thèse de doctorat a pour objectif le dimensionnement d'un système hybride hydro-PV-stockage pour une alimentation rurale isolée. Spécifiquement, ces travaux de recherche visent à :

- Faire un état de l'art sur l'énergie électrique dans le monde entier, en Afrique sub-Saharienne et au Bénin, sur les énergies alternatives notamment : l'hydroélectricité et le photovoltaïque, sur les systèmes de stockage, sur les systèmes hybrides hydro-PV intégrant ou non de stockage, et sur les méthodes d'optimisation.
- Modéliser les principaux composants du système hybride hydro-PV-stockage.
- Optimiser la centrale hydroélectrique seule, ensuite le générateur photovoltaïque seul, par la suite le système hybride hydro-PV, et enfin intégrer le système de stockage au système hybride.

Nous notons que le travail est fondamentalement appliqué au site de Yéripao.

I.8 Conclusion

Ce chapitre a préalablement présenté le contexte de l'énergie électrique dans le monde entier, en Afrique sub-saharienne et au Bénin. Nous pouvons retenir que l'énergie électrique produite a connu un accroissement considérable au plan mondial. Les pays de l'OCDE sont premiers en matière de production d'énergie électrique en 2016, tandis que l'Afrique vient en dernière position. La région de l'Afrique subsaharienne continue de faire face à d'importantes crises énergétiques malgré son énorme potentiel énergétique. Le cas du Bénin demeure très préoccupant et plus particulièrement dans les zones rurales du pays. La forte dépendance du Bénin envers les pays voisins pour son approvisionnement en énergie électrique constitue la principale cause de son enjeu énergétique. Deuxièmement, un état de l'art sur l'hydroélectricité, l'énergie photovoltaïque et les systèmes de stockage a été fait dans ce chapitre. Ensuite, une revue de littérature a été proposée sur les systèmes hybrides d'énergie hydroélectrique-photovoltaïque intégrant ou non un système de stockage. Les méthodes d'optimisation ont été ensuite abordées et un intérêt a été porté sur l'algorithme NSGA II. En fin, le sujet de cette thèse de doctorat a été présenté en abordant sa problématique et les objectifs à atteindre. Le deuxième chapitre sera consacré à la modélisation des énergies alternatives, notamment l'hydroélectricité et le solaire photovoltaïque.

Chapitre II Modélisation des énergies alternatives : Hydroélectricité et Solaire photovoltaïque

II.1 Introduction

Le dimensionnement optimal du système hybride hydro-PV-stockage passe par la modélisation des principaux éléments composant le système hybride. Ce chapitre est donc consacré à la modélisation des différents composants de la centrale hydroélectrique et du générateur PV. Pour les principaux éléments de la centrale hydroélectrique, on peut citer : la conduite forcée, la turbine hydraulique et la génératrice électrique. La première partie de ce chapitre aborde la modélisation des principaux éléments de la centrale hydroélectrique. La conduite forcée est modélisée puis optimisée. Deux fonctions objectifs, à savoir la puissance hydraulique et le coût d'investissement de la conduite forcée, sont considérées dans le processus d'optimisation. Ensuite, les équipements électromécaniques, notamment la turbine hydraulique et la génératrice électrique, sont modélisés. Le modèle du rendement de la turbine hydraulique est élaboré. La génératrice électrique est modélisée et optimisée. Le rendement et la masse totale de la génératrice constituent les deux fonctions objectifs optimisées. À la fin de cette première partie, nous élaborons le modèle du coût d'équipement électromécanique pour des centrales hydroélectriques localisées dans différents continents. Des facteurs continentaux sont déterminés pour chaque continent. Le générateur PV est abordé dans la deuxième partie de ce chapitre. En effet, le modèle de l'énergie électrique fournie par le générateur PV est élaboré en prenant en compte plusieurs facteurs. Le modèle du coût du générateur est aussi élaboré dans cette deuxième partie du chapitre.

II.2 Modèle de la centrale hydroélectrique

II.2.1 Modèle de la conduite forcée

Un état de l'art sur quelques travaux de recherche mettant en évidence l'intérêt du dimensionnement de la conduite forcée est fait dans [164]. Un nouveau concept pour le dimensionnement de la conduite forcée est proposé, en procédant à l'optimisation multi-objectif avec les algorithmes génétiques NSGA II. Les meilleurs compromis seront ainsi déterminés entre le coût d'investissement et la puissance hydraulique moyenne annuelle de la conduite forcée. Les variables d'optimisation considérées pour cette optimisation sont le diamètre (D_{cond}) et la longueur de la conduite forcée (L_{cond}). L'influence de ces variables d'optimisation sur les deux fonctions objectifs a aussi fait l'objet de l'étude dans cette sous-section.

II.2.1.1 Modèle de la puissance hydraulique moyenne

Le modèle de la puissance hydraulique moyenne annuelle est définie en fonction de deux facteurs tels que le débit et la hauteur de chute du cours d'eau du site sur lesquels la centrale hydroélectrique est installée. Son expression est donnée par :

$$P_{cond} = \rho \times g \times Q_{moy} \times (H_b - h_f - h_l) \quad (II-1)$$

avec :

ρ : la masse volumique de l'eau égale à 1 kg/L ;

g : l'accélération de la pesanteur qui vaut environ 9,81 m²/s ;

Q_{moy} : le débit annuel moyen du cours d'eau [m³/s] ;

H_b : la hauteur de chute brute [m] ;

h_f : les pertes de charge par frottement dans la conduite forcée [m] ;

h_l : les pertes de charge locales (ou singulières) dans la conduite forcée [m].

* Pertes de charge par frottement dans la conduite forcée

Le modèle le plus utilisé dans la littérature pour déterminer les pertes de charge par frottement dans la conduite forcée est celui de Darcy Weisbach (II-2). L'intérêt de ce modèle est que le coefficient de frottement f est sans dimension et dépend du nombre de Reynolds Re qui représente les caractéristiques du débit du cours d'eau. L'expression de f varie selon la nature de l'écoulement du cours d'eau. En effet, pour un écoulement laminaire ($Re < 2400$) [165], f est déterminée en utilisant la formule de Poiseuille (II-3). Lorsqu'il s'agit d'un écoulement turbulent ($Re \geq 2400$), la relation (II-4) proposée par Zingrang et Sylvester [166] est utilisée pour déterminer f . La relation (II-4) est moins dépendante de Re et plus dépendante de la rugosité relative e/D_{cond} où e et D_{cond} [m] représentent respectivement la rugosité moyenne de la paroi égale à 0,6 mm et le diamètre de la conduite forcée :

$$h_f = f \times \frac{L_{cond}}{D_{cond}} \times \frac{V^2}{2g} \quad (II-2)$$

avec :

– pour $Re < 2400$

$$f = \frac{64}{Re} \quad (II-3)$$

– pour $Re \geq 2400$

$$f = \left[-2 \log_{10} \left\{ \frac{e}{3,7} - \frac{5,02}{Re} \log_{10} \left(\frac{e}{3,7} - \frac{5,02}{Re} \log_{10} \left(\frac{e}{3,7} + \frac{13}{Re} \right) \right) \right\} \right]^{-2} \quad (II-4)$$

avec :

L_{cond} : la longueur de la conduite forcée [m] ;

V : la vitesse moyenne d'écoulement [m.s⁻¹] donnée par la relation :

$$V = \frac{4Q_{moy}}{\pi \times D_{cond}^2} \quad (II-5)$$

* Pertes de charge singulières

Les pertes de charge locales sont la somme des pertes dans les grilles (h_g), à l'entrée de la conduite (h_e), dans les vannes (h_v), dans les courbures (h_b) et celles dues aux brusques variations (contraction ou élargissement) du diamètre de la conduite (h_c) :

$$h_l = h_g + h_e + h_v + h_b + h_c \quad (\text{II-6})$$

Nous utilisons les recommandations du guide de l'Association Européenne de la Petite Hydroélectricité [167] pour déterminer chacune des composantes des pertes singulières. En effet, h_g est estimé en utilisant la formule de Kirschmer :

$$h_g = k_g \times k_\beta \times \left(\frac{e_b}{b}\right)^{4/3} \times \left(\frac{V^2}{2g}\right) \sin \phi \quad (\text{II-7})$$

avec :

e_b : l'épaisseur des barreaux [mm] ;

b : l'espacement entre barreaux [mm] ;

ϕ : l'angle d'inclinaison sur l'horizontale [°] ;

k_g : le coefficient dont la valeur dépend de la forme des barreaux [-] ;

k_β : le coefficient dont la valeur dépend de l'angle β que fait la grille avec l'écoulement.

Les autres pertes (h_e, h_v, h_b et h_c) sont proportionnelles à $\frac{V^2}{2g}$ et leur somme notée h_δ est donnée par :

$$h_\delta = (k_e + k_v + k_b + k_c) \times \frac{V^2}{2g} \quad (\text{II-8})$$

avec :

k_e : le coefficient de perte à l'entrée.

k_v : le coefficient de perte pour un écoulement à travers les vannes.

k_b : le coefficient de perte dans les courbes.

k_c : le coefficient de perte pour le brusque élargissement ou contraction de la conduite.

Le tableau ci-après donne la valeur des coefficients de pertes de charge locales.

Tableau II-1 Coefficients des pertes de charge locales [167].

t	b	ϕ	k_g	k_β	k_e	k_v	k_b	k_c
12 mm	70 mm	60°	2,4	1	0,04	0,6	0,08	0,1512

Les différents termes du modèle de la puissance hydraulique étant connus, alors nous pouvons noter que la puissance hydraulique est modélisée. Il reste le modèle du coût d'investissement de la conduite forcée que nous présentons dans la sous-section suivante.

II.2.1.2 Modèle du coût d'investissement de la conduite forcée

Le coût d'investissement de la conduite forcée (C_{inv_cond}) est la somme des dépenses réalisées pour son acquisition et son installation. En effet, le modèle de ce coût est composé des modèles des frais d'acquisition de la conduite forcée (C_{acq}), de l'excavation (C_{exca}) et du revêtement en béton de la conduite forcée (C_{rev}) :

$$C_{inv_cond} = C_{acq} + C_{exca} + C_{rev} \quad (II-9)$$

* Frais d'acquisition de la conduite forcée : C_{acq}

Le modèle des frais d'acquisition de la conduite forcée (II-12) consiste en l'évaluation de la masse totale M_c du matériau utilisé pour sa fabrication (II-10), multipliée par le prix massique (un prix « franco de port ») de la conduite.

$$M_c = \pi \times D_{cond} \times e_p \times (1 + \gamma_r) \times \rho_m \times L_{cond} \quad (II-10)$$

avec :

ρ_m : la masse volumique du matériau, de type acier, égale à 7850 kg/m^3 ;

γ_r : le coefficient affecté pour la masse du raidisseur, pris égal à 1 ;

e_p : l'épaisseur de paroi de la conduite [m].

Les références [168] et [167] recommandent une épaisseur minimum en [mm] équivalente à 2,5 fois le diamètre en [m] augmenté de 1,2 mm. Nous obtenons la relation (II-11) donnant e_p en [m].

$$e_p = (2,5D_{cond} + 1,2) \times 10^{-3} \quad (II-11)$$

À partir des relations (II-10) et (II-11), nous déduisons l'expression des frais d'acquisition de la conduite forcée :

$$C_{acq} = \pi \times D_{cond} \times (2,5D_{cond} + 1,2) \times \rho \times L_{cond} \times C_{c/kg} \quad (II-12)$$

avec :

$C_{c/kg}$: le prix massique (prix « franco de port ») de la conduite forcée.

Sa valeur, comprise entre US \$ 0,6 et 0,8 par kg, est tirée du catalogue du fabricant [169]. Nous choisissons pour le cas de cette étude, US \$ 0,8 par kg, dont la conversion en FCFA donne : $462,80 \text{ FCFA} \cdot \text{kg}^{-1}$ pour un taux de change de 578,50.

* Coût d'excavation

En s'inspirant de la méthode proposée dans [168], le coût d'excavation pour poser la conduite forcée, peut être déterminé par la relation :

$$C_{exca} = \frac{\pi}{4} \times (D_{cond} + 0,33D_{cond})^2 \times L_{cond} \times C_{e/m^3} \quad (II-13)$$

avec : C_{e/m^3} : le coût volumique de la fosse, pris égal à $3000 \text{ FCFA} \cdot \text{m}^{-3}$.

* Coût de revêtement en béton armé

Le coût de revêtement en béton armé (C_{rev}), donné par l'équation (II-14), est obtenu en faisant le produit du volume de béton armé nécessaire par son coût volumique (C_{r/m^3}). Pour calculer le volume de béton nécessaire, l'épaisseur du béton est prise égale à $0,165D_{cond}$.

$$C_{rev} = \pi \times (D_{cond} + 0,165D_{cond}) \times 0,165D_{cond} \times L_{cond} \times C_{r/m^3} \quad (II-14)$$

II.2.1.3 Optimisation de la conduite forcée

* Description du problème d'optimisation

Le problème d'optimisation multi-objectif consiste à utiliser les méthodes d'algorithmes génétiques NSGA II pour déterminer un ensemble de meilleurs compromis possibles entre deux fonctions objectifs dont les critères d'optimisation sont : maximiser la puissance hydraulique moyenne annuelle de la conduite forcée et minimiser son coût d'investissement. Le diamètre D_{cond} et la longueur L_{cond} de la conduite forcée constituent les deux variables de décision pour l'optimisation, et leurs domaines de variation sont donnés dans le Tableau II-2. Une contrainte recommandée dans [168], est considérée dans le processus d'optimisation. Nous résumons le problème d'optimisation sous la forme présentée par :

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{maximiser } (f_{obj1} = P_{cond}) \\ \text{minimiser } (f_{obj2} = C_{inv_cond}) \\ \text{Sous la contrainte:} \\ \frac{1}{8} \leq \text{Pente} = \frac{H_b}{L_{cond}} \leq \frac{1}{4} \end{array} \right. \quad (II-15)$$

Tableau II-2 Limites des variables d'optimisation.

Variables	Limites inférieures	Limites supérieures
Diamètre [m]	0,219	6
Longueur [m]	100	40000

* Cas d'étude

Nous appliquons cette étude d'optimisation à trois sites, sélectionnés parmi les sites potentiels au Bénin en aménagement hydroélectriques, à savoir : les sites d'Affon, de Beterou et de Vossa localisés sur la carte hydrologique du Bénin (Figure II-1-a) et dont les coordonnées géographiques sont données dans le Tableau II-3. Les ressources hydrologiques des trois sites, notamment les débits moyens journaliers (Q_{moy}) et les hauteurs de chutes brutes (H_b) sont tirées d'une base de données du Service de l'Hydrologie à la Direction Générale de l'Eau du Bénin. Ces données numériques ont permis d'obtenir les représentations graphiques illustrées sur la Figure II-1-b.

Tableau II-3 Coordonnées géographiques des sites sélectionnés.

Sites	Latitude	Longitude
Affon	9° 45' 3,6" N	2° 5' 42" E
Beterou	9° 11' 56,004" N	2° 16' 0,011" E
Vossa	8° 29' 39,998" N	2° 20' 28,996" E

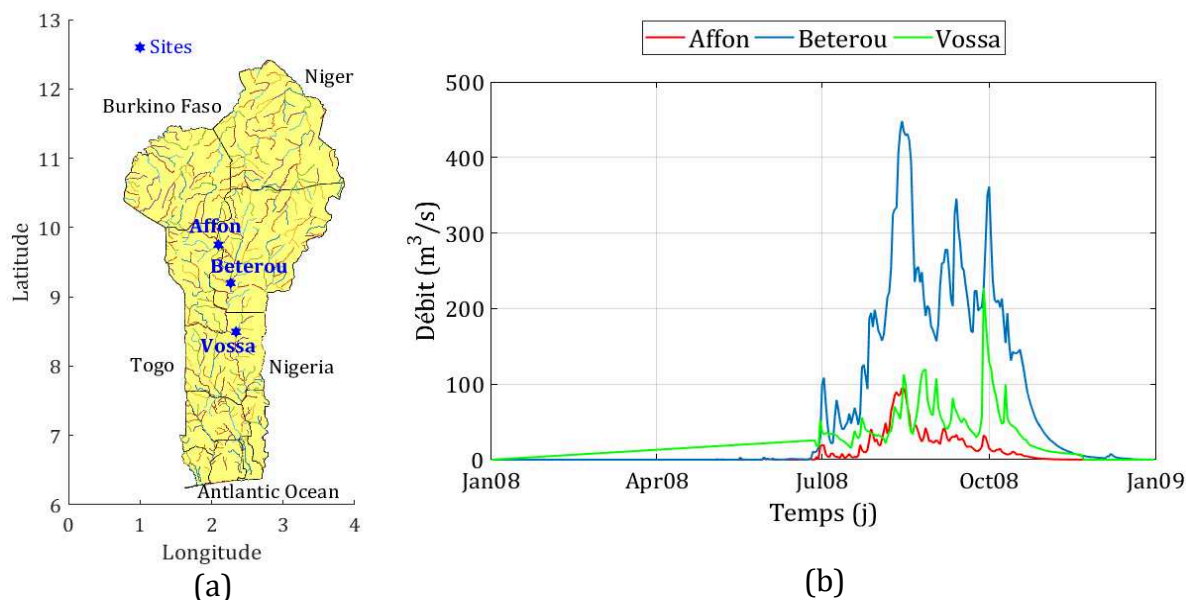


Figure II-1 (a) Cartographie et (b) débits journaliers moyens des sites retenus.

* Résultats et Discussion

▪ Fronts de Pareto

Chacune des courbes de front de Pareto montrées sur la Figure II-2 illustre l'ensemble de 100 solutions qui résultent de l'optimisation sur 100 générations. La courbe en couleur verte représente les solutions de meilleurs compromis entre le coût d'investissement de la conduite forcée et la puissance hydraulique moyenne annuelle pour le cas du site d'Affon. Les courbes en couleurs bleue et rouge montrent respectivement celles du site de Beterou et de Vossa. Nous pouvons remarquer, à travers les allures de ces courbes, que le coût d'investissement croît avec l'augmentation de la puissance hydraulique. Les solutions A_1 , A_2 et A_3 offrent les puissances hydrauliques les plus élevées et les coûts d'investissement les plus élevés, respectivement pour les sites d'Affon, de Beterou et de Vossa. De même, les points B_1 , B_2 et B_3 donnent les plus faibles puissances hydrauliques et les plus faibles coûts d'investissement. Les solutions situées dans les zones de concavité notées C_{13} et C_{23} représentent respectivement l'intersection entre les solutions des sites de Beterou et de Vossa, et entre les solutions des sites d'Affon et de Vossa. Les coordonnées de ces différents points sont données dans le Tableau II-4. Nous pouvons noter que les courbes révèlent que le site d'Affon est plus économique pour une puissance hydraulique comprise entre 3×10^{-3} et $1,33 MW$, alors que les sites de Vossa et de Beterou le sont respectivement pour des puissances hydrauliques comprises entre $1,33$

et 5,05 MW, et entre 5,05 et 13,33 MW. Les courbes de la Figure II-3, illustrent la puissance hydraulique par unité de coût d'investissement (P_{cond}/C_{inv_cond}) pour chaque site. Les extrema D_1 , D_2 et D_3 de ces courbes correspondent aux solutions les plus rentables et leurs coordonnées sont données dans le Tableau II-5.

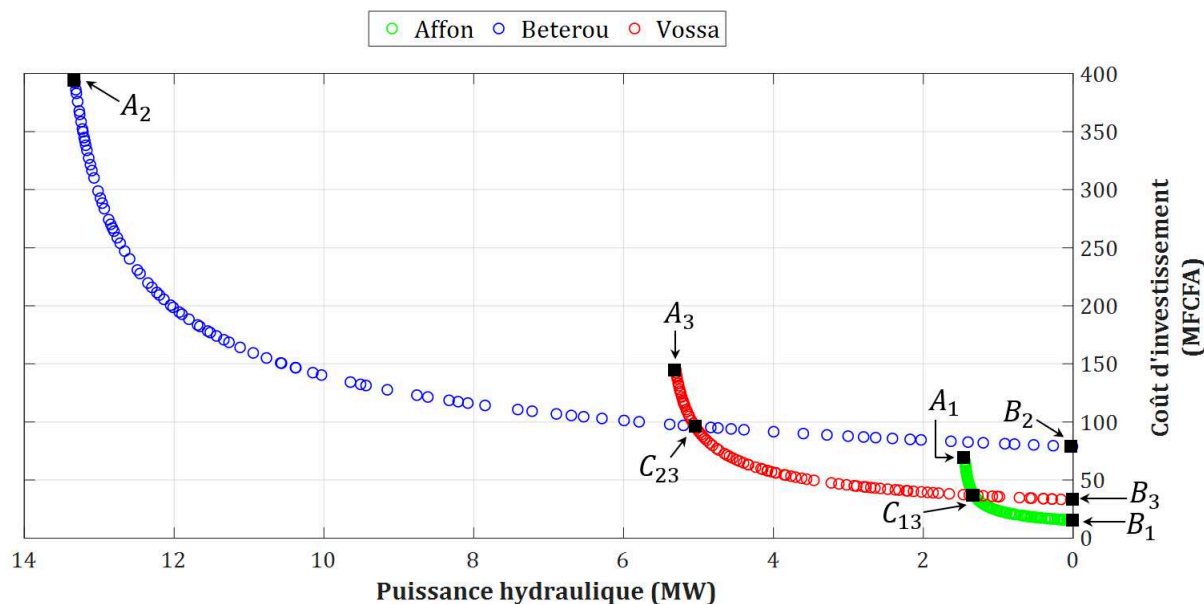


Figure II-2 Compromis entre le coût d'investissement et la puissance hydraulique de la conduite forcée.

Tableau II-4 Coordonnées des points extrêmes des fronts de Pareto

Fonctions objectifs	Affon		Beterou		Vossa		Intersections	
	A_1	B_1	A_2	B_2	A_3	B_3	C_{23}	C_{13}
Puissance (MW)	1,44	$3 \cdot 10^{-3}$	13,33	$9 \cdot 10^{-3}$	5,31	$4 \cdot 10^{-3}$	5,05	1,33
Coût (MFCFA)	66,21	15,31	393,20	78,94	144,90	32,97	96,93	37,87

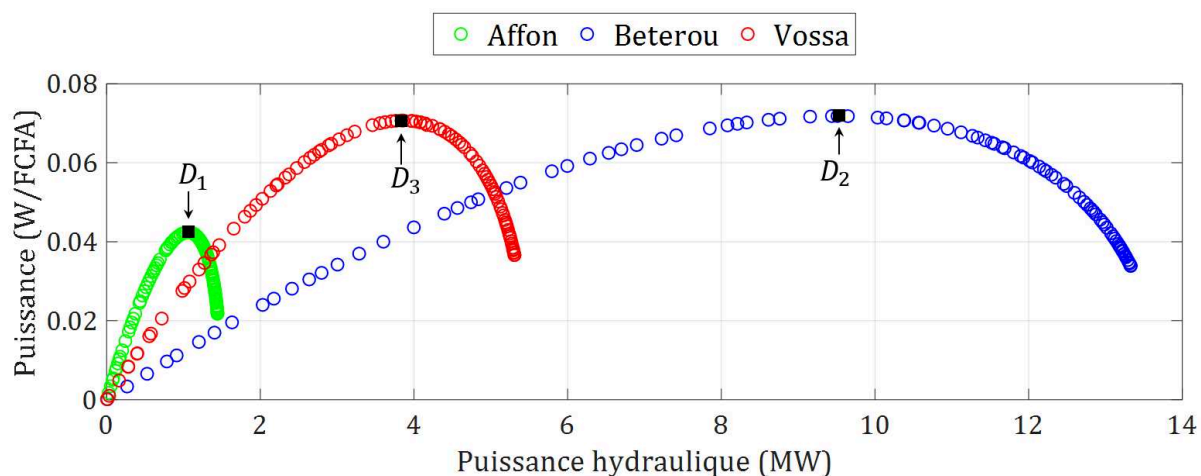


Figure II-3 Evolution de la puissance (W/FCFA) en fonction de la puissance hydraulique.

▪ Influence du diamètre de la conduite forcée sur les fonctions objectifs

Les Figures II-4 *a* et *b* présentent respectivement les évolutions de la puissance hydraulique et du coût d'investissement en fonction du diamètre de la conduite forcée. Les allures de ces courbes montrent que la puissance hydraulique croît de façon logarithmique avec le diamètre (Figure II-4-a) et que le coût d'investissement croît de façon quadratique avec le diamètre (Figure II-4-b). Les courbes de la Figure II-5 présentent la variation de la puissance hydraulique par unité de coût d'investissement. Les extrema de ces courbes, soit les points D_1 , D_2 et D_3 , représentent les meilleures solutions que nous pouvons retenir pour chaque site. Les paramètres associés à ces points extrema sont donnés dans le Tableau II-5.

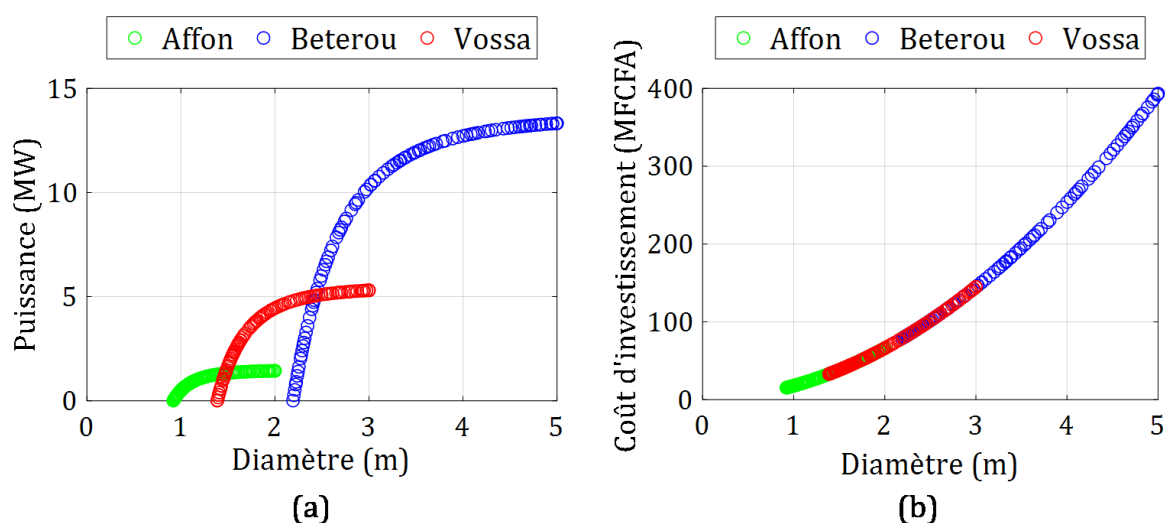


Figure II-4 Influences du diamètre de la conduite forcée sur (a) la puissance hydraulique, (b) le coût d'investissement de la conduite forcée.

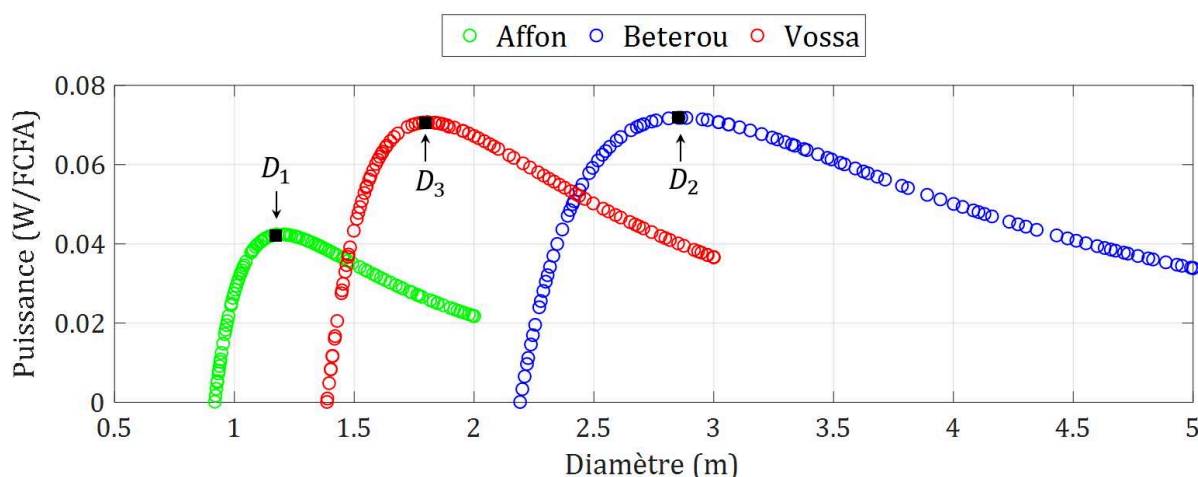


Figure II-5 Evolution de la puissance hydraulique par coût d'investissement en fonction du diamètre.

Tableau II-5 Coordonnées des points optimaux des solutions des fronts de Pareto

Coordonnées des points optima	Affon	Beterou	Vossa
	D_1	D_2	D_3
Puissance ($W/FCFA$)	$4,24 \cdot 10^{-2}$	$7,18 \cdot 10^{-2}$	$7,07 \cdot 10^{-2}$
Puissance (MW)	1,08	9,51	3,84
Diamètre (m)	1,21	2,86	1,81

▪ **Influence de la longueur de la conduite forcée sur les fonctions objectifs**

Les Figures II-6 a, b et c présentent les résultats de l'influence de la longueur de la conduite forcée sur la puissance hydraulique, le coût d'investissement et sur la puissance par unité de coût d'investissement. Nous pouvons constater à travers les allures des courbes que toutes les solutions sont obtenues pour une même longueur dont la valeur est égale à 100 m. Cette valeur représente la limite inférieure de la plage de variation qui a été définie pour la longueur de la conduite forcée conformément au Tableau II-2. En se référant aux relations-(II-2) et (II-9)-(II-14), ce constat s'explique par le fait que l'augmentation de la longueur de la conduite forcée fait augmenter les pertes de charge par frottement et le coût d'investissement de la conduite forcée. À cet effet, pour maximiser la puissance hydraulique et minimiser le coût d'investissement, il faut que la longueur de la conduite forcée soit la plus petite possible. La longueur de la conduite forcée constitue donc un paramètre spécifique qui tient compte des contraintes environnementales du site et non un paramètre d'optimisation.

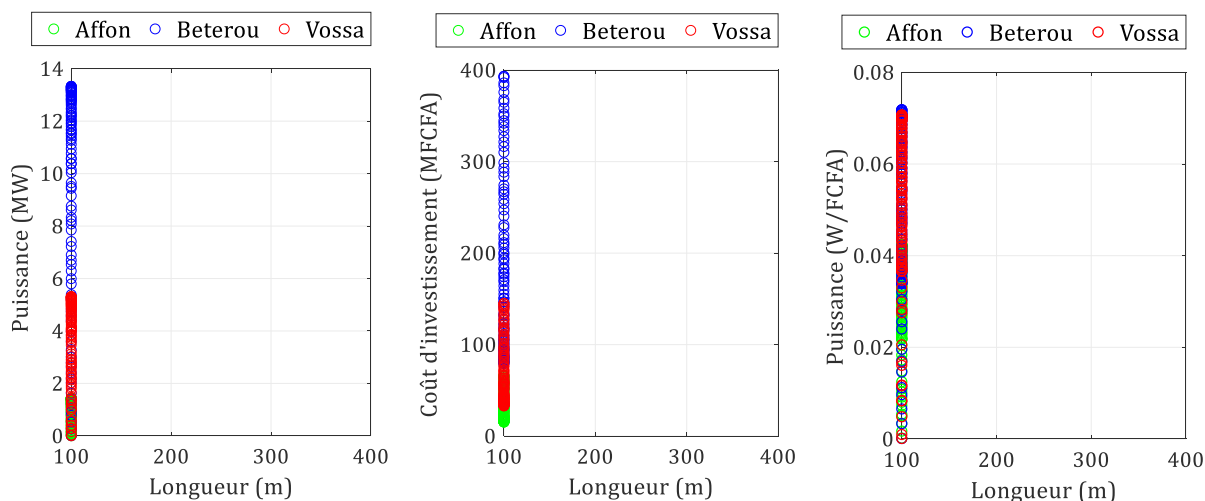


Figure II-6 Influences de la longueur de la conduite forcée sur : (a) la puissance hydraulique de la conduite forcée, (b) le coût d'investissement de la conduite forcée, (c) la puissance hydraulique par unité de coût d'investissement.

II.2.2 Modèle de l'équipement électromécanique

II.2.2.1 Modèle du rendement de la turbine hydraulique

Le modèle du rendement de la turbine (II-16) est défini en fonction des paramètres d'opération tels que les débits d'équipement Q_T , Q_{Tn} , le rendement nominal η_{Tn} et les coefficients a , b et c . Q_{Tn} , η_{Tn} , a , b et c sont fournis, pour chaque type de turbine classique, dans le Tableau II-6 [170]. La valeur de Q_T varie en fonction du débit du cours d'eau des débits d'équipement minimum Q_{Tmin} et maximum Q_{Tmax} (II-17).

$$\eta_T = \left[a \times \left(\frac{Q_T}{Q_{Tn}} \right)^2 + b \times \left(\frac{Q_T}{Q_{Tn}} \right) + c \right] \times \eta_{Tn} \quad (\text{II-16})$$

$$Q_T = \begin{cases} 0, & Q < Q_{Tmin} \\ Q, & Q_{Tmin} < Q < Q_{Tmax} \\ Q_{Tmax}, & Q_{Tmax} < Q \end{cases} \quad (\text{II-17})$$

avec :

$$Q_{Tmin} = q_{min} \times Q_{Tn} \quad (\text{II-18})$$

$$Q_{Tmax} = q_{max} \times Q_{Tn} \quad (\text{II-19})$$

q_{min} et q_{max} sont respectivement les débits d'équipement relatifs minimal et maximal, lesquels sont donnés dans le Tableau II-6.

Tableau II-6 Rendement de turbines hydrauliques et les paramètres d'opération [170].

Turbine	FRANCIS	PELTON	AXIAL
a	-0,537	-0,224	-0,219
b	1,047	0,483	0,476
c	0,490	0,741	0,743
η_{Tn}	0,9	0,9	0,9
q_{min}	0,55	0,35	0,35
q_{max}	1,1	1,5	1,6

II.2.2.2 Modèle du rendement de la Génératrice

Le rendement de la génératrice est donné par :

$$\eta_G = 100 \times \frac{P_u}{P_u + p_{tot}} \quad (\text{II-20})$$

avec :

P_u : la puissance utile [kW], soit la puissance électrique fournie par la génératrice.

Elle est déterminée par :

$$P_u = S_n \times FP \quad (\text{II-21})$$

S_n : la puissance apparente [kVA] fournie par la génératrice ;

FP : le facteur de puissance ;

p_{tot} : la somme des puissances perdues [kW] dans la génératrice. Elle est donnée par :

$$p_{tot} = p_m + p_f + p_j \quad (II-22)$$

avec :

p_m : les pertes mécaniques dans les paliers, encore appelées pertes de frottement dues à la rotation du rotor ou du système de ventilation ;

p_f : les pertes fer dans la génératrice ;

p_j : les pertes Joule de la génératrice.

* Calcul des pertes mécaniques (p_m)

Les pertes mécaniques sont généralement composées de :

- Pertes mécaniques dans les paliers ;
- Pertes aérodynamiques dues au frottement de l'air, particulièrement au niveau de l'entrefer ;
- Puissance absorbée par le ventilateur pour fournir le débit et la pression nécessaires au refroidissement de la machine.

Ces pertes peuvent être estimées en utilisant la relation tirée de [171] :

$$p_m = 8 \times D_r \times (L_r + 0,15) \times V_t^2 \quad (II-23)$$

avec :

D_r : le diamètre [m] du rotor de la génératrice, déterminé en annexe A.2.23 ;

L_r : la longueur [m] du rotor de la génératrice, déterminée en annexe A.2.7;

V_t : la vitesse tangentielle [m/s] due à la rotation de la génératrice, déterminée à partir de la relation tirée de [172] :

$$V_t = N \times \frac{2 \times \pi \times R_r}{60} \quad (II-24)$$

R_r : le rayon [m] du rotor de la génératrice ;

N : la vitesse [tr/min] de rotation nominale de la génératrice, calculée en utilisant la relation :

$$N = \frac{60 \times f}{p} \quad (II-25)$$

f : la fréquence [Hz] ;

p : le nombre de paires de pôles.

* Calcul des pertes fer (p_f)

Les pertes fer sont composées de pertes fer dans la culasse statorique ($p_{f_{cs}}$) et celles dans les dents ($p_{f_{ds}}$):

$$p_f = p_{f_{cs}} + p_{f_{ds}} \quad (II-26)$$

En utilisant le modèle de Bertotti [173], [174], p_{f_cs} et p_{f_ds} sont respectivement déterminées par :

$$p_{f_cs} = (k_{hys} \times f \times B_{cs}^2 + k_{Fou} \times (f \times B_{cs})^2) \times M_{cs} \quad (II-27)$$

$$p_{f_ds} = (k_{hys} \times f \times B_{ds}^2 + k_{Fou} \times (f \times B_{ds})^2) \times M_{ds} \quad (II-28)$$

avec :

k_{hys} : le coefficient de pertes par hystérésis, sa valeur est donnée en annexe A.1;

k_{Fou} : le coefficient de pertes par courants de Foucault, sa valeur est donnée en annexe A.1;

B_{cs} : l'induction magnétique [T] dans la culasse statorique ;

B_{ds} : l'induction magnétique [T] dans une dent statorique ;

M_{cs} : la masse de la culasse statorique [kg], calculée en annexe A.3.1 ;

M_{ds} : la masse totale des dents statoriques [kg], calculée en annexe A.3.1.

* Calcul des pertes Joule

Encore appelées pertes dans le cuivre, ces pertes sont dues à la circulation du courant dans les bobines du stator et du rotor. En effet, ces pertes sont composées de pertes Joule statoriques (p_{js}) et de pertes Joule rotoriques (p_{jr}) :

$$p_j = p_{js} + p_{jr} \quad (II-29)$$

avec :

$$p_{js} = 3 \times R_{s_ph} \times I_s^2 \quad (II-30)$$

$$p_{jr} = 2 \times p \times R_r \times I_{f0}^2 \quad (II-31)$$

R_{s_ph} : la résistance [Ω] d'une phase statorique, dont l'expression est donnée en annexe A.4.1 ;

R_r : la résistance [Ω] d'un pôle rotorique, dont l'expression est donnée en annexe A.4.2 ;

I_{f0} : l'intensité du courant [A] d'excitation ;

I_s : l'intensité du courant efficace [A] dans une phase, exprimée par :

$$I_s = \frac{S_n}{\sqrt{m_{ph}} \times U_n} \quad (II-32)$$

m_{ph} : le nombre de phases du réseau électrique ;

U_n : la tension [V] entre phases.

II.2.2.3 Optimisation de la génératrice

* Description du problème d'optimisation

Le problème d'optimisation multi-objectif consiste à utiliser les NSGA II pour déterminer l'ensemble des meilleurs compromis entre le rendement et la masse totale de la génératrice. En effet, il s'agit de maximiser le rendement de la génératrice tout en minimisant sa masse totale M_{tot} . Quatorze variables d'optimisation sont considérées, notamment présentées dans le Tableau A-1 en annexe A.1. Nous résumons le problème de l'optimisation comme suit :

$$\begin{cases} \text{maximiser } (f_{obj1} = \eta_G) \\ \text{minimiser } (f_{obj2} = M_{tot}) \end{cases} \quad (\text{II-33})$$

avec :

$$M_{tot} = M_{cs} + M_{ds} + M_{rot} + M_{cuv} + M_{ai} \quad (\text{II-34})$$

M_{cs} : la masse de la culasse statorique [kg] ;

M_{ds} : la masse des dents statoriques [kg] ;

M_{rot} : la masse du rotor [kg] ;

M_{cuv} : la masse de cuivre utilisé pour le bobinage [kg] ;

M_{ai} : la masse des aimants [kg].

Les expressions de M_{cs} , M_{ds} , M_{rot} , M_{cuv} et de M_{ai} sont données en annexe A.3.

* Front de Pareto obtenu

La courbe de front de Pareto illustrée sur la Figure II-7 (a) montre l'ensemble des 100 solutions qui résultent de l'optimisation sur 200 générations. La courbe représente les solutions de meilleurs compromis entre le rendement de la génératrice et sa masse totale. Nous pouvons noter que la masse totale croît avec l'augmentation du rendement. La solution *A* offre le rendement le plus élevé et la masse totale la plus élevée. De même, le point *C* donne le plus faible rendement et la plus faible masse totale. Le point *B* représente une solution qui fournit un rendement et une masse totale intermédiaires. La Figure II-7 (b) illustre la configuration de la génératrice pour la solution *B* et la Figure II-7 (c) présente les enroulements de cette génératrice. Les différents paramètres de cette génératrice (solution *B*) sont dans le Tableau A-3 en annexe A.1.

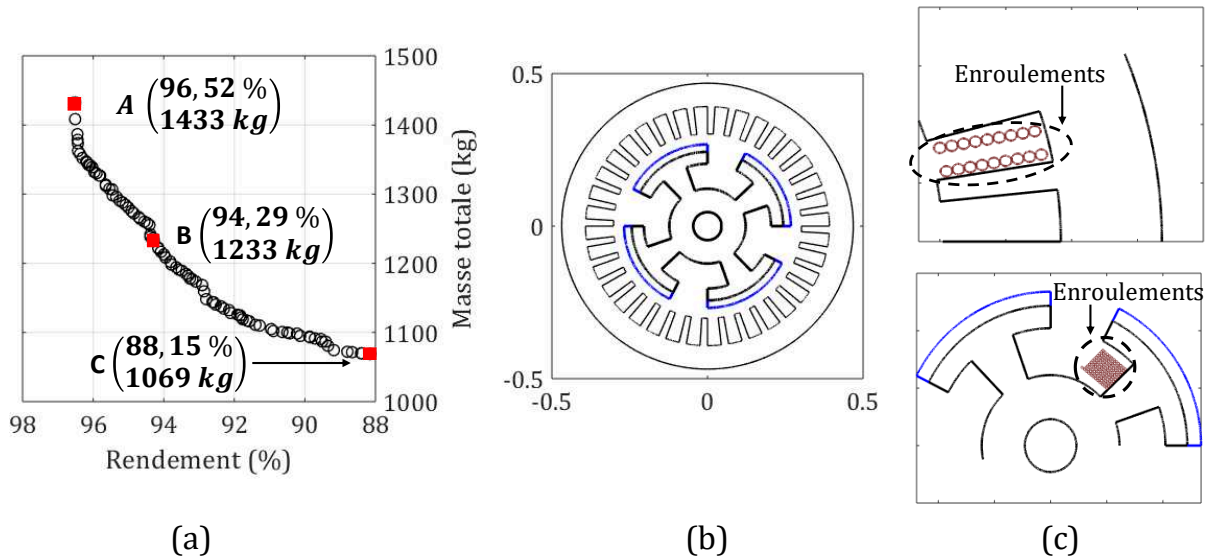


Figure II-7 (a) Front de Pareto, (b) configuration de la génératrice pour la solution B, (c) localisation des enroulements statorique et rotorique de la génératrice.

II.2.2.4 Modèle du Coût d'équipement électromécanique (Turbine et Génératrice)

Le coût d'équipement électromécanique (EM) est la somme des coûts de la turbine hydraulique, de la génératrice et des accessoires accompagnant la turbine et la génératrice. Ce coût est d'environ 30-40 % du coût d'investissement total de la centrale hydroélectrique. Différentes méthodes sont utilisées dans la littérature pour estimer le coût d'équipement EM, notamment les méthodes graphiques et les expressions mathématiques. Un état de l'art est présenté sur ces différentes méthodes dans [175]. Le modèle de Cavazzini et al. [176] donné par la relation (II-35), semble fournir une meilleure estimation du coût réel des équipements EM pour les centrales hydroélectriques.

$$C_{EM} = a_1 \times H_{net}^{a_2} + a_3 \times Q_{Tn}^{a_4} + a_5 \times P^{a_6} + a_7 \quad (\text{II-35})$$

avec :

H_{net} : la hauteur de chute nette [m] du site ;

Q_{Tn} : le débit d'équipement nominal [l/s] ;

P : la puissance installée [kW] ;

a_1 : une constante [€/m] ;

a_2 : une constante [-] ;

a_3 : une constante [€/l/s] ;

a_4 : une constante [-] ;

a_5 : une constante [€/kW] ;

a_6 : une constante [-] ;

a_7 : une constante [€].

* Innovations proposées

Le modèle de Cavazzini et al. est élaboré à base des données de deux pays européens (Italie et Espagne). La proposition faite dans le cas de notre étude consiste à améliorer ce modèle afin de l'étendre à un ensemble de données de petites centrales hydroélectriques situées sur différents continents. Dans ce cas, le coût de l'équipement EM peut être différent pour des mêmes caractéristiques (H_{net} , P et Q_{T_n}), en raison de la possibilité d'acheter les équipements EM auprès de fournisseurs locaux et/ou étrangers. Par conséquent, il est nécessaire de prendre en compte le coût de transport dans le modèle du coût de l'équipement EM. Premièrement, les deux derniers termes du modèle de Cavazzini sont supposés représenter le coût de transport tel que représenté par :

$$C_{EM} = \underbrace{(a_1 \times H_{net}^{a_2} + a_3 \times Q_{T_n}^{a_4})}_{\text{Coût d'acquisition}} + \underbrace{(a_5 \times P^{a_6} + a_7)}_{\text{Coût de transport}} \quad (\text{II-36})$$

Dans ce cas, le coût du transport est exprimé en fonction de P . Par ailleurs, nous pouvons constater que le prix des équipements EM importés peut être supérieur ou inférieur à celui des équipements disponibles localement, en fonction de divers facteurs tels que [177] :

- les stratégies de marketing et de tarification ;
- les droits de douane ;
- les incitations financières à l'exportation ;
- la qualité du matériel ;
- etc.

De plus, le coût de mobilisation est fonction de la distance entre la source et le point d'utilisation des équipements EM, la taille et le tarif journalier du navire, ainsi que du mode de transport [178], [179]. Par conséquent, cette première proposition est limitée. Une deuxième expression intégrant des coordonnées géographiques (c'est-à-dire latitude et longitude) peut être proposée pour le coût de transport :

$$C_{EM} = \underbrace{(a_1 \times H_{net}^{a_2} + a_3 \times Q_{T_n}^{a_4} + a_5 \times P^{a_6})}_{\text{Coût d'acquisition}} + \underbrace{(a_7 - lat) \times h^{long}}_{\text{Coût de transport}} \quad (\text{II-37})$$

Avec :

lat : la latitude [°] du site ;

$long$: la longitude [°] du site.

Cette deuxième proposition a pour but de considérer la distance dans l'estimation du coût de transport. Néanmoins, il sera également limité car non seulement les autres facteurs sont ignorés, mais il est également difficile d'estimer la distance et de prédire la méthode de transport à l'aide de coordonnées géographiques. Par conséquent, une troisième proposition de modèle est faite en utilisant le facteur continental K_j . Une idée similaire de la différenciation continentale est utilisée lors de l'investissement dans l'immobilier. Cette proposition est définie par :

$$C_{EM} = (a_1 \times H_{net}^{a_2} + a_3 \times Q_{T_n}^{a_4} + a_5 \times P^{a_6}) \times K_j + a_7 \quad (\text{II-38})$$

Les coefficients a_1 , a_2 , a_3 , a_4 , a_5 , a_6 et a_7 sont déterminés sur la base de l'ensemble de données de petites centrales hydroélectriques (Tableaux II-7 à II-10).

* Présentation de la zone d'étude et de l'ensemble de données

Cette étude se concentre sur les équipements EM des centrales hydroélectriques, équipées de turbine Pelton, tirées des travaux d'Alvarado-Ancieta [180] et de Cavazzini et al. [176], auxquelles on ajoute la centrale hydroélectrique du Bénin [181]. La Figure II-8 montre l'emplacement géographique de ces centrales hydroélectriques et dont l'ensemble des données des équipements EM est présenté dans les Tableaux II-7 à II-10.

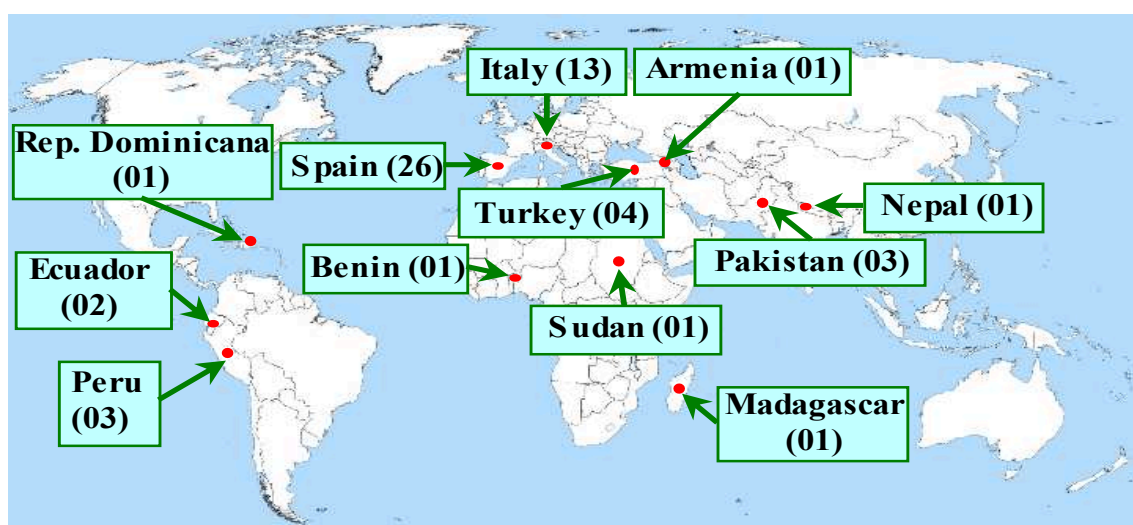


Figure II-8 Localisation des centrales hydroélectriques équipées de turbine Pelton

Tableau II-7 Centrales hydroélectriques équipées de turbines Pelton sélectionnées en Afrique [180] et [181].

Pays	Centrales	Q_{T_n} [l/s]	H_{net} [m]	P [kW]	$C_{réel}$ [€]
Bénin	Yéripao	490	119,5	500	740899
Madagascar	Ahanivotry	3500	240	7000	2640400
Soudan	Gibe II	3000	487	105000	8223990

Tableau II-8 Centrales hydroélectriques équipées de turbines Pelton sélectionnées en Europe [176].

Pays	Centrale	Q_{T_n} [l/s]	H_{net} [m]	P [kW]	$C_{réel}$ [€]
Italie	F.dra	25	353	72	59241
	I.ra	100	228	186	125253
	Val.Min.	57	425	196	97113
	Chl.Alp	600	157	812	261822
	Abb.San Sal.	230	275	515	173390
	Gos.da	284	467	1088	220822
	Fium.ero P1	430	146	510	184176
	Fium.ero P2	1255	146	1502	381823
	Car.lio	300	409	1017	203052
	val. Min.re	300	410	1017	216690
	kat.na P1	276	264	604	213678
	kat.na P2	414	264	905	276667
	Acq.sta	300	45	109	157620
Espagne	M.gio	200	28	43	89000
	N.vi V.lia	250	140	351	165430
	Mor.x	325	395	1056	206700
	Santa Isabel	34,13	88	25	35000
	Santa Isabel 2	40,96	88	30	37000
	Ntra Sra de Tiscar	81,98	85	58	60000
	Rio Frio	62,01	155	80	85000
	Rio Frio	497,14	145	600	243408
	Rio Frio	775,11	155	1000	390660
	Sp-P1	285,14	75	178	140001
	Sp-P2	75,42	180	113	90000
	Sp-P3	111,73	100	93	95000
	Mata Begid	150,18	80	100	120000
	La Toba	285,34	80	190	145000
	Cerrada de Utrero	274,07	160	365	169999
	Cerrada de Utrero	563,17	160	750	270458
	Acequia Hijuela de la Majà	291,25	165	400	189320
	Valdepenas	562,13	109	510	200002
	Valdepenas	982,98	110	900	378639
	Acequia Almegijar	400,47	225	750	265050
	Alhori II	965,43	112	900	378639
	Sabinar-canarie	600,71	200	1,000	288490
	Sabinar 2-canarie	400,47	300	1,000	265050
Mor 1-Morocco	266,98	90	200	155000	
Manteigas-Portugal	202,49	178	300	174900	
Cartignano-Italy	240,28	150	300	170100	

Tableau II-9 Centrales hydroélectriques équipées de turbines Pelton sélectionnées en Amérique [180].

Pays	Centrale	Q_{T_n} [l/s]	H_{net} [m]	P [kW]	$C_{réel}$ [€]
Équateur	Pilaton-Sarapullo	22500	120	25000	19803000
	Toachi-Alluriquin	41200	191	70000	54656280
Pérou	Pucara	15000	475	65000	20208490
	Machu Picchu II	32000	345	99000	50516510
	El Platanal	22500	600	110000	30647500
Rép. Dominicaine	Pinalito	5000	590	25000	4950750

Tableau II-10 Centrales hydroélectriques équipées de turbines Pelton sélectionnées en Asie [180].

Pays	Centrale	Q_{T_n} [l/s]	H_{net} [m]	P [kW]	$C_{réel}$ [€]
Arménie	Gegharot	1000	297	2500	773260
Népal	Upper Tamakoshi	11000	802	79300	16738250
Pakistan	Daral Khwar	6500	293	12700	7855190
	Allai Khwar	10500	662	60500	12871950
	Duber Khwar	14500	516	65000	18907150
Turquie	Yaprak-1	3000	81	4800	2376360
	Yaprak-2	3000	144	5400	2527240
	Tuna	10000	502	16900	11108540
	Akocak	11500	250	40000	12730500

* Elaboration du modèle de corrélation de coût N°1 (C_{sim1})

Dans cette section, le modèle C_{sim1} est élaboré et comparé avec celui de Cavazzini et al. [176] afin de valider le processus d'optimisation, lequel est basé sur les algorithmes génétiques. L'ensemble des données utilisées est tiré des travaux de Cavazzini [176] (Tableau II-8). La fonction objectif considérée est la minimisation de l'erreur relative quadratique moyenne (MSRE) dont l'expression est :

$$MSRE = \sigma^2 = \frac{1}{n_c - 1} \sum_{i=1}^{n_c} \left(\frac{(C_{sim1})_i - (C_{réel})_i}{(C_{réel})_i} \right)^2 \quad (\text{II-39})$$

avec :

n_c : le nombre de centrales hydroélectriques, égal à 39 dans cette section ;

$C_{réel}$: le coût réel des équipements EM (Tableau II-8) ;

C_{sim1} : le coût estimé des équipements EM, exprimé par :

$$C_{sim1} = a_1 \times H_{net}^{a_2} + a_3 \times Q_{T_n}^{a_4} + a_5 \times P^{a_6} + a_7 \quad (\text{II-40})$$

où : H_{net} , Q_{T_n} et P sont respectivement la hauteur de chute nette, le débit d'équipement nominal et la puissance installée des équipements EM (Tableau II-8), et $\{a_1, a_2, a_3, a_4, a_5, a_6, a_7\}$ sont des constantes déterminées par optimisation.

Le résultat obtenu après optimisation est donné par :

$$C_{sim1} = 86226,335 \times H_{net}^{0,1092} + 7727,811 \times Q_{T_n}^{0,52} + 12299,464 \times P^{0,3012} - 188900,684 \quad (II-41)$$

L'organigramme du processus d'optimisation utilisant les algorithmes génétiques est le suivant :

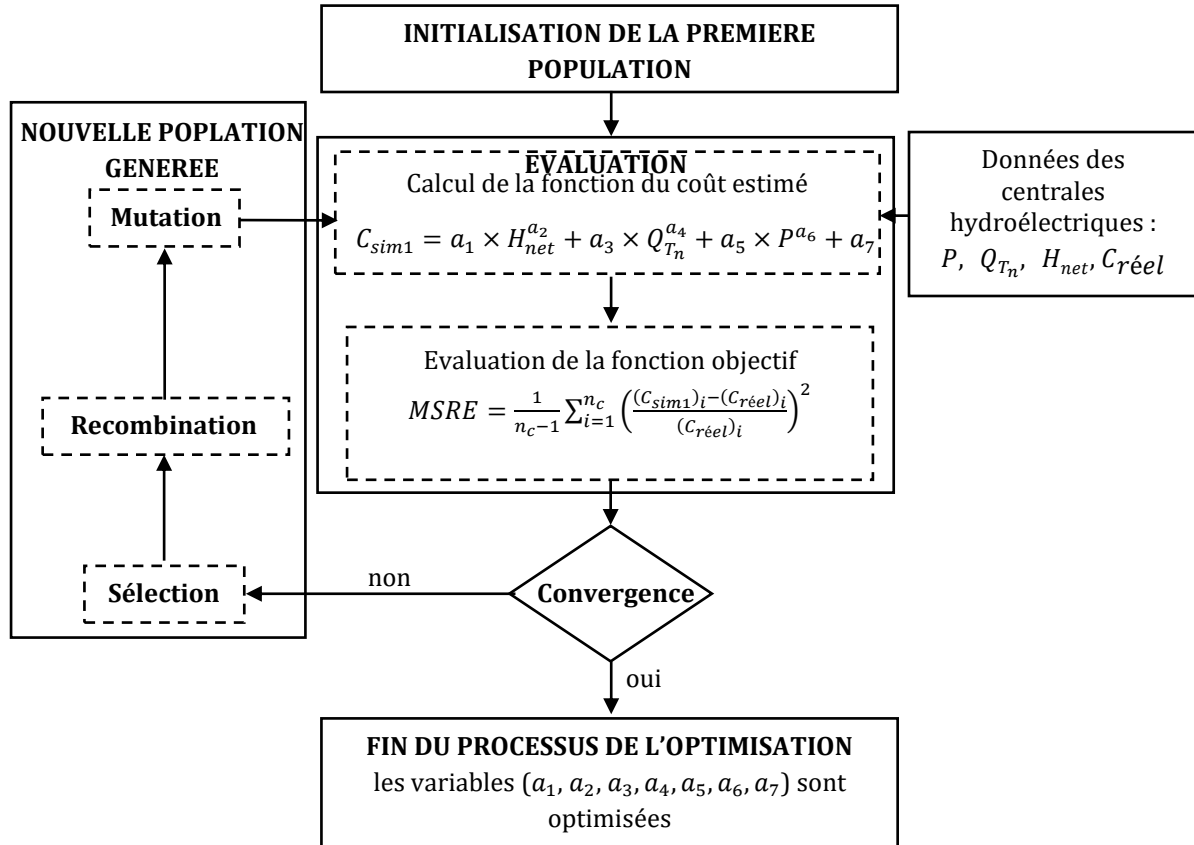


Figure II-9 Organigramme du processus d'optimisation avec GA.

*** Comparaison de la corrélation du coût n°1 (C_{sim1}) avec celle de Cavazzini et al. (C_{cava})**

C_{sim1} et C_{cava} sont comparés en utilisant la méthode d'analyse statistique qui est basée sur la détermination du coefficient de corrélation du produit-moment de Pearson (CCPMP) dont l'expression est donnée par l'équation (II-42). Cette méthode est largement utilisée pour évaluer le degré de corrélation entre deux variables [182]. Par exemple, elle est utilisée pour évaluer la complémentarité entre les sources d'énergie éolienne et solaire [183] ; ainsi qu' entre les sources d'énergie éolienne et hydroélectrique [184]. Dans ces cas, le CCPMP est négatif. La méthode est également utilisée pour comparer deux méthodes différentes [185], [186].

$$\rho_{XY} = \frac{\sum_{i=1}^{n_c} [(X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})]}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n_c} (X_i - \bar{X})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^{n_c} (Y_i - \bar{Y})^2}} \quad (II-42)$$

Les deux méthodes comparées seront considérées équivalentes lorsque ρ_{XY} tend vers +1 et que leurs MSRE sont approximativement égales. Yi et al. [183] ont classé le coefficient de corrélation entre deux méthodes en trois niveaux de degrés : i) $|\rho_{XY}| < 0,4$ pour un faible degré de corrélation, ii) $0,4 \leq |\rho_{XY}| < 0,7$ pour un degré de corrélation remarquable, et iii) $|\rho_{XY}| \geq 0,7$ pour un fort degré de corrélation.

Conformément à cette logique, le modèle C_{sim1} est comparé à celui de Cavazzini et al. [176] noté C_{cava} . Les Figures II-10 à II-12 illustrent les résultats de comparaison des coûts C_{cava} , C_{sim1} avec le coût réel $C_{réel}$. Sur la II-10, sont présentés les diagrammes en bâton de $C_{réel}$, C_{sim1} et de C_{cava} , respectivement en couleurs rouge, verte et bleue. L'analyse statistique des résultats a permis d'évaluer les erreurs relatives quadratiques (SRE), présentées à la Figure II-11, et de déterminer les CCPMP montrés sur la Figure II-12. Le diagramme en couleur grise de la Figure II-11 représente les SRE obtenues entre C_{sim1} et $C_{réel}$. Le diagramme en noir illustre les SRE entre C_{cava} et $C_{réel}$. Les valeurs moyennes de SRE (MSRE) ont respectivement donné 1,03 % et 1,08 % pour C_{sim1} et C_{cava} . Les plus faibles SRE (LSRE) obtenues sont respectivement égales à $4,97 \times 10^{-3}$ % et à $1,58 \times 10^{-3}$ %. Les SRE maximales (USRE) obtenues sont respectivement égales à 4,81 % et 5,39 %. Nous pouvons noter à travers ces différents résultats que les deux méthodes donnent approximativement les mêmes MSRE, LSRE et USRE. Nous pouvons également remarquer que les deux méthodes donnent des CCPMP (Figure II-12) identiques et égaux à 0,97. En résumé, les deux méthodes ont le même CCPMP et des SRE approximativement égales. Par conséquent, la procédure d'optimisation utilisée est validée. Ensuite, nous utilisons cette procédure pour élaborer un second modèle de coût d'équipement EM qui prend en compte des données des centrales localisées dans différents continents.

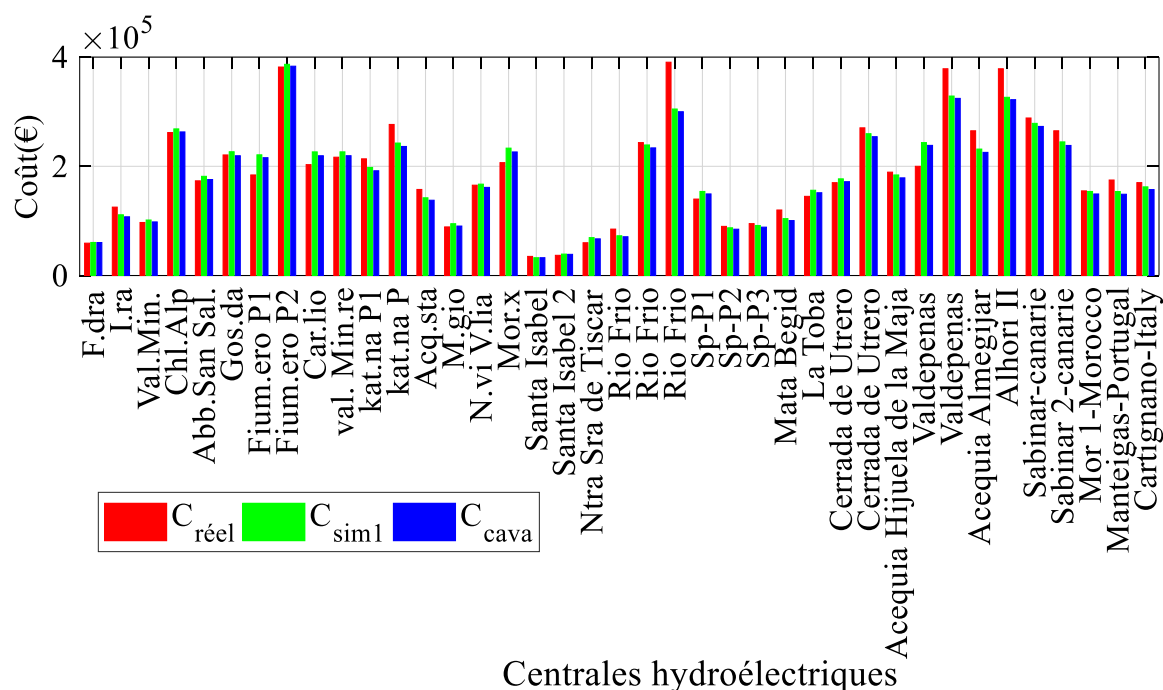


Figure II-10 Comparaison du modèle de coût N°1 avec celui de Cavazzini et al. [176] et avec le coût réel pour l'équipement EM.

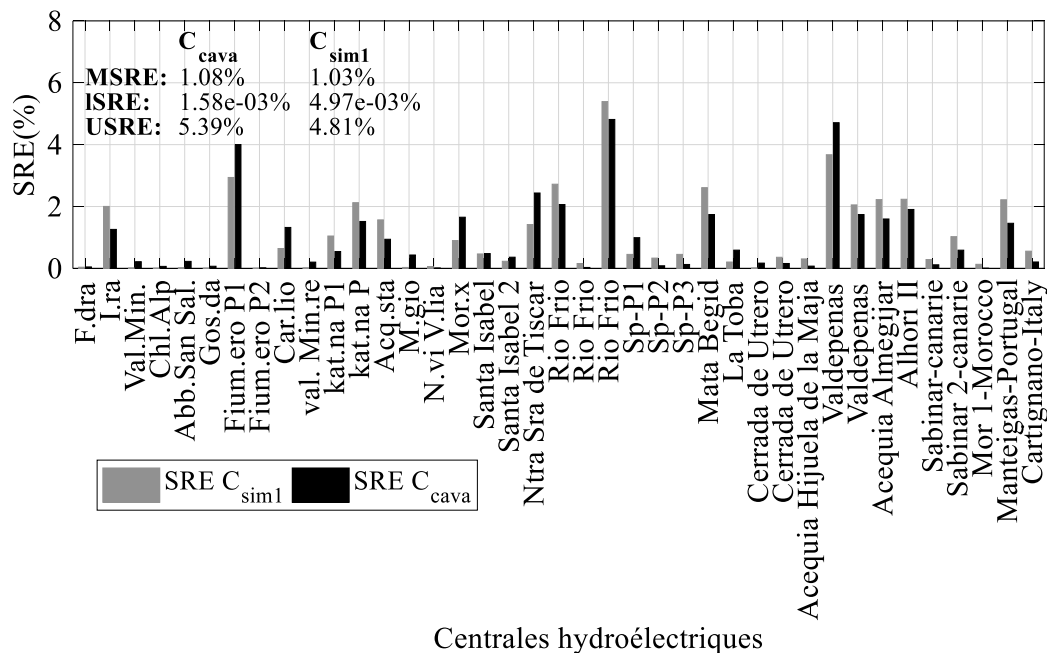


Figure II-11 Comparaison des erreurs relatives quadratiques (SRE).

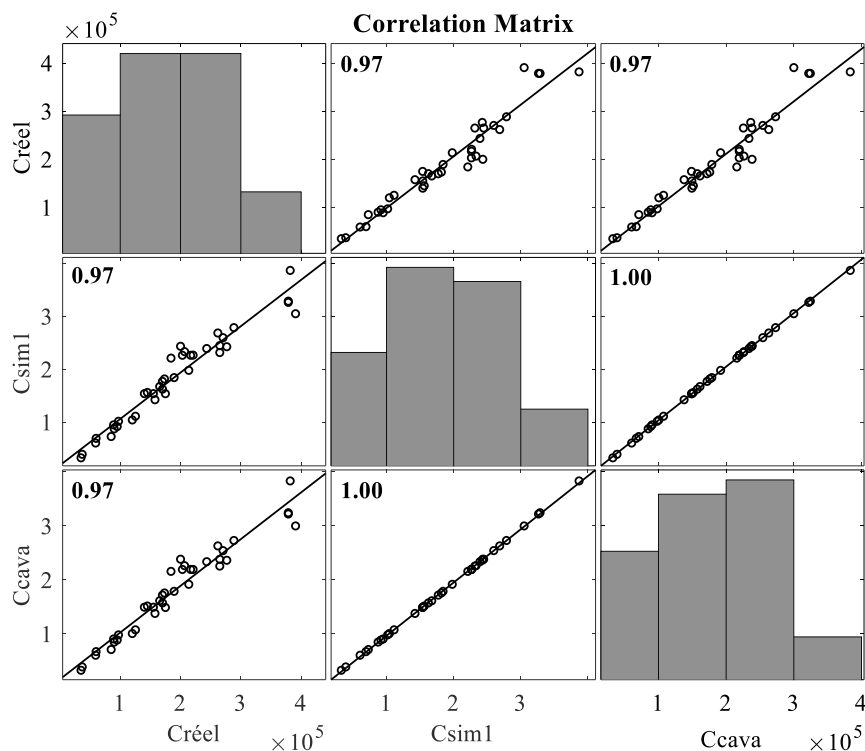


Figure II-12 Corrélations entre les coûts estimés avec les deux méthodes et le coût réel.

*** Elaboration du modèle de corrélation de coût N°2 (C_{sim2})**

L'objectif visé ici est de voir si l'expression de Cavazzini (II-35) peut être appliquée au cas des centrales hydroélectriques localisées dans différents continents. Pour y parvenir, le modèle de corrélation N°2 (C_{sim2}) est élaborée en utilisant les données de 57 centrales

hydroélectriques (Tableaux II-7 à II-10). La position géographique de chacune de ces centrales hydroélectriques est illustrée sur la Figure II-8. Le résultat obtenu après l'optimisation est donné par l'expression :

$$C_{sim2} = 3725128,22 \times H_{net}^{-1,6958} + 13,8 \times Q_{T_n}^{1,4509} + 346421,923 \times P^{0,0706} - 405169,65 \quad (II-43)$$

Les diagrammes en bâton présentés à la Figure II-13 illustrent les coûts estimés avec l'expression de C_{sim2} et les coûts réels $C_{réel}$ des 57 centrales hydroélectriques. Les erreurs relatives quadratiques (SRE) obtenues entre C_{sim2} et $C_{réel}$ sont présentées à la Figure II-14. Nous pouvons noter que les valeurs moyenne (MSRE) et maximale (USRE) des SRE donnant respectivement 4,47% et 45,2%, sont élevées. Cette hausse peut être due au fait que l'équation (II-35) n'a pas pris en compte certains facteurs tels que les stratégies de marketing et de tarification, les droits à l'importation, les incitations financières à l'exportation, la qualité du matériel, etc. On peut avoir différents coûts pour des équipements EM ayant des mêmes caractéristiques en termes de hauteur de chute H_{net} , de puissance P et de débit Q_{T_n} , en raison de la possibilité de s'en procurer auprès de fournisseurs locaux et/ou étrangers. Un troisième modèle, permettant de mieux estimer le coût, est proposé dans la section suivante.

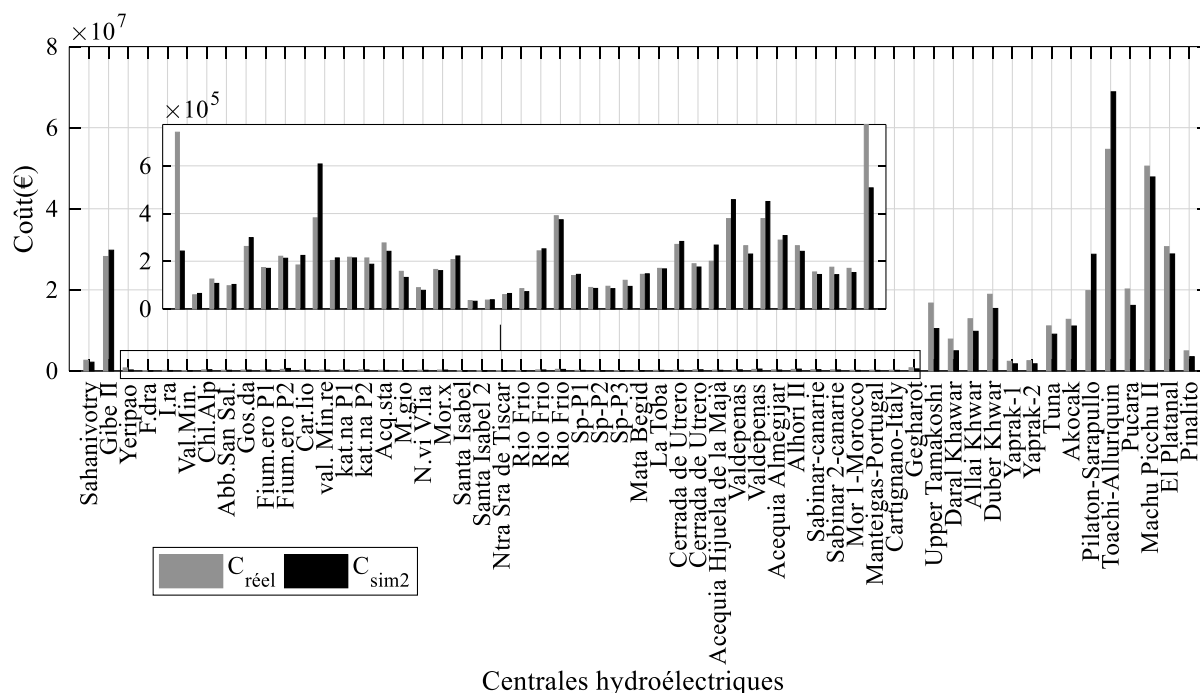


Figure II-13 Comparaison des résultats du coût du modèle N°2 (C_{sim2}) avec les coûts réels ($C_{réel}$) pour l'équipement EM.

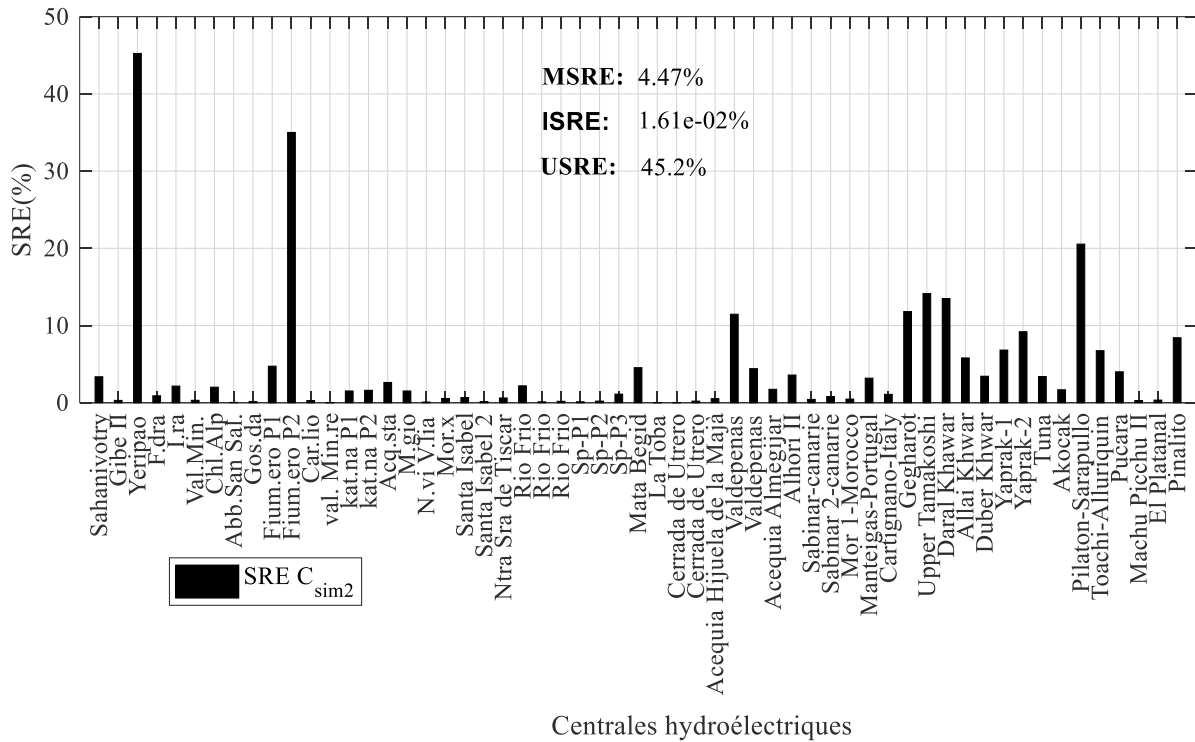


Figure II-14 SRE obtenu pour les coûts du modèle N°2 (C_{sim2}).

*** Elaboration du modèle de corrélation de coût N°3 (C_{sim3})**

Le modèle de corrélation de coût N°3 (C_{sim3}) que nous proposons est exprimé par l'équation (II-44). Cette équation dépend non seulement de la hauteur de chute H_{net} , de la puissance P et du débit Q_{T_n} , mais également du facteur continental K_j , qui est défini pour prendre en compte les facteurs tels que les stratégies de marketing et de tarification, les droits à l'importation, les incitations à l'exportation, la qualité des équipements, etc. L'optimisation de C_{sim3} est appliquée à l'ensemble des données des 57 centrales hydroélectriques (Tableaux II-7 à II-10). Pour chaque continent, K_j est déterminé par optimisation avec les algorithmes génétiques. En effet, dans un premier temps, l'optimisation mono-objectif est d'abord adoptée, avec pour fonction objectif, la minimisation de la valeur moyenne des erreurs relatives quadratiques (MSRE). Ensuite, l'optimisation multi-objectif est mise en œuvre en considérant MSRE et USRE comme fonctions objectifs. La meilleure solution est sélectionnée après comparaison des résultats des deux optimisations. Enfin, pour valider la proposition, la meilleure solution sélectionnée est comparée à C_{sim2} qui est obtenue avec le modèle de Cavazzini [176].

$$C_{sim3} = (a_1 \times H_{net}^{a_2} + a_3 \times Q_{T_n}^{a_4} + a_5 \times P^{a_6}) \times K_j + a_7 \tag{II-44}$$

▪ Optimisation mono-objectif (C_{sim3})

Les facteurs continentaux K_j et les coefficients $\{a_1, a_2, a_3, a_4, a_5, a_6, a_7\}$ de la relation (II-44) constituent les variables de décision utilisées pour minimiser la fonction objectif exprimée par :

$$MSRE = \sigma^2 = \frac{1}{n_c - 1} \sum_{i=1}^{n_c} \left(\frac{(C_{sim3})_i - (C_{réel})_i}{(C_{réel})_i} \right)^2 \tag{II-45}$$

Après l'optimisation, les valeurs obtenues pour K_j sont présentées dans le Tableau II-11, et le modèle obtenu est donné par :

$$C_{sim3} = (147141,11 \times H_{net}^{-0,6704} + 3,698 \times Q_{Tn}^{1,432} + 54495,468 \times P^{0,1519}) \times K_j - 212478,498 \tag{II-46}$$

Tableau II-11 Facteurs continentaux K_j obtenus avec optimisation mono-objectif.

	Afrique	Europe	Amérique	Asie
K_j	4,674	2,546	4,064	4,859

Sur la Figure II-15, sont présentés sous forme de diagrammes en bâton les coûts estimés avec (II-46) et les coûts réels des 57 centrales hydroélectriques. Les erreurs relatives quadratiques obtenues entre C_{sim3} et $C_{réel}$ sont montrées à la Figure II-16. Le MSRE et l'USRE sont respectivement égaux à 1,82% et 11,4%. La Figure II-17 montre la CCPMP entre C_{sim3} et $C_{réel}$. Le CCPMP ($\rho_{XY} = 0,99$) est statistiquement significatif et révèle une forte corrélation entre C_{sim3} et $C_{réel}$. Le facteur continental K_j a considérablement amélioré les valeurs de MSRE et de USRE, lesquelles sont respectivement passées de 4,47% à 1,82% et de 45,2% à 11,4%.

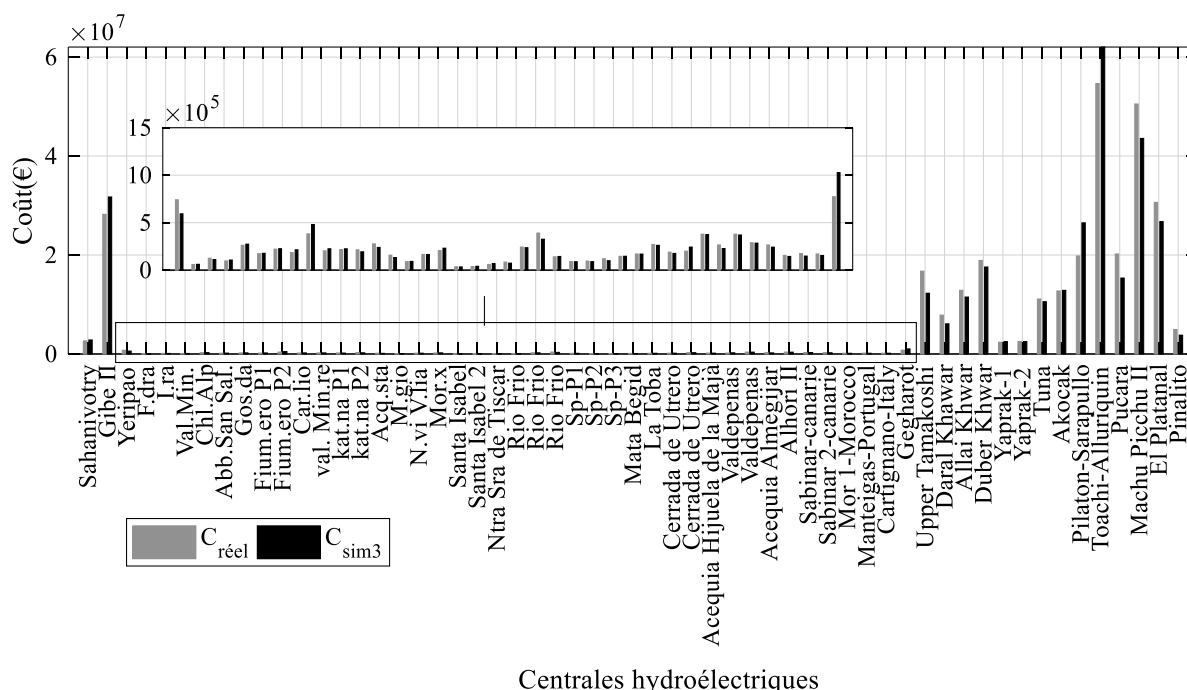


Figure II-15 Comparaison de la corrélation de coût n° 3 (C_{sim3}) avec le coût réel ($C_{réel}$) pour un équipement EM.

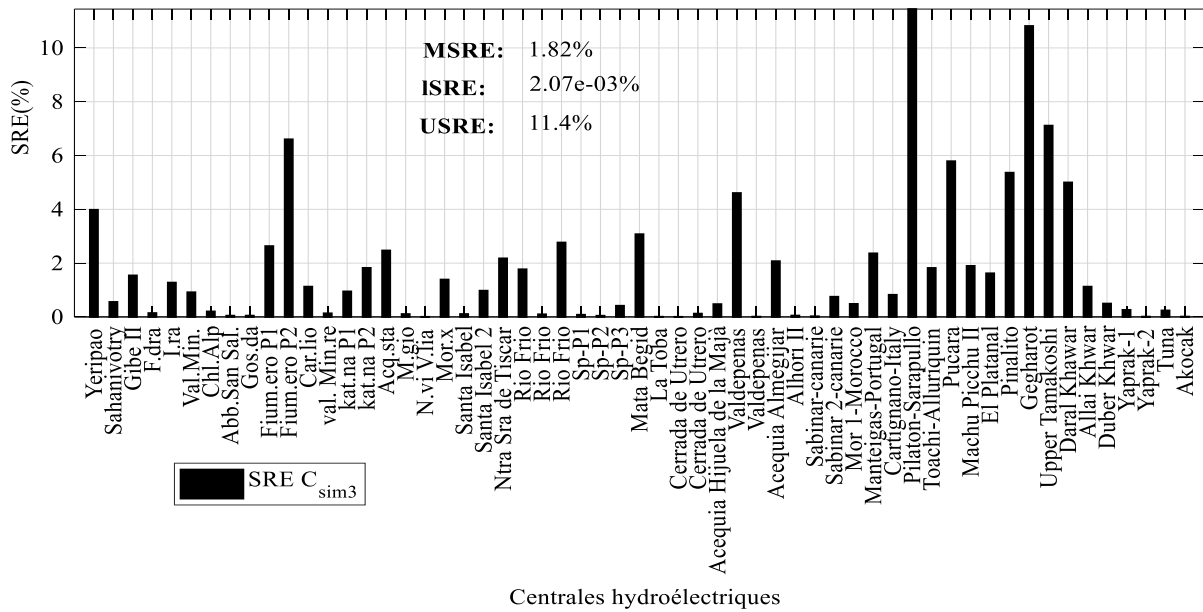


Figure II-16 SRE obtenu pour la corrélation de coût N° 3 (C_{sim3}).

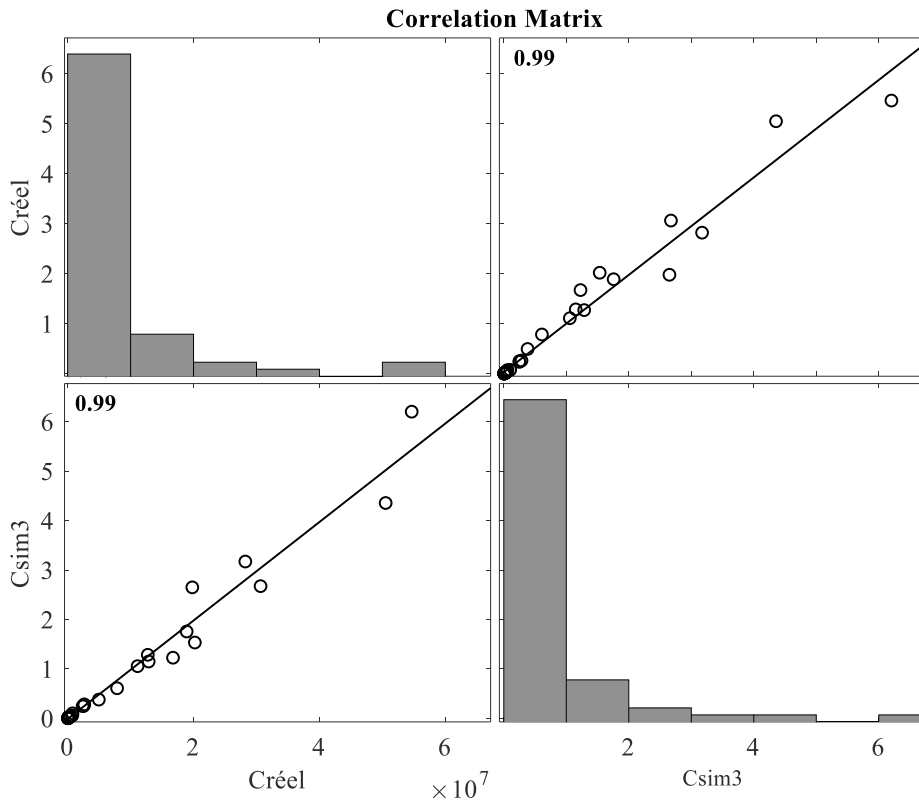


Figure II-17 Corrélations entre la corrélation de coût N° 3 (C_{sim3}) et le coût réel (C_{reel}).

▪ **Optimisation multi-objectifs (C_{simA} et C_{simB})**

Dans cette partie, la MSRE (i.e. l'équation (II-45)) et l'USRE (i.e. l'équation (II-47)) sont simultanément minimisées avec les algorithmes génétiques de type NSGA II. Le front de Pareto résultant de cette optimisation, illustré à la Figure II-18, représente les solutions non dominées. Les points A et B indiquent les deux solutions extrêmes donnant respectivement les relations (II-48) et (II-49).

$$USRE = \max_i \left(\left(\frac{(C_{simj})_i - (C_{réel})_i}{(C_{réel})_i} \right)^2 \right) \Bigg|_{\substack{i=1,2,\dots,57 \\ j=A \text{ ou } B}} \quad (II-47)$$

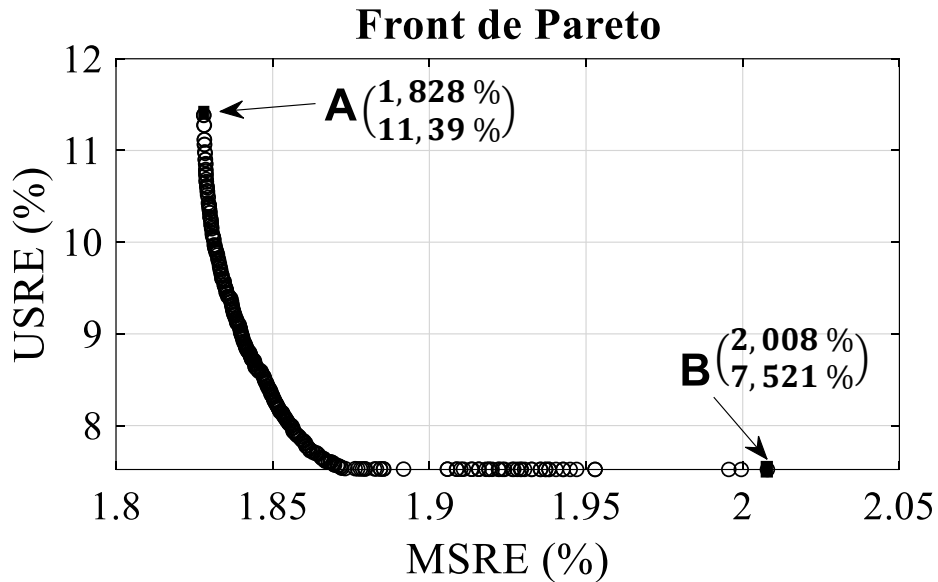


Figure II-18 Front de Pareto de MSRE et USRE.

$$C_{simA} = (156732 \times H_{net}^{-0,7197} + 4,604 \times Q_{T_n}^{1,4143} + 57621,6 \times P^{0,1475}) \times K_{jA} - 208540 \quad (II-48)$$

$$C_{simB} = (153450 \times H_{net}^{-0,9171} + 4,626 \times Q_{T_n}^{1,4143} + 57129,5 \times P^{0,1448}) \times K_{jB} - 203958 \quad (II-49)$$

avec K_{jA} et K_{jB} : les facteurs continentaux définis dans le Tableau II-12.

Les MSRE et USRE correspondantes sont présentées dans le Tableau II-13.

Tableau II-12 Les facteurs continentaux K_{jA} et K_{jB} des solutions extrêmes.

	Afrique	Europe	Amérique	Asie
K_{jA}	4,455	2,439	3,901	4,633
K_{jB}	4,673	2,481	3,706	4,588

Tableau II-13 MSRE et USRE des solutions extrêmes du front de Pareto.

Points	MSRE	USRE	Commentaires
A	1,83%	11,39%	Plus petite MSRE et plus forte USRE
B	2,01%	07,52%	Plus petite USRE et plus forte MSRE

▪ Solution retenue

Nous ferons le choix de la meilleure solution en comparant C_{sim3} , C_{simA} et C_{simB} dont les expressions sont respectivement données par les relations (II-46), (II-48) et (II-49). Les coûts estimés utilisant ces trois modèles (C_{sim3} , C_{simA} et C_{simB}). Les coûts réels des 57 centrales hydroélectriques sont donnés (diagrammes en bâton) sur la Figure II-19. Les erreurs relatives quadratiques correspondantes sont présentées à la Figure II-20. En considérant les erreurs relatives quadratiques moyennes (MSRE), nous pouvons noter que C_{sim3} a donné la plus petite MSRE, soit égal à 1,82%. Le modèle C_{sim3} peut être ainsi retenu comme meilleure solution. L'étape suivante consiste à valider C_{sim3} en le comparant avec C_{sim2} .

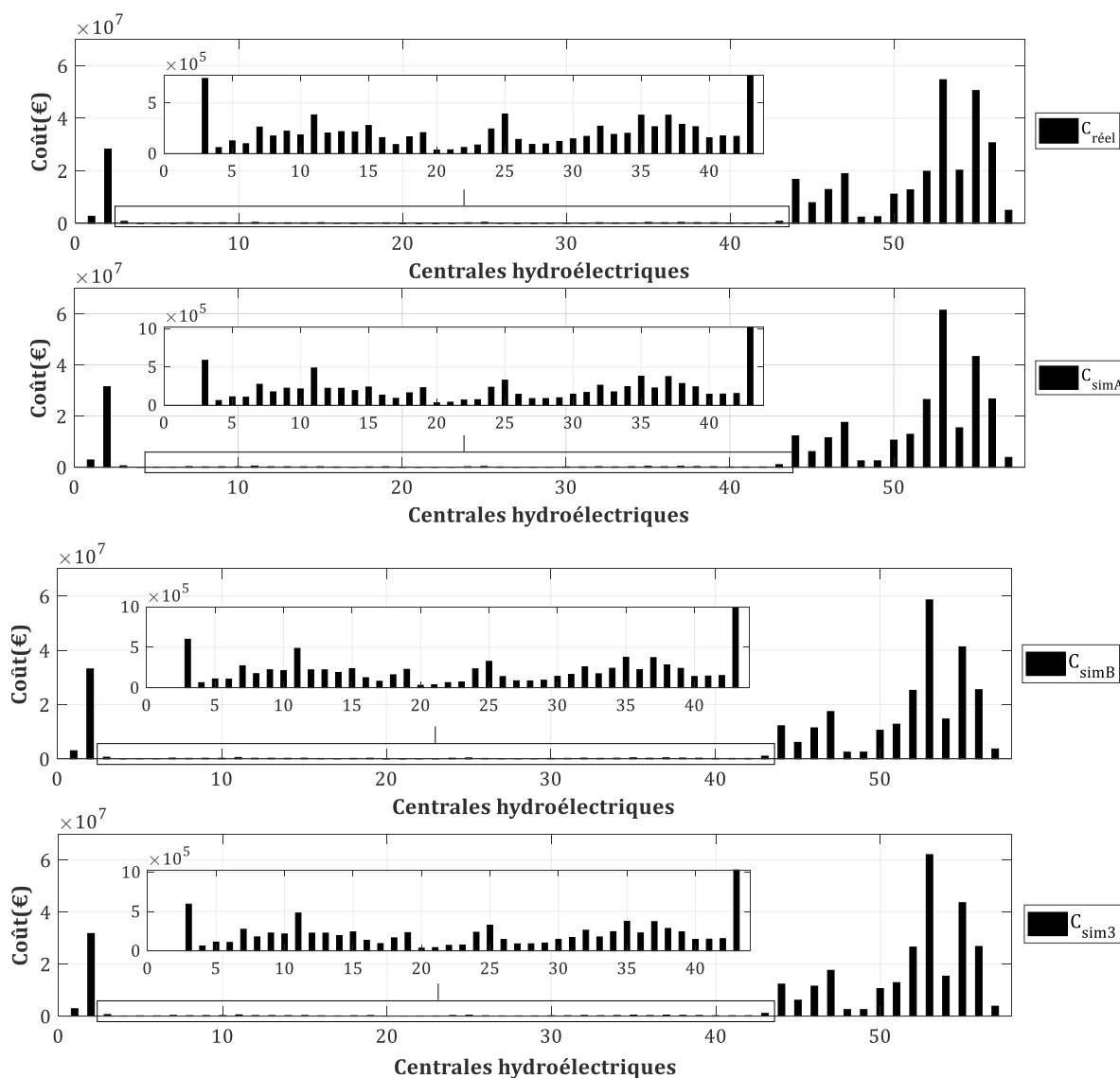


Figure II-19 Comparaison de (C_{simA}) et (C_{simB}) multi-objectif et (C_{sim3}) mono-objectif et ($C_{réel}$).¹

¹ Les abscisses correspondent au numéro des centrales hydroélectriques, dans l'ordre indiqué à la Figure II-15.

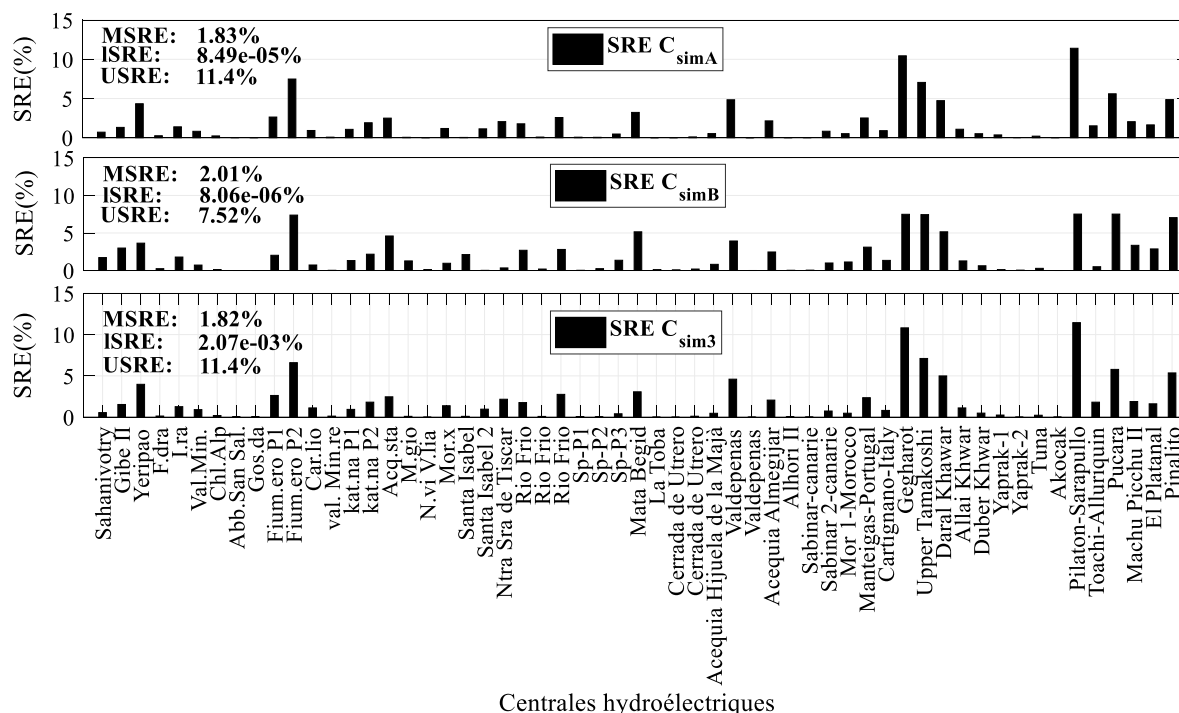


Figure II-20 SRE obtenu pour C_{simA} , C_{simB} et C_{sim3} .

▪ **Comparaison de C_{sim3} et C_{sim2}**

Cette comparaison permet de valider le modèle C_{sim3} proposé avec des facteurs continentaux. Les coûts estimés avec C_{sim3} et C_{sim2} ainsi que les coûts réels ($C_{réel}$) d'équipements EM des 57 centrales hydroélectriques sont présentés à la Figure II-21. Les performances statistiques de C_{sim3} sont comparées avec celles de C_{sim2} . Les CCPMP et SRE obtenus sont respectivement présentés sur les Figures II-22 et II-23. Les résultats de la figure II-22 montrent qu'il y a une forte corrélation entre les coûts estimés et les coûts réels des équipements EM. Les CCPMP obtenus pour C_{sim2} et C_{sim3} sont respectivement égaux à 0,98 et 0,99. Il n'y a pas une grande différence entre les deux CCPMP. Sur la figure II-23, on peut noter que les SRE de C_{sim3} sont globalement meilleures que celles de C_{sim2} . Les MSRE obtenues pour C_{sim2} et C_{sim3} sont respectivement égales à 4,47% et 1,82%. En ce qui concerne les USRE, on obtient respectivement 45,2 % et 11,4 %. Le modèle C_{sim3} proposé avec les facteurs continentaux est plus précis pour estimer le coût d'équipements EM des centrales hydroélectriques situées sur différents continents. Il convient particulièrement aux pays dans lesquels très peu de centrales hydroélectriques sont déjà installées. C'est le cas du Bénin, par exemple, où sur toute l'étendue du territoire, on a une seule centrale hydroélectrique qui est installée. Les SRE obtenues avec les modèles C_{sim2} et C_{sim3} sont respectivement égales à 45,2% et 4% pour le cas de cette centrale hydroélectrique. Ainsi, nous pouvons constater que C_{sim3} permet de mieux estimer le coût d'équipement EM de cette centrale hydroélectrique.

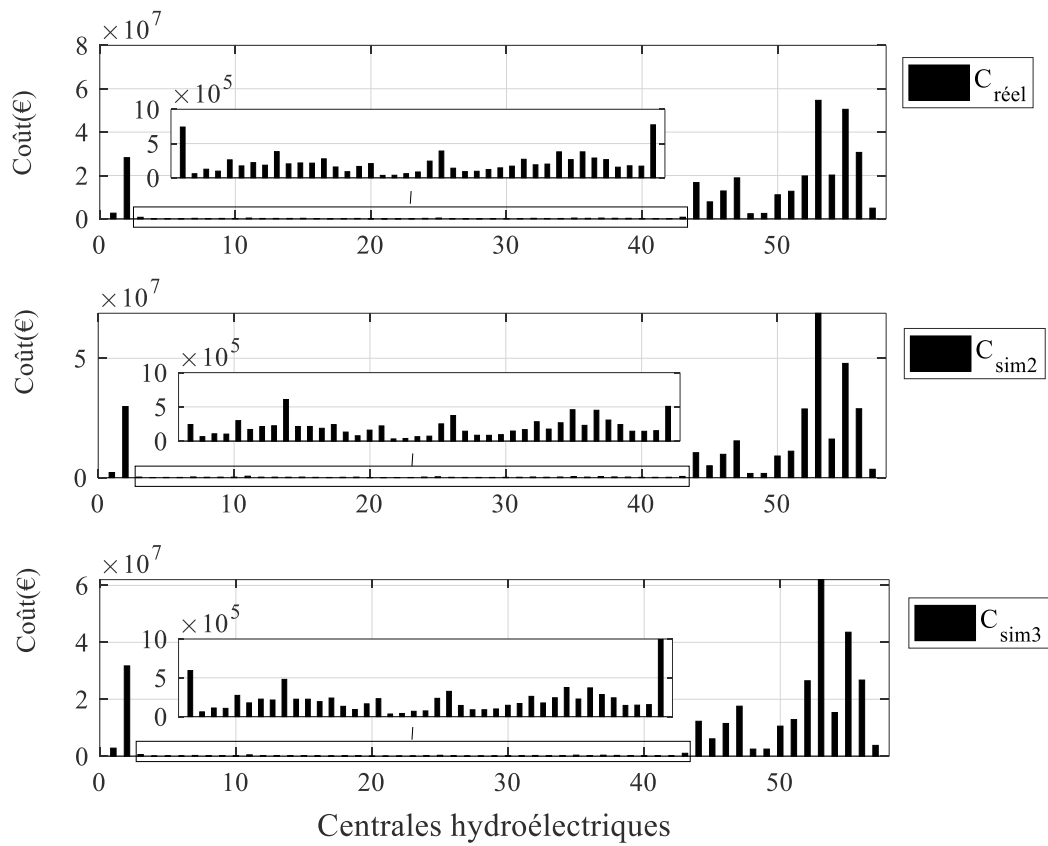


Figure II-21 Comparaison de C_{sim2} , C_{sim3} et C_{reel} .²

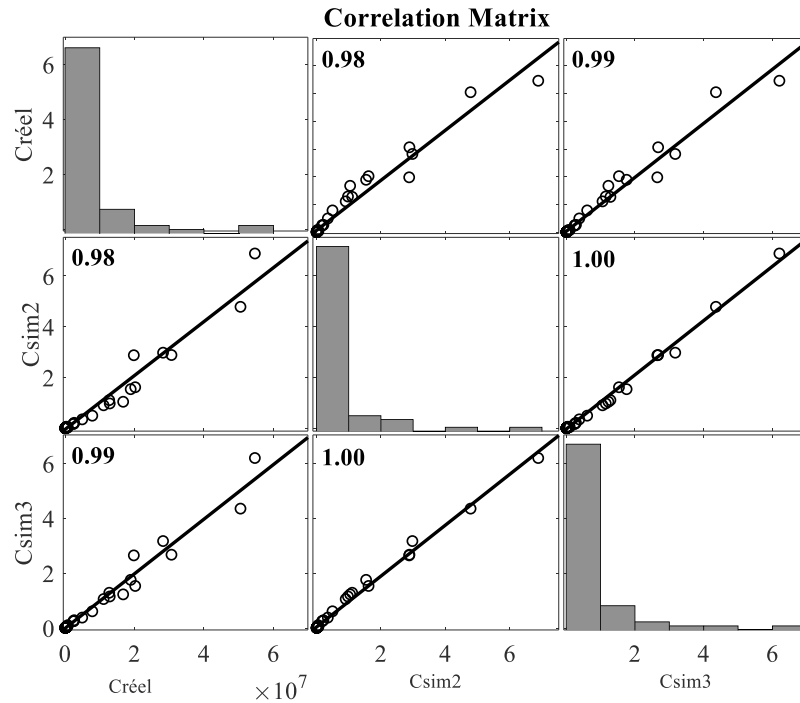


Figure II-22 Corrélations entre C_{sim2} , C_{sim3} et C_{reel} .

² Les abscisses correspondent au numéro des centrales hydroélectriques, dans l'ordre indiqué à la Figure II-15.

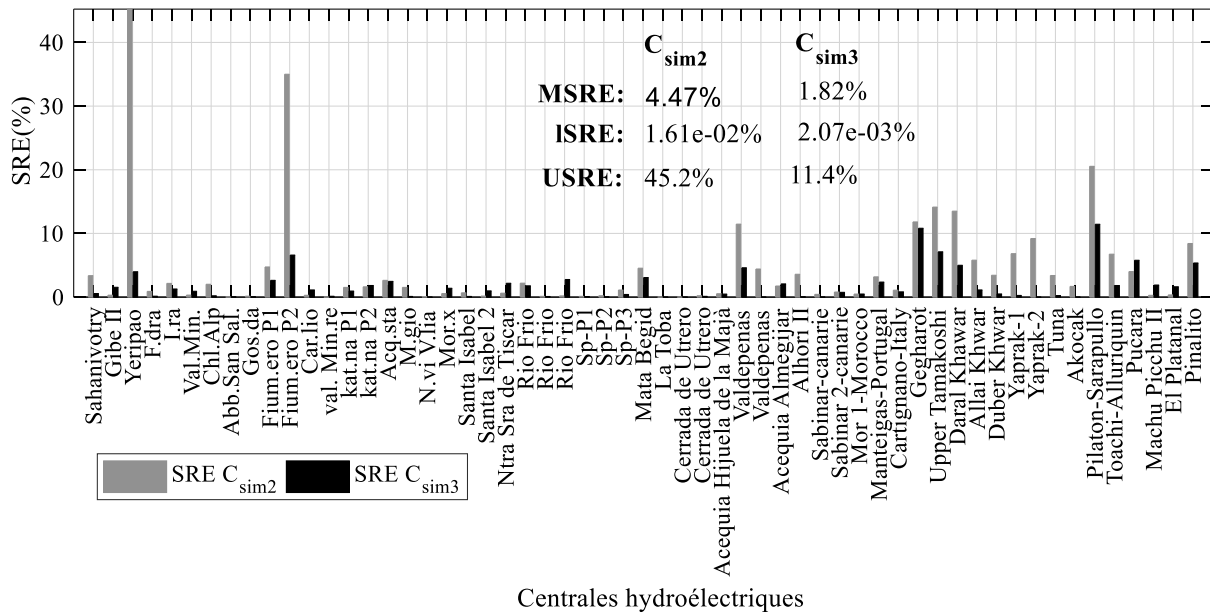


Figure II-23 SRE obtenu pour C_{sim2} et C_{sim3} .

II.3 Modèle du système solaire PV

Dans cette partie, nous modélisons le générateur PV, en vue de l'évaluation de sa production d'énergie électrique et de son coût de production.

II.3.1 Modèle de l'énergie électrique produite par le générateur PV

L'énergie électrique fournie par le générateur PV varie en fonction de l'irradiation solaire reçue par le champ PV, de l'aire de la surface du champ PV et des contraintes environnementales du milieu où le champ PV est installé. Cette énergie peut être estimée par :

$$E_{PV}(t) = \eta_{PV}(t) \times Gr_{PV}(t) \times A_{PV} \times N_{PV} \tag{II-50}$$

avec :

A_{PV} : l'aire de la surface [m^2] du module PV dont le type utilisé dans le cadre de ce travail est PHOTON SOLAR SC-280P [187] ;

N_{PV} : le nombre de modules PV ;

$Gr_{PV}(t)$: l'irradiation solaire [$kWh.m^{-2}.jour^{-1}$] ;

$\eta_{PV}(t)$: le rendement [%] de la conversion énergétique.

Pour mieux estimer l'énergie électrique produite par un générateur PV, il est important de bien déterminer son rendement énergétique. Ce rendement est le produit des rendements dus aux effets de la poussière $\eta_{po}(t)$, à l'adaptabilité des modules PV connectés en série et en parallèle $\eta_{ad}(t)$, à l'inclinaison des modules PV $\eta_{in}(t)$, aux pertes Joule dans les câbles $\eta_{jo}(t)$ et à l'effet de la température $\eta_{tem}(t)$:

$$\eta_{PV}(t) = \eta_{po}(t) \times \eta_{ad}(t) \times \eta_{in}(t) \times \eta_{jo}(t) \times \eta_{tem}(t) \tag{II-51}$$

* Rendement dû aux effets de la poussière

Le rendement dû aux effets de la poussière et à la saleté dépend de l'emplacement où le générateur PV est installé et de la fréquence des pluies [188]. Les pertes typiques dues à ces effets sont inférieures à 4 % pour les surfaces de fort degré de saleté [189]. En supposant être dans ce contexte pour le cas de ce travail de recherche, nous estimons cette perte à 2 %. Ce rendement est ainsi estimé à 98 %.

* Rendement dû à l'adaptabilité des modules PV

La connexion des modules PV en parallèle et en série engendre des pertes d'adaptabilité qui peuvent être estimées à une valeur comprise entre 1 et 4% [189]. En considérant la valeur maximale, le rendement dû à l'adaptabilité des modules PV est ainsi évalué à 96 %.

* Rendement dû à l'inclinaison des modules PV

Le fabricant d'un module PV donne la puissance nominale pour des conditions de fonctionnement standard (irradiation de 1000 W/m^2 , température environnante de 25°C , $AM = 1,5$) et dont les rayons solaires incidents sont perpendiculaires au plan du module PV. Des pertes sont engendrées lorsque les rayons incidents solaires ne frappent pas perpendiculairement le module PV. Dans notre cas, ces pertes sont estimées à 2,7 %, soit un rendement de 97,3 [189].

* Rendement dû aux pertes Joule dans les câbles

Les pertes Joule dans les câbles sont estimées à 2,1% [241]. Par conséquent, le rendement dû à ces pertes est évalué à 97,9 %.

* Rendement dû à l'effet de la température

Les performances de tout semi-conducteur constitué de jonction P-N se dégrade lorsque la température de jonction augmente. Il en est de même pour les cellules photovoltaïques silicium cristallines qui sont soumises à des températures élevées. A cet effet, le rendement du module PV est influencé par la température, et son expression est donnée par :

$$\eta_{tem}(t) = \eta_{PV_{STC}} \times [1 - \beta \times (T_C - 25)] \quad (\text{II-52})$$

avec :

$\eta_{PV_{STC}}$: Le rendement de conversion énergétique du module PV défini dans les conditions *STC* (irradiation de 1000 W/m^2 , température environnement de 25°C , $AM = 1,5$) ;

β : Le coefficient de température de puissance maximale (égal à $0,0043 \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ [187], sa valeur varie entre $0,003$ et $0,005 \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ pour le cas des cellules silicium cristallines [190]) ;

T_C : La température de jonction de la cellule PV, déterminée comme suit :

$$T_C(t) = \frac{NOCT - 20}{800} \times \frac{G_r(t)}{D_r(t)} + T_a(t) \quad (\text{II-53})$$

avec :

$NOCT$: la température de la cellule pour un fonctionnement nominal, égale à 45 °C [187] ;

$D_r(t)$: la durée de l'ensoleillement [191] ;

$T_a(t)$: la température ambiante du lieu d'installation du générateur PV [192].

II.3.2 Modèle du coût du générateur PV

Pour le développement des systèmes PV, il est important de prendre en compte son coût de production, lequel est la somme des coûts d'investissement ($C_{pv_{inv}}$) et de maintenance (C_{pv_m}) du système PV. Ce coût varie en fonction de la puissance crête totale installée et peut être estimé par :

$$C_{pv} = C_{pv_{inv}} + C_{pv_m} \quad (\text{II-54})$$

Le coût d'investissement est calculé en utilisant la relation proposée dans [193] :

$$C_{pv_{inv}} = N_{PV} \times P_{PV_{c_u}} \times (C_{pv/Wc} + C_{pv_{ins}/Wc}) \quad (\text{II-55})$$

avec :

N_{PV} : le nombre de modules PV installés ;

$P_{PV_{c_u}}$: la puissance crête [kW] d'un module PV ;

$C_{pv/Wc}$: le coût d'achat par kiloWatt crête des modules PV, qui est estimé à 341 \$/kWc [193], soit 300,79 €/kWc ;

$C_{pv_{ins}/Wc}$: le coût d'installation par kiloWatt crête, qui est évalué à 450 \$/kWc [193], soit 396,94 €/kWc.

Le coût de maintenance du système PV (C_{pv_m}) est estimé à 2% du coût d'investissement [194].

II.4 Conclusion

Dans ce chapitre consacré à la modélisation des énergies alternatives notamment l'hydroélectricité et le solaire photovoltaïque, nous avons proposé dans un premier temps un nouveau concept de dimensionnement de la conduite forcée en procédant à l'optimisation multi-objectif avec les algorithmes génétiques de type NSGA II. L'étude a été appliquée à trois sites potentiels du Bénin à savoir : les sites d'Affon, de Beterou et de Vossa. Les meilleurs compromis entre le coût d'investissement et la puissance hydraulique de la conduite forcée ont été déterminés. Nous avons aussi étudié l'influence des variables de décision (diamètre et longueur de la conduite forcée) sur les fonctions objectifs. Les résultats ont montré que la puissance hydraulique croît de façon logarithmique avec le diamètre de la conduite forcée et que le coût d'investissement croît de façon quadratique avec le diamètre. Les meilleures solutions pour chaque site ont été également sélectionnées à travers la recherche des extrema de ces courbes de la puissance hydraulique par unité de coût d'investissement. Les équipements

électromécaniques (turbine hydraulique et génératrice) ont été modélisés par la suite. En effet, le modèle du rendement de la turbine hydraulique a été élaboré. Ensuite, la génératrice a été modélisée puis optimisée et deux fonctions objectifs (rendement et masse totale) ont été considérées à cet effet. L'ensemble des solutions de meilleurs compromis entre le rendement et la masse totale de la génératrice a été obtenu et représenté sous forme de front de Pareto. Par ailleurs, nous avons aussi élaboré le modèle de coût d'équipement électromécanique pour des centrales hydroélectriques localisées dans différents continents. Des facteurs continentaux ont été déterminés pour chaque continent et ont permis d'obtenir un modèle qui estime mieux le coût de l'équipement électromécanique. La deuxième partie de ce chapitre a été consacrée au générateur photovoltaïque où l'énergie produite et le coût de production ont été modélisés. Le modèle de l'énergie produite a pris en compte l'influence des facteurs tels que l'irradiation solaire reçue par le champ PV, l'aire de la surface du champ PV et les contraintes environnementales du milieu où le champ PV est installé. Le modèle du coût de production est composé des modèles du coût d'investissement et de maintenance du générateur photovoltaïque. Les convertisseurs et les batteries ne sont pas modélisés dans ce chapitre. Ils seront modélisés dans le troisième chapitre.

Chapitre III Modélisation du stockage – Hybridation

III.1 Introduction

Les systèmes de stockage et les équipements d'électronique de puissance représentent des éléments sensibles dans une centrale d'énergie renouvelable. Ils permettent de garantir la satisfaction de la demande à chaque instant et d'éviter des éventuelles surtensions occasionnées par la surproduction d'énergie. Leurs modélisations sont ainsi importantes dans le processus de dimensionnement du système de production d'énergie électrique. Par conséquent, ce chapitre sera consacré à la modélisation du système de stockage et des convertisseurs. De plus, il présentera les architectures et les critères énergétiques du système hybride étudié de ce travail de recherche. En effet, la première partie du chapitre abordera la présentation et la modélisation du système de stockage qui est de type batterie Lithium Ferro-Phosphate. Quelques caractéristiques et avantages de ce type de batterie seront spécifiées. Les principaux paramètres de la batterie, tels que l'état de charge, le rendement, la tension et le coût de la batterie, seront ensuite modélisés. Ces paramètres sont importants dans la gestion de l'énergie électrique. La deuxième partie du chapitre abordera l'étude comparative des différentes architectures du système hybride Hydro-PV avec stockage afin de retenir celle qui sera adoptée. Ensuite, les topologies des convertisseurs (DC/DC, AC/DC, DC/AC) ainsi que les modèles de leur rendement et leur coût seront présentés. Quelques critères énergétiques qui doivent caractériser le système hybride Hydro-PV avec stockage seront définis dans la troisième partie du chapitre. Nous finirons par la conclusion.

III.2 Modélisation énergétique et coût de la batterie Lithium Ferro-Phosphate (LiFePO₄)

Les différentes technologies, les propriétés et domaines d'applications du système de stockage ont été déjà présentées dans le chapitre 1. Nous avons retenu la batterie de type Lithium Ferro-Phosphate (LiFePO₄) en nous basant sur les critères de performances en termes de densité, de rendement et de durée de vie. Les principales motivations dans ce choix de technologie ont été évoquées dans les sections I.4.2.5 et I.4.3. La présente section approfondit l'étude de la batterie Lithium Ferro-Phosphate dans la perspective de la modéliser. Cette modélisation est indispensable pour plusieurs raisons. En effet, elle permet :

- de mieux dimensionner la batterie ;
- de simuler son comportement face aux contraintes et applications auxquelles elle est associée ;
- d'appréhender les endommagements que peuvent causer les conditions de fonctionnement particulières ;
- d'analyser les influences de profils de charge ou de décharge ou de certains paramètres sur ses performances ;
- d'optimiser la gestion de l'énergie du système.

Avant d'aborder la modélisation de la batterie, nous présentons quelques caractéristiques de la batterie. Ensuite, le modèle énergétique de la batterie sera élaboré à travers la détermination des expressions mathématiques traduisant les principaux paramètres tels que l'état de charge, le rendement et la tension aux bornes de la batterie. Puis, nous modéliserons le coût de la batterie.

III.2.1 Caractéristiques de la batterie LiFePO4

La batterie LiFePO4 a été conçue pour remplacer avantageusement les batteries de type Plomb, avec une densité énergétique quadruplée pour un encombrement et un poids équivalent. Elle peut être utilisée pour tous types d'applications. Sa durée de vie est très élevée : de 2000 cycles à plusieurs milliers. Elle peut supporter des décharges profondes (jusqu'à 100 %). Elle est complètement sécurisée (pas de risque d'auto-inflammation, ni d'explosion). Sa toxicité pour l'environnement est très faible. Elle a une durée de vie calendaire (>10 ans) et une excellente tenue en température (-20 °C à +60 °C). Durant tout le processus de décharge, sa puissance est constante car elle dispose d'une très faible résistance interne. Son rendement énergétique est supérieur à 96 %. Son autodécharge est très faible (< 3% par mois) [120]. Le Tableau III-1 représente un récapitulatif de ses spécifications techniques.

Tableau III-1 Spécifications techniques de la batterie LiFePO4 12V-250Ah [120].

Electriques	Tension nominale	12.8V
	Capacité nominale	250 Ah
	Energie	3.2 kWh
	Résistance interne	≤ 50mΩ
	Nombre de cycles	>2000 cycles (voir abaque)
	Autodécharge	< 3% par mois
	Rendement énergétique	96% ~99% @1C
Charge standard	Tension de charge	14.4V ± 0.2V
	Mode de charge	CC/CV : Constant Current / Constant Voltage
	Courant de charge standard (Courant maxi continu)	125 A (Maxi continu : 150A)
	Tension de coupure BMS	14.8V ± 0.1V
Décharge standard	Courant continu de décharge	180 A (2.31 kW)
	Courant maxi de décharge (< 30s)	250 A (3.2 kW)
	Tension de coupure BMS	10 V
Environnement	Température de charge	0°C à 45°C @60±25% d'humidité relative
	Température de décharge	-20°C à 60°C @60±25% d'humidité relative
	Température de stockage	0°C à 40°C @60±25% d'humidité relative
	Protection IP	IP 66
Mécanique	Cellules et assemblage	26650 - 4S78P
	Boitier	ABS
	Dimensions	L : 500mm x P : 280mm x H : 217 mm
	Poids	31.6 kg
	Terminal	M8

III.2.2 Etat de charge (State of Charge : SOC)

La batterie réagit suivant les applications et les contraintes auxquelles elle est associée. Son régime de fonctionnement dépend de son état de charge, de l'écart entre l'énergie demandée par la charge et l'énergie produite par les sources d'énergie qui lui sont connectées. La batterie se charge lorsque l'énergie produite est supérieure à celle demandée par la charge et son état de charge est inférieur ou égal à son seuil maximal (SOC_{max}). En revanche, elle se décharge lorsque la demande dépasse la production et son état de charge n'atteint pas son seuil inférieur (SOC_{min}). La modélisation de l'état de charge est importante car elle est la plus utilisée dans la gestion des systèmes d'énergie hybrides avec stockage. Avant d'aborder la modélisation de l'état de charge de la batterie, certains paramètres caractéristiques de cette dernière seront d'abord définis.

III.2.2.1 Puissance de décharge maximale

Chaque batterie dispose d'une puissance de décharge maximale correspondant à ses caractéristiques physiques et dépendant de l'état de charge. Lorsque la puissance de décharge atteint son seuil maximal, un système de régulation informe que la batterie fournit sa puissance maximale.

III.2.2.2 Courant de charge

Durant le processus de charge de la batterie, le courant de charge ne doit pas être trop élevé afin de ne pas surchauffer la batterie. Le courant de charge est défini selon les caractéristiques physiques de la batterie et le système de charge. Sa valeur est déterminée en fonction de la capacité nominale de la batterie.

III.2.2.3 Etats de charge minimale et maximale

Afin de protéger et d'assurer un bon état de santé, la batterie est déconnectée de la charge lorsque l'état de charge minimale est atteint. De la même manière, elle est déconnectée des sources d'énergie si l'état de charge maximale est atteint. Pour les batteries LiFePO₄, SOC_{min} et SOC_{max} pourront être respectivement pris égaux à 0% et 100% [120]. Dans le cas de notre étude, nous retenons respectivement les valeurs 20% et 95% proposées dans [193].

III.2.2.4 Etats de charge en un instant t

Les modèles mathématiques décrivant l'état de charge de la batterie sont donnés selon que la batterie est en mode de charge ou de décharge. Pour chaque instant t (à pas journalier), la différence entre l'énergie électrique produite par les sources d'énergie et l'énergie électrique demandée par la charge est calculée. Cette différence permet d'évaluer la variation dynamique de l'état de charge des batteries. En effet, nous avons :

* Batterie en phase de charge

Au cours de la phase de charge, l'énergie produite par les sources est supérieure à celle demandée par la charge. L'énergie excédentaire est stockée dans la batterie si cette dernière n'est pas complètement chargée. L'état de charge de la batterie à l'instant t est exprimé par la relation (III-1) :

$$SOC(t) = SOC(t - 1) + \frac{(E_{Hyd}(t) + E_{GPV}(t) - E_L(t)) \times \eta_{b_ch} \times \eta_{(dc/ac)ba}}{U_{bus}} \quad (III-1)$$

avec :

$SOC(t - 1)$: l'état de charge à l'instant précédent ($t - 1$);

$E_{Hyd}(t)$: l'énergie électrique produite par la centrale hydroélectrique à l'instant t ;

$E_{GPV}(t)$: l'énergie produite par la centrale photovoltaïque à l'instant t ;

$E_L(t)$: l'énergie demandée par la charge à l'instant t ;

η_{b_ch} : le rendement énergétique de la batterie en phase de charge ;

$\eta_{(dc/ac)ba}$: le rendement du convertisseur réversible dc/ac de la batterie ;

U_{bus} : la tension continue à l'entrée du convertisseur réversible dc/ac côté batterie (48 V dans notre cas d'étude).

* Batterie en phase de décharge

En phase de décharge, l'énergie produite par les sources est inférieure à celle demandée par la charge. L'énergie manquante est fournie par la batterie si cette dernière n'est pas complètement déchargée. L'état de charge de la batterie à l'instant t (à pas journalier) est donné par :

$$SOC(t) = SOC(t - 1) + \frac{(E_{Hyd}(t) + E_{GPV}(t) - E_L(t))}{U_{bus} \times \eta_{b_de} \times \eta_{(dc/ac)ba}} \quad (III-2)$$

avec :

η_{b_de} : le rendement énergétique de la batterie en phase de décharge ;

Pour augmenter la durée de vie de la batterie, nous avons soumis l'état de charge (SOC) aux contraintes définies par :

$$SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{max} \quad (III-3)$$

Dans le cas de notre étude, SOC_{min} et SOC_{max} sont respectivement fixés à 20% et 95% [193] de la capacité nominale des batteries assemblées.

* Capacité nominale des batteries assemblées

La capacité nominale du pack de batteries, en termes d'Ampère heure (Ah), dépend fondamentalement du nombre de jours d'autonomie souhaité, de l'énergie journalière demandée par la charge et celle produite par les sources d'énergie électrique sans le système de stockage. Cette capacité est déterminée par la relation suivante [195] :

$$C_n = \frac{\max(\Delta E_{j_m}) \times Aut}{U_{bus} \times \eta_{b_de} \times \eta_{(dc/ac)ba} \times DOD_{max}} \quad (III-4)$$

Avec :

ΔE_{j_m} : Energie journalière manquante [Wh], donnée par :

$$\Delta E_{j_m}(t) = E_L(t) - E_{Hyd}(t) - E_{GPV}(t) \quad (III-5)$$

Aut : le nombre de jours d'autonomie ;

DOD_{max} : la profondeur de décharge des batteries, déterminée par [196] :

$$DOD_{max} = 1 - \frac{SOC_{min}}{SOC_{max}} \quad (III-6)$$

*** Nombre de branches de batteries connectées en parallèle**

A partir de la connaissance de la capacité nominale des batteries, le nombre total de branches de batteries connectées en parallèle peut être calculé en utilisant la relation :

$$n_{Bat_p} = \frac{C_n}{C_{Bat_n} \times (SOC_{max} - SOC_{min})} \quad (III-7)$$

Avec :

C_{Bat_n} : la capacité nominale d'une batterie [Ah], égale à 250 Ah dans notre cas.

*** Nombre de batteries connectées en série dans chaque branche**

Le nombre total de batteries connectées en série dans chaque branche est déterminé à partir de la tension continue à l'entrée du convertisseur réversible dc/ac et de la tension nominale de chaque batterie. Son expression est donnée par :

$$n_{Bat_s} = \frac{U_{bus}}{V_{Bat_n}} \quad (III-8)$$

avec :

U_{bus} : la tension continue à l'entrée du convertisseur réversible dc/ac (dans notre cas 48 V) ;

V_{Bat_n} : la tension nominale de chaque batterie (égale à 12V dans notre cas).

*** Nombre total de batteries assemblées**

Le nombre total de batteries assemblées est le produit du nombre de branches de batteries connectées en parallèle et le nombre de batteries associées en série dans chaque branche. Son expression est donnée par :

$$n_{Bat} = n_{Bat_p} \times n_{Bat_s} \quad (III-9)$$

III.2.3 Rendement énergétique et rendement faradique

On distingue deux types de rendement de la batterie : le rendement faradique (rendement coulombien) et le rendement énergétique. Le rendement faradique est relatif à la capacité de la batterie à emmagasiner de l'énergie. Les pertes par effet Joule dans la résistance interne ne sont pas prises en compte dans ce type de rendement. Le rendement énergétique, encore appelé rendement global, prend en compte le rendement faradique et les pertes par effet Joule. Il correspond au rapport entre l'énergie reçue par la batterie au cours de la charge, et celle qui est restituée pendant la décharge. Les réactions électrochimiques qui se produisent dans la batterie engendrent des pertes sous forme de

chaleur et des pertes d'électrons dues aux phénomènes tels que le court-circuit, la température, les produits de recombinaison, les réactions improductives, etc....

* Rendement faradique

La plupart des pertes d'électrons est provoquée par le phénomène de recombinaison observé pendant la charge de la batterie. Généralement pour simplifier la modélisation, on suppose que le rendement faradique de la batterie est supposé égal à 100% en mode de décharge. Lorsque la batterie est en mode de charge, le rendement varie en fonction de l'état de décharge de la batterie et de l'intensité du courant de décharge I_{Bat} [197]. Son expression est définie par [198] :

$$\eta_{Bat_c} = 1 - \exp\left(\frac{r_1}{r_2 + \frac{I_{Bat}}{I_{10}}} * (soc - 1)\right) \quad (III-10)$$

Avec :

I_{10} : le courant de décharge [A] en 10 heures ;

r_1 et r_2 : les facteurs du rendement faradique de la batterie.

Les valeurs de r_1 et r_2 sont déterminées dans [197]. Pour les batteries de types Lithium, elles sont respectivement égales à 603,28 et 0,55.

* Rendement énergétique

L'expression générale du modèle du rendement énergétique de la batterie est donnée par la relation (III-11). Pour les batteries $LiFePO_4$, le rendement énergétique peut être considéré constant car la puissance est constante puisque la batterie dispose d'une très faible résistance interne. Nous pouvons l'estimer à 95% [193].

$$\eta_{Bat} = \frac{P_{Bat_f}}{P_{Bat_r}} \quad (III-11)$$

avec :

P_{Bat_f} : la puissance électrique fournie par la batterie [kW] ;

P_{Bat_r} : la puissance électrique reçue par la batterie [kW].

III.2.4 Tension aux bornes de la batterie

La caractérisation de la tension aux bornes de la batterie, en vue d'étudier son évolution en fonction de ses paramètres électrochimiques, est abordée dans cette section. Le fabricant de la batterie a caractérisé les influences de la température et du courant déchargé sur l'évolution de la tension aux bornes de la batterie $LiFePO_4$. Les résultats expérimentaux obtenus sont illustrés par les courbes des Figures III-1 et III-2. En effet, la Figure III-1 montre comment varie la tension en fonction de la capacité déchargée pour différentes températures. Nous pouvons remarquer que plus la température est élevée, moins la tension aux bornes de la batterie chute vite. La Figure III-2 présente l'effet du courant de décharge sur la variation de la tension en fonction du temps de décharge de la

batterie. Plus le courant de décharge est élevé, plus la tension chute vite. Le courant de décharge constitue un paramètre qui influence beaucoup le temps de décharge de la batterie et par conséquent l'autonomie de la batterie.

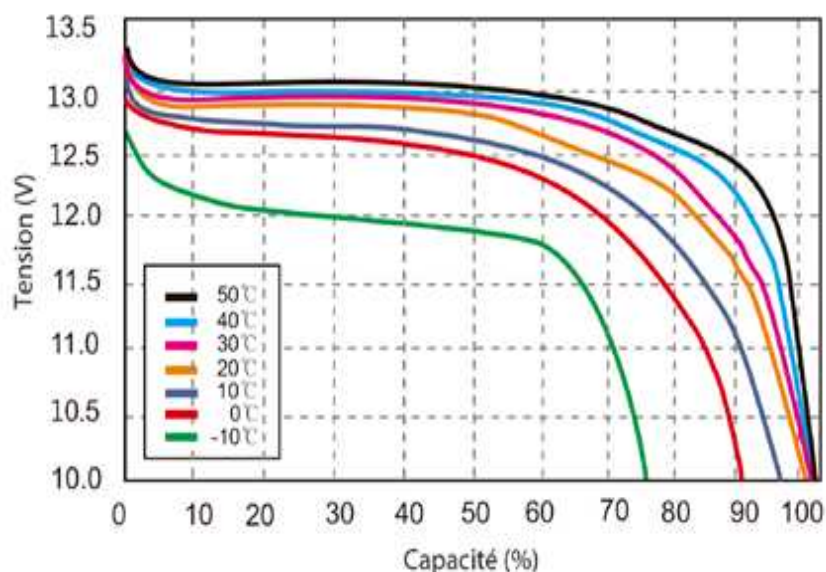


Figure III-1 Influence de la température sur l'évolution de la tension en fonction de la capacité déchargée à ($I_{\text{Bat}} = 0,5 \times C_{\text{Batn}}$) [120].

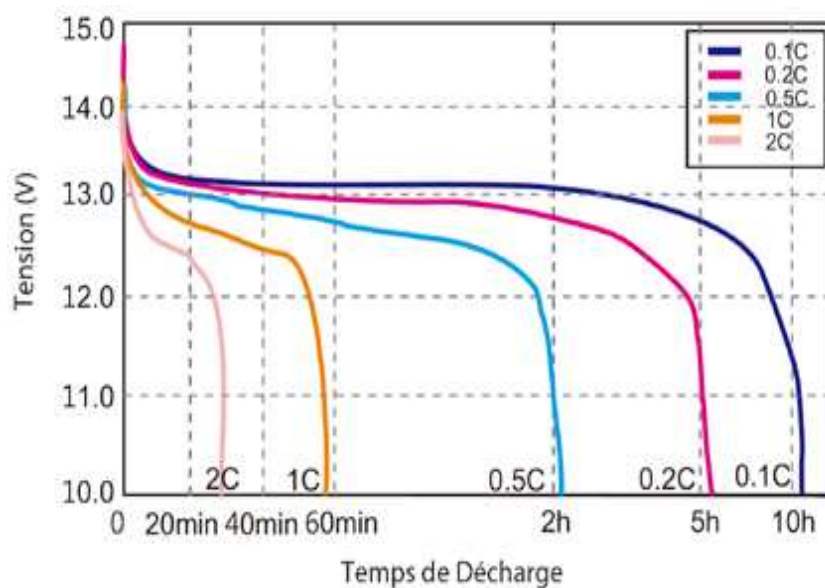


Figure III-2 Influence du courant déchargé sur l'évolution de la tension en fonction du temps de décharge à $T = 25^{\circ}\text{C}$ [120].

Nous avons pour objectif d'élaborer un modèle mathématique de la tension aux bornes de la batterie en utilisant les résultats expérimentaux du fabricant. Nous présenterons d'abord quelques modèles de la littérature qui permettent d'estimer la tension aux bornes de la batterie. Ensuite nous ferons notre proposition de modèle que nous validerons. Pour la validation, les résultats de l'évolution de la tension issus du modèle et de la fiche technique du fabricant seront présentés et analysés.

III.2.4.1 Quelques modèles de la tension aux bornes de la batterie

Dans la littérature, la tension aux bornes de la batterie a été largement estimée par de nombreux modèles à plusieurs niveaux de degré de complexité. En effet, divers modèles de tension de batteries ont été proposés par plusieurs travaux de recherche suivant différents objectifs. D'après ces travaux de recherche, on peut classer les modèles de batteries en deux catégories : les modèles électrochimiques et les modèles électriques.

* Modèles électrochimiques

Les modèles électrochimiques sont décrits sous forme d'un système d'équations algébriques différentielles non linéaires (Tableau III-2). Le système d'équations prend en compte : les réactions électrochimiques au niveau des électrodes, les bilans de masse, de charge électrique et énergétiques. Les équations de transport (III-13) et (III-14) donnent respectivement les concentrations c_s du Lithium Li en phase solide et c_e des ions Li^+ dans l'électrolyte. Les potentiels ϕ_s et ϕ_e des deux phases respectives sont déterminés à chaque électrode par les équations (III-15) et (III-16). L'équation (III-17) de Butler-Volmer permet de calculer la cinétique électrochimique. La tension de cellule à chaque instant t (III-12) peut être traduite comme la somme des surtensions η_p et η_n , des potentiels thermodynamiques U_p et U_n et de la différence de potentiels $\phi_e(L) - \phi_e(0)$ aux deux collecteurs de courant en phase électrolytique. La résolution de ce système d'équations conduit à définir, à chaque instant t , les variables internes : la tension de la cellule, les concentrations des espèces actives, le flux thermique généré par la cellule et la température de la cellule [199].

$$V(t) = \Phi_s(L) - \Phi_s(0) \quad \text{(III-12)}$$

Le modèle électrochimique peut être utilisé pour optimiser les aspects de la conception physique des batteries. Il caractérise les mécanismes fondamentaux de la production d'énergie et relie les paramètres chimiques de la batterie avec les paramètres électriques (tension et courant). Toutefois, ce modèle est complexe et ses comportements sont régis par des systèmes d'équations différentielles non linéaires. Des méthodes numériques complexes sont fournies pour sa résolution et le temps de calcul nécessaire est élevé (allant jusqu'à plusieurs jours). De plus, des informations spécifiques nécessaires sont généralement compliquées à obtenir sur les batteries [200].

Tableau III-2 Equations de modèles électrochimiques [201].

Mécanismes physiques et chimiques	Equations	Conditions de limite
Phase solide : conservation de l'espèces Li^+	$\frac{\partial}{\partial t} c_s - \frac{1}{r^2} \frac{\partial}{\partial r} \left(r^2 D_s \frac{\partial}{\partial r} c_s \right) = 0 \quad \text{(III-13)}$	$D_s \frac{\partial}{\partial r} c_s \Big _{r=0} = 0,$ $-D_s \frac{\partial}{\partial r} c_s \Big _{r=R_s} = \frac{j_f}{a_s F}$
Phase électrolyte : conservation de l'espèces Li^+	$\frac{\partial}{\partial t} \varepsilon_e c_e - \frac{\partial}{\partial z} \left(D_e^{eff} \frac{\partial}{\partial z} c_e \right) - (1 - t_+) \frac{j_f}{F} = 0 \quad \text{(III-14)}$	$\frac{\partial}{\partial z} c_e \Big _{z=0} = 0$ $\frac{\partial}{\partial z} c_e \Big _{z=L} = 0$
Phase solide : conservation de charge	$\frac{\partial}{\partial z} \left(\sigma^{eff} \frac{\partial}{\partial z} \phi_s \right) - j_f = 0 \quad \text{(III-15)}$	$-\sigma^{eff} \frac{\partial}{\partial z} \phi_s \Big _{z=0} = \frac{I}{A},$ $-\sigma^{eff} \frac{\partial}{\partial z} \phi_s \Big _{z=L} = \frac{I}{A}$
Phase électrolyte : conservation de charge	$\frac{\partial}{\partial z} \left(K^{eff} \frac{\partial}{\partial z} \phi_e \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(K_D^{eff} \frac{\partial}{\partial z} \ln c_e \right) + j_f = 0 \quad \text{(III-16)}$	$\frac{\partial}{\partial z} \phi_s \Big _{z=\delta_\pi} = 0,$ $\frac{\partial}{\partial z} \phi_s \Big _{z=sp} = 0$
Cinétique électrochimique	$j_f = a_s i_0 \left\{ \exp \left(\frac{\alpha_{ox} F}{RT} (\phi_s - \phi_e - U) \right) - \exp \left(-\frac{\alpha_{red} F}{RT} (\phi_s - \phi_e - U) \right) \right\} \quad \text{(III-17)}$	$\frac{\partial}{\partial z} \phi_e \Big _{z=0} = 0,$ $\frac{\partial}{\partial z} \phi_e \Big _{z=L} = 0$
Surtections de l'électrode	$\eta = \phi_s - \phi_e - U \quad \text{(III-18)}$	
Diffusivité ionique de l'électrolyte	$D_e^{eff} = D_e \varepsilon_e^{Brugg} \quad \text{(III-19)}$	
Conductivité ionique de l'électrolyte	$K^{eff} = K \varepsilon_e^{Brugg} \quad \text{(III-20)}$	
Conductivité diffusionnelle ionique de l'électrolyte	$K_D^{eff} = \frac{2RTK^{eff}}{F} (t_+ - 1) \left(1 + \frac{d \ln f_+}{d \ln c_e} \right) \quad \text{(III-21)}$	
Phase solide : conductivité électronique	$\sigma^{eff} = \varepsilon_s \sigma \quad \text{(III-22)}$	
Zone de surface interfaciale spécifique	$a_s = \frac{3\varepsilon_s}{R_s} \quad \text{(III-23)}$	

* Modèles électriques

Les modèles électriques utilisent des équivalences électriques constituées d'une combinaison de sources de tension, de résistances et/ou de condensateurs. Ces modèles permettent la co-conception et la co-simulation avec d'autres systèmes électriques [200]. Il existe plusieurs types de modèles électriques dans la littérature. Ils peuvent être classés en trois catégories tel que les modèles statique, quasi-statique et dynamique.

▪ Modèle Rint (modèle statique)

Le modèle Rint est un modèle électrique statique composé d'une résistance interne R en série avec une source de tension idéale V_{CO} . La résistance interne est supposée constante

et ne varie pas en fonction de l'état de charge de la batterie SOC ni de la température. Son schéma électrique est donné à la Figure III-3 [200].

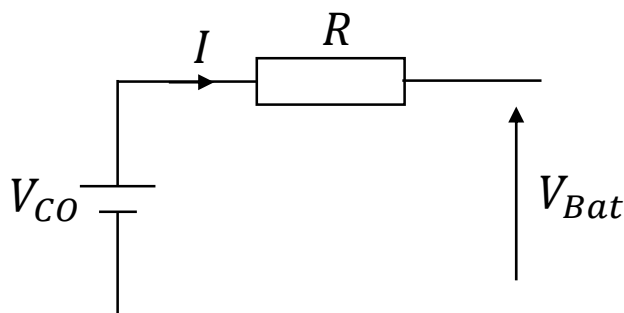


Figure III-3 Schéma équivalent du modèle Rint.

A partir de ce modèle, la tension aux bornes de la batterie est calculée par :

– En mode de charge :

$$V_{Bat} = V_{CO} + R \times I \quad (\text{III-24})$$

– En mode de décharge :

$$V_{Bat} = V_{CO} - R \times I \quad (\text{III-25})$$

avec :

V_{Bat} : la tension aux bornes de la batterie [V] ;

V_{CO} : la tension aux bornes de la batterie en circuit ouvert [V] ;

R : la résistance interne de la batterie [Ω] ;

I : l'intensité du courant de la batterie [A].

▪ Modèle de NREL (modèle quasi-statique)

Le modèle de NREL est élaboré en fonction des paramètres tels que : la résistance interne R et la tension de circuit ouvert V_{CO} de la batterie. Ces paramètres du modèle varient avec la température, l'état de charge de la batterie et le courant de charge ou de décharge [202],[200]. La Figure III-4 présente le schéma équivalent du modèle de NREL.

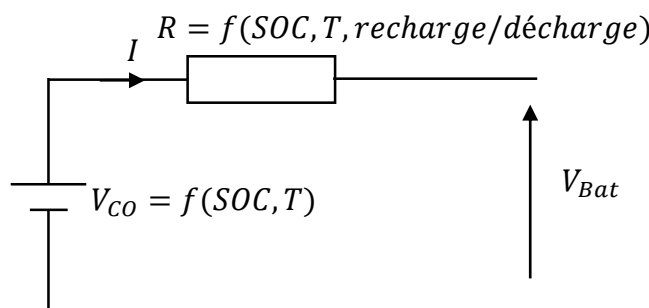


Figure III-4 Schéma équivalent du modèle de NREL.

▪ **Modèle de Thévenin (modèle dynamique)**

Le modèle de Thévenin, un modèle dynamique schématisé par la Figure III-5, est constitué d'une résistance R en série avec une combinaison en parallèle d'une résistance (R_p) et d'un condensateur (C_p) [203], [204]. La résistance R présente la résistance interne de la batterie et la combinaison ($R_p \parallel C_p$) montre les processus de charge et de décharge de la batterie. La tension V_{CO} constitue la tension en circuit ouvert, V_p est la tension aux bornes de la combinaison ($R_p \parallel C_p$), et V_{Bat} présente la tension aux bornes de la batterie. Ce modèle peut être exprimé par les équations ci-dessous [200] :

– En mode de charge :

$$V_{Bat} = V_{CO} + R \times I + V_p \quad (III-26)$$

– En mode de décharge :

$$V_{Bat} = V_{CO} - R \times I - V_p \quad (III-27)$$

avec :

$$\dot{V}_p = \frac{I}{C_p} - \frac{V_p}{R_p \times C_p} \quad (III-28)$$

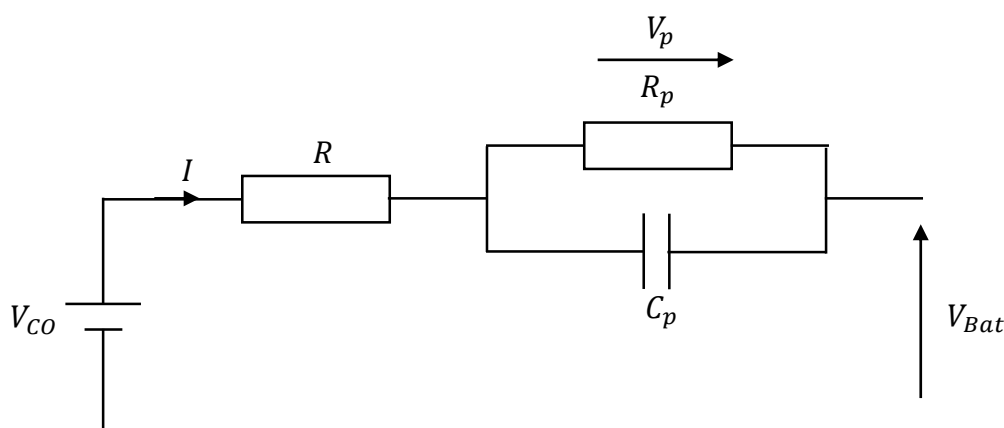


Figure III-5 Schéma équivalent du modèle de Thévenin.

▪ **Modèle RC (modèle dynamique)**

Le modèle RC est un modèle dynamique illustré par la figure III-6 [205]. Il est constitué d'une résistance de transfert R_t , d'une résistance R_c pour la capacité double couche, d'une résistance exprimant le phénomène d'oxydoréduction, d'un condensateur double couche C_c de faible capacité et d'un condensateur C_b qui a une très grande capacité (quelques dizaines de kF) et qui représente la capacité de la batterie à stocker une charge chimique. L'utilisation de la capacité du condensateur C_b permet d'apprécier l'état de santé (vieillesse) de la batterie.

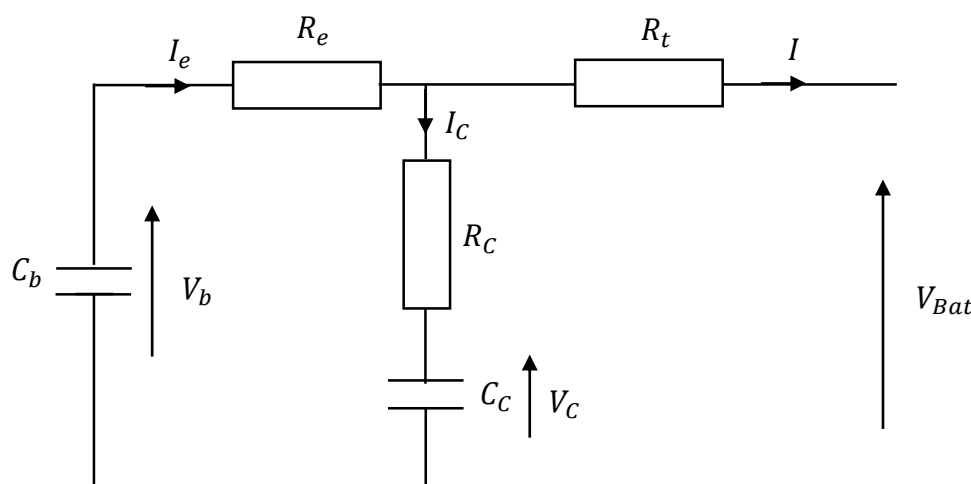


Figure III-6 Schéma équivalent du modèle RC.

Les équations pouvant exprimer ce modèle se présentent par [200] :

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1 & -1 \\ \frac{C_b(R_e + R_c)}{1} & \frac{C_b(R_e + R_c)}{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_b \\ V_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -R_c \\ -R_e \\ \frac{C_b(R_e + R_c)}{C_c(R_e + R_c)} \end{bmatrix} [I] \quad (\text{III-29})$$

$$[V_{Bat}] = \begin{bmatrix} \frac{R_c}{(R_e + R_c)} & \frac{R_e}{(R_e + R_c)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_b \\ V_c \end{bmatrix} + \left[-R_t - \frac{R_e R_c}{(R_e + R_c)} \right] [I] \quad (\text{III-30})$$

III.2.4.2 Modèle retenu

Les modèles dynamiques sont utilisés pour des systèmes à haute fréquence et prennent en compte les régimes transitoires du système ; alors que les modèles statiques sont exploités pour des systèmes à faible fréquence et le régime transitoire est négligé. L'avantage des modèles dynamiques réside dans leur précision, alors que la complexité dans le processus de leur mise en œuvre constitue leur véritable limite. Quant aux modèles statiques, ils sont moins précis que les modèles dynamiques, mais plus simples à utiliser. Ils sont couramment utilisés dans le cadre de la modélisation des systèmes d'énergie multi-physique associant une batterie de stockage et principalement pour des études de gestion énergétique des systèmes hybrides stationnaires. Les modèles quasi-statiques prennent en compte le régime transitoire et sont applicables aux systèmes de faible, moyenne et haute fréquences. Dans notre cas d'étude, un modèle simple est suffisant pour décrire la variation de la tension aux bornes de la batterie. Ainsi, nous choisissons le modèle quasi-statique illustré par le schéma électrique de la Figure III-4. Nous modéliserons ses paramètres (V_{coBat} et R_{iBat}) qui varient en fonction des contraintes, telles que l'état de charge (SOC) et la température. L'expression de la tension aux bornes de la batterie est ainsi définie par la relation :

$$V_{Bat} = V_{coBat} - R_{iBat} \times I_{Bat} \quad (\text{III-31})$$

avec :

V_{coBat} : la tension aux bornes de la batterie en circuit ouvert [V] ;

R_{iBat} : la résistance interne de la batterie [Ω] ;

I_{Bat} : l'intensité du courant de la batterie [A].

Pour n_{Bat_s} batteries connectées en série, l'équation de la tension devient :

$$V_{Bat} = n_{Bat_s} \times V_{coBat} - n_{Bat_s} \times R_{iBat} \times I_{Bat} \quad (III-32)$$

III.2.4.3 Modèles des paramètres

La modélisation des paramètres V_{coBat} et R_{iBat} peut être réalisée de plusieurs manières. Des formulations mathématiques peuvent être élaborées pour les exprimer en fonction de l'état de charge et de la température. En s'inspirant des travaux existants dans la littérature [206], [207], l'équation de V_{coBat} et celle de R_{iBat} peuvent se mettre respectivement sous les formes des relations (III-33) et (III-34):

$$V_{coBat} = a_1 \times \exp(a_2 \times SOC) + a_3 + a_4 \times SOC + a_5 \times SOC^2 + a_6 \times SOC^3 \quad (III-33)$$

$$R_{iBat} = (a_7 \times \exp(a_8 \times SOC) + a_9) \times \exp\left(\frac{E_{act}}{R_g} \left(\frac{1}{25 + 273,15} - \frac{1}{T + 273,15}\right)\right) \quad (III-34)$$

avec :

E_{act} : le coefficient d'Arrhenius ($-1,486 \times 10^4$) [207] ;

R_g : la constante des gaz parfaits ($8,314 \text{ irr. K}^{-1} \cdot \text{mol}^{-1}$) ;

a_1, a_2, \dots, a_7 : des coefficients qui varient en fonction de la plage de température.

III.2.4.4 Optimisation des paramètres du modèle de tension V_{Bat}

L'optimisation des paramètres électriques V_{coBat} et R_{iBat} du modèle de tension V_{Bat} consiste à minimiser la racine carrée de l'erreur moyenne quadratique relative (Root Mean Square Error : RMSE) entre les valeurs réelles et calculées de V_{Bat} aux bornes de la batterie. Les variables de décision de l'optimisation sont les coefficients des paramètres électriques V_{coBat} et R_{iBat} qui sont a_1, a_2, \dots, a_7 . Ces coefficients sont déterminés en utilisant la méthode d'optimisation avec les algorithmes de type NSGA II. L'expression de la fonction objectif (RMSE) est donnée par l'équation (III-35).

$$RMSE = \frac{\sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (V_{Bat_{obs,i}} - V_{Bat_{cal,i}})^2}}{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N V_{Bat_{obs,i}}} \quad (III-35)$$

avec :

N : le nombre de données de tension ;

$V_{Bat_{obs,i}}$: la valeur de la tension, donnée du fabricant ;

$V_{Bat_{cal,i}}$: la valeur de la tension, calculée.

Les valeurs de $V_{Bat_{obs_i}}$ sont tirées des courbes illustrées par les Figures III-1 et III-2. Les équations (III-31), (III-33) et (III-34) sont utilisées pour déterminer les valeurs de $V_{Bat_{cal_i}}$.

III.2.4.5 Résultats de simulation et validation du modèle de tension

V_{Bat}

Au cours du processus de l'optimisation, nous avons noté que les valeurs des coefficients a_1, a_2, \dots, a_7 sont fortement influencées par la température ambiante du site où seront installées les batteries. Ainsi, afin d'avoir un modèle qui estime mieux la tension, les valeurs des coefficients sont déterminées suivant deux plages de températures ($T < 25^\circ\text{C}$ ou $T \geq 25^\circ\text{C}$). Les valeurs de ces coefficients sont consignées dans le Tableau III-3.

Tableau III-3 Valeurs des coefficients de V_{coBat} et R_{iBat} .

Plage de température	Coefficients								
	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5	a_6	a_7	a_8	a_9
$T < 25^\circ\text{C}$	-2,202	-0,016	16,337	-0,036	$1,285 \times 10^{-6}$	$1,508 \times 10^{-6}$	0,026	-0,056	0,005
$T \geq 25^\circ\text{C}$	-3,413	-0,246	12,615	0,007	$1,232 \times 10^{-9}$	$6,132 \times 10^{-8}$	0,004	-0,585	0,001

Après avoir obtenu les coefficients des paramètres V_{coBat} et R_{iBat} de la batterie, nous procédons à la validation du modèle de tension proposé en le comparant avec les données de la fiche technique de la batterie. La Figure III-7 montre les courbes de variation de la tension en fonction de l'intensité du courant et du temps de décharge. Les courbes de la Figure III-8 présente les variations de la tension en fonction de la température et de la capacité déchargée. Les courbes issues de données du fabricant sont représentées en pointillées et celles obtenues à partir du modèle proposé sont tracées en traits continus. Sur la Figure III-7, les courbes révèlent que le modèle est plus précis pour des courants déchargés allant de $0,2C$ à $2C$, où C représente la capacité nominale de la batterie. En revanche, pour un courant de décharge équivalent à $0,1C$, la tension issue de la simulation du modèle est légèrement écartée de la tension issue de la fiche technique. De la même manière sur la Figure III-8, les résultats du modèle sont plus précis pour des températures comprises entre 10 et 30°C ou supérieures à 40°C . Respectivement pour des températures inférieures à 25°C et supérieures à 25°C , les erreurs moyennes quadratiques relatives obtenues équivalent à $1,23\%$ et $2,02\%$. La moyenne de ces erreurs donne $1,62\%$ et est inférieure à 2% . Ainsi, nous pouvons noter que le modèle est assez précis pour estimer la tension aux bornes de la batterie.

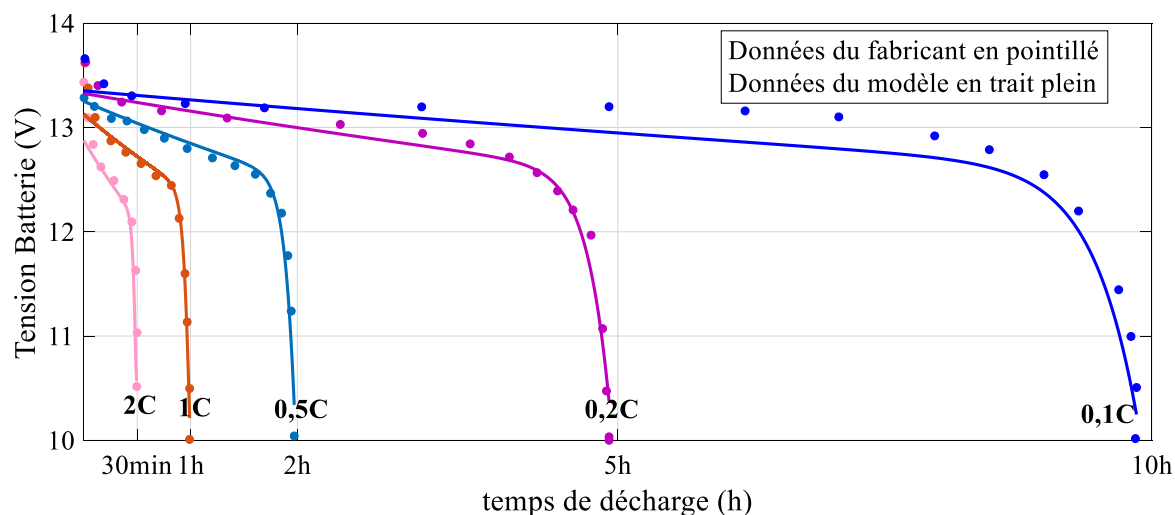


Figure III-7 Evolution de la tension en fonction du courant et du temps de décharge ($T=25^{\circ}\text{C}$).

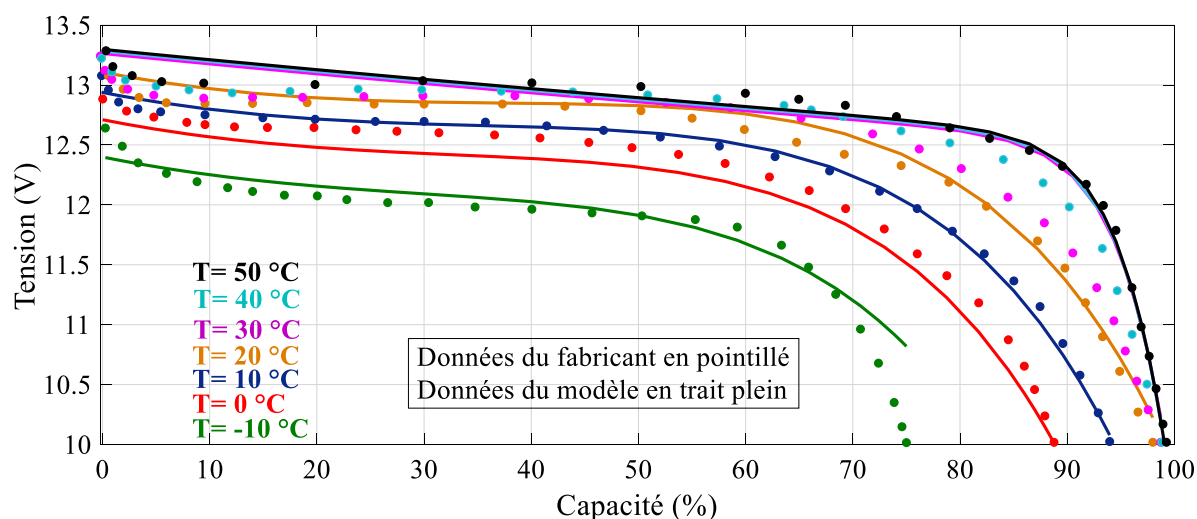


Figure III-8 Evolution de la tension en fonction de la température et de la capacité déchargée ($I_{\text{Bat}} = 0,5 \times C_{\text{Batn}}$).

III.2.5 Modèle du coût des batteries

L'optimisation des batteries se fait aussi selon le critère économique. Il nous faut donc introduire un modèle pour estimer le coût des batteries. D'une manière générale, le modèle du coût des batteries est défini comme étant la somme des coûts d'investissement $C_{\text{Bat}_{inv}}$ et d'utilisation $C_{\text{Bat}_{m}}$ (fonctionnement et maintenance). L'expression du modèle est présentée par la relation :

$$C_{\text{Bat}} = C_{\text{Bat}_{inv}} + C_{\text{Bat}_{m}} \quad (\text{III-36})$$

Le coût d'investissement peut être calculé en utilisant la relation [193] :

$$C_{\text{Bat}_{inv}} = n_{\text{Bat}} \times E_{\text{Bat}_n} \times C_{\text{Bat}_{inv}/\text{kWh}} \quad (\text{III-37})$$

avec :

- n_{Bat} : le nombre total de batteries connectées ;
- E_{Bat_n} : l'énergie nominale d'une batterie [kWh] ;
- $C_{Bat_{inv}/kWh}$: le coût d'investissement par kWh de la batterie, qui est estimé à 474 \$/kWh [193], soit 419,97 €/kWh.

Le coût d'utilisation des batteries peut être déterminé par la relation [193] :

$$C_{Bat_m} = n_{Bat} \times E_{Bat_n} \times C_{Bat_m/kWh} \quad (III-38)$$

avec :

- n_{Bat} : le nombre total de batteries connectées ;
- E_{Bat_n} : l'énergie nominale d'une batterie [kWh] ;
- $C_{Bat_m/kWh}$: le coût de fonctionnement et maintenance par kWh de la batterie, qui est égal à 7 \$/kWh [193], soit 6,20 €/kWh.

Le nombre total de batteries connectées (n_{Bat}) est déterminé par la relation :

$$n_{Bat} = n_{Bat_s} \times n_{Bat_p} \quad (III-39)$$

avec :

- n_{Bat_s} : le nombre de batteries connectées en série ;
- n_{Bat_p} : le nombre de batteries connectées en parallèle.

Nous avons fini de modéliser la batterie. La section suivante abordera l'hybridation.

III.3 Hybridation

Le système hybride étudié est composé dans son ensemble :

- d'une centrale hydroélectrique ;
- d'un générateur solaire photovoltaïque ;
- d'un pack de batteries ;
- de convertisseur **DC/DC** qui permet d'adapter la tension pour alimenter le bus continu et d'assurer la poursuite du point de puissance maximum ;
- de convertisseur **DC/AC** qui permet de convertir la tension continue en tension alternative pour alimenter les charges alternatives et le bus alternatif.

III.3.1 Architecture du système hybride hydro-PV-Bat

Un système hybride, constitué de plusieurs sources d'énergie renouvelable et de convertisseurs, peut être construit selon plusieurs configurations électriques. Nous présenterons dans cette section, les différentes architectures du système hybride Hydro-PV avec stockage et retiendrons celle qui sera utilisée dans ce travail de recherche. Dans la plupart des cas, trois architectures sont utilisées dans la littérature à savoir : architecture à bus DC, architecture à bus AC et architecture mixte à bus DC-AC.

III.3.1.1 Architecture à bus à courant continu

Dans cette configuration, les sources d'énergie électrique sont toutes connectées au bus à courant continu (DC) via des convertisseurs de puissance (DC/DC, AC/DC, DC/AC). La centrale hydroélectrique est connectée au bus DC à travers un redresseur (AC/DC). Ce dernier se charge de convertir l'énergie (électricité) à courant alternatif, que la centrale hydroélectrique produit, en énergie électrique à courant continu. Le générateur photovoltaïque et le pack de batteries sont connectés au bus DC via des hacheurs (DC/DC). Ces hacheurs permettent de réguler les tensions continues du générateur photovoltaïque et du pack de batteries en les adaptant à celle du bus DC. En supposant que toutes les charges sont à courant alternatif, elles seront alimentées à travers un onduleur (DC/AC). La structure de cette architecture est présentée par la Figure III-9. Les avantages et les inconvénients d'une telle architecture sont présentés ci-après.

* **Avantage**

La connexion de toutes les sources d'énergie au bus DC permet de simplifier le système de commande.

* **Inconvénients**

- L'onduleur ne peut pas fonctionner en parallèle avec la centrale hydroélectrique ;
- La détérioration de l'onduleur de la charge entraîne automatiquement l'interruption complète de l'alimentation de la charge ;
- Le rendement global du système est faible à cause des pertes de conversion d'énergie dues au fait que la centrale hydroélectrique ne peut pas fournir directement son énergie à la charge.

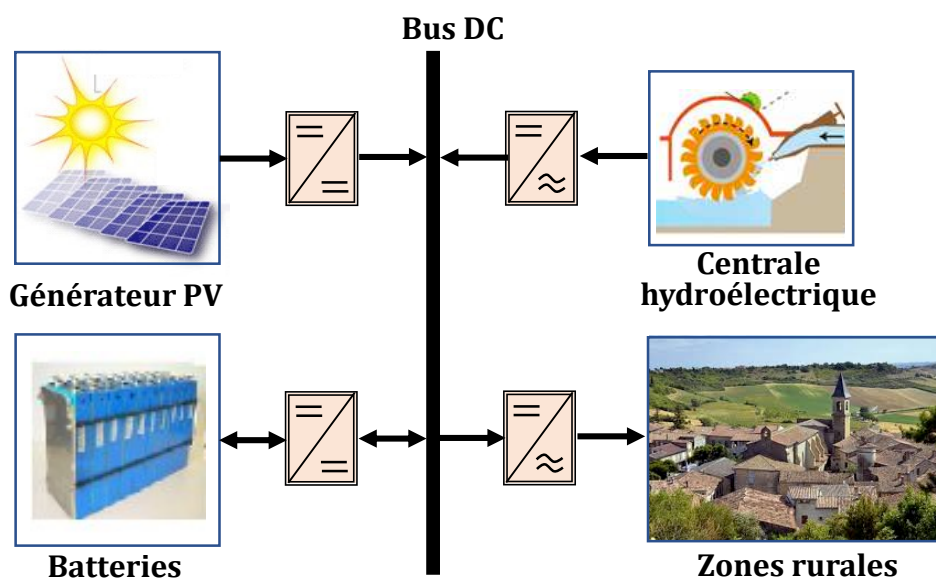


Figure III-9 Architecture d'un système hybride à bus DC.

III.3.1.2 Architecture à deux bus en parallèle (mixte)

La configuration à deux bus en parallèle est illustrée par la *Figure III-10*. Dans cette architecture, le générateur photovoltaïque et le pack de batteries sont connectés au bus à courant continu (DC) à travers des convertisseurs de puissance (DC/DC). La centrale hydroélectrique et la charge sont directement connectées au bus à courant alternatif (AC). Les deux bus sont reliés à l'aide d'un convertisseur bidirectionnel qui peut fonctionner soit en mode redresseur ou soit en mode onduleur. Lorsqu'il y a un surplus d'énergie, le convertisseur bidirectionnel fonctionne en mode redresseur pour charger la batterie. En revanche, il fonctionne en mode onduleur pour envoyer à la charge, l'énergie provenant du bus DC. Cette architecture a des avantages et des inconvénients qui sont énumérés ci-dessous.

* Avantages

- La centrale hydroélectrique peut alimenter directement une partie de la charge, ce qui permet de réduire la puissance nominale du convertisseur bidirectionnel (DC/AC) et d'augmenter le rendement de tout le système ;
- La centrale hydroélectrique et le convertisseur bidirectionnel peuvent fonctionner en autonome ou en parallèle ;
- La possibilité d'alimenter une partie de la charge en AC et l'autre partie en DC ;
- Une panne survenant sur un convertisseur n'entraîne pas l'arrêt de l'alimentation de la charge.

* Inconvénients

- La réalisation de cette architecture est relativement compliquée car le convertisseur bidirectionnel doit fournir une tension sinusoïdale qui doit être synchronisable avec la tension de la centrale hydroélectrique ;
- La tension et la fréquence du bus AC doivent être bien contrôlées pour assurer la stabilité et la fiabilité du système.

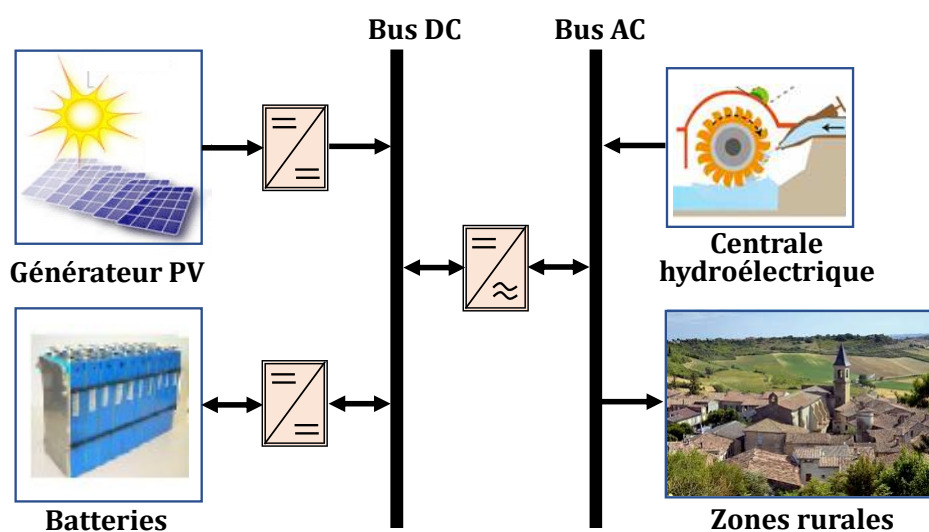


Figure III-10 Architecture à deux bus en parallèle (mixte).

III.3.1.3 Architecture à bus à courant alternatif (AC)

Cette architecture possède un seul bus à courant alternatif sur lequel sont connectés tous les composants du système hybride (Figure III-11). L'énergie produite par chaque source d'énergie (électricité) est centralisée sur le bus AC. La centrale hydroélectrique et les charges sont directement connectées sur le bus AC. Le générateur photovoltaïque est lié au bus AC via un onduleur. Le pack de batteries est connecté sur le bus AC à travers un convertisseur bidirectionnel. Le surplus d'énergie est utilisé pour charger le pack de batteries via le convertisseur bidirectionnel qui fonctionne en mode redresseur. En cas de déficit énergétique, le pack de batteries compense le manque en énergie à travers le convertisseur bidirectionnel qui fonctionne en mode onduleur. Les avantages et les inconvénients de cette architecture sont présentés ci-après.

* Avantages

- La simplicité et le bon rendement du système car l'énergie de la centrale hydroélectrique n'est pas convertie ;
- La centrale hydroélectrique peut alimenter directement une partie de la charge ;
- La diminution du nombre de convertisseurs ;
- Un problème survenant sur un convertisseur ne conduit pas à l'arrêt de l'alimentation de la charge.

* Inconvénients

- La tension et la fréquence du bus à AC doivent être bien contrôlées pour assurer la stabilité et la fiabilité du système ;
- Les convertisseurs doivent fournir des tensions sinusoïdales synchronisées avec la tension de la centrale hydroélectrique.

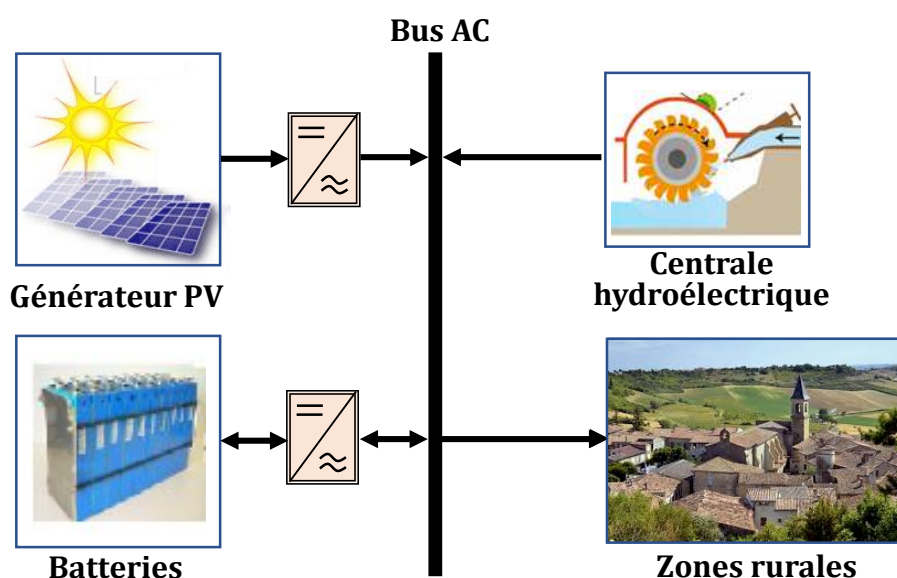


Figure III-11 Architecture d'un système hybride à bus AC.

III.3.1.4 Architecture retenue

A la lumière de ce qui précède, nous pouvons noter que toutes les architectures présentent des avantages et inconvénients. L'architecture à courant alternatif est une solution qui est relativement simple, fiable et rentable. Elle possède pratiquement les mêmes avantages que les deux autres architectures et le moins d'inconvénients. Ainsi, nous l'utilisons dans le cadre de ce travail de recherche.

Une fois l'architecture à bus AC choisie, nous abordons dans la section suivante, la modélisation des convertisseurs DC/AC utilisés dans celle-ci.

III.3.2 Modélisation des convertisseurs DC/AC du système HPS

L'architecture à bus AC comporte deux convertisseurs DC/AC dont l'un est non-réversible et l'autre est réversible. Le convertisseur DC/AC non-réversible assure la conversion de l'énergie électrique continue issue du générateur photovoltaïque en énergie électrique alternative. Le convertisseur DC/AC réversible relie le pack de batteries au bus AC. Lorsque l'énergie produite est inférieure à celle demandée par la charge, le pack de batteries compense le manque en se déchargeant à travers le convertisseur réversible. Ce dernier fonctionne en mode onduleur pour convertir l'énergie continue provenant du pack de batteries, en énergie alternative. En revanche, lorsque l'énergie produite dépasse la demande de la charge, le convertisseur réversible convertit le surplus d'énergie alternative en énergie continue pour charger le pack de batteries. Dans ce cas, le convertisseur fonctionne en mode redresseur.

La structure du convertisseur DC/AC est principalement composée d'interrupteurs d'électronique de puissance tels que les transistors de puissance, les IGBT ou les thyristors. Ces interrupteurs sont généralement commandés en modulation de largeur d'impulsion (MLI) afin d'avoir une tension alternative de fréquence bien déterminée.

III.3.2.1 Topologies des convertisseurs DC/AC

Pour la gestion d'énergie dans les installations électriques, il existe différentes topologies de convertisseurs DC/AC notamment : l'onduleur central, les onduleurs strings et les onduleurs intégrés aux sources d'énergie (générateur photovoltaïque) [208].

* Onduleur central

Les panneaux photovoltaïques sont disposés en rangées pour former des chaînes qui sont à leur tour connectées en parallèle à travers des diodes anti-retours comme présenté à la *Figure III-12*. La limite de cette topologie réside dans le fait qu'un éclairage insuffisant ou une mauvaise adaptation des panneaux photovoltaïques entraîne une réduction du rendement énergétique. On dote généralement l'onduleur central d'une commande de type MPPT (Maximum Power Point Tracking) afin d'avoir un fonctionnement au Point de Puissance Maximale (PPM). Ceci est faisable lorsque les panneaux photovoltaïques sont identiques et sont exposés au même ensoleillement. De plus, lorsqu'une panne apparaît sur l'onduleur central, la fourniture de l'énergie s'arrête automatiquement. Toutefois, nous pouvons noter que ce type de topologie est plus simple et relativement moins cher.

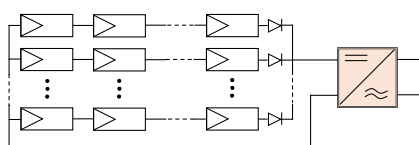


Figure III-12 Topologie à onduleur central.

* Onduleurs strings

Dans la topologie strings, les panneaux photovoltaïques sont aussi reliés pour former des chaînes. Chaque chaîne est munie d'un onduleur qui peut être aussi doté d'un système de commande de type MPPT. Cette architecture permet de contourner les problèmes liés à l'adaptation du générateur photovoltaïque et au manque occasionnel d'ensoleillement. De plus, la fiabilité de l'installation constitue l'avantage de cette technologie. Cependant le nombre élevé d'onduleurs générera un surcoût par rapport à la topologie précédente. En plus, pour un régime de fonctionnement à maximum de puissance des chaînes PV, la caractéristique de puissance peut comporter plusieurs pics de puissance. La puissance ainsi fournie n'atteindra pas la valeur maximale souhaitée. En effet, lorsqu'il y a quelques panneaux photovoltaïques qui sont mal éclairés ou n'ont pas les mêmes orientations, la recherche du Point de Puissance Maximale est perturbée [208]. La *Figure III-13* présente la topologie des onduleurs strings.

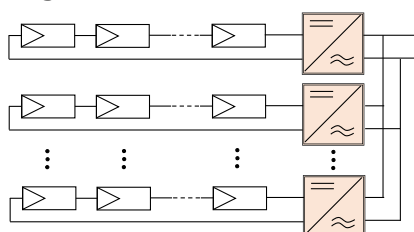


Figure III-13 Topologie aux onduleurs strings.

* Onduleurs intégrés au panneaux photovoltaïques

Pour ce type de topologie, chaque panneau photovoltaïque est doté de son propre onduleur, ce qui permet d'éviter les contraintes liées aux problèmes de déséquilibre entre les différents panneaux photovoltaïques. Cependant, le nombre très élevé des onduleurs et le câblage de l'installation engendrent des coûts supplémentaires [208]. La *Figure III-14* montre la représentation de la topologie des onduleurs intégrés aux panneaux photovoltaïques.

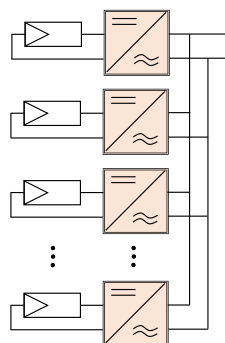


Figure III-14 Topologie des onduleurs intégrés aux panneaux photovoltaïques.

III.3.2.2 Rendements des convertisseurs DC/AC

Le rendement est le rapport entre l'énergie restituée par le convertisseur et l'énergie électrique fournie au convertisseur. C'est un paramètre très important qui influence le dimensionnement du générateur photovoltaïque et du pack de batteries. Il peut être exprimé en pourcentage de la puissance à l'entrée du convertisseur. En effet, dans le cas de ce travail de recherche, nous nous sommes intéressés aux propositions faites dans le papier référencé [193], où le rendement du convertisseur du générateur photovoltaïque est estimé à 98% et celui du convertisseur réversible du pack de batteries est évalué à 94%.

III.3.2.3 Coûts des convertisseurs DC/AC

* Estimation du coût de l'onduleur PV

Le coût du convertisseur DC/AC du générateur photovoltaïque (non réversible) est déterminé en fonction de la puissance crête du générateur photovoltaïque [193]. Son expression est donnée par la relation (III-40) :

$$C_{ond_PV} = C_{ond_PV/kW} \times P_{PVc} \quad (III-40)$$

avec :

$C_{ond_PV/kW}$: le coût par kilowatt crête du générateur photovoltaïque [€/kWc];

P_{PVc} : la puissance crête totale du système photovoltaïque [kWc].

Le coût par kilowatt crête du système photovoltaïque ($C_{ond_PV/kW}$) est estimé à 71 \$/kWc [193], soit 62,91 €/kWc.

La puissance crête totale du générateur photovoltaïque (P_{PVc}) est calculée en utilisant l'équation :

$$P_{PVc} = N_{PV} \times P_{PVc_u} \quad (III-41)$$

avec :

P_{PV_u} : La puissance crête d'un panneau photovoltaïque [kWc] ;

N_{PV} : Le nombre total de panneaux photovoltaïques.

La puissance crête du panneau photovoltaïque, utilisé dans ce travail de recherches, est égale à 0,28 kWc.

* Estimation du coût du convertisseur DC/AC réversible du pack de batteries

Le coût du convertisseur DC/AC du pack de batteries (réversible) varie en fonction de la puissance nominale du pack de batteries [193]. Il est exprimé par l'équation (III-42) :

$$C_{ond_Bat} = C_{ond_Bat/kW} \times P_{p_Bat-n} \quad (III-42)$$

avec :

$C_{ond_Bat/kW}$: le coût par kilowatt du pack de batteries [€/kW];

P_{p_Bat-n} : la puissance nominale du pack de batteries [kW].

Le coût de l'onduleur batterie par kilowatt du pack de batteries ($C_{ond_{Bat}/kW}$) est estimé à 106,5 \$/kW [193], soit 93,94 €/kW. La puissance nominale du pack de batteries ($P_{p_{Bat-n}}$) est calculée en utilisant l'équation :

$$P_{p_{Bat-n}} = n_{Bat} \times P_{Bat-n} \quad (III-43)$$

avec :

P_{Bat-n} : la puissance nominale d'une batterie [kW] ;

n_{Bat} : le nombre total de batteries.

Le nombre total de batteries (n_{Bat}) est calculé en utilisant la relation :

$$n_{Bat} = n_{Bat_s} \times n_{Bat_p} \quad (III-44)$$

avec :

n_{Bat_s} : le nombre de batteries connectées en série ;

n_{Bat_p} : le nombre de batteries connectées en parallèle.

La section suivante présente les critères énergétiques du système hybride Hydro-PV avec stockage.

III.3.3 Critères énergétiques du système hybride

L'objectif principal du dimensionnement optimal du système hybride, utilisé dans cette étude, est de déterminer les meilleures configurations capables de satisfaire la demande de la charge en tout temps. La principale contrainte du processus de l'optimisation est de garantir un système hybride efficace et fiable. Cette contrainte peut être exprimée en termes de probabilité de non satisfaction de la demande de la charge (Loss of Power Supply Probability : LPSP).

Au cours du fonctionnement du système hybride, nous pouvons identifier les différentes phases ci-dessous :

*** Première phase ($E_{hyd} + E_{GPV} > E_L$)**

L'énergie produite par les centrales hydroélectrique (E_{hyd}) et photovoltaïque (E_{GPV}) est supérieure à celle demandée par la charge (E_L). Dans cette condition, l'énergie supplémentaire est envoyée, via le convertisseur DC/CA réversible, vers les batteries, si ces dernières ne sont pas pleines.

*** Deuxième phase ($E_{hyd} + E_{GPV} < E_L$)**

L'énergie produite par les sources d'énergie ($E_{hyd} + E_{GPV}$) est inférieure à celle demandée par la charge (E_L). Dans ce cas, l'énergie manquante est compensée par les batteries, à travers le convertisseur DC/AC réversible, à condition que l'état de charge de ces batteries n'ait pas atteint son seuil minimal. Si durant la deuxième phase, les batteries ne sont pas parvenues à combler l'énergie manquante demandée par la charge, ce déficit énergétique constitue la demande non satisfaite (Loss of Power Supply : LPS). La probabilité d'insatisfaction de la demande de la charge (Loss of Power Supply Probability : LPSP) est définie par :

$$LPSP [\%] = \text{Prob}\{E_{hyd} + E_{GPV} < E_L \& SOC(t) \leq SOC_{min}\} \quad (\text{III-45})$$

avec :

$$E_{GPV} = E_{PV} \times \eta_{(dc/ac)pv} \quad (\text{III-46})$$

E_{PV} : l'énergie produite par le générateur photovoltaïque ;

$\eta_{(dc/ac)pv}$: le rendement du convertisseur DC/AC du générateur photovoltaïque (non réversible).

Concrètement, la LPSP exprime le taux de la non satisfaction de la charge. Elle est déterminée de différentes manières dans la littérature. Soit elle est définie comme étant la fraction de la somme de tous les déficits d'énergie sur l'énergie demandée durant la période d'étude [209], [210]. Soit elle est donnée par le rapport de la somme de tous les instants où il y a déficit énergétique sur la période d'étude [162], [211]. Dans ce travail de recherche, nous allons utiliser la deuxième méthode dont l'expression est donnée par la relation :

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^{N_j} \text{Jour}[(E_{hyd}(t) + E_{GPV}(t) < E_L) \& (SOC(t) \leq SOC_{min})]}{N_j} \quad (\text{III-47})$$

avec :

N_j : le nombre d'instant t (exprimé en jours) que comporte la période considérée ;

$\text{Jour}[(E_{hyd}(t) + E_{GPV}(t) < E_L) \& (SOC(t) \leq SOC_{min})]$: un jour t où l'énergie produite $(E_{hyd}(t) + E_{GPV}(t))$ est inférieure à la demande de la charge (E_L) et l'énergie stockée dans les batteries est insuffisante pour combler le déficit de l'énergie demandée à l'instant t .

III.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons modélisé le système de stockage, les convertisseurs et présenté les architectures du système hybride. La batterie de type Lithium Ferro-Phosphate a été premièrement présentée et modélisée. Ses caractéristiques et quelques avantages qu'elle offre ont été spécifiés. Les paramètres tels que l'état de charge, le rendement, la tension et le coût de la batterie ont été modélisés parce qu'ils sont importants dans la gestion énergétique des systèmes hybrides. Une étude comparative des différentes architectures du système hybride Hydro-PV avec stockage a été faite. Au bout de cette comparaison, nous avons retenu l'architecture à bus AC parce qu'elle est relativement simple, possède pratiquement les mêmes avantages que les autres architectures et a moins d'inconvénients. Les convertisseurs de l'architecture à bus AC ont été présentés à travers leurs topologies et la modélisation de leurs rendements et coûts. Enfin, nous avons défini quelques critères énergétiques de notre système hybride Hydro-PV avec stockage. Ces critères sont exprimés en termes de probabilité de non satisfaction de la demande de la charge (Loss of Power Supply Probability : LPSP). Les principaux composants du système hybride Hydro-PV avec stockage sont modélisés. Le chapitre 4 sera consacré à l'optimisation du système hybride Hydro-PV avec stockage.

Chapitre IV Optimisation multi-objectif du dimensionnement de différentes configurations de source d'énergie.

IV.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous abordons la question de l'optimisation du dimensionnement de différentes configurations de source d'énergie notamment : la centrale hydroélectrique seule, la centrale photovoltaïque seule, les systèmes hybrides hydro-PV et hydro-PV-Bat. Deux fonctions objectifs sont simultanément optimisées dans chaque cas de configuration. Il s'agit de la maximisation de l'énergie totale produite et la minimisation du coût de production. Des variables sont considérées pour l'optimisation de chaque configuration de source d'énergie. Dans le cas de la centrale hydroélectrique, les variables de décision considérées sont constituées du débit d'équipement nominal (Q_{T_n}) et du nombre d'unités de production hydroélectrique (n_{hyd}). Pour le système PV, c'est le nombre de modules PV (N_{PV}) qui est utilisé comme variable de décision. Quant aux systèmes hybrides hydro-PV et hydro-PV-Bat, nous considérons trois variables d'optimisation : n_{hyd} , Q_{T_n} et N_{PV} .

L'optimisation de ces différentes configurations de sources d'énergie permettra de trouver des meilleurs compromis entre les fonctions objectifs et d'évaluer les influences des variables de décision sur ces fonctions objectifs. La solution qui garantit le plus bas coût de production par kWh sera sélectionnée et ses paramètres seront déterminés et analysés. Pour ces paramètres, nous avons les évolutions des énergies produite, consommée, déficitaire et excédentaire. Enfin, une stratégie de gestion de charge est proposée pour gérer le surplus d'énergie obtenu.

Avant de procéder à l'optimisation des différentes configurations de source d'énergie, nous présentons d'abord le cadre d'étude auquel est appliquée l'étude.

IV.2 Cadre d'étude : site de Yéripao

Cette étude est appliquée aux ressources hydraulique et solaire du site de Yéripao. Ce site est situé dans la commune de Natitingou (nord-ouest du Bénin). Ses coordonnées géographiques sont 10°15'21.06" N de latitude, 1°25'43.57" E de longitude et 430 m d'altitude (Figure IV-1).

La centrale hydroélectrique du site de Yéripao est installée sur la rivière Tiatiko située à environ 9 km du village. Les activités de réaménagement de cette centrale hydroélectrique et de son extension sont inscrites dans le programme béninois du Millennium Challenge Account (MCA II) [212]. L'objectif de ce programme est d'aider le Bénin à satisfaire ses propres besoins en matière de production d'énergie électrique en augmentant sa capacité de production nationale [213]. Telle est la raison fondamentale

qui nous motive à focaliser notre travail de recherche sur les ressources hydraulique et solaire du site de Yéripao.

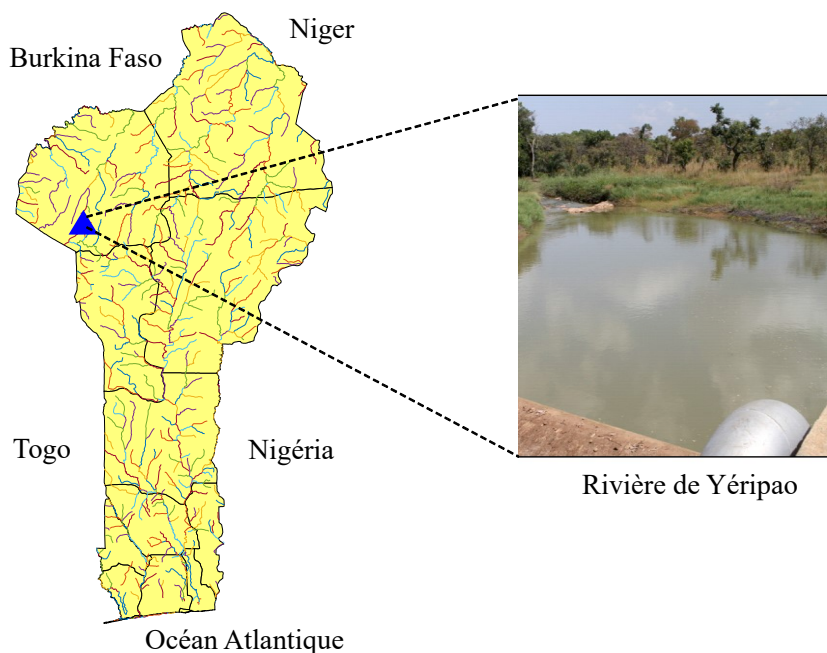


Figure IV-1 Localisation du site de Yéripao.

L'évolution journalière du débit de la rivière, au cours de la période 2016-2017, est représentée par la courbe de la Figure IV-2. Les données des débits de la période 2016-2017 ont été déterminées par extrapolation à partir des débits de 1988 [214], des données de pluviométrie et d'évapotranspiration [192] du site. L'évolution journalière de l'irradiation globale et celle de la température ambiante, pendant la période 2016-2017, sont respectivement schématisées sur les Figures IV-3 et IV-4. Ces données sont également obtenues à partir du site de SoDa [192].

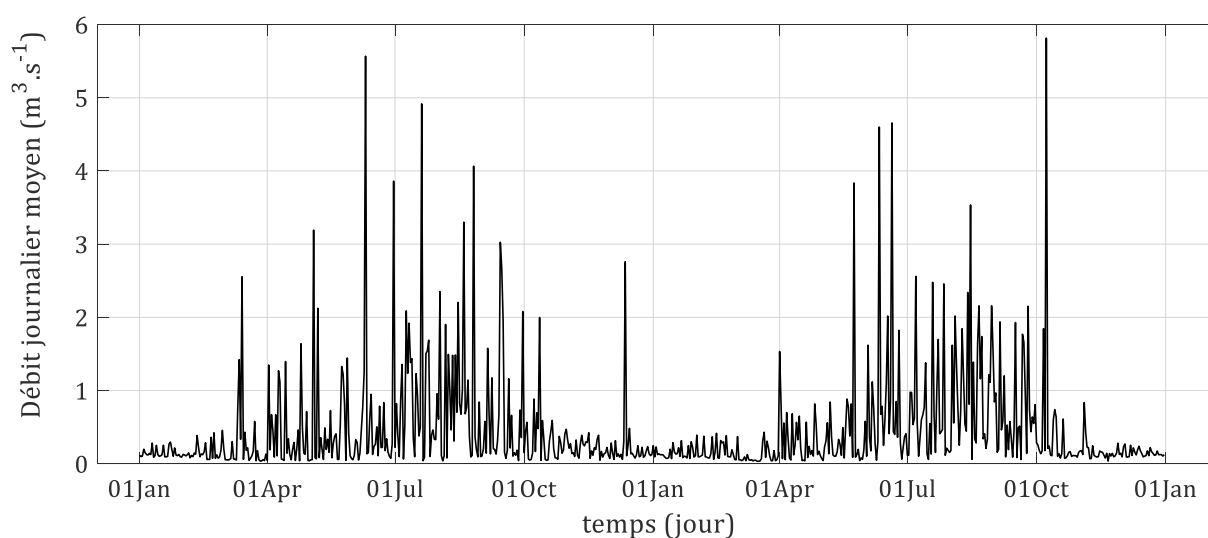


Figure IV-2 Evolution des débits journaliers moyens de la rivière de Yéripao pour la période de 2016 à 2017.

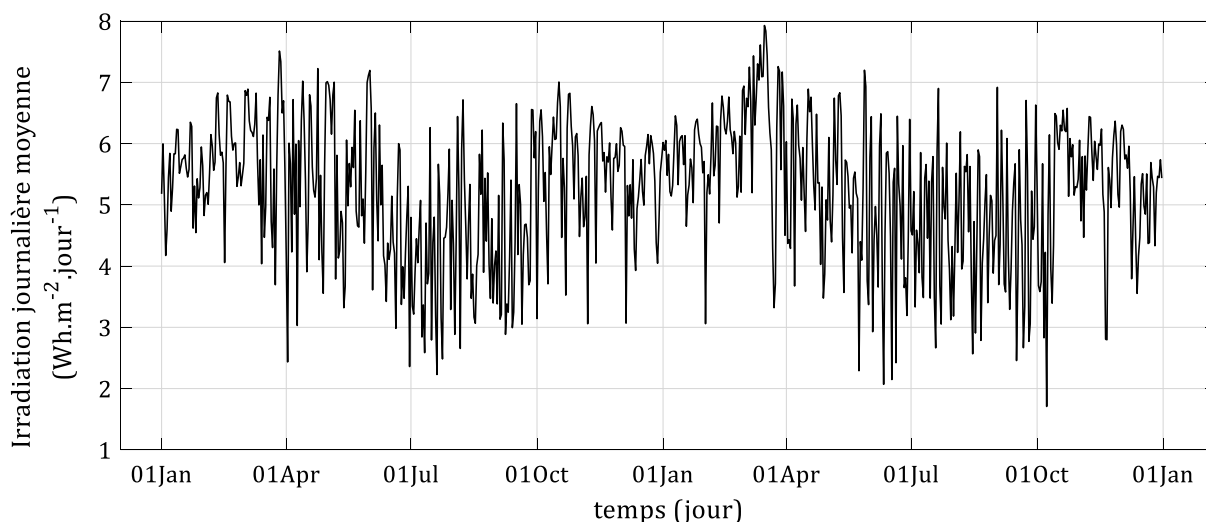


Figure IV-3 Evolution des irradiations journalières moyennes du site de Yéripao pour la période de 2016 à 2017.

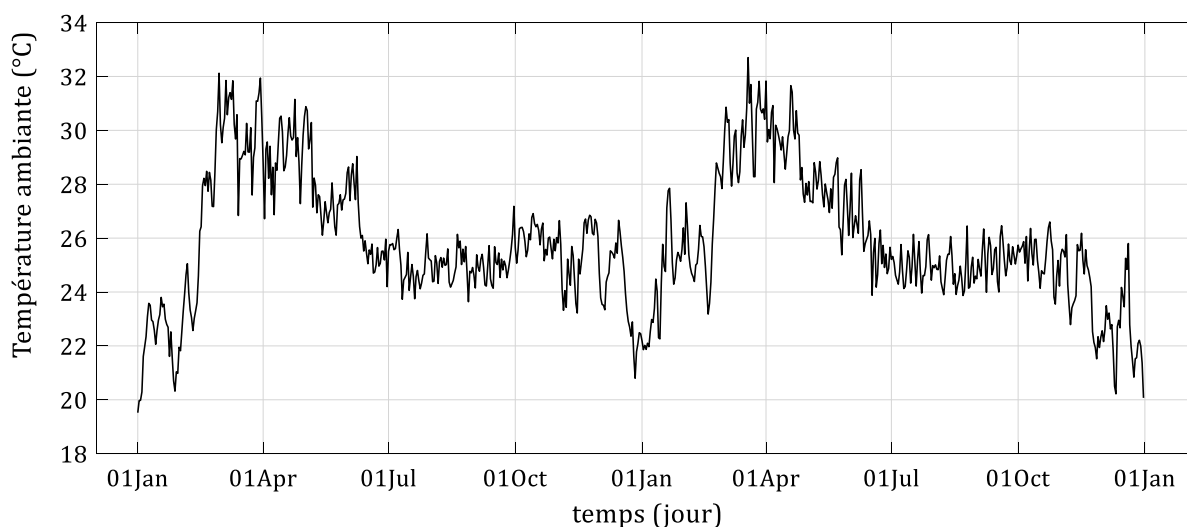


Figure IV-4 Evolution des températures journalières moyennes du site de Yéripao pour la période de 2016 à 2017.

La nécessité de garantir la bonne qualité écologique de la rivière requiert de maintenir dans le lit de la rivière, un minimum de débit d'eau appelé débit réservé. La loi sur l'eau et les milieux aquatiques (LEMA), adoptée le 30 décembre 2006 [215] [216], recommande que ce débit soit au moins égal au dixième du débit moyen interannuel. Ainsi, dans le cadre de ce travail de recherche, nous estimons à un dixième du débit moyen de la période biennale 2016 à 2017.

Le type de turbine appropriée pour la rivière de Yéripao est la turbine Pelton [217]. Cette dernière est alors utilisée dans le cadre de ce travail de recherche.

Le profil de charge à satisfaire (Figure IV-5) est établi à partir de l'équation :

$$E_L = N_{cl} \times E_{L/cl} \times K_{si} \quad (IV-1)$$

avec :

N_{cl} : le nombre total de clients à satisfaire, fixé à 250000 ;

$E_{L/cl}$: le profil de consommation journalière moyenne d'un client [kWh] [218] ;

K_{si} : un coefficient de simultanéité, estimé à 80% [71].

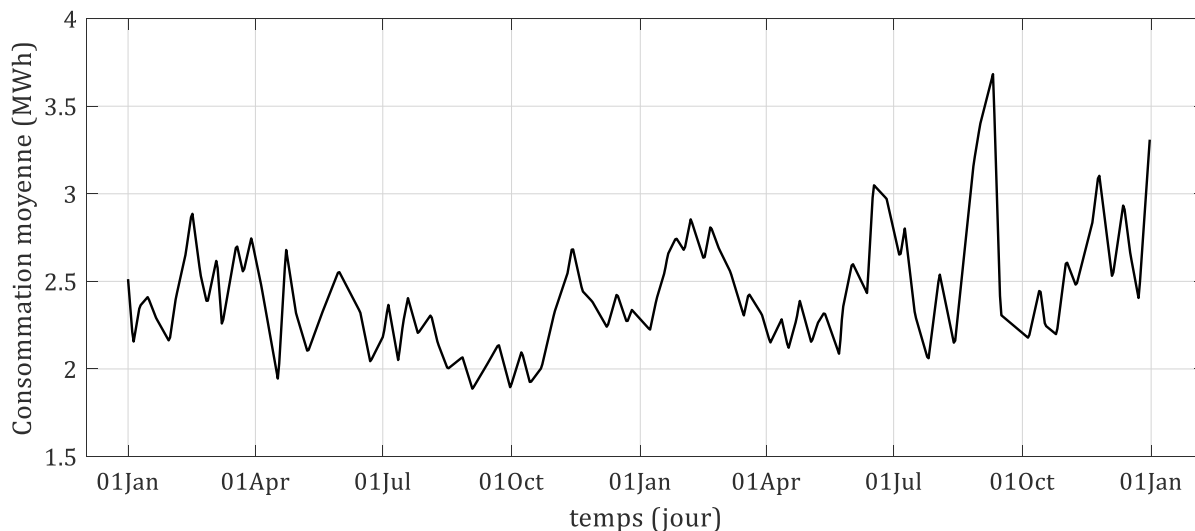


Figure IV-5 Evolution du profil de charge journalière moyenne pour la période de 2016 à 2017.

IV.3 Optimisation de la centrale hydroélectrique

L'analyse de faisabilité technico-économique du projet joue un rôle important dans le processus de dimensionnement des centrales hydroélectriques. En effet, l'un des principaux obstacles au démarrage d'un projet d'aménagement de centrale hydroélectrique réside dans la compréhension du coût du projet [219]. Le coût d'investissement occupe une large part du budget total du projet d'aménagement hydroélectrique. Il affecte ainsi la viabilité du projet d'aménagement hydroélectrique. Dans la littérature, plusieurs travaux de recherche ont abordé l'étude technico-économique de la centrale hydroélectrique que nous avons présenté dans [217]. Cette section a pour objectif de dimensionner la centrale hydroélectrique en utilisant l'optimisation multi-objectif avec les algorithmes génétiques de type NSGA II.

IV.3.1 Formulation du problème d'optimisation

L'optimisation de la centrale hydroélectrique est traitée sous forme d'un problème multi-objectif qui vise à maximiser l'énergie totale produite par la centrale et à la fois minimiser son coût de production. Nous déterminons les meilleurs compromis entre les deux fonctions objectifs. Deux variables de décision sont considérées : le nombre d'unités de production hydroélectrique n_{hyd} de la centrale hydroélectrique et le débit d'équipement nominal Q_{T_n} de la turbine hydraulique. Les influences de ces variables sur les fonctions objectifs sont aussi analysées. Le problème de l'optimisation peut être présenté selon la formulation mathématique et l'organigramme suivants :

Objectif 1 : maximiser l'énergie totale E_{hyd_T} [kWh] produite par la centrale hydroélectrique :

$$E_{hyd_T} = \sum_{t=1}^{n_j} E_{hyd}(t) \quad (IV-2)$$

avec :

$$E_{hyd}(t) = 24 \times \eta_T \times \eta_G \times \rho \times g \times Q_T(t) \times H_{net} \quad (IV-3)$$

η_T : le rendement de la turbine hydraulique, donné par l'expression (II-16) ;

η_G : le rendement de la génératrice électrique, dont la valeur est approximativement 90 % [220] ;

ρ : la masse volumique de l'eau, de valeur égale à 1 kg/m^3 ;

g : l'accélération de la pesanteur ($9,81 \text{ m/s}^2$) ;

Q_T : le débit d'eau journalier moyen turbiné par la centrale hydroélectrique [m^3/s] ;

H_{net} : la hauteur de chute nette du site [m] ;

n_j : le nombre total de jours pour la période 2016-2017 (731 jours).

Objectif 2 : minimiser le coût de production de la centrale hydroélectrique.

Le coût de production d'énergie de la centrale hydroélectrique est égal à la somme du coût d'investissement C_{hyd_i} [€] et du coût de maintenance C_{hyd_m} [€] :

$$C_{hyd} = C_{hyd_i} + C_{hyd_m} \quad (IV-4)$$

Les modèles proposés dans [221] sont utilisés pour déterminer C_{hyd_i} . Ces modèles sont choisis parce qu'ils sont définis non seulement en fonction de la hauteur de chute nette H_{net} et de la puissance nominale P_{hyd_n} , mais aussi en fonction du nombre d'unités de production hydroélectrique de la centrale hydroélectrique. Le nombre d'unités de production hydroélectrique est considéré comme variable d'optimisation dans ce travail de recherche. Quant au coût de maintenance C_{hyd_m} , il est estimé à 5% du coût d'investissement C_{hyd_i} [222].

L'organigramme du processus d'optimisation de la centrale hydroélectrique est représenté sur la Figure IV-6.

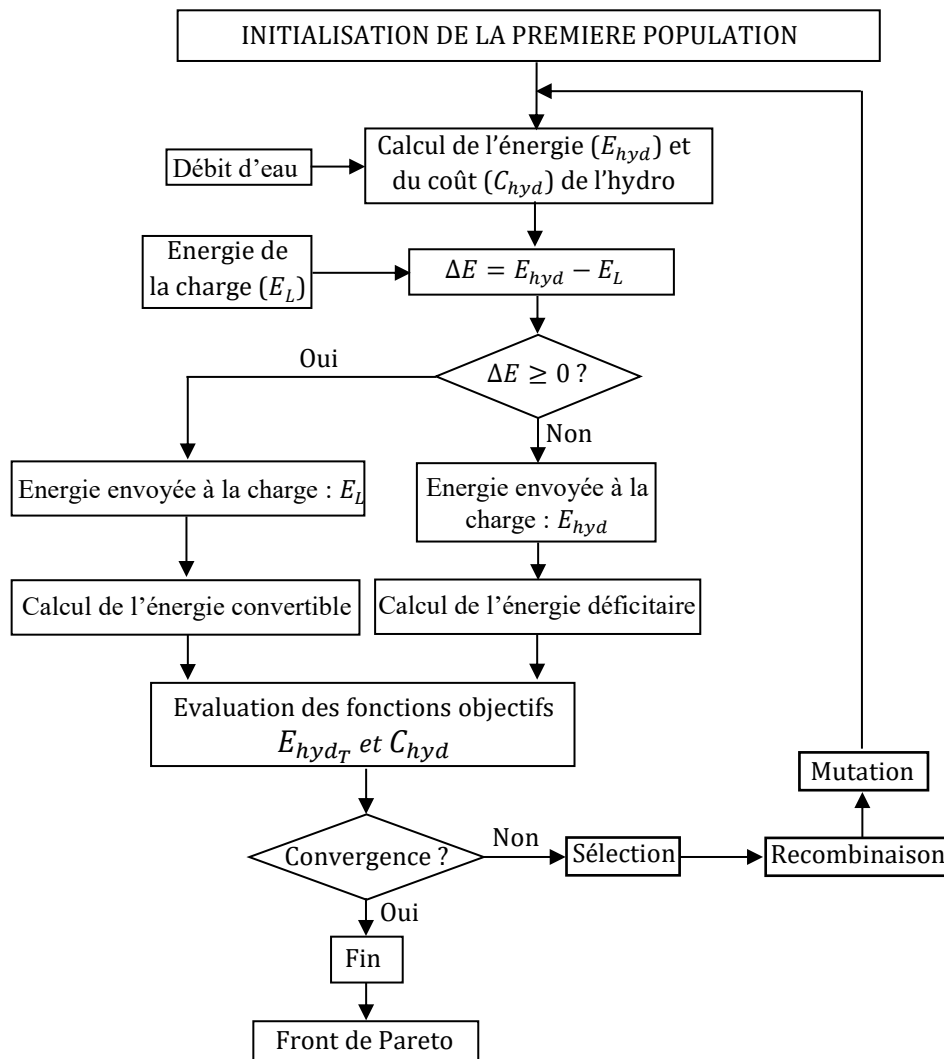


Figure IV-6 Organigramme du processus d'optimisation de la centrale hydroélectrique.

IV.3.2 Résultats et discussion

IV.3.2.1 Front de Pareto pour le cas de la centrale hydroélectrique

Le front de Pareto, montré à la Figure IV-7, présente les résultats de l'optimisation d'une population de 100 individus sur 100 générations. Chaque solution contient des paramètres optimaux pour le dimensionnement de la centrale hydroélectrique. Ces solutions constituent les meilleurs compromis entre l'énergie totale produite et le coût de production de la centrale hydroélectrique. A travers l'allure de la courbe, nous pouvons noter que l'énergie totale croît avec le coût de production. La maximisation de l'énergie totale est ainsi en contradiction avec la minimisation du coût de production.

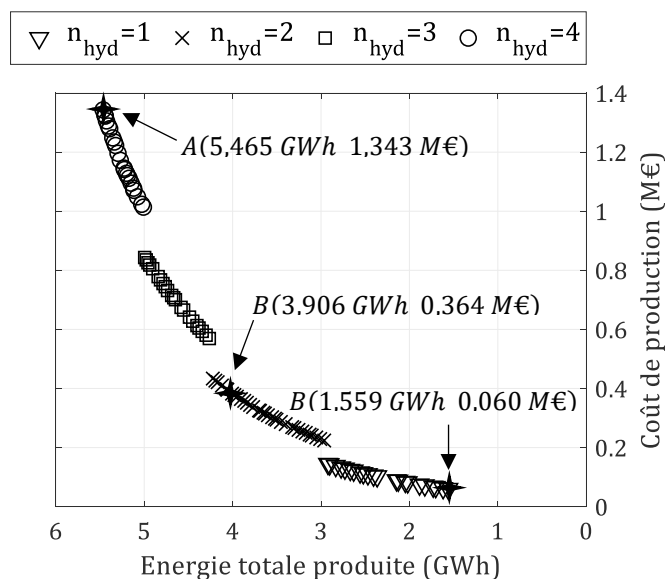


Figure IV-7 Front de Pareto pour la centrale hydroélectrique.

Le front de Pareto démontre que les solutions sont regroupées en quatre catégories, suivant le nombre d'unités de production hydroélectrique (n_{hyd}) :

- Catégorie 1 $n_{hyd} = 1$: courbe représentée en triangle ;
- Catégorie 2 $n_{hyd} = 2$: courbe représentée en croix ;
- Catégorie 3 $n_{hyd} = 3$: courbe représentée en carré ;
- Catégorie 4 $n_{hyd} = 4$: courbe représentée en rond.

Trois solutions particulières ont été identifiées sur la courbe. La solution A fournit l'énergie totale la plus élevée et représente la solution la plus chère, alors que la solution C génère la plus faible énergie totale et constitue la solution la moins chère. Quant à la solution B, elle offre une configuration de centrale hydroélectrique dont le coût de production et l'énergie totale produite sont intermédiaires.

Le front de Pareto permet de mettre en évidence que, pour les solutions des catégories 1-4, lorsqu'on réduit l'énergie de 1 %, on est en mesure de réduire le coût de production de plus de 1,6 %, 2,2 %, 2,8 % et 3,5 % respectivement. Alors le compromis entre le coût de production et l'énergie totale produite est en faveur du coût de production que l'on préférera réduire.

A partir du front de Pareto, on peut déterminer les énergies totales consommée, convertible et manquante. De même, les valeurs des paramètres de configuration pour chaque solution pourront être identifiées. Par exemple, les valeurs des variables de décision optimales correspondant aux solutions A, B et C sont présentées dans le Tableau IV-1.

Tableau IV-1 Variables de décision correspondant aux solutions optimales A, B et C.

Solutions spécifiées	A	B	C
Débit d'équipement nominal Q_{T_n} [m^3/s]	0,305	0,241	0,095
Nombre d'unités de production hydroélectrique n_{hyd}	4	2	1

IV.3.2.2 Analyse de sensibilité des fonctions objectives par rapport aux variables d'optimisation pour le cas de la centrale hydroélectrique

Les Figures IV-8 à IV-10 montrent respectivement les variations de l'énergie totale produite, du coût de production et du coût de production par unité d'énergie totale consommée en fonction du débit d'équipement nominal et du nombre d'unités de production hydroélectrique.

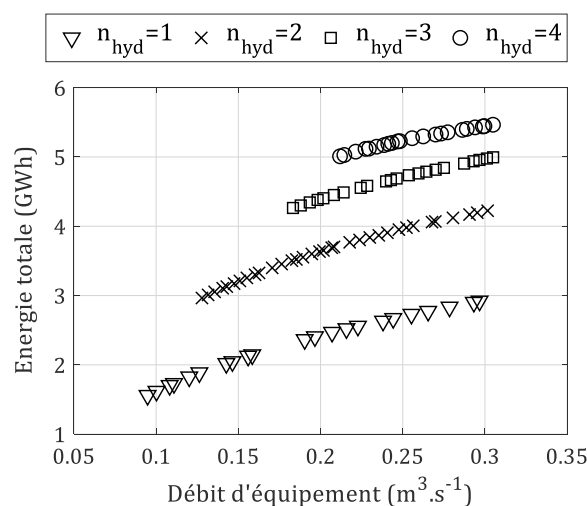


Figure IV-8 Variation de l'énergie totale produite en fonction du nombre d'unités de production hydroélectrique et du débit d'équipement nominal.

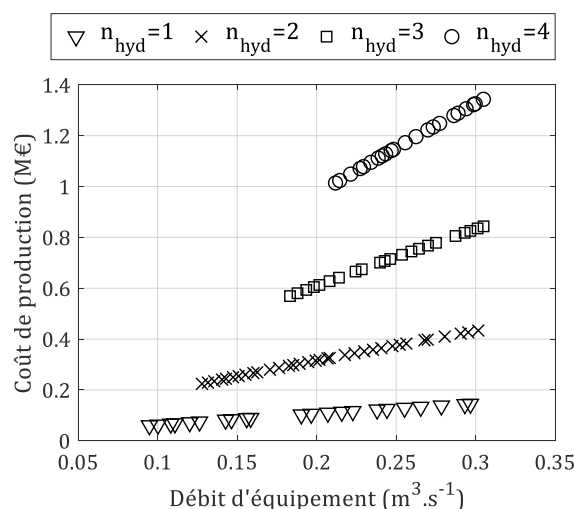


Figure IV-9 Variation du coût de production en fonction du nombre d'unités de production hydroélectrique et du débit d'équipement nominal.

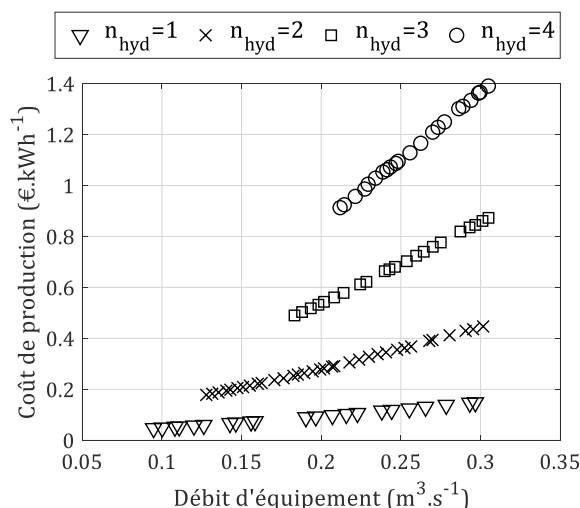


Figure IV-10 Variation du coût de production par kWh en fonction du nombre d'unités de production hydroélectrique et du débit d'équipement nominal.

Ces courbes illustrent les influences des variables de décision sur la maximisation de l'énergie totale produite et la minimisation du coût de production. Dans chaque catégorie de solutions, l'énergie totale produite croît logarithmiquement avec le débit d'équipement nominal de la turbine hydraulique. Le coût de production et le coût de production par kWh augmentent quasi-linéairement avec le débit d'équipement nominal. En effet, les variables de décision tendent à être maximisées pour maximiser l'énergie totale produite. En revanche, pour minimiser le coût de production, elles tendent à être minimisées. Pour les catégories 1-4, l'accroissement de 1 % du débit d'équipement nominal entraîne une augmentation d'énergie totale produite de 0,41 %, 0,31 %, 0,26 % et 0,21 %, respectivement. Dans le même ordre, le coût de production augmente de 0,67 %, 0,69 %, 0,72 % et 0,74 %. Le choix du débit d'équipement nominal a plus d'influence sur le coût de production que sur l'énergie totale produite.

Le nombre de solutions optimales, ainsi que les plages de variation du débit d'équipement nominal, de l'énergie produite totale, du coût de production et du coût de production par kWh sont détaillés dans le Tableau IV-2.

Tableau IV-2 Paramètres obtenus pour chaque catégorie de solutions du front de Pareto pour le cas de la centrale hydroélectrique.

Nombre d'unités de production hydroélectrique	$n_{hyd} = 1$	$n_{hyd} = 2$	$n_{hyd} = 3$	$n_{hyd} = 4$
Nombre de solutions	22	34	22	22
Débit d'équipement nominal [m^3/s]	[0,095 0,297]	[0,128 0,302]	[0,183 0,305]	[0,212 0,305]
Coût de production [$M€$]	[0,060 0,145]	[0,224 0,434]	[0,569 0,843]	[1,014 1,343]
Energie produite [GWh]	[1,559 2,921]	[2,964 4,224]	[4,264 4,995]	[5,009 5,465]
Coût par kWh [$€/kWh$]	[0,047 0,148]	[0,178 0,447]	[0,490 0,873]	[0,913 1,390]

IV.3.2.3 Evolution des énergies mises en jeu dans le cas de la solution la moins couteuse pour la centrale hydroélectrique

Nous nous sommes intéressés à la solution qui garantit le plus bas coût de production par unité d'énergie consommée. Les valeurs des paramètres caractérisant cette solution sont présentées ci-dessous :

- Energie totale produite : $E_{hyd_T} = 1,559 \text{ GWh}$;
- Coût de production : $C_{hyd} = 0,060 \text{ M€}$;
- Coût par unité d'énergie consommée : $C_{hyd/kWh} = 0,047 \text{ €/kWh}$;
- Nombre d'unités de production hydroélectrique : $n_{hyd} = 1$;
- Débit d'équipement nominal : $Q_{Tn} = 0,095 \text{ m}^3/\text{s}$.

Sur la Figure IV-11, l'évolution journalière de l'énergie produite est schématisée par la courbe en couleur bleue. Les courbes en couleur verte en traits plein et en pointillé illustrent respectivement la variation de l'énergie demandée par la charge et sa valeur moyenne.

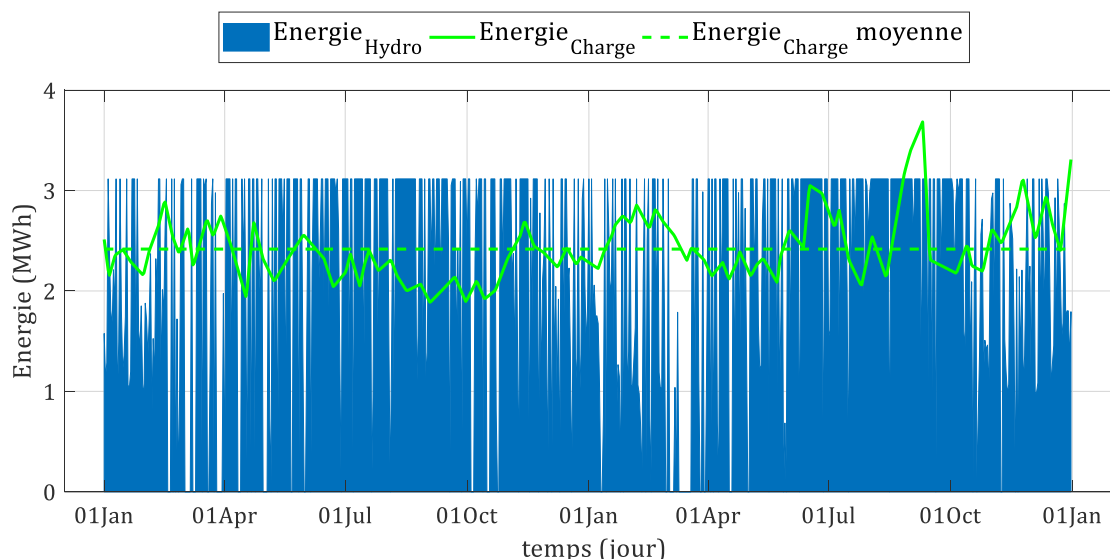


Figure IV-11 Evolution des énergies hydroélectriques produite et demandée pendant la période biennale 2016-2017.

Nous apercevons qu'à certains moments de la période biennale (2016-2017), l'énergie produite n'arrive pas à satisfaire la demande de la charge. Ce déficit énergétique est surtout visible au cours de la période du novembre à avril, soit la saison sèche (au nord du pays). Lorsqu'on se réfère à la courbe de l'évolution des débits journaliers de la Figure IV-2, on comprendra que ce déficit est dû au fait que les débits sont faibles dans cette période.

Sur les Figures IV-12 a, b et c, nous représentons respectivement les évolutions de l'énergie réellement consommée par la charge, du surplus en énergie (perdue) et du déficit énergétique. L'énergie consommée et l'énergie perdue représentent l'énergie produite (Figure IV-11).

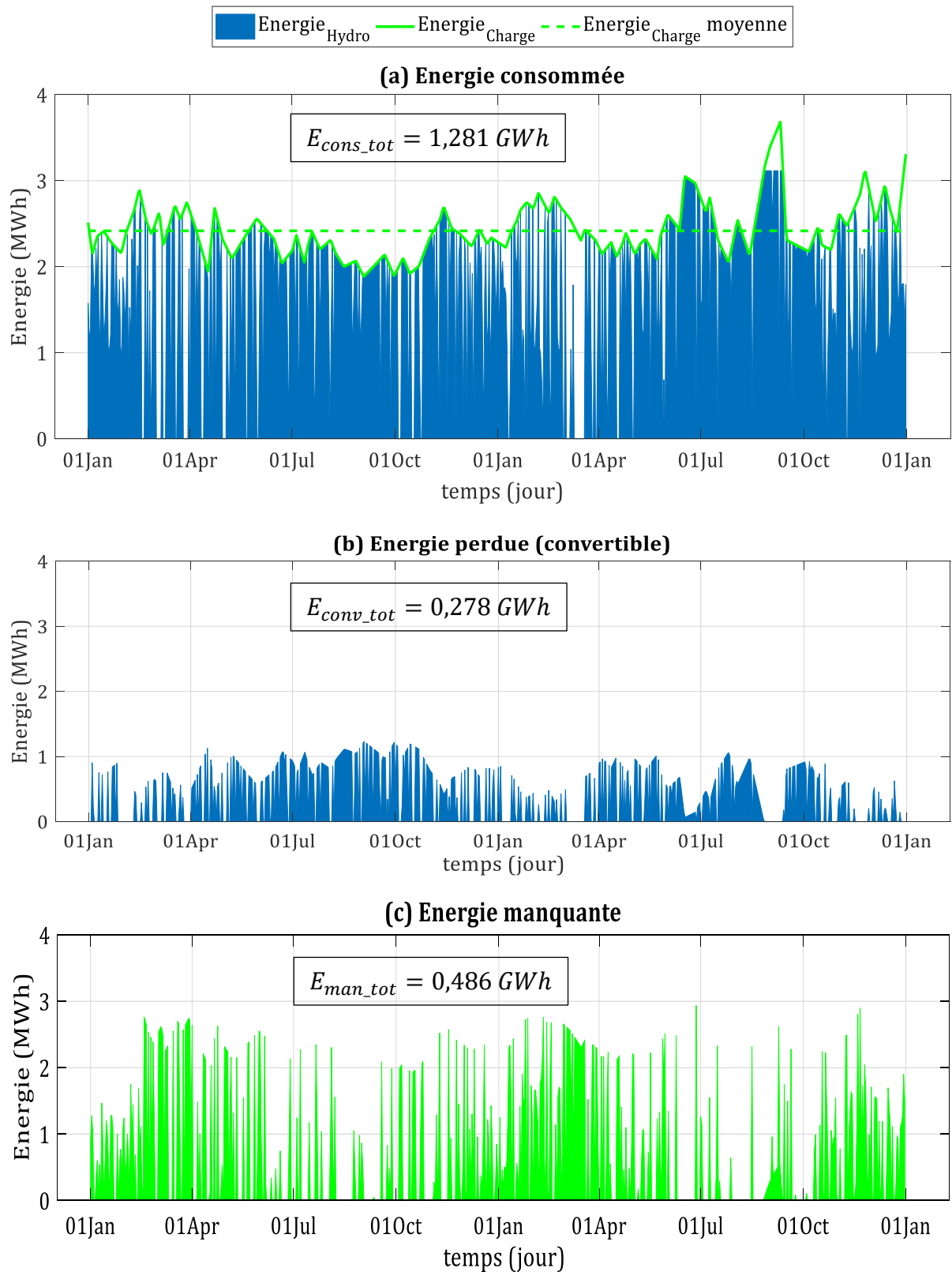


Figure IV-12 Evolution de (a) l'énergie hydroélectrique consommée par la charge, (b) l'énergie convertible et (c) l'énergie manquante.

L'énergie totale réellement consommée par la charge s'élève à 1,281 *GWh*, soit 82,17% de la production totale. Les Figures IV-12 b et c permettent d'évaluer la quantité du surplus d'énergie (énergie convertible) et de l'énergie déficitaire. L'excédent total d'énergie est égal à 0,278 *GWh* (17,83%) et le déficit s'élève à 0,486 *GWh*. L'énergie déficitaire fait environ le double de l'énergie excédentaire. Alors, cet excédent énergétique n'est pas suffisant pour compenser le manque en énergie. Toutefois, nous pouvons utiliser ce surplus d'énergie pour compenser une partie du déficit énergétique et le reste sera comblé par l'énergie photovoltaïque (PV).

La section suivante est consacrée à l'optimisation du système PV.

IV.4 Optimisation du système PV

L'approche d'optimisation multi-objectif avec l'algorithme génétique de type NSGA II est utilisée pour dimensionner le système PV. La formulation du problème de l'optimisation, ainsi que les résultats d'optimisation obtenus sont présentés dans cette section.

IV.4.1 Formulation du problème d'optimisation

Cette optimisation vise également à maximiser l'énergie totale produite par le système PV et à la fois minimiser son coût de production. La variable de décision est constituée du nombre de modules PV (N_{PV}). Les meilleurs compromis entre l'énergie totale produite et le coût de production sont trouvés et analysés. L'organigramme du processus de l'optimisation utilisé est identique à celui du cas précédent. Les fonctions objectifs sont définies comme suit :

Objectif 1 : maximiser l'énergie totale produite (E_{PV_T} [kWh]) par le système PV.

Cette énergie est calculée à partir de la relation :

$$E_{PV_T} = \sum_{t=1}^{n_j} E_{GPV}(t) \quad (IV-5)$$

avec :

$E_{GPV}(t)$: l'énergie photovoltaïque journalièrement produite pendant l'instant t .

L'expression de $E_{GPV}(t)$ est donnée par la relation (III-46).

Objectif 2 : minimiser le coût de production du système PV.

Le modèle du coût de production du système PV est présenté dans la section II.3.2 du Chapitre II. Son expression est donnée par la relation (II-54).

IV.4.2 Résultats et discussion

IV.4.2.1 Front de Pareto pour le cas du système photovoltaïque

Les résultats de l'optimisation d'une population de 100 individus sur 10 générations sont présentés par le front de Pareto illustré à la Figure IV-13.

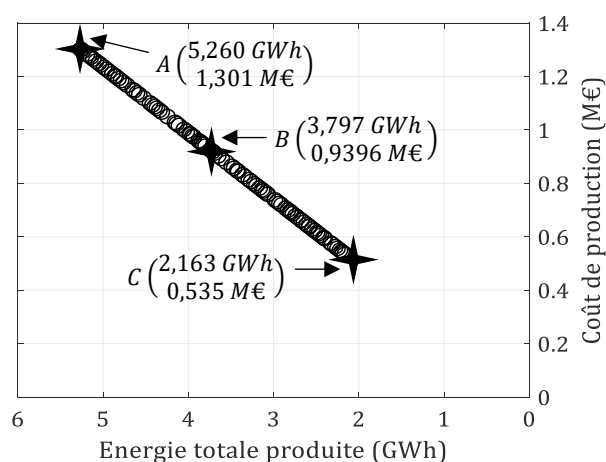


Figure IV-13 Front de Pareto pour le système photovoltaïque.

La courbe du front de Pareto révèle que le coût de production croît linéairement avec l'énergie totale produite. Cette linéarité est justifiée par le fait que nous avons une seule variable d'optimisation et que les deux fonctions objectifs sont quasiment proportionnelles à cette variable d'optimisation ((II-50) et (II-55)). Le front de Pareto permet de mettre en évidence que si l'on augmente l'énergie totale produite de 1%, le coût de production aussi croît de 1%. Nous avons un rapport de proportionnalité entre les deux fonctions objectifs qui est égal à 1. Par conséquent, le compromis entre le coût de production et l'énergie totale produite n'a pas de favori.

Trois solutions particulières (A, B et C) ont été spécifiées sur la courbe du front de Pareto. La solution A représente la configuration la plus chère et génère l'énergie totale la plus élevée. Quant à la solution C, elle est la configuration la moins chère et offre l'énergie totale la plus petite. L'individu B représente une solution intermédiaire.

A partir du front de Pareto, nous déterminons les énergies totales consommée, convertible et manquante. Pour chaque solution, les valeurs des paramètres de configuration sont aussi déterminées. Les valeurs du nombre de modules PV optimales correspondant aux solutions A, B et C sont données dans le Tableau III-3.

Tableau IV-3 Nombre de modules PV optimal correspondant aux solutions optimales A, B et C.

Solutions spécifiées	A	B	C
Nombre de modules PV optimal $N_{mod_{PV}}$	6000	4332	2467

IV.4.2.2 Evolution des énergies mises en jeu dans le cas de la solution la moins couteuse pour la centrale photovoltaïque

La solution choisie est celle qui offre le plus bas coût de production par unité d'énergie consommée. Elle est caractérisée par :

- Energie totale produite : $E_{PV_T} = 2,163 \text{ GWh}$;
- Coût de production : $C_{pv} = 0,535 \text{ M€}$;
- Coût par unité d'énergie consommée : $C_{pv/kWh} = 0,315 \text{ €/kWh}$;
- Nombre de modules photovoltaïques : $N_{PV} = 2467$.

La variation de l'énergie photovoltaïque journalière produite et celle de l'énergie demandée par la charge sont illustrées par les courbes de la Figure IV-14. L'énergie réellement fournie à la charge est schématisée en orange sur la Figure IV-15a. La variation du surplus d'énergie produite et celle du déficit d'énergie demandée sont respectivement représentées sur les Figures IV-15 b et c.

L'énergie totale excédentaire s'élève à $0,462 \text{ GWh}$ et le déficit énergétique total est égal à $0,066 \text{ GWh}$. En effet, l'énergie déficitaire représente environ 14,3% de l'énergie excédentaire. Ainsi, nous pourrions nous servir de ce surplus d'énergie pour compenser l'énergie déficitaire. Ce déficit énergétique est plus remarquable dans la période de juin à octobre (Figure IV-15 c). Cette période correspond à la saison pluvieuse au nord du Bénin.

La complémentarité entre les deux sources d'énergie est confirmée. En saison sèche, le déficit en hydroélectricité est notable alors que celui en l'énergie photovoltaïque l'est moins. Contrairement en saison pluvieuse, le déficit en photovoltaïque est remarquable et celui en l'hydroélectricité est faible. Pour assurer la continuité de service en énergie durant toute l'année, nous associons les deux sources d'énergie pour en faire un système hybride.

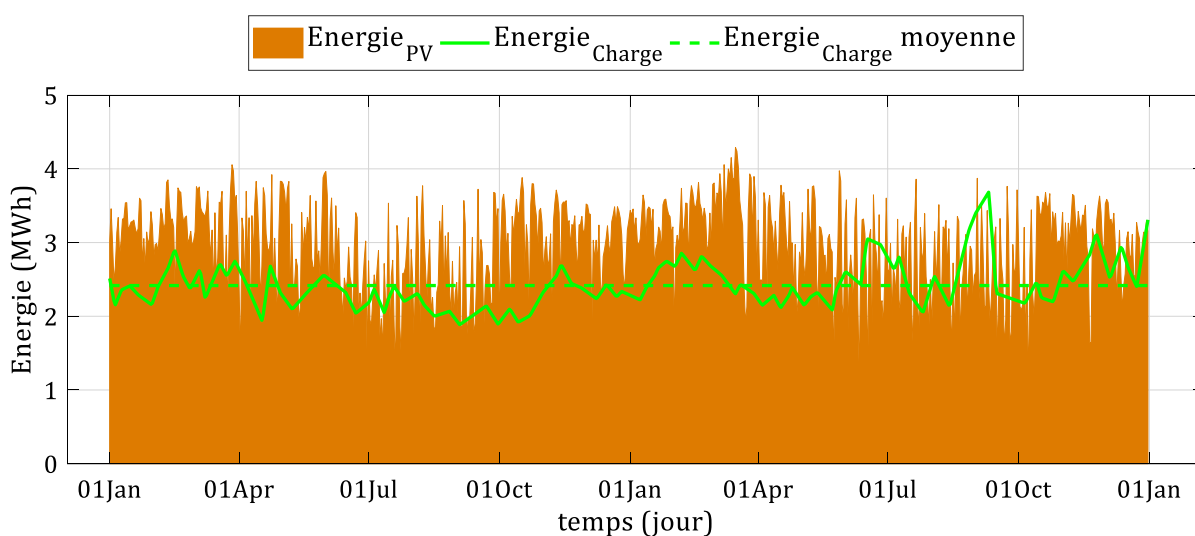


Figure IV-14 Evolution de l'énergie photovoltaïque produite (couleur orange) et de l'énergie demandée (couleur verte) pendant la période biennale 2016-2017.

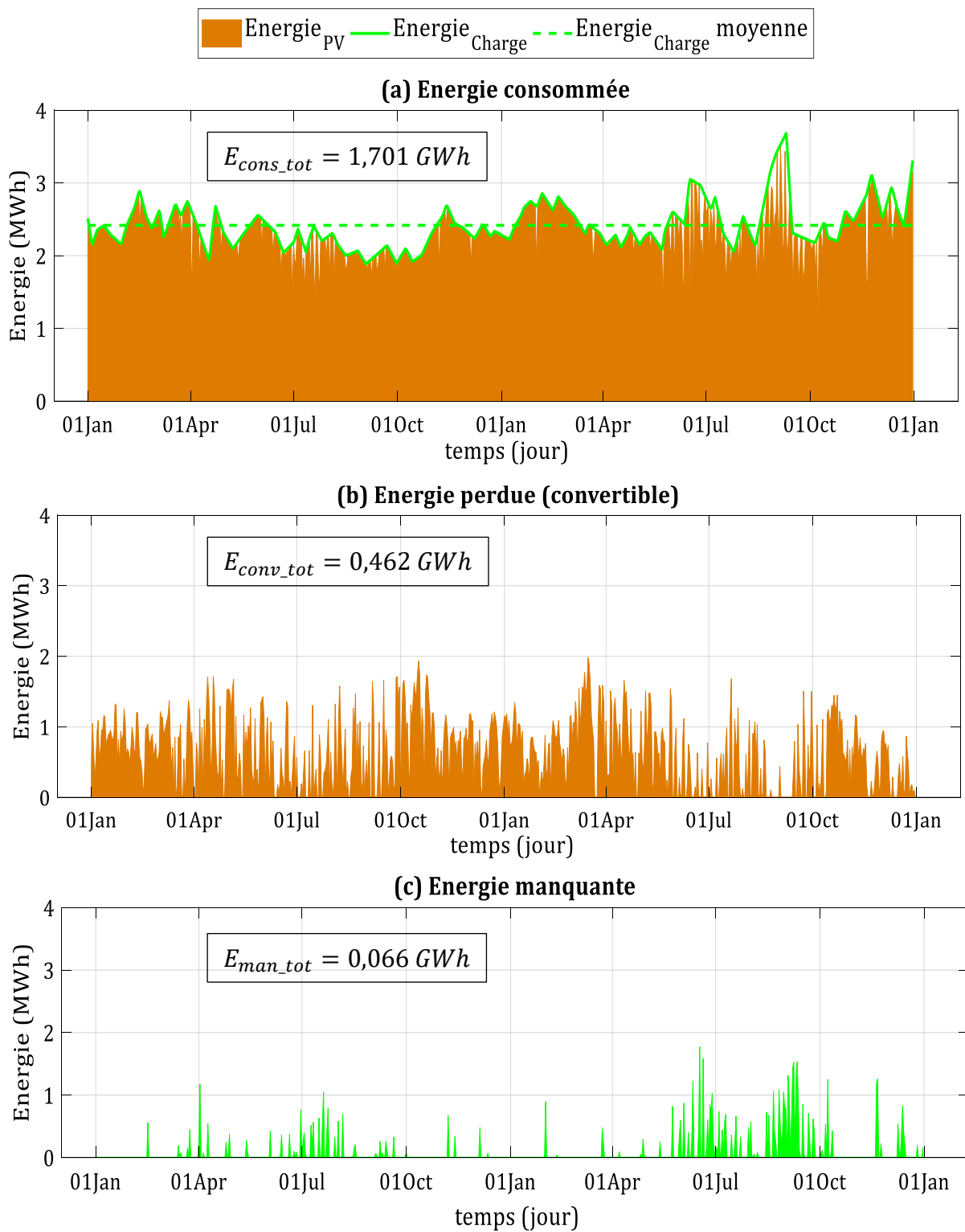


Figure IV-15 Evolution de (a) l'énergie photovoltaïque consommée par la charge, (b) l'énergie convertible et (c) l'énergie manquante (2016-2017).

IV.5 Optimisation du système hybride hydro-PV (SHHP)

L'optimisation du dimensionnement du système hybride hydro-PV est abordée dans cette section. Après avoir formulé le problème de l'optimisation, nous présentons les résultats obtenus. Ce travail a fait l'objet d'une publication dans une revue internationale [223].

IV.5.1 Formulation du problème d'optimisation

Ce problème d'optimisation vise aussi à maximiser l'énergie totale produite par le système hybride et à la fois minimiser son coût de production. Les meilleurs compromis entre les deux fonctions objectifs sont également déterminés en utilisant les algorithmes génétiques de type NSGA II. Trois variables de décision sont utilisées, à savoir n_{hyd} , Q_{Tn} et N_{pv} . L'analyse de l'influence de ces variables d'optimisation sur les fonctions objectifs est aussi étudiée. Nous résumons la présentation du problème de l'optimisation par les expressions mathématiques suivantes :

Objectif 1 : maximiser l'énergie totale E_{HP_T} [kWh] produite par le système hybride hydro-PV.

Cette énergie est exprimée par la relation :

$$E_{HP_T} = \sum_{t=1}^{n_j} [E_{hyd}(t) + E_{GPV}(t)] \quad (IV-6)$$

avec :

$E_{hyd}(t)$: la production journalière [kWh] de la centrale hydroélectrique ;

$E_{GPV}(t)$: la production journalière [kWh] du système PV.

Les expressions de $E_{hyd}(t)$ et $E_{GPV}(t)$ sont respectivement données par les relations (IV-3) et (III-46).

Objectif 2 : minimiser le coût de production (C_{HP}) du système hybride hydro-PV.

Ce coût de production est la somme du coût de production de la centrale hydroélectrique (C_{hyd}) [€] et de celui du système photovoltaïque (C_{pv}) [€] :

$$C_{HP} = C_{hyd} + C_{pv} \quad (IV-7)$$

C_{hyd} et C_{pv} sont respectivement exprimés par les relations (IV-4) et (II-54).

L'organigramme, présenté à la Figure IV-16, décrit le processus de l'optimisation du système hybride hydro-PV.

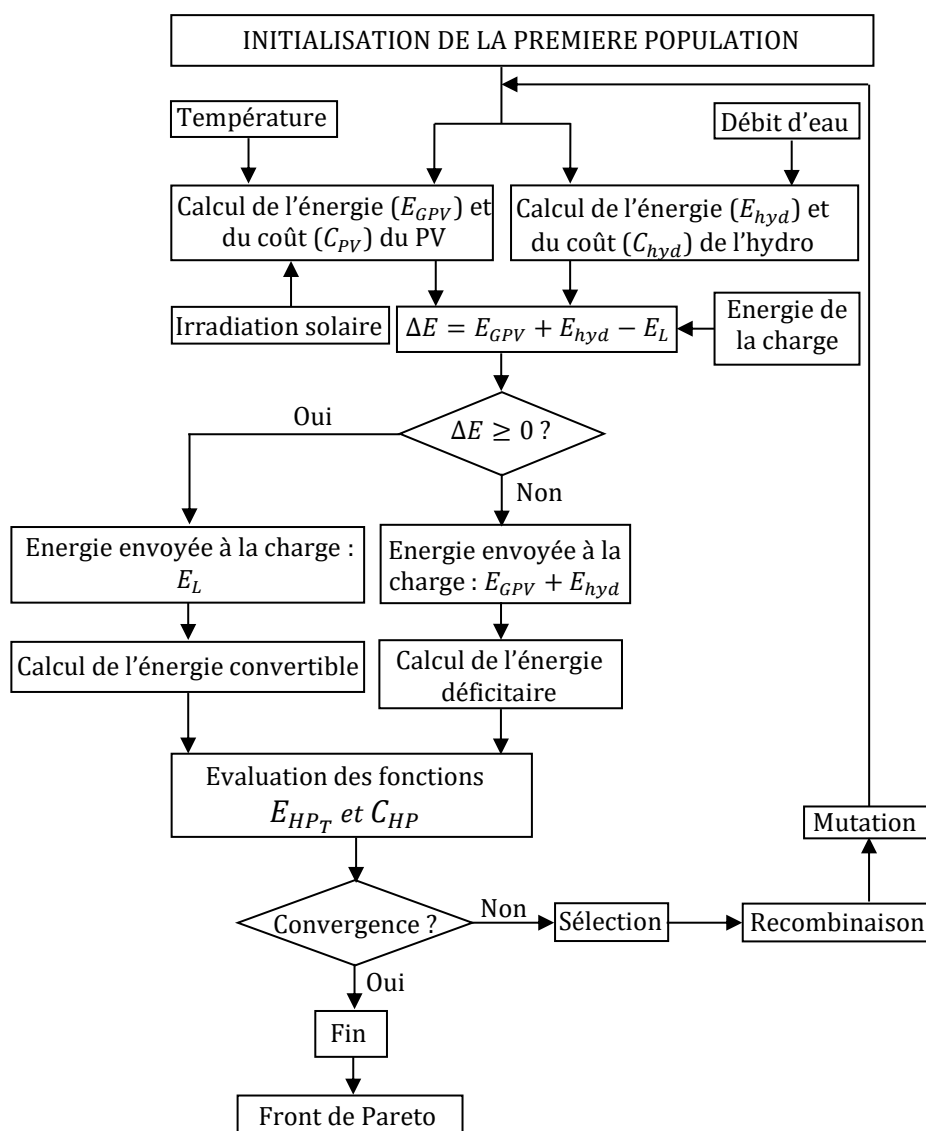


Figure IV-16 Organigramme du processus d'optimisation du système hybride hydroélectrique et photovoltaïque.

IV.5.2 Résultats et discussion

IV.5.2.1 Front de Pareto pour le cas du système hybride hydro-PV

Nous obtenons le front de Pareto, illustré à la Figure IV-17, qui représente les résultats de l'optimisation d'une population de 100 individus sur 80 générations.

Tout comme le cas de la centrale hydroélectrique, les solutions sont aussi regroupées en quatre catégories, suivant le nombre d'unités de production hydroélectrique :

- Catégorie 1 $n_{hyd} = 1$: courbe représentée en triangle ;
- Catégorie 2 $n_{hyd} = 2$: courbe représentée en croix ;
- Catégorie 3 $n_{hyd} = 3$: courbe représentée en carré ;
- Catégorie 4 $n_{hyd} = 4$: courbe représentée en rond.

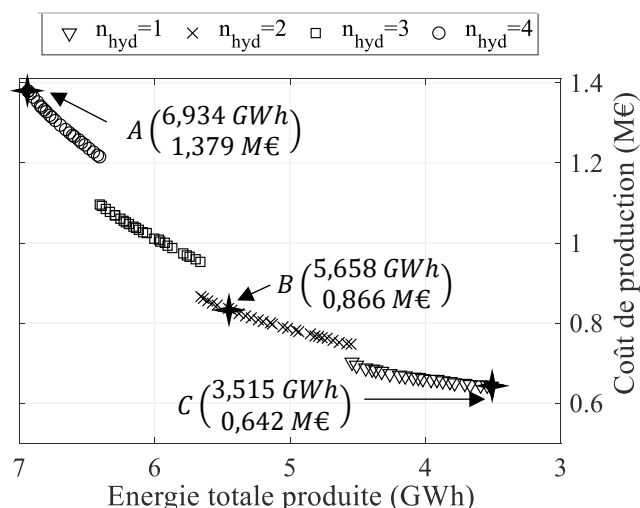


Figure IV-17 Front de Pareto pour le système hybride hydro-PV.

Les solutions représentent les meilleurs compromis entre les deux fonctions objectifs. En effet, la maximisation de l'énergie totale est en contradiction avec la minimisation du coût de production. Chaque solution du front de Pareto constitue une configuration optimale du système hybride hydro-PV. Trois solutions particulières, notées A, B et C, sont également spécifiées sur la courbe du front de Pareto. La solution A représente la configuration la plus chère et qui génère l'énergie totale la plus élevée. La solution C est moins chère et offre la plus petite énergie totale. L'individu B constitue une configuration qui offre une solution intermédiaire.

L'analyse de la courbe du front de Pareto révèle que pour les catégories 1 et 2, si l'on augmente le coût de production de 1 %, on est en mesure d'accroître respectivement l'énergie totale produite de plus de 3,1 % et 1,5 %. Le compromis entre les deux fonctions objectifs est ainsi en faveur de l'énergie totale produite que l'on préférera augmenter. En revanche, pour les catégories 3 et 4, lorsqu'on réduit l'énergie de 1 %, le coût de production pourra être réduit de plus de 1,1 % et 1,6 %, respectivement. Dans ces catégories, le compromis entre les deux fonctions objectifs est en faveur du coût de production que l'on préférera réduire.

A partir du front de Pareto, nous pourrions trouver les valeurs des paramètres de configuration pour chaque solution. Par exemple, pour les solutions A, B et C, les valeurs du débit d'équipement nominal et celles du nombre d'unités de production hydroélectrique sont consignées dans le Tableau IV-4. Nous pourrions également déterminer les énergies totales consommée, excédentaire (convertible) et manquante.

Tableau IV-4 Variables de décision correspondant aux solutions A, B et C.

Solutions spécifiées	A	B	C
Débit d'équipement nominal Q_{T_n} [m^3/s]	0,146	0,146	0,057
Nombre d'unités de production hydroélectrique n_{hyd}	4	2	1

IV.5.2.2 Analyse de l'influence de $\{n_{hyd}, Q_{Tn}\}$ sur les fonctions objectifs : cas du système hybride hydro-PV

Les variations de l'énergie totale produite, du coût de production et du coût de production par kWh, en fonction de n_{hyd} et Q_{Tn} sont respectivement montrées sur les Figures IV-18 à IV-20.

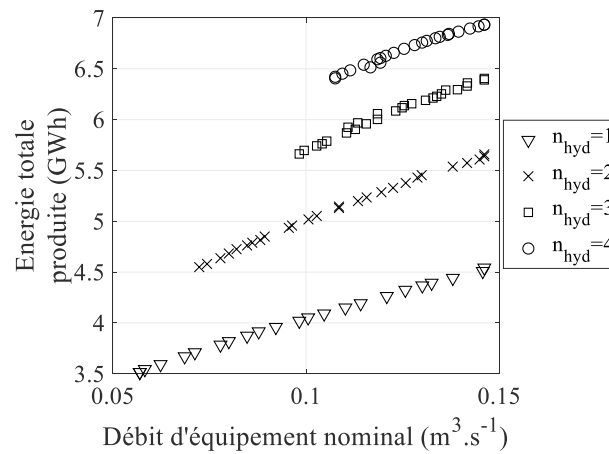


Figure IV-18 Variation de l'énergie totale produite.

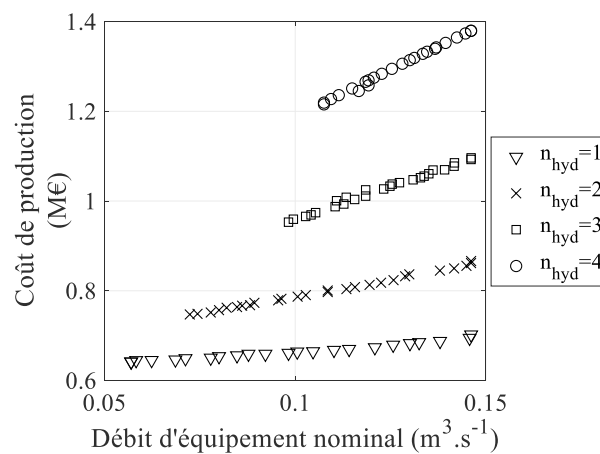


Figure IV-19 Variation du coût de production.

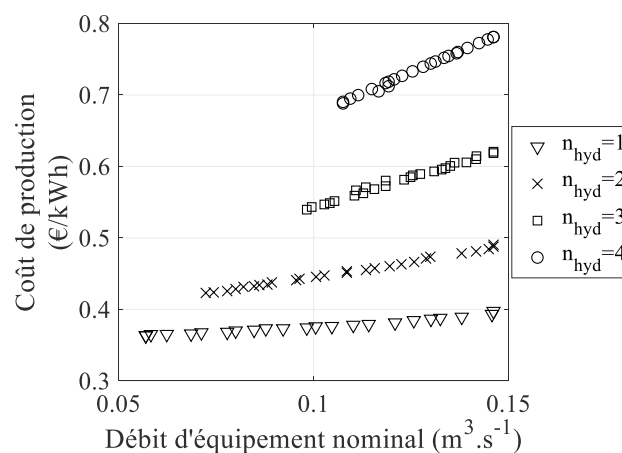


Figure IV-20 Variation du coût de production par kWh.

Les solutions sont aussi regroupées en quatre catégories, suivant le nombre d'unités de production hydroélectrique.

Dans le Tableau IV-5, nous présentons pour chaque catégorie, le nombre de solutions optimales, les plages de variation du débit d'équipement nominal, de l'énergie produite totale, du coût de production et du coût par unité d'énergie consommée.

Tableau IV-5 Paramètres obtenus pour chaque catégorie de solutions de Pareto optimales pour le système hybride hydro-PV.

	$n_{hyd} = 1$	$n_{hyd} = 2$	$n_{hyd} = 3$	$n_{hyd} = 4$
Nombre de solutions	23	27	26	24
Débit d'équipement nominal [m^3/s]	[0,057 0,146]	[0,072 0,146]	[0,098 0,146]	[0,108 0,146]
Coût de production [M€]	[0,642 0,702]	[0,747 0,866]	[0,953 1,096]	[1,215 1,379]
Energie produite [GWh]	[3,515 4,543]	[4,550 5,658]	[5,662 6,405]	[6,406 6,934]
Coût par kWh [€/kWh]	[0,363 0,398]	[0,423 0,491]	[0,540 0,619]	[0,690 0,781]

L'énergie totale produite, le coût de production et le coût par unité d'énergie consommée croissent avec les paramètres n_{hyd} et Q_{Tn} . Ainsi, ces paramètres tendent à être maximisés pour maximiser l'énergie totale produite. En revanche, ils tendent à être minimisés pour minimiser le coût de production. Spécifiquement, nous notons que pour :

- la catégorie 1, si on réduit le coût de production de 1%, le débit d'équipement nominal diminue d'environ 16,7%, alors que si on fait croître l'énergie totale produite de 1%, le débit d'équipement nominal augmente d'environ 5,3%.
- la catégorie 2, lorsqu'on diminue le coût de production de 1%, la valeur du débit d'équipement nominal se réduit d'environ 6,5%. Quand on augmente l'énergie totale produite de 1%, le débit d'équipement nominal croît d'environ 4,2%.
- la catégorie 3, si on réduit le coût de production de 1%, la valeur du débit d'équipement nominal diminue d'environ 3,3%, alors que si on fait croître l'énergie totale produite de 1%, le débit d'équipement nominal augmente d'environ 3,7%.
- la catégorie 4, lorsqu'on diminue le coût de production de 1%, le débit d'équipement nominal se réduit d'environ 2,6%. Quand on augmente l'énergie totale produite de 1%, la valeur du débit d'équipement nominal croît d'environ 4,3%.

Dans le cas des deux premières catégories ($n_{hyd} = 1$ et 2), le débit d'équipement nominal a plus d'influence sur le coût de production que sur l'énergie totale produite. Pour le cas des deux dernières catégories ($n_{hyd} = 3$ et 4), la sensibilité de l'énergie totale produite, par rapport au débit d'équipement nominal, est plus remarquable que celle du coût de production.

IV.5.2.3 Evolution des énergies mises en jeu dans le cas de la solution la moins couteuse pour le système hybride hydro-PV

La solution considérée ici est celle qui garantit le plus bas coût de production par unité d'énergie consommée. Ses paramètres caractéristiques sont présentés ci-dessous :

- Energie totale produite : $E_{HP_T} = 3,515 \text{ GWh}$;
- Coût de production : $C_{HP} = 0,642 \text{ M€}$;
- Coût par unité d'énergie consommée : $C_{HP/kwh} = 0,363 \text{ €/kWh}$;
- Nombre d'unités de production hydroélectrique : $n_{hyd} = 1$;
- Débit d'équipement nominal : $Q_{Tn} = 0,057 \text{ m}^3/s$;
- Nombre de modules photovoltaïques : $N_{PV} = 2771$.

La production de la centrale hydroélectrique et celle du système photovoltaïque sont respectivement illustrées en couleurs bleue et orange sur la Figure IV-21. La production du système hybride hydro-PV dépasse la demande sur presque toute la période d'étude. Cependant, quelques jours en font exception, notamment le 24 mars 2016, le 30 mai 2017 et le 27 juin 2017 (Figure IV-22 a). La variation de l'énergie consommée par la charge est montrée à la Figure IV-22 a. Le total de cette énergie consommée au bout de la période biennale 2016-2017 s'élève à 1,766 GWh. Le surplus d'énergie (énergie convertible) et le déficit énergétique notés pendant la période biennale 2016-2017 sont respectivement représentés sur les Figures IV-22 b et c. L'énergie totale convertible obtenue est égale à 1,749 GWh, alors que le déficit total s'élève à 0,001 GWh. Les batteries sont associées au système hybride hydro-PV afin de stocker une partie de l'énergie excédentaire et ensuite la restituer en cas de déficit énergétique. Une technique de gestion pourra être utilisée pour évacuer l'énergie excédentaire.

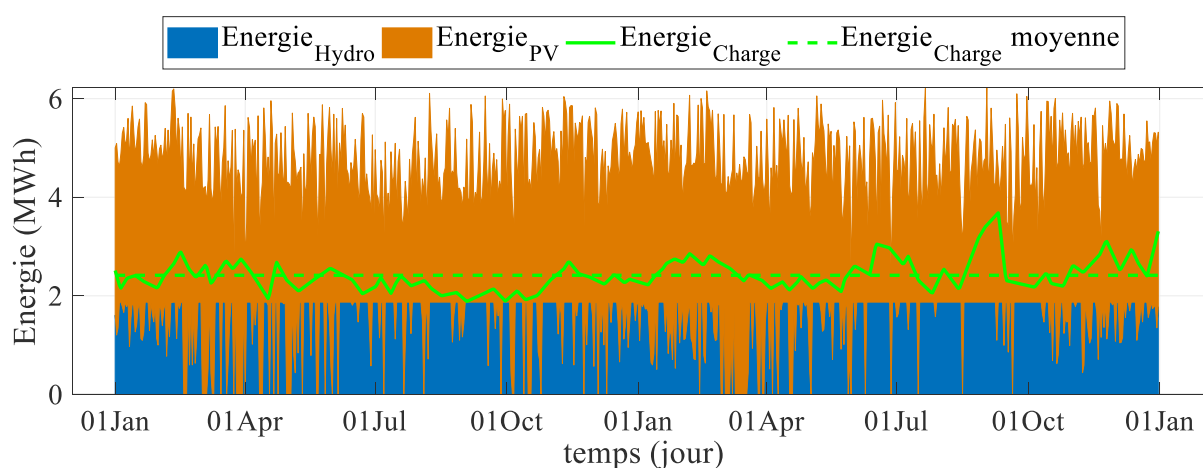


Figure IV-21 Evolution de l'énergie électrique produite par le système hybride hydro-PV (2016-2017).

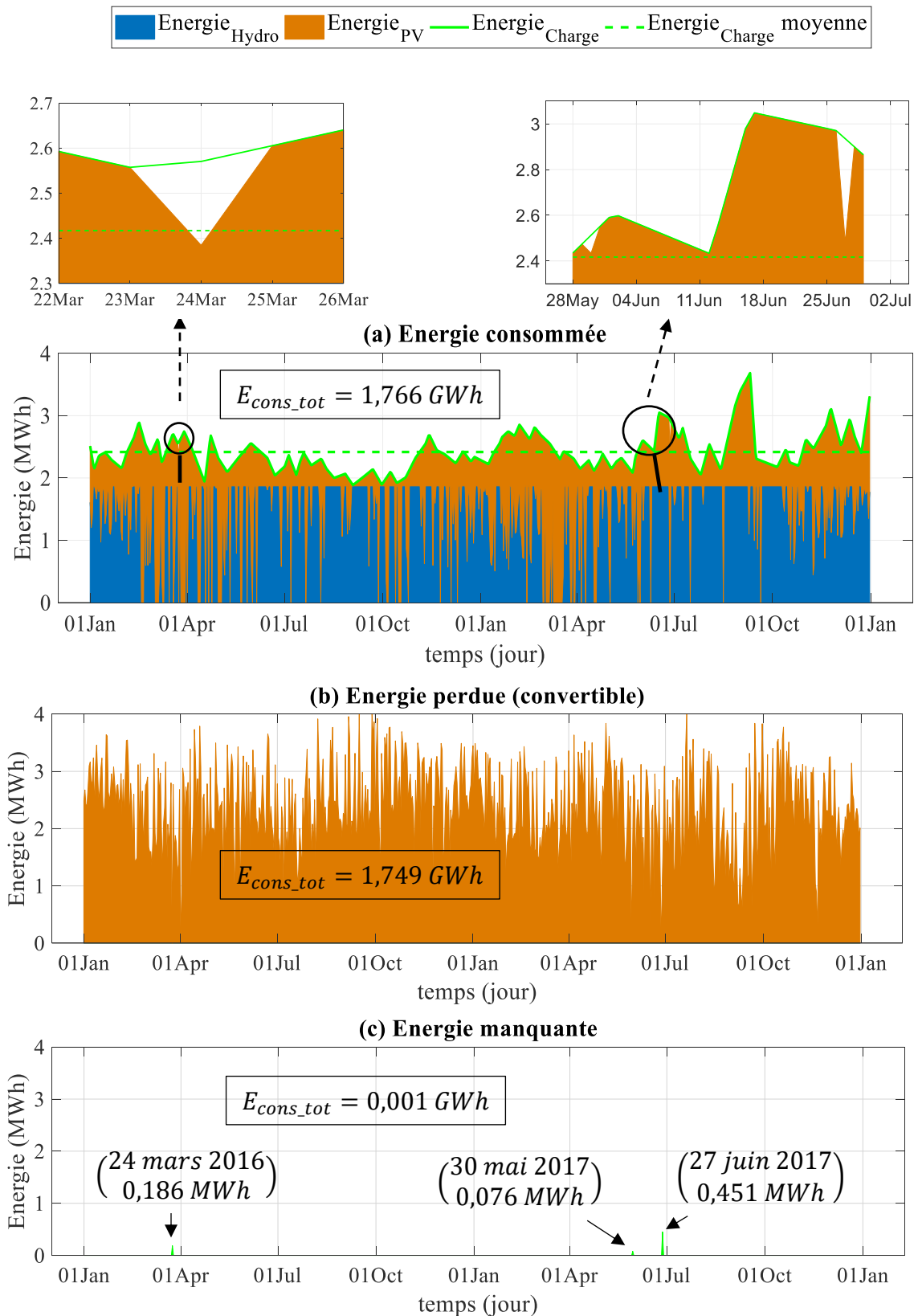


Figure IV-22 Evolution des énergies consommée (a), convertible (b) et manquante (c) : cas du système hybride hydro-PV (2016-2017).

IV.6 Optimisation du système hybride hydro-PV-Bat

Cette section est consacrée à l'optimisation du système hybride hydro-PV avec batteries. Comme précédemment, nous présentons d'abord la formulation du problème de l'optimisation, ensuite viennent les résultats et la discussion.

IV.6.1 Formulation du problème d'optimisation

Il s'agit aussi de maximiser l'énergie totale produite par le système hybride hydro-PV-Bat, tout en minimisant son coût de production. Nous déterminons également les meilleurs compromis entre les fonctions objectifs. L'option choisie est de déterminer le nombre de batteries nécessaires pour compenser le déficit énergétique. Ainsi, les mêmes variables de décision (n_{hyd} , Q_{Tn} et N_{PV}) utilisées dans le cas du système hybride hydro-PV, sont considérées dans cette section. L'analyse de la sensibilité des fonctions objectifs par rapport aux paramètres n_{hyd} et Q_{Tn} est également étudiée. Nous formulons le problème de l'optimisation comme suit :

Objectif 1 : maximiser l'énergie totale E_{HPBT} [kWh] produite par le système hybride hydro-PV-bat.

Cette énergie est déterminée par :

$$E_{HPBT} = \sum_{t=1}^{n_j} [E_{hyd}(t) + E_{GPV}(t)] \quad (IV-8)$$

avec :

$E_{hyd}(t)$: l'énergie journalière [kWh] produite par la centrale hydroélectrique ;

$E_{GPV}(t)$: l'énergie journalière [kWh] produite par la centrale photovoltaïque.

Les expressions de $E_{hyd}(t)$ et $E_{GPV}(t)$ sont respectivement données par les relations (IV-3) et (III-46).

Objectif 2 : minimiser le coût de production du système hybride hydro-PV-Bat (C_{HPB}). Ce coût est calculé à partir de l'expression :

$$C_{HPB} = C_{hyd} + C_{pv} + C_{Bat} \quad (IV-9)$$

C_{hyd} , C_{pv} et C_{Bat} sont respectivement exprimés par les relations (IV-4), (II-54) et (III-36).

La démarche de l'optimisation du système hybride hydro-PV-Bat est schématisée par l'organigramme de la Figure IV-23.

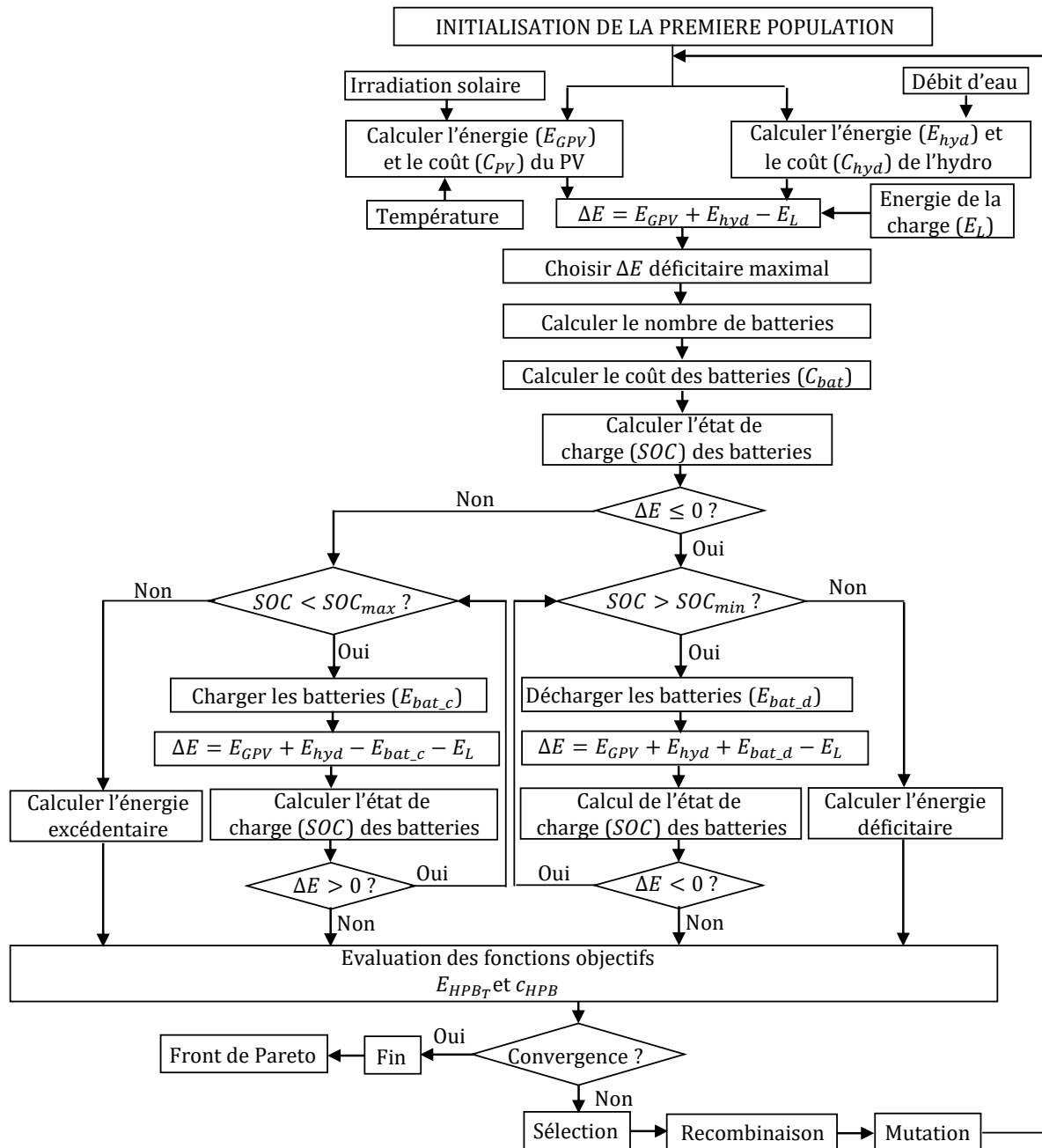


Figure IV-23 Organigramme du processus d'optimisation du système d'énergie hybride hydro-PV-Bat.

IV.6.2 Résultats et discussion

IV.6.2.1 Front de Pareto pour le cas du système hybride hydro-PV-Bat

Les résultats obtenus, après l'optimisation d'une population de 100 individus sur 80 générations, sont présentés par le front de Pareto de la Figure IV-24. Ces solutions constituent les meilleurs compromis entre les deux fonctions objectives. La minimisation du coût de production est en contradiction avec la maximisation de l'énergie totale.

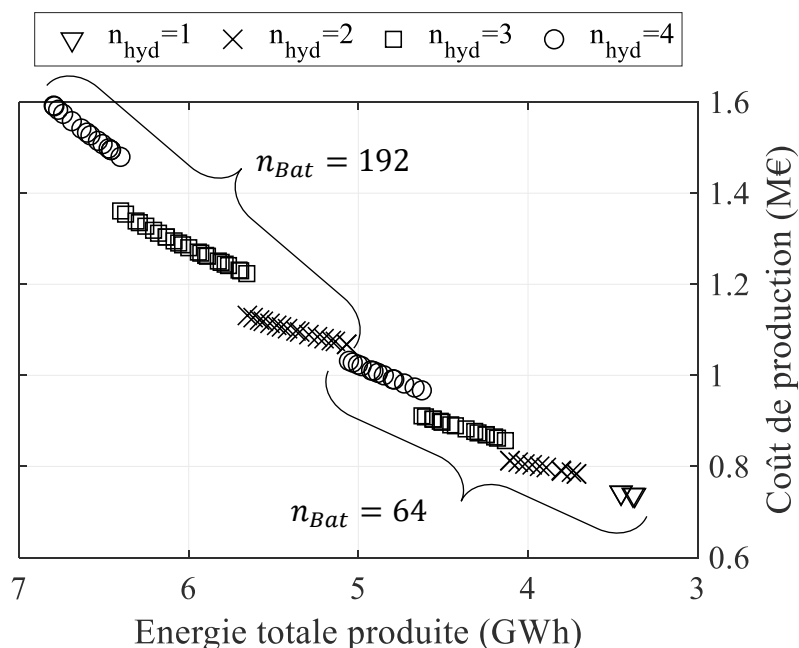


Figure IV-24 Front de Pareto pour le système hybride hydro-PV-Bat.

Les solutions du front de Pareto sont regroupées selon le nombre de batteries (n_{Bat}) et le nombre d'unité de production (n_{hyd}). Par rapport à n_{Bat} , deux grandes catégories de solutions sont identifiées : la catégorie des solutions de $n_{Bat} = 64$ et celle de $n_{Bat} = 192$. Les solutions de la catégorie de $n_{Bat} = 64$ constituent des configurations les moins chères et qui offrent de plus faibles énergies totales, alors que les solutions de la catégorie de $n_{Bat} = 192$ sont les plus chères et génèrent plus d'énergies totales. Le regroupement des solutions suivant n_{hyd} est observé dans chacune de ces grandes catégories. En effet, dans la catégorie de $n_{Bat} = 64$, on a :

- Groupe de $n_{hyd} = 1$: courbe représentée en triangle ;
- Groupe de $n_{hyd} = 2$: courbe représentée en croix ;
- Groupe de $n_{hyd} = 3$: courbe représentée en carré ;
- Groupe de $n_{hyd} = 4$: courbe représentée en rond.

Dans la catégorie de $n_{Bat} = 192$, on obtient :

- Groupe de $n_{hyd} = 2$: courbe représentée en croix ;
- Groupe de $n_{hyd} = 3$: courbe représentée en carré ;
- Groupe de $n_{hyd} = 4$: courbe représentée en rond.

Signalons qu'il n'y a pas de solution optimale ayant $n_{hyd} = 1$ dans la catégorie de $n_{Bat} = 192$.

Une analyse approfondie permet de noter que dans la catégorie :

- $n_{Bat} = 64$, si on augmente le coût de production de 1%, on est en mesure d'accroître l'énergie totale produite d'environ 3,5 %, 3 %, 1,9 % et 1,4 % respectivement pour le cas des groupes de $n_{hyd} = 1$ à 4. Ainsi, le compromis entre

les fonctions objectifs est en faveur de l'énergie totale produite que l'on préférera augmenter.

- $n_{Bat} = 192$, lorsqu'on fait croître le coût de production de 1%, on pourra augmenter l'énergie totale produite d'environ 1,9% et 1,2% respectivement pour les solutions des groupes de $n_{hyd} = 2$ à 3. Le compromis entre les fonctions objectifs est aussi en faveur de l'énergie totale produite que l'on préférera augmenter. En revanche, pour les solutions du groupe de $n_{hyd} = 4$, on constate qu'une réduction de l'énergie de 1% permet de réduire le coût de production de plus de 1,2%. Par conséquent, le compromis entre les fonctions objectifs est en faveur du coût de production que l'on préférera réduire.

Les valeurs des paramètres de configuration de chaque solution pourront être déduites à partir du front de Pareto. De même, nous pourrions déterminer les énergies totales consommée, convertible (excédentaire) éventuellement déficitaire.

IV.6.2.2 Analyse de sensibilité des fonctions objectifs : cas du système hybride hydro-PV-Bat

Les variations de l'énergie totale produite, du coût de production et du coût de production par kWh en fonction des paramètres $\{n_{hyd}, Q_{Tn}, n_{Bat}\}$ sont respectivement montrées aux Figures IV-25 à IV-27.

Les solutions sont aussi regroupées suivant n_{hyd} et n_{Bat} . Dans chaque catégorie, l'énergie totale produite, le coût de production et le coût par kWh ($C_{HPB/kWh}$) présentent des allures croissantes en fonction du débit d'équipement nominal.

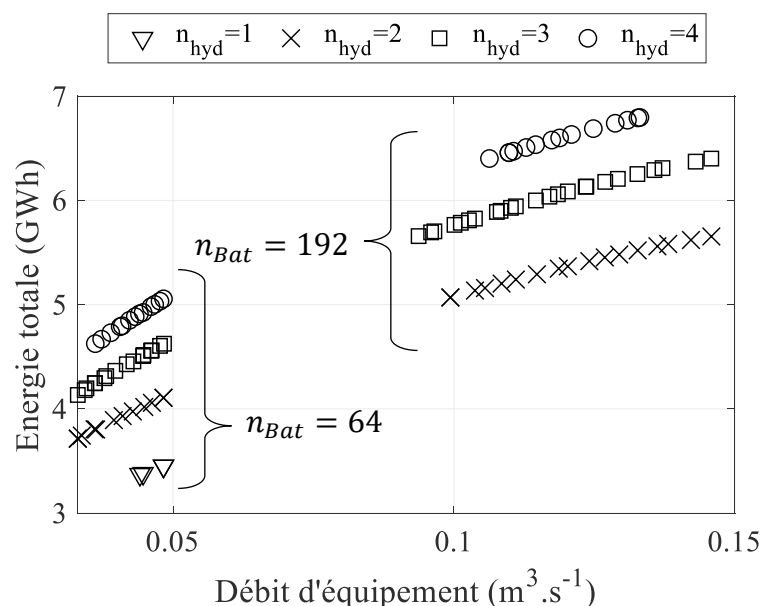


Figure IV-25 Variation de l'énergie totale produite par le système hydro-PV-Bat.

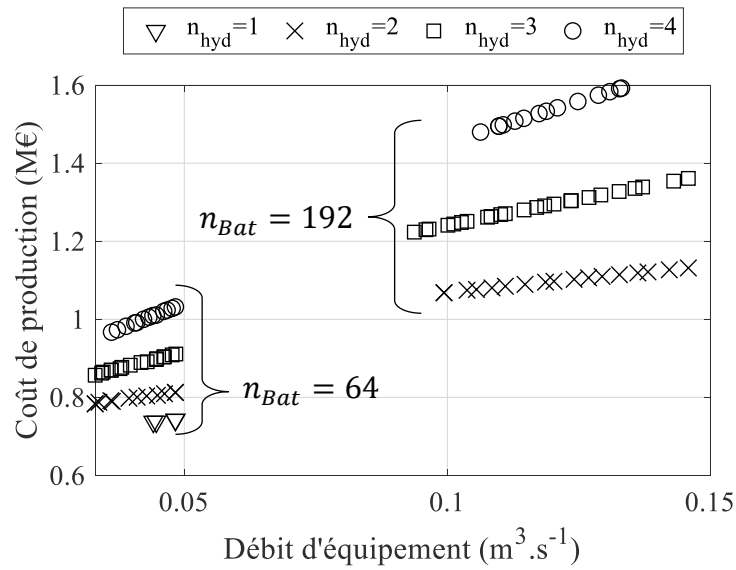


Figure IV-26 Variation du coût de production du système hydro-PV-Bat.

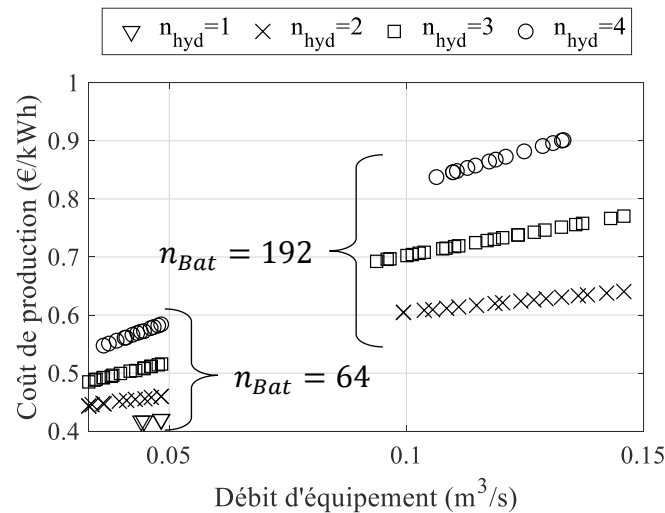


Figure IV-27 Variation du coût de production par kWh du système hydro-PV-Bat.

Le nombre de solutions optimales, les plages de variation de Q_{Tn} , de E_{HPBT} , de C_{HPB} et de $C_{HPB/kWh}$ sont consignés dans les Tableaux IV-6 et IV-7.

Tableau IV-6 Paramètres obtenus pour chaque catégorie de solutions de Pareto optimales : cas de $n_{Bat} = 64$.

	$n_{hyd} = 1$	$n_{hyd} = 2$	$n_{hyd} = 3$	$n_{hyd} = 4$
Nombre de solutions	04	12	16	13
Débit d'équipement nominal [m ³ /s]	[0,044 0,048]	[0,033 0,048]	[0,033 0,048]	[0,036 0,048]
Coût de production [M€]	[0,738 0,743]	[0,784 0,812]	[0,857 0,911]	[0,967 1,032]
Energie produite [GWh]	[3,372 3,452]	[3,714 4,107]	[4,133 4,625]	[4,626 5,055]
Coût par kWh [€/kWh]	[0,418 0,420]	[0,444 0,460]	[0,485 0,516]	[0,547 0,584]

Tableau IV-7 Paramètres obtenus pour chaque catégorie de solutions de Pareto optimales : cas de $n_{Bat} = 192$.

	$n_{hyd} = 2$	$n_{hyd} = 3$	$n_{hyd} = 4$
Nombre de solutions	17	24	14
Débit d'équipement nominal [m^3/s]	[0,099 0,146]	[0,094 0,146]	[0,106 0,133]
Coût de production [M€]	[1,068 1,132]	[1,223 1,361]	[1,480 1,592]
Energie produite [GWh]	[5,068 5,654]	[5,657 6,401]	[6,402 6,796]
Coût par kWh [€/kWh]	[0,604 0,641]	[0,693 0,770]	[0,838 0,901]

Dans chaque catégorie de solutions, le coût de production, l'énergie totale produite et le coût par unité d'énergie consommée croissent avec les paramètres n_{hyd} , n_{Bat} et Q_{Tn} . Une analyse approfondie conduit à noter que :

- Pour la catégorie de ($n_{Bat} = 64, n_{hyd} = 1$) : si on réduit le coût de production de 1%, la valeur du débit d'équipement nominal diminue d'environ 13,4%, alors que si on fait croître l'énergie totale produite de 1%, le débit d'équipement nominal augmente d'environ 3,8%.
- Pour la catégorie de ($n_{Bat} = 64, n_{hyd} = 2$), lorsqu'on diminue le coût de production de 1%, la valeur du débit d'équipement nominal se réduit d'environ 12,7%. Quand on augmente l'énergie totale produite de 1%, le débit d'équipement nominal croît d'environ 4,3%.
- Pour la catégorie de ($n_{Bat} = 64, n_{hyd} = 3$), si on réduit le coût de production de 1%, la valeur du débit d'équipement nominal diminue d'environ 7,2%, alors que si on fait croître l'énergie totale produite de 1%, la valeur du débit d'équipement nominal augmente d'environ 3,8%.
- Pour la catégorie de ($n_{Bat} = 64, n_{hyd} = 4$), lorsqu'on diminue le coût de production de 1%, la valeur du débit d'équipement nominal se réduit d'environ 5%. Quand on augmente l'énergie totale produite de 1%, la valeur du débit d'équipement nominal croît d'environ 3,6%.

Pour toutes les catégories ci-dessus, le débit d'équipement nominal a plus d'influence sur le coût de production que sur l'énergie totale produite.

- Catégorie ($n_{Bat} = 192, n_{hyd} = 2$), lorsqu'on diminue le coût de production de 1%, la valeur du débit d'équipement nominal se réduit d'environ 7,9%. Quand on augmente l'énergie totale produite de 1%, le débit d'équipement nominal croît d'environ 4,1%.
- Catégorie ($n_{Bat} = 192, n_{hyd} = 3$), si on réduit le coût de production de 1%, la valeur du débit d'équipement nominal diminue d'environ 4,9%, alors que si on fait croître l'énergie totale produite de 1%, la valeur du débit d'équipement nominal augmente d'environ 4,2%.

- Catégorie ($n_{Bat} = 192, n_{hyd} = 4$), lorsqu'on diminue le coût de production de 1%, la valeur du débit d'équipement nominal se réduit d'environ 3,4%. Quand on augmente l'énergie totale produite de 1%, la valeur du débit d'équipement nominal croît d'environ 4,1%.

Pour les catégories ($n_{Bat} = 192, n_{hyd} = 2$) et ($n_{Bat} = 192, n_{hyd} = 3$), l'influence du débit d'équipement nominal est plus remarquable sur le coût de production que sur l'énergie totale produite. Quant à la catégorie ($n_{Bat} = 192, n_{hyd} = 4$), cette influence est plus notable sur l'énergie totale produite que sur le coût de production.

IV.6.2.3 Evolution des énergies mises en jeu dans le cas de la solution la moins couteuse pour le système hybride hydro-PV-Bat

La solution qui garantit le plus bas coût par kWh est choisie et ses caractéristiques sont :

- Energie totale produite : $E_{HPBT} = 3,372 \text{ GWh}$;
- Coût de production : $C_{HPB} = 0,738 \text{ M€}$;
- Coût par unité d'énergie consommée : $C_{HPB/kWh} = 0,418 \text{ €/kWh}$;
- Nombre d'unités de production hydroélectrique : $n_{hyd} = 1$;
- Débit d'équipement nominal : $Q_{Tn} = 0,044 \text{ m}^3/\text{s}$;
- Nombre de modules photovoltaïques : $N_{PV} = 2838$;
- Nombre de batteries : $n_{Bat} = 64$.

Sur la Figure IV-28, nous présentons la variation de l'énergie produite par le système hybride hydro-PV. La production de la centrale hydroélectrique est illustrée en couleur bleue et celle du générateur photovoltaïque est montrée en couleur orange. L'énergie consommée par la charge est présentée à la Figure IV-29 a. La contribution des batteries pour la compensation des déficits énergétiques est présentée en couleur violet. L'énergie excédentaire est schématisée à la Figure IV-29 b. Sur la Figure IV-29 c, on note que l'énergie manquante est nulle. Dans la section suivante, une stratégie de gestion de charge est proposée pour évacuer le surplus d'énergie obtenue.

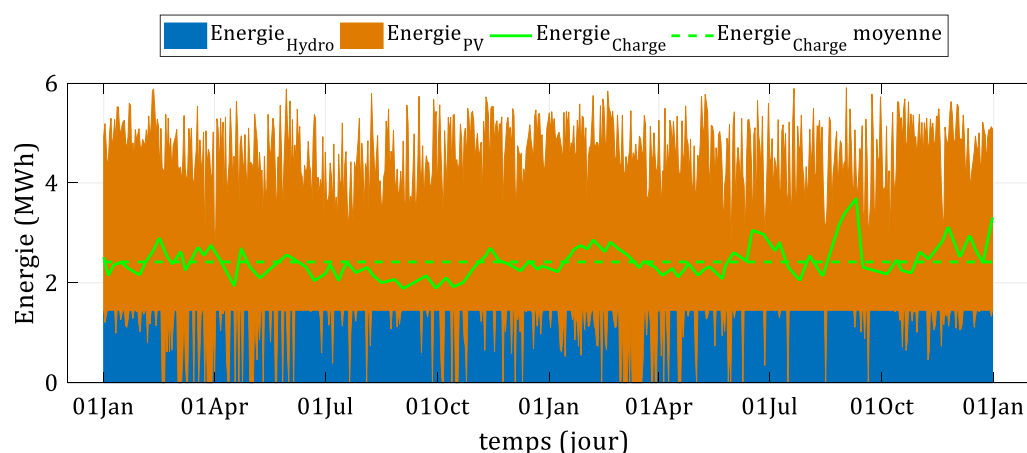


Figure IV-28 Evolution de l'énergie électrique produite : cas du système hybride hydro-PV-Bat (2016-2017).

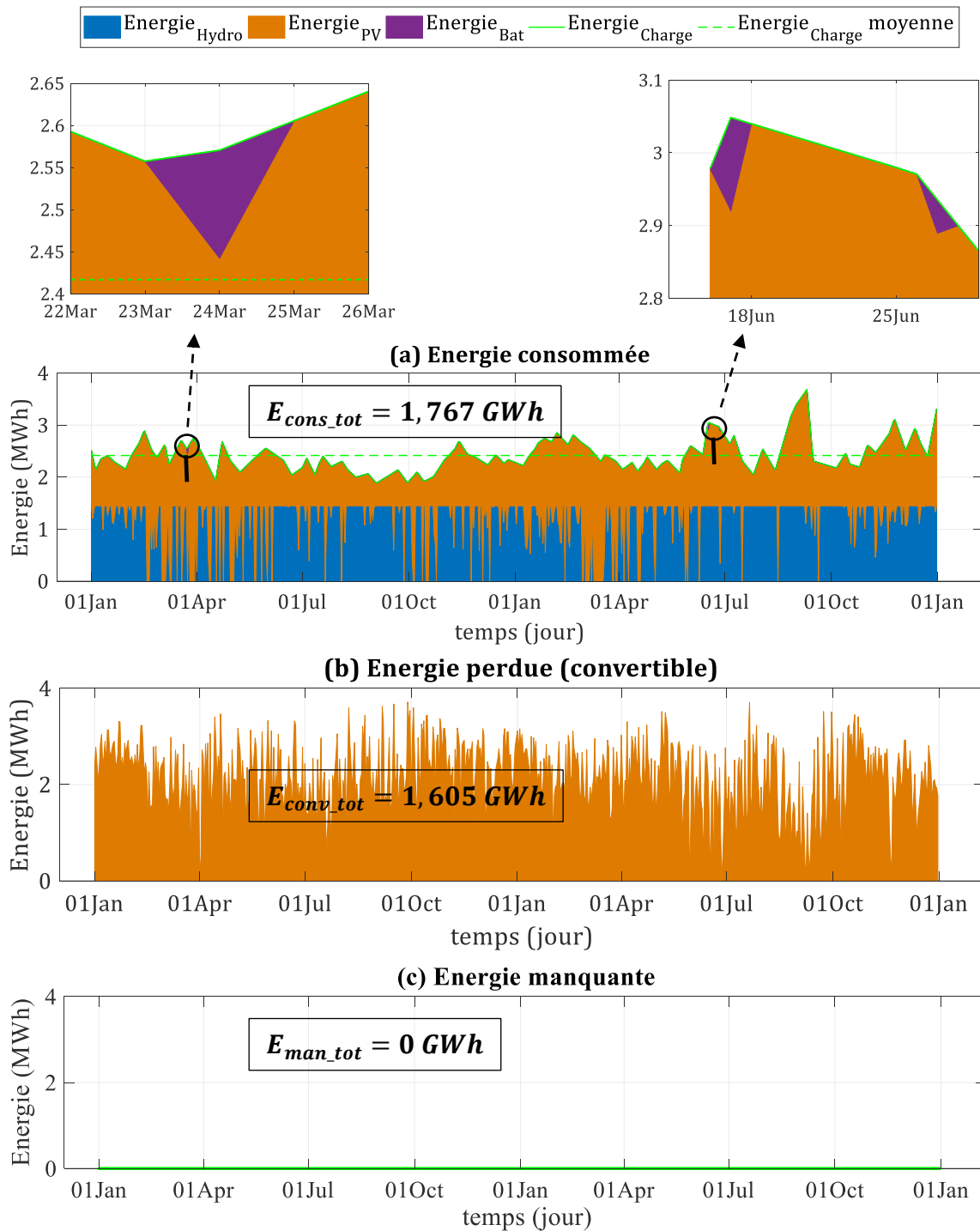


Figure IV-29 Evolution des énergies consommée (a), convertible (b) et manquante (c) : cas du système hybride hydro-PV-Bat (2016-2017).

IV.6.2.4 Gestion de l'énergie

Après avoir optimisé le système hybride hydro-PV-Bat (SHHPB), nous présentons ici une stratégie de gestion de charge pour absorber l'énergie excédentaire (énergie convertible). Dans cette stratégie, à part la charge principale, le système hybride SHHPB alimentera aussi des charges auxiliaires (charge différée, charge optionnelle). La charge principale

est alimentée sans interruption, alors que les charges auxiliaires sont alimentées quand il y a un excès d'énergie. Les charges auxiliaires sont connectées et déconnectées par ordre de priorité (Figure IV-30). En effet, s'il existe un surplus d'énergie, les batteries seront d'abord chargées, ensuite le reste sera utilisé pour alimenter les charges différées puis les charges optionnelles. Les pompes à eau et les unités de désalinisation sont des exemples de charges différées de priorité faible en fonctionnement normal. Les charges optionnelles sont toutes des charges ayant une utilité et pouvant être utilisées pendant la période du surplus d'énergie qui autrement serait dissipé [84].

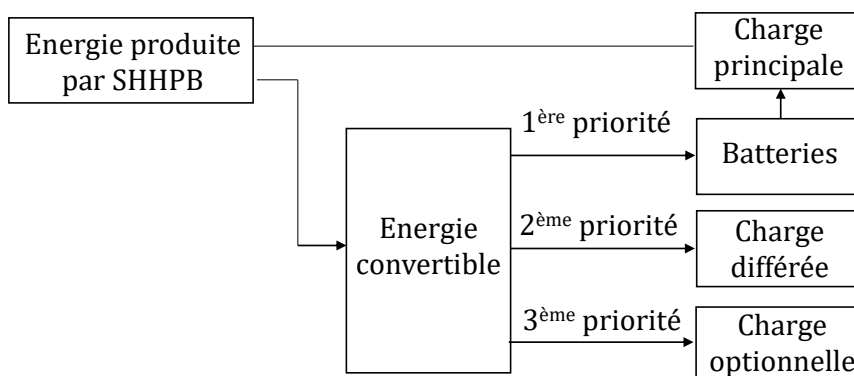


Figure IV-30 Représentation des priorités des charges.

IV.7 Conclusion

Ce chapitre a été consacré à l'optimisation de différentes configurations de sources d'énergie, à savoir : centrale hydroélectrique, centrale photovoltaïque, systèmes hybrides hydro-PV, hydro-PV-Bat. Deux fonctions objectifs ont été prises en compte : la maximisation de l'énergie totale produite et la minimisation du coût de production. Pour le cas de la centrale hydroélectrique, le nombre d'unités de production hydroélectrique (n_{hyd}) et le débit d'équipement nominale (Q_{T_n}) constituent les variables de décision. Quant au cas du système photovoltaïque, nous avons considéré le nombre de modules photovoltaïques (N_{PV}) comme variable de décision. Trois variables de décision (n_{hyd} , Q_{T_n} et N_{PV}) ont été utilisées pour les cas des systèmes hybrides hydro-PV, hydro-PV-Bat.

Les résultats obtenus ont permis de mettre en évidence que le compromis entre les deux fonctions objectifs est en faveur :

- ✓ du coût de production que l'on préférera réduire, dans le cas :
 - de la centrale hydroélectrique : catégories de $n_{hyd} \in \{1, 2, 3, 4\}$;
 - du système hybride hydro-PV : catégories de $n_{hyd} \in \{3, 4\}$;
 - du système hybride hydro-PV-Bat : catégories de $\{n_{Bat} = 192 \ \& \ n_{hyd} = 4\}$;
- ✓ de l'énergie totale produite que l'on préférera augmenter, pour les catégories :
 - du système hybride hydro-PV : $n_{hyd} \in \{1, 2\}$;
 - du système hybride hydro-PV-Bat : $\{n_{Bat} = 64 \ \& \ n_{hyd} \in \{1, 2, 3, 4\}\}$ et $\{n_{Bat} = 192 \ \& \ n_{hyd} \in \{2, 3\}\}$;

En revanche, le compromis entre les deux fonctions objectifs n'a pas de favori pour le cas de la centrale photovoltaïque.

Par ailleurs, le choix de Q_{T_n} a plus d'influence sur :

- ✓ le coût de production que sur l'énergie totale produite, dans le cas :
 - de la centrale hydroélectrique : catégories de $n_{hyd} \in \{1, 2, 3, 4\}$;
 - du système hybride hydro-PV : catégories de $n_{hyd} \in \{1, 2\}$;
 - du système hybride hydro-PV-Bat : $\{n_{Bat} = 64 \& n_{hyd} \in \{1, 2, 3, 4\}\}$ et $\{n_{Bat} = 192 \& n_{hyd} \in \{2, 3\}\}$;
- ✓ l'énergie totale produite que sur le coût de production, pour le cas :
 - du système hybride hydro-PV : catégories de $n_{hyd} \in \{3, 4\}$;
 - du système hybride hydro-PV-Bat : catégories de $\{n_{Bat} = 192 \& n_{hyd} = 4\}$.

La demande est totalement satisfaite par le système hybride hydro-PV-Bat grâce à la contribution des batteries. Le surplus d'énergie pourra être utilisé pour alimenter des charges auxiliaires (charge différée, charge optionnelle).

Conclusion générale et perspectives

Le travail présenté dans cette thèse de doctorat a porté sur l'optimisation du dimensionnement d'un système hybride composé de centrales hydroélectrique et photovoltaïque avec stockage pour une alimentation rurale isolée. Les travaux ont eu pour but de maximiser l'énergie totale produite par le système hybride tout en minimisant son coût de production.

Dans un premier temps, nous avons d'abord présenté le contexte de l'énergie électrique dans le monde entier, en Afrique sub-saharienne et au Bénin. Nous avons retenu que l'énergie électrique produite a connu un accroissement considérable sur le plan mondial. Les pays de l'OCDE sont premiers en matière de production d'énergie électrique en 2016, tandis que l'Afrique vient en dernière position. La région de l'Afrique subsaharienne continue de faire face à d'importantes crises énergétiques malgré son énorme potentiel énergétique. Le cas du Bénin demeure très préoccupant et plus particulièrement dans les zones rurales du pays. La forte dépendance du Bénin envers les pays voisins pour son approvisionnement en énergie électrique constitue la principale cause de son enjeu énergétique. Ensuite, nous avons fait un état de l'art sur l'hydroélectricité, l'énergie photovoltaïque et les systèmes de stockage. Puis, un état de l'art a été proposé sur les systèmes hybrides d'énergie hydroélectrique-photovoltaïque intégrant ou non un système de stockage. Nous avons aussi présenté les méthodes d'optimisation en portant un intérêt plus particulier sur l'algorithme NSGA II.

Le deuxième chapitre a été consacré à la modélisation des principaux éléments constituant le système hybride hydroélectrique-photovoltaïque. Dans un premier temps, un nouveau concept de dimensionnement de la conduite forcée a été proposé. Les meilleurs compromis entre le coût d'investissement et la puissance hydraulique de la conduite forcée ont été déterminés en procédant par optimisation multi-objectif avec les algorithmes génétiques de type NSGA II. Le diamètre et la longueur de la conduite forcée ont été considérés comme variables de décision pour cette optimisation. L'influence de ces variables de décision sur les fonctions objectifs a été également étudiée. Les résultats ont montré que la puissance hydraulique croît de façon logarithmique avec le diamètre de la conduite forcée et que le coût d'investissement croît de façon quadratique avec le diamètre. Cette étude a été appliquée à trois sites potentiels du Bénin notamment les sites d'Affon, de Beterou et de Vossa. Les meilleures solutions pour chacun de ces sites ont été sélectionnées à travers la recherche de la puissance hydraulique par unité de coût d'investissement maximale. Deuxièmement, nous avons modélisé les équipements électromécaniques à savoir la turbine hydraulique et la génératrice. En effet, le modèle du rendement de la turbine hydraulique a été d'abord présenté. Ensuite, nous avons optimisé le dimensionnement de la génératrice en considérant deux fonctions objectifs : la maximisation du rendement de la génératrice et la minimisation de la masse totale. Les meilleurs compromis entre le rendement et la masse totale de la génératrice ont été trouvés. Par ailleurs, nous avons aussi élaboré le modèle de coût d'équipement

électromécanique pour des centrales hydroélectriques localisées dans différents continents. Des facteurs continentaux ont été déterminés pour chaque continent et ont permis d'obtenir un modèle qui estime mieux le coût de l'équipement électromécanique. La deuxième partie de ce chapitre a abordé la modélisation de l'énergie produite par le générateur photovoltaïque et de son coût de production. Le modèle de l'énergie produite a pris en compte l'influence des facteurs tels que l'irradiation solaire reçue par le champ photovoltaïque, l'aire de la surface du champ photovoltaïque et les contraintes environnementales du milieu où le champ PV est installé. Le modèle du coût de production a été composé du modèle du coût d'investissement qui provient de la littérature et de celui du coût de maintenance estimé à 2% du coût d'investissement.

Le troisième chapitre a d'abord porté sur la modélisation des batteries de type Lithium Ferro-Phosphate et des convertisseurs AC/DC et DC/DC utilisés. Les caractéristiques des batteries Lithium Ferro-Phosphate et quelques avantages qu'elles offrent ont été présentés. Nous avons modélisé les paramètres tels que l'état de charge, le rendement, la tension et le coût des batteries. Ces paramètres sont importants dans la gestion énergétique des systèmes hybrides. Ensuite, les architectures du système hybride hydro-photovoltaïque avec stockage ont été présentées. En effet, nous avons effectué une étude comparative des différentes architectures du système hybride. Cette comparaison a permis de retenir l'architecture à bus AC parce qu'elle est relativement simple, possède pratiquement les mêmes avantages que les autres architectures et moins d'insuffisances. Par la suite, les modèles du rendement et du coût des convertisseurs utilisés dans l'architecture à bus AC ont été présentés. Enfin, le critère énergétique du système hybride hydro-photovoltaïque avec stockage a été défini. Ce critère a été exprimé en termes de probabilité de non satisfaction de la demande de la charge (Loss of Power Supply Probability : LPSP).

Le dernier chapitre a été dédié à l'optimisation du dimensionnement de différentes configurations de sources d'énergie, notamment la centrale hydroélectrique, le système photovoltaïque, les systèmes hybrides hydro-photovoltaïque et hydro-photovoltaïque-batterie. Dans le processus de l'optimisation de chaque configuration, deux fonctions objectifs ont été prises en compte : la maximisation de l'énergie totale produite et la minimisation du coût de production. Des variables de décision ont été considérées. En effet, pour le cas de la centrale hydroélectrique, nous avons utilisé comme variables de décision : le nombre d'unités de production hydroélectrique et le débit d'équipement nominal. Quant au cas du système photovoltaïque, le nombre de modules photovoltaïques constitue la variable de décision. Enfin, pour les cas des systèmes hybrides hydro-photovoltaïque et hydro-photovoltaïque-batterie, trois variables de décision ont été utilisées. Il s'agit du nombre d'unités de production hydroélectrique, du débit d'équipement nominal et du nombre de modules photovoltaïques. Cette étude a été appliquée aux ressources hydraulique et solaire du site de Yéripao situé dans la commune de Natitingou au nord du Bénin.

Les résultats de l'optimisation du dimensionnement de la centrale hydroélectrique ont montré que les solutions du front de Pareto sont regroupées en quatre catégories, suivant le nombre d'unités de production hydroélectrique ($n_{hyd} = 1, 2, 3 \text{ et } 4$). L'énergie totale produite croît logarithmiquement avec le débit d'équipement nominal. Quant au coût de production et au coût par kWh, ils augmentent quasi-linéairement avec le débit d'équipement nominal. Spécifiquement, pour les solutions de la catégorie $n_{hyd} = 1$, le compromis entre l'énergie totale produite et le coût de production est en faveur de l'énergie totale produite que l'on préférera augmenter. De plus, le débit d'équipement nominal a plus d'influence sur l'énergie totale produite que sur le coût de production. Quant aux cas des solutions des catégories 2, 3 et 4, le compromis a plus favorisé le coût de production et ce dernier est aussi plus influencé par le débit d'équipement nominal. Dans ces catégories, on optera à la réduction du coût de production. Nous avons aussi noté que la centrale hydroélectrique seule ne pourra pas satisfaire la demande de la charge en plein temps.

L'optimisation du dimensionnement du système photovoltaïque a permis d'obtenir des solutions présentées sous forme de front de Pareto. Nous avons noté que le coût de production croît linéairement en fonction de l'énergie totale produite. Une augmentation de 1% de l'énergie totale produite fait croître le coût de production de 1% également. Le compromis n'a donc favorisé aucune des deux fonctions objectifs.

Les résultats obtenus à partir de l'optimisation du système hybride hydro-photovoltaïque et également présentés sous forme de front de Pareto, sont regroupés en quatre catégories selon $n_{hyd} = 1, 2, 3 \text{ et } 4$. Les analyses ont montré que pour les catégories de $\{n_{hyd} = 1, 2\}$, le compromis entre les fonctions objectifs est en faveur de l'énergie totale produite que l'on préférera augmenter. De plus, l'influence de Q_{T_n} est plus remarquable sur le coût de production que sur l'énergie totale produite. Quant aux catégories de $\{n_{hyd} = 3, 4\}$, le compromis a favorisé le coût de production et on optera à le réduire. Q_{T_n} a plus d'influence sur l'énergie totale produite que sur le coût de production. Nous avons aussi noté que le système hybride hydro-photovoltaïque a quasiment satisfait la demande durant toute la période biennale 2016-2017. Seuls quelques jours montrent des déficits énergétiques (24 mars 2016, 30 mai 2017 et 27 juin 2017). Le surplus d'énergie obtenu a été largement supérieur au déficit constaté.

L'optimisation du système hybride hydro-photovoltaïque-batterie a donné des résultats qui sont aussi présentés sous forme de front de Pareto. Ces résultats sont regroupés en deux grandes catégories suivant le nombre de batteries (n_{Bat}) : catégorie de $n_{Bat} = 64$ et celle de $n_{Bat} = 192$. Dans la catégorie de $n_{Bat} = 64$, les solutions sont classées en quatre groupes selon n_{hyd} ($n_{hyd} = 1, 2, 3 \text{ et } 4$), alors que pour la catégorie de $n_{Bat} = 192$, nous avons trois niveaux ($n_{hyd} = 2, 3 \text{ et } 4$). Spécifiquement, pour les solutions des cas de $\{n_{Bat} = 64 \ \& \ n_{hyd} = 1 \text{ à } 4\}$ et $\{n_{Bat} = 192 \ \& \ n_{hyd} = 2, 3\}$, le compromis entre les deux fonctions objectifs est en faveur de l'énergie totale produite et Q_{T_n} a plus d'influence sur le coût de production. Quant au cas $\{n_{Bat} = 192 \ \& \ n_{hyd} = 4\}$, le compromis a favorisé le

coût de production et l'influence de Q_{T_n} est plus notable sur l'énergie totale produite que sur le coût de production. De plus, l'énergie demandée pendant la période biennale est totalement satisfaite grâce à la contribution des batteries. Enfin, nous avons proposé, sans la détailler, une stratégie de gestion de charge pour évacuer l'énergie excédentaire obtenue.

A la fin de ces travaux de recherche, nous estimons avoir contribué :

- au dimensionnement technico-économique d'une conduite forcée pour une microcentrale hydroélectrique en utilisant les algorithmes génétiques ;
- à l'estimation du coût des équipements électromécaniques pour des centrales hydroélectriques en tenant compte des facteurs continentaux ;
- à l'optimisation multi-objectifs d'une petite centrale hydroélectrique au fil de l'eau, en tenant compte à la fois des coûts d'investissement et de la production annuelle d'énergie ;
- à l'optimisation multi-objectifs de petits systèmes d'énergie hybride hydro-photovoltaïque au fil de l'eau ;
- à l'optimisation multi-objectifs de systèmes d'énergie hybride hydro-photovoltaïque avec batteries au fil de l'eau.

Plusieurs perspectives sont envisageables :

- Contribution à l'étude et à l'optimisation d'une machine synchrone à double excitation pour centrale hydroélectrique. Dans cette perspective, nous pourrions faire d'abord une étude comparative des performances de la machine synchrone à double excitation avec celles des autres types de machines électriques telles que : un générateur asynchrone, un générateur synchrone à pôles saillants, un générateur synchrone à aimants permanents. Ensuite, l'influence du taux d'hybridation et de certains paramètres de dimensionnement de la machine sur les performances de la centrale hydroélectrique pourrait être investiguée.
- Expérimentation et optimisation d'un prototype de centrale hybride hydro-photovoltaïque avec stockage : ce travail pourrait être validé expérimentalement à travers la réalisation d'un prototype de centrale hybride hydro-photovoltaïque avec stockage. En effet, nous pourrions écrire un projet afin de solliciter des financements (état, industriels) afin de réaliser ce prototype.
- Gestion de l'énergie dans un système multi-sources hydroélectrique et photovoltaïque avec stockage hybride : il serait possible d'utiliser deux types de stockage : le stockage à court terme et le stockage à long terme. Le stockage à court terme permettrait de filtrer les fluctuations des énergies produites et/ou consommées. Le stockage à long terme serait utilisé pour satisfaire la demande de la charge sur une période de temps plus longue. Deux types de charges (charges principales et charges auxiliaires) pourraient être aussi utilisées pour faire varier la demande d'énergie. Enfin, nous pourrions implanter un système de supervision du système hybride afin de décider quelles seront les charges à connecter et comment utiliser le système de stockage hybride.

Références

- [1] Q. Sylvain, "Energie et développement : quels enjeux?," Rapport, Université de Liège Institut des sciences humaines et sociales Energie, 2008.
- [2] K. Poncelet, H. Höschle, E. Delarue, A. Virag, and W. D'haeseleer, "Selecting representative days for capturing the implications of integrating intermittent renewables in generation expansion planning problems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 3, pp. 1936–1948, 2017.
- [3] M. K. Deshmukh and S. S. Deshmukh, "Modeling of hybrid renewable energy system," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 12, no. 1, pp. 235–249, 2008.
- [4] J. Paska, P. Biczal, and M. Kłos, "Hybrid power systems-An effective way of utilising primary energy sources," *Renew. energy*, vol. 34, no. 11, pp. 2414–2421, 2009.
- [5] B. Ming, P. Liu, L. Cheng, Y. Zhou, and X. Wang, "Optimal daily generation scheduling of large hydro--photovoltaic hybrid power plants," *Energy Convers. Manag.*, vol. 171, pp. 528–540, 2018.
- [6] T. Khatib, A. Mohamed, and K. Sopian, "Optimization of a PV/wind micro-grid for rural housing electrification using a hybrid iterative/genetic algorithm: case study of Kuala Terengganu, Malaysia," *Energy Build.*, vol. 47, pp. 321–331, 2012 [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2011.12.006>
- [7] B. Revanth, M. Ramesh, and P. Jenish, "Simulation of isolated wind-hydro hybrid system using cage generators and battery storage," *Int. J. Environ. Sci. Dev. Monit.*, vol. 4, no. 2, pp. 2231–1289, 2013.
- [8] A. A. Sánchez de la Nieta, J. Contreras, J. I. Muñoz, and J. P. S. Catalão, "Optimal wind reversible hydro offering strategies for midterm planning," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 6, no. 4, pp. 1356–1366, 2015.
- [9] J. Jurasz and B. Ciapała, "Solar-hydro hybrid power station as a way to smooth power output and increase water retention," *Sol. Energy*, vol. 173, pp. 675–690, 2018.
- [10] G. Bekele and G. Tadesse, "Feasibility study of small Hydro/PV/Wind hybrid system for off-grid rural electrification in Ethiopia," *Appl. Energy*, vol. 97, pp. 5–15, 2012.
- [11] A. V. Anayochukwu, "Optimal control of PV/wind/hydro-diesel hybrid power generation system for off-grid macro base transmitter station site," *Electron. J. Energy Environ.*, vol. 1, no. 2, pp. 37–55, 2013.
- [12] Singal S. K., Saini R. P, and Raghuvanshi C. S, "Cost Optimisation Based on Electro-Mechanical Equipment of Canal Based Low Head Small Hydropower Scheme," *Open Renew. Energy J.*, vol. 1, pp. 26–35, 2008.
- [13] A. A. Williams and R. Simpson, "Pico hydro – Reducing technical risks for rural electrification," *Renew. Energy*, vol. 34, pp. 1986–1991, 2009 [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2008.12.011>
- [14] A. Beluco, P. Kroeff, D. Souza, and A. Krenzinger, "A method to evaluate the effect of complementarity in time between hydro and solar energy on the performance of

- hybrid hydro PV generating plants,” *Renew. Energy*, vol. 45, pp. 24–30, 2012 [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2012.01.096>
- [15] B. François, M. Borga, J. D. Creutin, B. Hingray, D. Raynaud, and J. F. Sauterleute, “Complementarity between solar and hydro power: Sensitivity study to climate characteristics in Northern-Italy,” *Renew. Energy*, vol. 86, pp. 543–553, 2016 [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.08.044>
- [16] W. Fang, Q. Huang, S. Huang, J. Yang, E. Meng, and Y. Li, “Optimal sizing of utility-scale photovoltaic power generation complementarily operating with hydropower : A case study of the world’s largest hydro-photovoltaic plant,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 136, pp. 161–172, 2017 [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2017.01.012>
- [17] Y. An *et al.*, “Theories and methodology of complementary hydro/photovoltaic operation : Applications to short-term scheduling,” *J. Renew. Sustain. Energy*, vol. 7, p. 063133, 2015 [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1063/1.4939056>
- [18] Site of World Bank International Energy Agency (IEA), “Electricity generation by region 1974-2016,” 2017 [Online]. Available: <https://www.iea.org/topics/electricity/>. [Accessed: 25-Feb-2019]
- [19] International Energy Agency (IEA), “Electricity Information : Overview,” Report, 2018 [Online]. Available: <https://webstore.iea.org/electricity-information-2018-overview>. [Accessed: 25-Feb-2019]
- [20] Site of International Energy Agency (IEA), “World Energy Balance 2018: Total electricity consumption,” 2018. .
- [21] Site of International Energy Agency (IEA), “Sustainable Development Goal 7,” 2018. [Online]. Available: <https://www.iea.org/sdg/>. [Accessed: 09-May-2019]
- [22] P. Garrone, L. Piscitello, and M. D’Amelio, “Multinational Enterprises and the Provision of Collective Goods in Developing Countries under Formal and Informal Institutional Voids. The Case of Electricity in Sub-Saharan Africa,” *J. Int. Manag.*, no. September, pp. 1–17, 2018 [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.intman.2018.09.002>
- [23] Site of International Energy Agency (IEA), “Energy access database:Access to electricity,” 2018. [Online]. Available: <https://www.iea.org/media/sdg/WEO2018-Electricity-Database.xlsx>. [Accessed: 09-May-2019]
- [24] International Energy Agency (IEA), “World energy outlook 2014,” Report, Paris Cedex 15, France, 2014 [Online]. Available: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2014.pdf>. [Accessed: 08-May-2019]
- [25] M. Barasa, D. Bogdanov, A. S. Oyewo, and C. Breyer, “A cost optimal resolution for Sub-Saharan Africa powered by 100% renewables in 2030,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 92, pp. 440–457, 2018 [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.110>
- [26] F. Yang and M. Yang, “Rural electrification in sub-Saharan Africa with innovative energy policy and new financing models,” *Mitig. Adapt. Strateg. Glob. Chang.*, vol. 23, no. 6, pp. 933–952, 2018.

- [27] International Renewable Energy Agency (IRENA), “Africa renewable future the path to sustainable growth,” Report, 2013 [Online]. Available: https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Africa_renewable_future.pdf
- [28] International Renewable Energy Agency (IRENA), “Africa 2030: Roadmap for a renewable energy future, REmap 2030 programme,” Report, Abu Dhab, 2015.
- [29] S. Mandelli, J. Barbieri, L. Mattarolo, and E. Colombo, “Sustainable energy in Africa: A comprehensive data and policies review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 37, pp. 656–686, 2014 [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.05.069>
- [30] T. Sven, S. Steve, S. Oliver, P. Thomas, S. Sonja, and N. Tobias, “A sustainable world energy outlook : 100% renewable energy for all,” Report, Amsterdam, Netherlands, 2015 [Online]. Available: <https://www.greenpeace.org/archive-international/Global/international/publications/climate/2015/Energy-Revolution-2015-Full.pdf>
- [31] P. A. Trotter, M. C. McManus, and R. Maconachie, “Electricity planning and implementation in sub-Saharan Africa: A systematic review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 74, no. March, pp. 1189–1209, 2017 [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.001>
- [32] O. Rosnes and H. Vennemo, “The cost of providing electricity to Africa,” *Energy Econ.*, vol. 34, no. 5, pp. 1318–1328, 2012 [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2012.06.008>
- [33] T. J. Hammons and P. Naidoo, “Africa — Integrated gas and electricity transmission planning in power generation and HVDC engineering in harnessing large-scale hydroelectric sites for interconnected regional power systems,” *Energy Syst.*, vol. 1, pp. 79–112, 2010.
- [34] M. Bazilian *et al.*, “Energy access scenarios to 2030 for the power sector in sub-Saharan Africa,” *Util. Policy*, vol. 20, pp. 1–16, 2012 [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.jup.2011.11.002>
- [35] A. Eberhard and M. Shkaratan, “Powering Africa : Meeting the financing and reform challenges,” *Energy Policy*, vol. 42, pp. 9–18, 2012 [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.10.033>
- [36] M. Gustavsson, M. Hankins, and K. Sosis, “Energy report for uganda a 100 % renewable energy future by 2050,” Report, Kampala, Uganda, 2015 [Online]. Available: https://d2ouvy59p0dg6k.cloudfront.net/downloads/energy_report_for_uganda_2015_1.pdf
- [37] Site of International Energy Agency (IEA), “Statistics Global energy data at your fingertips,” 2018. [Online]. Available: <https://www.iea.org//statistics/?country=BENIN&year=2016&category=Electricity&indicator=ElecGenByFuel&mode=chart&dataTable=ELECTRICITYANDHEAT>. [Accessed: 10-May-2019]
- [38] Ministère de l’Energie des Recherches Pétrolières et Minières et du Développement

- des Energies Renouvelables, "Programme pour la Valorisation à Grande Echelle des Energies Renouvelables au Bénin," Rapport, Cotonou / Bénin, 2015 [Online]. Available:
http://www.gouv.bj/sites/default/files/pi_srep_benin_rapport_provisoire.pdf
- [39] Société Béninoise de l'Energie Electrique (SBEE), "Rapport statistique annuel," Cotonou, Bénin, 2017.
- [40] Rapport du PROJET ACE-WA, "Etude de la situation de base au Bénin," Cotonou, Bénin, 2016.
- [41] Site of International Energy Agency (IEA), "Share of sources in renewable electricity generation World 2016," 2016. [Online]. Available:
<https://www.iea.org/statistics/?country=WORLD&year=2016&category=Electricity&indicator=ShareRenewGen&mode=chart&dataTable=RENEWABLES>.
 [Accessed: 16-May-2015]
- [42] D. Aurélie, "La petite hydroélectricité en France," *Encyclopédie de l'énergie*, vol. 033. 2015 [Online]. Available: https://www.encyclopedie-energie.org/wp-content/uploads/2018/09/art033_Doucet-Aurélie_petite-hydroélectricité-France.pdf
- [43] Site of International Renewable Energy Agency (IRENA), "Renewable energy technologies: cost analysis series," 2012 [Online]. Available:
http://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis-hydropower.pdf
- [44] A. Ammar, "Modélisation et optimisation d'un générateur synchrone à double excitation de forte puissance," Thèse, Ecole Centrale de Lille, 2013.
- [45] Stempfel camille, "Histoire de la centrale hydroélectrique," *site internet*, 2015. [Online]. Available: <http://kaplanoupelton.e-monsite.com/blog/l-histoire-de-la-centrale-hydroelectrique.html>. [Accessed: 07-Jan-2017]
- [46] B. Bhandari, L. Kyung-Tae, C. Young-Man, and A. Sung-Hoon, "Optimization of Hybrid Renewable Energy Power system: A review," *Int. J. Precis. engineering Manuf. Technol.*, vol. 2, no. 1, pp. 99–112, 2015 [Online]. Available:
<http://link.springer.com/article/10.1007/s40684-015-0013-z>
- [47] Site of Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, "History of Hydropower." [Online]. Available: <https://www.energy.gov/eere/water/history-hydropower>. [Accessed: 07-Jan-2017]
- [48] T. A. Edison and C. T. PORTER, "Description of the edison steam dynamo," *J. Franklin Inst.*, vol. CXIV, no. 2, pp. 153–157, 2003 [Online]. Available:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0016003282902174>
- [49] MASSIMO TEODORANI, *Tesla L'éclair du génie: L'histoire et les découvertes du plus grand inventeur du XXe siècle*, 1ère édit., vol. 52, no. 1. 2011.
- [50] T. Sanjuan and R. Béreau, "Le barrage des Trois Gorges Entre pouvoir d'État , gigantisme technique et incidences régionales," Rapport, Paris, 1998 [Online]. Available:
http://www.geochina.fr/telechargements/barrage_des_trois_gorges_article_geoch

ina.pdf

- [51] C. Ye *et al.*, “Spatial and temporal dynamics of nutrients in riparian soils after nine years of operation of the Three Gorges Reservoir, China,” *Sci. Total Environ.*, vol. 664, pp. 841–850, 2019 [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2019.02.036>
- [52] L. BELHADJI, “Optimisation du contrôle commande d’un système hydraulique réversible à vitesse variable,” Thèse, Université de Grenoble, 2013 [Online]. Available: <https://docplayer.fr/84982699-Optimisation-du-contrôle-commande-d-un-système-hydraulique-reversible-a-vitesse-variable.html>
- [53] S. BREBAN, “Etude du système de conversion électromécanique d’une microcentrale hydroélectrique à vitesse variable,” Thèse, ‘Ecole Nationale Supérieure d’Arts et Métiers, France, 2008.
- [54] M. NASSER, “Supervision de sources de production d’électricité hybrides éolien/hydraulique dans les réseaux d’énergie interconnectés ou isolés,” Thèse, École Nationale Supérieure d’Arts et Métiers, France, 2011 [Online]. Available: http://l2ep.univ-lille1.fr/fileupload/file/theses/These_Mehdi_Nasser.pdf
- [55] Site of United Nations Industrial Development Organization (UNIDO) and International Center on Small Hydro Power (ICSHP), “World Small Hydropower Development Report 2013,” Report, 2013.
- [56] Site des Ressources naturelles Canada, “Microsystèmes hydroélectriques : Guide de l’acheteur,” Canada, 2004 [Online]. Available: www.rncan.gc.ca/penser
- [57] B. D. Marjavaara, “CFD Driven Optimization of Hydraulic Turbine Draft Tubes using Surrogate Models,” Thesis, Luleå University of Technology, 2006.
- [58] Programme d’Action Energies Renouvelable (PACER), “Petites centrales hydrauliques: Turbines hydrauliques,” Report, Suisse, 1995.
- [59] J. S. Anagnostopoulos and D. E. Papantonis, “Optimal sizing of a run-of-river small hydropower plant,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 48, no. 10, pp. 2663–2670, 2007 [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890407001318>
- [60] B. LAPORTE, *Machines électriques tournantes: Conception, dimensionnement*, Ellipses. 2007.
- [61] I. BOLDEA, *Synchronous generators*, Second Edi. 2016.
- [62] ADEME, “Guide pour le montage de projets de petite hydroélectricité,” 2003.
- [63] D. Jose, L. Varghese, and G. Renjini, “Design of small hydro electric project using tailrace extension scheme,” *Int. J. Adv. Res. Electr. Electron. Eng.*, vol. 3, no. 1, pp. 79–87, 2014.
- [64] A. K. Akhani, “Synchronous machine rotor types,” *Engineering articles*, 2015 [Online]. Available: <http://top10electrical.blogspot.com/2015/02/synchronous-machine-rotor-types.html>
- [65] Y. Amara, “Contribution à la conception et à la commande des machines synchrones à double excitation . Application au véhicule hybride.,” Thèse, Université Paris XI, 2001

- [Online]. Available: <https://hal.archives-ouvertes.fr/tel-01625253/document>
- [66] T. J. E. Miller, *Brushless Permanent-Magnet and Reluctance Motors Drives*, Monographs., no. 21. OXFORD University PRESS, 1989.
- [67] A. S. Antonio, "Baseline Report on Small-Scale Hydro Power in the ECOWAS region," 2012 [Online]. Available: www.ecreee.org
- [68] C. B. AKOUEDENOUDJE, "La situation énergétique du Bénin et les énergies renouvelables," in *Forum: Initiative Initiative Energie Solaire de la Cedeao (IESC)*, 2010 [Online]. Available: http://www.ecreee.org/sites/default/files/event-att/benin_country_presentation.pdf
- [69] A. BIO YATOKPA, S. MAHMAN, and K. ABBLE, "Identification des potentialités et modalités d'exploitation des sources d'énergies renouvelables sur l'ensemble du territoire national," Rapport, Bénin, 2010.
- [70] Millennium Challenge Account (MCA)-Bénin II, "Plan Directeur d'Electrification Hors Réseau environnement propice à l'électrification," Rapport, Bénin, 2018 [Online]. Available: https://ocef.bj/images/Plan_Directeur_d'Electrification_Hors_Réseau_Projet.pdf
- [71] Innovation Energie Développement (I.E.D.), "Proposition technico- économique de localités à électrifier par systèmes d'énergies renouvelables," Rapport, Bénin, 2010.
- [72] I. Kougias, S. Szabó, F. Monforti-Ferrario, T. Huld, and K. Bódis, "A methodology for optimization of the complementarity between small-hydropower plants and solar PV systems," *Renew. Energy*, vol. 87, pp. 1023–1030, 2016.
- [73] P. PETIT, "Optimisation du transfert d'énergie dans les systèmes photovoltaïques," Thèse, Université de Metz, 2011.
- [74] M. A. Green, *Solar Cells: Operating Principle: Technology and System Applications*. 1982.
- [75] L. M. M. Andrade, "Study and characterization of grätzel solar cells," Thesis, University of porto, Praça de Gomes Teixeira, 2010.
- [76] A. Mboniyirivuze *et al.*, "Titanium Dioxide Nanoparticles Biosynthesis for Dye Sensitized Solar Cells application: Review," *Phys. Mater. Chem. Vol. 3, 2015, Pages 12-17*, vol. 3, no. 1, pp. 12–17, 2015 [Online]. Available: <http://pubs.sciepub.com/pmc/3/1/3/>
- [77] Site de l'EnerGEEK, "Ils ont fait l'électricité : heinrich hertz et les ondes," 2013. [Online]. Available: <https://lenergeek.com/2013/04/15/ils-ont-fait-lelectricite-heinrich-hertz-et-les-ondes/>. [Accessed: 26-May-2019]
- [78] Maison des Bio Energies, "Photovoltaïque (PV)," Rapport, 1970.
- [79] Site de l'Energie Facteur 4 (eF4), "Comment ça marche ? : la cellule photovoltaïque." [Online]. Available: <http://www.ef4.be/fr/archives/energies-renouvelables/solaire-photovoltaïque/fonctionnement.html>. [Accessed: 26-May-2019]
- [80] C. Zhang, L. Chen, Y. Zhu, and Z. Guan, "Fabrication of 20.19% Efficient Single-Crystalline Silicon Solar Cell with Inverted Pyramid Microstructure," *Nanoscale Res. Lett.*, vol. 13, no. 1, p. 91, 2018 [Online]. Available: <https://doi.org/10.1186/s11671->

018-2502-9

- [81] M. Samir, "Contribution à l'optimisation du rendement des générateurs photovoltaïques et éoliens par l'intégration des systèmes électroniques d'adaptation à commande MPPT," Thèse, Université abou bekr belkaid de tlemcen, Algérie, 2014 [Online]. Available: <http://dspace.univ-tlemcen.dz/bitstream/112/3592/1/Samir-Mouhadjer-Doctoratx.pdf>
- [82] S. Mughal, Y. R. Sood, and R. K. Jarial, "A Review on Solar Photovoltaic Technology and Future Trends," in *National Conference on Recent Advances in Computer Science and IT (NCRACIT), International Journal of Scientific Research in Computer Science, Engineering and Information Technology*, 2018, vol. 4, no. 1, pp. 227–235 [Online]. Available: www.ijsrcseit.com
- [83] K. Espinosa, "La fabrication d'une cellule photovoltaïque," *Site de soloréa*, 2013. [Online]. Available: <https://blog.solorea.com/fabrication-cellule-photovoltaïque>. [Accessed: 26-May-2019]
- [84] I. Vechiu, "Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome," Thèse, Université du havre, 2005.
- [85] B. MOHAMMED, "Modélisation de systèmes énergétiques photovoltaïques et éoliens intégration dans un système hybride basse tension," Thèse, Université abou-bekr belkaid tlemcen, 2014 [Online]. Available: <http://dspace.univ-tlemcen.dz/handle/112/4178>
- [86] X. L. Dang, "Contribution à l'étude des systèmes PV/Stockage distribués : impact de leur intégration à un réseau fragile," Thèse, Ecole normale supérieure de Cachan, 2014.
- [87] M. Rezkallah, A. Hamadi, A. Chandra, and B. Singh, "Un système photovoltaïque autonome ne produisant pas d'excès de puissance!," *Actualité scientifique et innovation de l'éts*, 2017 [Online]. Available: <https://substance.etsmtl.ca/systeme-photovoltaïque-autonome-pas-exces-de-puissance>
- [88] C. SEMASSOU, "Aide à la décision pour le choix de sites et systèmes énergétiques adaptés aux besoins du BENIN.," Thèse, Université Bordeaux 1 Ecole, 2011 [Online]. Available: http://196.192.25.3/bitstream/handle/123456789/729/Thèse_Clarence_Semassou_finale.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- [89] Site de lumensol Renouvelables Energies, "Les 5 options de raccordement au réseau électrique." [Online]. Available: <http://www.lumensol.fr/option-de-raccordement-au-reseau.html>. [Accessed: 27-May-2019]
- [90] Site du Programme des Nations Unies pour le développement (PNUD), "Villages solaires du Bénin," 2009. [Online]. Available: <https://www.undp.org/content/undp/fr/home/presscenter/articles/2009/10/19/villages-solaires-du-benin.html>. [Accessed: 28-May-2019]
- [91] R. Kabouche, S. Harrouni, and A. Talha, "Etude comparative des différentes techniques de stockage de l'énergie solaire photovoltaïque," in *Le 2ème Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables*, 2012, pp. 1–9.

- [92] M. A. Camara, "Modélisation du stockage de l'énergie photovoltaïque par supercondensateurs," Thèse, Université Paris Est, 2011 [Online]. Available: <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00673218/>
- [93] H. Ibrahim, A. Ilinca, and J. Perron, "Energy storage systems-Characteristics and comparisons," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 12, no. 5, pp. 1221–1250, 2008.
- [94] H. I. BECKER, "Low voltage electrolytic capacitor," 1957 [Online]. Available: <https://patentimages.storage.googleapis.com/a2/f8/a9/b7d5c04a415c8b/US2800616.pdf>
- [95] N. Devillers, "Caractérisation et modélisation de composants de stockage électrochimique et électrostatique," Thèse, Université de Franche-Comté, France, 2012.
- [96] H. El Brouji, "Prise en compte du vieillissement dans la modélisation des supercondensateurs," Thèse, Université Sciences et Technologies - Bordeaux I, France, 2009 [Online]. Available: <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00979045/document>
- [97] E. Korsaga, Z. Koalaga, D. Bonkougou, and F. Zougmoré, "Comparaison et détermination des dispositifs de stockage appropriés pour un système photovoltaïque autonome en zone sahélienne," *Journal International de Technologie, de l'Innovation, de la Physique, de l'Energie et de l'Environnement, Université Clermont Auvergne*, 2017.
- [98] "C'est quoi un supercondensateur," *Site d'information*. [Online]. Available: <http://www.supercondensateur.com/a-propos>. [Accessed: 28-May-2019]
- [99] H. Gualous and R. Gallay, "Applications des supercondensateurs," *Les Tech. l'ingénieur*, vol. D5, no. D3335, p. D3335.1-D3335.14, 2007 [Online]. Available: <http://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/energies-th4/accumulateurs-d-energie-42243210/applications-des-supercondensateurs-d3335/>
- [100] F. Faure, "Suspension magnétique pour volant d'inertie," Thèse, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2003 [Online]. Available: <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00383510/document>
- [101] Site de la Connaissance des Energies, "Volant d'inertie" [Online]. Available: <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/volant-dinertie>. [Accessed: 28-May-2019]
- [102] M. E. Amiryar and K. R. Pullen, "A review of flywheel energy storage system technologies and their applications," *Appl. Sci.*, vol. 7, no. 286, pp. 1–21, 2017.
- [103] T. Jean-François, "Les stations de pompage (step)," *Encyclopédie de l'énergie*. 2016 [Online]. Available: <https://www.encyclopedie-energie.org/les-stations-de-pompage-step/>
- [104] L. Stoyanov, "Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables," Thèse, Université de Corse Pasquale Paoli & Université Technique de Sofia Ecole, 2011.

- [105] T. Desrues, "Stockage massif d'électricité sous forme thermique," Thèse, Université de Grenoble, 2011 [Online]. Available: <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00627054/document>
- [106] S. Sempore, "Modélisation, simulation et optimisation d'un système de stockage à air comprimé couplé à un bâtiment et à une production photovoltaïque," Thèse, Université de la Réunion, 2018 [Online]. Available: <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-02059339/document>
- [107] A. Eddahech, "Modélisation du vieillissement et détermination de l'état de santé de batteries lithium-ion pour application véhicule électrique et hybride," Thèse, Université Sciences et Technologies- Bordeaux I, 2013 [Online]. Available: <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00957678/document>
- [108] J. Gustavsson, "Energy Storage Technology Comparison," Bachelor of Science Thesis, KTH School of Industrial Engineering and Management, 2016 [Online]. Available: <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:953046/FULLTEXT01.pdf>
- [109] C. Thauray, "Optimisation de matériaux composites Si/Intermétallique/Al/C utilisés comme électrode négative dans des accumulateurs Li-ion," Thèse, Université Paris-Est, 2015 [Online]. Available: <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01223468/document>
- [110] S. Pelissier, A. Sari, and P. Venet, "Batteries électriques pour applications portables et embarquées-Technologies," in *Techniques de l'ingénieur, Réf. : E2141 V1*, p. E 2 141 - 1 - E2 141-15.
- [111] A. Pallegar, "Democratizing Innovation: How Consumer Electronics Is Revolutionizing Rocket Science," *Int. Rev. Bus. Economics*, vol. 2, no. 1, pp. 7–17, 2018.
- [112] A. Li, "Analyse expérimentale et modélisation d'éléments de batterie et de leurs assemblages : application aux véhicules électriques et hybrides.," Thèse, Université Claude Bernard - Lyon I, 2013.
- [113] L. Croci, "Gestion de l'énergie dans un système multi-sources photovoltaïque et éolien avec stockage hybride batteries / supercondensateurs," Thèse, Université de Poitiers, 2013.
- [114] I. Baboselac, Ž. Hederić, and T. Benšić, "Matlab simulation model for dynamic mode of the lithium-ion batteries to power the EV," *Tech. J.*, vol. 11, no. 1–2, pp. 7–13, 2017 [Online]. Available: <https://hrcak.srce.hr/file/270883>
- [115] T. R. Ayodele and A. S. O. Ogunjuyigbe, "Mitigation of wind power intermittency : Storage technology approach," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 44, pp. 447–456, 2015.
- [116] M. A. Jusoh and M. Z. Daud, "Particle swarm optimisation-based optimal photovoltaic system of hourly output power dispatch using lithium-ion batteries," *J. Mech. Eng. Sci.*, vol. 11, no. 3, pp. 2780–2793, 2017 [Online]. Available: http://jmes.ump.edu.my/images/Volume 11 Issue 3 September 2017/1_Jusoh and Daud.pdf
- [117] D. M. Gioutsos, K. Blok, L. van Velzen, and S. Moorman, "Cost-optimal electricity systems with increasing renewable energy penetration for islands across the

- globe,” *Appl. Energy*, vol. 226, pp. 437–449, 2018 [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.05.108>
- [118] F. Bignucolo, R. Caldon, M. Coppo, F. Pasut, and M. Pettinà, “Integration of Lithium-Ion Battery Storage Systems in Control Reserve,” *energies*, vol. 10, no. 98, pp. 1–22, 2017.
- [119] M. DAHMANE, “Gestion , Optimisation et Conversion des Énergies pour Habitat Autonome,” Thèse, Université de Picardie Jules Verne, 2015.
- [120] Fiche technique, “Batterie Lithium Ferro-Phosphate (LiFePO4),” 2019 [Online]. Available: <https://www.powertechsystems.eu/fr/home/produits/pack-batterie-12v-lithium-powerbrick/batterie-lithium-ion-12v-250ah-powerbrick/>. [Accessed: 10-Mar-2019]
- [121] W. Yang, P. Norrlund, J. Bladh, J. Yang, and U. Lundin, “Hydraulic damping mechanism of low frequency oscillations in power systems: Quantitative analysis using a nonlinear model of hydropower plants,” *Appl. Energy*, vol. 212, pp. 1138–1152, 2018 [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.01.002>
- [122] B. François, D. Zoccatelli, and M. Borga, “Assessing small hydro/solar power complementarity in ungauged mountainous areas: A crash test study for hydrological prediction methods,” *Energy*, vol. 127, pp. 716–729, 2017 [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2017.03.090>
- [123] H. Li, P. Liu, S. Guo, B. Ming, L. Cheng, and Z. Yang, “Long-term complementary operation of a large-scale hydro-photovoltaic hybrid power plant using explicit stochastic optimization,” *Appl. Energy*, vol. 238, pp. 863–875, 2019.
- [124] W. C. Sheng *et al.*, “Research on control strategies of small-hydro/PV hybrid power system,” in *Sustainable Power Generation and Supply, 2009. SUPERGEN’09. International Conference on. IEEE*, 2009, vol. 1, pp. 1–5 [Online]. Available: http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=5348119
- [125] Z. Yang, C. Wu, H. Liao, Y. Wang, and H. Wang, “Research on hydro/photovoltaic hybrid generating system,” in *2010 International Conference on Power System Technology: Technological*, 2010, pp. 1–6.
- [126] J. H. Zhou, X. H. Ge, X. S. Zhang, X. Q. Gao, and Y. Liu, “Stability Simulation of a MW-Scale PV-Small Hydro Autonomous Hybrid System,” in *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2013, pp. 1–5.
- [127] S. Meshram, G. Agnihotri, and S. Gupta, “Modeling of Grid connected DC linked PV/Hydro Hybrid System,” *Electr. Electron. Eng. An Int. J.*, vol. 2, no. 3, 2013.
- [128] S. Meshram, G. Agnihotri, and S. Gupta, “Performance analysis of grid integrated hydro and solar based hybrid systems,” *Adv. Power Electron.*, vol. 2013, 2013.
- [129] S. Meshram, G. Agnihotri, and S. Gupta, “Power Management Strategy for Active Power Sharing in Hydro / PV / Battery Hybrid Energy System,” *Chinese J. Eng.*, vol. 2013, p. 7, 2013.
- [130] F. Wei, S. Kai, Y. Guan, and Y. Wang, “A novel frequency restoring strategy of hydro-PV hybrid microgrid,” in *2014 International Power Electronics and Application*

- Conference and Exposition*, 2014, pp. 348–353.
- [131] M. Rezkallah, S. Sharma, A. Chandra, and B. Singh, “Hybrid standalone power generation system using hydro-PV-battery for residential green buildings,” in *IECON 2015 - 41st Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 2015, pp. 003708–003713.
- [132] B. Jena and A. Choudhury, “Voltage and frequency stabilisation in a micro-hydro-PV based hybrid microgrid using FLC based STATCOM equipped with BESS,” in *2017 International Conference on Circuit, Power and Computing Technologies (ICCPCT)*, 2017, pp. 1–7.
- [133] F.-F. Li and J. Qiu, “Multi-objective optimization for integrated hydro-photovoltaic power system,” *Appl. Energy*, vol. 167, no. May 2016, pp. 377–384, 2016 [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.09.018>
- [134] J. Jurasz and B. Ciapała, “Integrating photovoltaics into energy systems by using a run-off-river power plant with pondage to smooth energy exchange with the power grid,” *Appl. Energy*, vol. 198, pp. 21–35, 2017 [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.04.042>
- [135] K. K. Reddy, “Optimal Modeling of Grid Connected DC Coupled PV / Hydro Hybrid Power System,” *Elixir Int. Journal, Electr. Eng.*, vol. 121, pp. 51530–51534, 2018.
- [136] S. Das and A. K. Akella, “A Control Strategy for Power Management of an Isolated Micro Hydro-PV-Battery Hybrid Energy System,” in *2018 4th International Conference on Electrical Energy Systems (ICEES)*, 2018, pp. 397–401.
- [137] L. Liu, Q. Sun, Y. Wang, Y. Liu, and R. Wennersten, “Research on Short-term Optimization for Integrated Hydro-PV Power System Based on Genetic Algorithm,” *Energy Procedia*, vol. 152, pp. 1097–1102, 2018 [Online]. Available: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1876610218306763>
- [138] Z. Glasnovic and J. Margeta, “Optimal Sizing of Photovoltaic-hydro Power Plant,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 17, no. 8, pp. 115–125, 2009.
- [139] J. Mahmoudimehr and M. Shabani, “Optimal Design of Hybrid Photovoltaic-Hydroelectric Standalone Energy System for North and South of Iran,” *Renew. Energy*, vol. 115, pp. 238–251, 2018.
- [140] N. M. Silvério, R. M. Barros, G. L. T. Filho, M. Redón-Santafé, I. F. S. dos Santos, and V. E. de Mello Valério, “Use of floating PV plants for coordinated operation with hydropower plants: Case study of the hydroelectric plants of the São Francisco River basin,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 171, pp. 339–349, 2018 [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.05.095>
- [141] F.-F. Li, J. Qiu, and J.-H. Wei, “Multiobjective optimization for hydro-photovoltaic hybrid power system considering both energy generation and energy consumption,” *Energy Sci. Eng.*, vol. 6, no. 5, pp. 362–370, 2018 [Online]. Available: <http://doi.wiley.com/10.1002/ese3.202>
- [142] B. Ming, P. Liu, S. Guo, X. Zhang, M. Feng, and X. Wang, “Optimizing utility-scale photovoltaic power generation for integration into a hydropower reservoir by incorporating long-and short-term operational decisions,” *Appl. Energy*, vol. 204, pp.

- 432–445, 2017 [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.07.046>
- [143] B. Ming *et al.*, “Robust hydroelectric unit commitment considering integration of large-scale photovoltaic power: A case study in China,” *Appl. Energy*, vol. 228, pp. 1341–1352, 2018.
- [144] S. Kumar, T. Kaur, M. K. Arora, and S. Upadhyay, “Resource estimation and sizing optimization of PV/micro hydro-based hybrid energy system in rural area of Western Himalayan Himachal Pradesh in India,” *Energy Sources, Part A Recover. Util. Environ. Eff.*, pp. 1–13, 2019 [Online]. Available: <https://doi.org/10.1080/15567036.2019.1576075>
- [145] A. Abdelli, “Optimisation multicritère d’une chaîne éolienne passive Soutenue,” Thèse, Institut National Polytechnique de Toulouse, 2007 [Online]. Available: <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00553540/document>
- [146] R. RIGO-MARIANI, “Methodes de Conception Intégrée ‘Dimensionnement- Gestion’ par Optimisation d’un Micro-Reseau avec Stockage,” Thèse, Université de Toulouse, 2014 [Online]. Available: <http://ethesis.inp-toulouse.fr/archive/00002989/01/Rigo-Mariani.pdf>
- [147] F. Dubas, “Conception d’un Moteur Rapide à Aimants Permanents pour l’entraînement de Compresseurs de Piles à Combustible,” Thèse, Université de Franche-Comté, 2006.
- [148] R. Parisi, E. D. D. Claudio, G. Orlandi, and B. D. Rao, “A generalized learning paradigm exploiting the structure of feedforward neural networks,” *IEEE Trans. Neural Networks*, vol. 7, no. 6, pp. 1450–1460, 1996 [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=548172&isnumber=11794>
- [149] F. Wurtz, “Une Nouvelle Approche Pour la Conception Sous Contraintes de Machines Electriques,” Thèse, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 1996 [Online]. Available: <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00729068/document>
- [150] N. Bianchi and F. Dughiero, “Optimal Design Techniques Applied to Transverse – Flux Induction Heating Systems,” *IEEE Trans. Magn.*, vol. 31, no. 3, pp. 1992–1995, 1995.
- [151] D. M. Olsson and L. S. Nelson, “The Nelder-Mead Simplex Procedure for Function Minimization,” *Technometrics*, vol. 17, no. 1, pp. 45–51, 1975.
- [152] L. F. Shampine, “Implementation of Rosenbrock methods,” Report, Sandia National Labs., Albuquerque, NM (USA), 1980 [Online]. Available: <https://www.osti.gov/servlets/purl/6754358>
- [153] A. D. Kone, “Contribution à la conception des actionneurs électriques par formulation en termes d’optimisation,” Thèse, Université de Toulouse, 1993.
- [154] S. Brisset, “Démarches et outils pour la conception optimale des machines électriques,” Thèse, Université des Sciences et Technologie de Lille - Lille I, 2007 [Online]. Available: <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00264041/document>
- [155] T. W. Manikas and J. T. Cain, “Genetic Algorithms vs . Simulated Annealing : A Comparison of Approaches for Solving the Circuit Partitioning Problem,”

- Technical Report 96-101, Department of Electrical Engineering, The University of Pittsburgh, 1996 [Online]. Available: <http://cdn.intechweb.org/pdfs/8504.pdf>www.sciencedirect.comwww.elsevier.com/locate/procedia<http://ieeexplore.ieee.org/document/1330833/><http://dx.doi.org/10.1016/j.jocs.2017.05.015>
- [156] A. A. Moghaddam, A. Seifi, T. Niknam, and M. R. A. Pahlavani, "Multi-objective operation management of a renewable MG (micro-grid) with back-up micro-turbine/fuel cell/battery hybrid power source," *Energy*, vol. 36, pp. 6490–6507, 2011.
- [157] C. M. Colson, M. H. Nehrir, and C. Wang, "Ant colony optimization for microgrid multi-objective power management," in *2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, 2009, pp. 1–7.
- [158] S. Mohammadi, B. Mozafari, S. Solimani, and T. Niknam, "An Adaptive Modified Firefly Optimisation Algorithm based on Hong's Point Estimate Method to optimal operation management in a microgrid with consideration of uncertainties," *Energy*, vol. 51, pp. 339–348, 2013 [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2012.12.013>
- [159] G. C. Liao, "The optimal economic dispatch of smart Microgrid including Distributed Generation," *2013 Int. Symp. Next-Generation Electron.*, pp. 473–477, 2013.
- [160] X. Li, L. Amodeo, F. Yalaoui, and H. Chehade, "Métaheuristiques Multiobjectif pour un Problème d'ordonnancement de Machines Parallèles," in *8e Conférence Internationale de MOdélisation et SIMulation-MOSIM'10-Hammamet-Tunisie*, 2010 [Online]. Available: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.167.2719&rep=rep1&type=pdf>
- [161] M. Shabani and J. Mahmoudimehr, "Influence of climatological data records on design of a standalone hybrid PV-hydroelectric power system," *Renew. Energy*, vol. 141, pp. 181–194, 2019 [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.03.145>
- [162] M. Shabani and J. Mahmoudimehr, "Techno-economic role of PV tracking technology in a hybrid PV-hydroelectric standalone power system," *Appl. Energy*, vol. 212, pp. 84–108, 2018 [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.030>
- [163] K. Deb, S. Agrawal, A. Pratap, and T. Meyarivan, "A Fast Elitist Non-dominated Sorting Genetic Algorithm for Multi-objective Optimization: NSGA-II," in *International conference on parallel problem solving from nature*, 2000, pp. 849–858.
- [164] A. H. J. Hounnou, F. X. Fifatin, F. Dubas, D. Chamagne, and A. Vianou, "Dimensionnement technico-économique de conduite forcée pour microcentrale hydroélectrique en utilisant les algorithmes génétiques," *J. la Rech. Sci. l'Université Lomé*, vol. 21, no. 1, pp. 113–122, 2019.
- [165] X. Berisha, B. Hoxha, and D. Meha, "Efficiency Analyses for Small Hydro Power Plant with Francis Turbine," *Int. J. Mod. trends Eng. Res.*, pp. 155–164, 2017.
- [166] D. J. ZIGRANG and N. D. SYLVESTER, "Explicit Approximations to the Solution of Colebrook's Friction Factor Equation," *AIChE J.*, vol. 28, no. 3, pp. 514–515, 1982.

- [167] C. Penche, *Guide on How to Develop a Small Hydropower Plant*. European Small Hydropower Association (ESHA), 2004 [Online]. Available: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.172.1731&rep=rep1&type=pdf>
- [168] M. K. Singhal and Arun Kumar, "Optimum Design of Penstock for Hydro Projects," *Int. J. Energy Power Eng.*, vol. 4, no. 4, p. 216, 2015 [Online]. Available: <http://www.sciencepublishinggroup.com/journal/paperinfo?journalid=164&doi=10.11648/j.ijepe.20150404.14>
- [169] Site de Alibaba, "Penstock pipe for hydropower station , helical pipe Penstock ssaw oil and gas pipe," 2018. [Online]. Available: https://www.alibaba.com/product-detail/penstock-pipe-for-hydropower-station-helical_60578359150.html. [Accessed: 07-Dec-2018]
- [170] N. G. Voros, C. T. Kiranoudis, and Z. B. Maroulis, "Short-cut design of small hydroelectric plants," *Renew. Energy*, vol. 19, no. 4, pp. 545–563, 2000.
- [171] R. David, *Calcul des machines électriques tournantes*, 1ère Parti. Ecole Supérieure d'Electricité, Paris, 1950.
- [172] S. Djebbari, "Contribution à la modélisation et à la conception optimale de génératrices à aimants permanents pour hydroliennes," Thèse, Université de Bretagne Occidentale, 2015 [Online]. Available: <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01279568>
- [173] J. Pyrhönen, T. Jokinen, and V. Hrabovcova, *Design of Rotating Electrical Machines*, First Edit. Lappeenranta University of Technology, 2008.
- [174] M. A. KHALF, "Conception Optimale d'un Alternateur de faible Puissance pour le Simulateur de Groupe Turbine-Alternateur s'hydro-Québec," Rapport, Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue Ecole, 2013.
- [175] A. H. J. Hounnou, F. Dubas, F.-X. Fifatin, C. Bloch, and D. Chamagne, "Estimation of Electromechanical Equipment Cost for Hydropower Plants taking into account of Continental Factors," *Int. J. Eng. Res. Africa*, vol. 44, pp. 182–199, 2019.
- [176] G. Cavazzini, A. Santolin, G. Pavesi, and G. Ardizzon, "Accurate estimation model for small and micro hydropower plants costs in hybrid energy systems modelling," *Energy*, vol. 103, pp. 746–757, 2016 [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.03.024>
- [177] M. R. Nouni, S. C. Mullick, and T. C. Kandpal, "Techno-economics of micro-hydro projects for decentralized power supply in India," *Energy Policy*, vol. 34, pp. 1161–1174, 2006.
- [178] M. J. Kaiser and B. F. Snyder, "Modeling offshore wind installation vessel day-rates in the United States," *Marit. Econ. Logist.*, vol. 14, no. 2, pp. 220–248, 2012.
- [179] M. Wild *et al.*, "Possible effect of torrefaction on biomass trade," Report, IEA Bioenergy, 2012.
- [180] C. A. Ancieta, "Estimating E & M powerhouse costs," *International Water Power and Dam Construction* , vol. 61, pp. 21–25, 2009.

- [181] SBEE, "Centrale hydroélectrique de Yéripao," Rapport, Société Béninoise de l'Energie Electrique (SBEE), 2017.
- [182] J. Liu, W. Fang, X. Zhang, and C. Yang, "An Improved Photovoltaic Power Forecasting An Improved Photovoltaic Power Forecasting Model With the Assistance of Aerosol Index Data," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 6, no. 2, pp. 434–442, 2015.
- [183] L. Yi, X. Liye, W. Haifeng, D. Shaotao, and Q. Zhiping, "Analysis on the hourly spatiotemporal complementarities between China's solar and wind energy resources spreading in a wide area," *Sci. CHINA Technol. Sci.*, vol. 56, no. 3, pp. 683–692, 2013.
- [184] V. S. Lopes, C. L. T. Borges, and S. Member, "Impact of the Combined Integration of Wind Generation and Small Hydropower Plants on the System Reliability," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 6, no. 3, pp. 1169–1177, 2014.
- [185] P. K. Revelou, M. G. Kokotou, C. S. Pappas, and V. Constantinou-Kokotou, "Direct determination of total isothiocyanate content in broccoli using attenuated total reflectance infrared Fourier transform spectroscopy," *J. Food Compos. Anal.*, vol. 61, pp. 47–51, 2017 [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.jfca.2017.01.020>
- [186] J. Guang *et al.*, "Comparison of two Methods for Aerosol Optical Depth Retrieval over North Africa from Msg / Seviri Data," in *2014 IEEE Geoscience and Remote Sensing Symposium*, 2014, pp. 335–338.
- [187] Site de Photon Solar Energy-Germany, *PHOTON SOLAR SC-LINE SC-280P*. 2019.
- [188] A. O. Benelkadi, A. Kaabeche, and Y. Bakelli, "Etude de faisabilité technico-économique des centrales photovoltaïques en Algérie," *Rev. des Energies Renouvelables*, vol. 21, no. 2, pp. 181–198, 2018.
- [189] Macarena Jiménez Sánchez, "Diseño de planta solar fotovoltaica de 20mw en california y conexión a la red de distribución," Memoria, Universidad ICAI, Madrid, 2012.
- [190] X. Yan, D. Abbes, and B. Francois, "Uncertainty analysis for day ahead power reserve quantification in an urban microgrid including PV generators," *Renew. Energy*, vol. 106, pp. 288–297, 2017 [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2017.01.022>
- [191] Site de DATEANDTIME.INFO, "Le lever et le coucher du Soleil, la durée du jour à Natitingou, Bénin." [Online]. Available: <http://dateandtime.info/fr/citysunrisesunset.php?id=2392601&month=1&year=2016>
- [192] Site of Solar radiation Data (SoDa), "Solar Energy Services for Professionals," 2019. [Online]. Available: <http://www.soda-pro.com/fr/home;jsessionid=8906CCF20A49F61CEDFD22717C014620>
- [193] C. D. Rodriguez-Gallegos *et al.*, "A Siting and Sizing Optimization Approach for PV-Battery-Diesel Hybrid Systems," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 54, no. 3, pp. 2637–2645, 2018.
- [194] E. Eimhjellen, "Optimal design of photovoltaic power plants," Master thesis, University of Bergen, 2018.

- [195] A. T. Singo, "Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome," Thèse, Université Henri Poincaré - Nancy 1, 2010.
- [196] D. Abbes, A. Martinez, G. Champenois, and J. P. Gaubert, "Etude d'un système hybride éolien photovoltaïque avec stockage : dimensionnement et analyse du cycle de vie," *Eur. J. Electr. Eng.*, vol. 15, no. 5, pp. 479–497, 2012 [Online]. Available: <http://ejee.revuesonline.com/article.jsp?articleId=18044>
- [197] H. A. Dang, "Modélisation en vue de la simulation énergétique des bâtiments : Application au prototypage virtuel et à la gestion optimale de PREDIS MHI," Thèse, Université de Grenoble, 2013.
- [198] J. Labbé, "L'Hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïques isolés," Thèse, Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2006.
- [199] S. Abada, "Compréhension et modélisation de l'emballage thermique de batteries Li-ion neuves et vieilles," Thèse, Université Pierre et Marie Curie - Paris VI, 2016 [Online]. Available: <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01596035/document>
- [200] R. Mkahl, "Contribution à la modélisation , au dimensionnement et à la gestion des flux énergétiques d'un système de recharge de véhicules électriques : étude de l'interconnexion avec le réseau électrique," Thèse, Université de Technologie de Belfort-Montbéliard, 2015.
- [201] E. Prada, D. D. Domenico, Y. Creff, J. Bernard, V. Sauvant-Moynot, and F. Huet, "Simplified Electrochemical and Thermal Model of LiFePO₄ -Graphite Li-Ion Batteries for Fast Charge Applications," *J. Electrochem. Soc.*, vol. 159, no. 9, pp. A1508–A1519, 2012 [Online]. Available: <http://jes.ecsdl.org/lookup/doi/10.1149/2.064209jes>
- [202] V. H. Johnson, "Battery performance models in ADVISOR," *J. Power Sources*, vol. 110, no. 2, pp. 321–329, 2002.
- [203] S. Li and X. Cheng, "A comparative study on RC models of lithium-ion battery," in *2014 IEEE Conference and Expo Transportation Electrification Asia-Pacific (ITEC Asia-Pacific)*, 2014, pp. 1–4.
- [204] Y. Jiang, Y. Wang, C. Zhang, G. Su, and J. Liu, "Research on group methods of second-use Li-ion batteries based on k-means clustering model," in *2014 IEEE Conference and Expo Transportation Electrification Asia-Pacific (ITEC Asia-Pacific)*, 2014, pp. 1–6.
- [205] H. He, R. Xiong, and J. Fan, "Evaluation of lithium-ion battery equivalent circuit models for state of charge estimation by an experimental approach," *energies*, vol. 4, no. 4, pp. 582–598, 2011.
- [206] M. Chen and A. Rincón-Mora, "An Accurate Electrical Battery Model Capable of Predicting Lifetime and I - V Performance," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 21, no. 2, pp. 504–511, 2005.
- [207] Z. He, D. Guo, X. Liu, and G. Yang, "An evaluation method of battery DC resistance consistency caused by temperature variation," in *IECON 2017-43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 2017, pp. 7623–7628.

- [208] S. Abouda, "Contribution à la commande des systèmes photovoltaïques Application aux systèmes de pompage," Thèse, Université de Reims Champagne-Ardenne et Université de Sfax, 2015 [Online]. Available: <https://www.morebooks.de/store/gb/book/contribution-à-la-commande-des-systèmes-photovoltaïques/isbn/978-3-330-87743-6>
- [209] A. Bouharchouche, A. Bouabdallah, E. M. Berkouk, S. Diaf, and H. Belmili, "Conception et réalisation d'un logiciel de dimensionnement d'un système d'énergie hybride éolien-photovoltaïque," *Rev. des Energies Renouvelables*, vol. 17, no. 3, pp. 359–376, 2014.
- [210] D. Abbes, "Contribution au dimensionnement et à l'optimisation des systèmes hybrides éoliens-photovoltaïques avec batteries pour l'habitat résidentiel autonome," Thèse, Université de Poitiers, 2012.
- [211] T. Ma, H. Yang, L. Lu, and J. Peng, "Pumped storage-based standalone photovoltaic power generation system: Modeling and techno-economic optimization," *Appl. Energy*, vol. 137, pp. 649–659, 2015 [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.06.005>
- [212] Site du Millennium Challenge Account (MCA II), "FIRST CONTRIBUTION DETERMINED AT THE NATIONAL LEVEL OF BENIN UNDER THE PARIS AGREEMENT," 2018. [Online]. Available: <https://www.climatewatchdata.org/contained/ndcs/country/BEN/full?query=6.5&searchBy=target&document=ndc-EN>. [Accessed: 26-Nov-2018]
- [213] Site du Millennium Challenge Account (MCA II), "Production d'électricité - Millennium Challenge Account Bénin II," 2018. [Online]. Available: <http://www.mcabenin2.bj/texte/show/production-d-electricite>. [Accessed: 26-Nov-2018]
- [214] M. Veilleux and T. Clausen, "RAPPORT de faisabilité final SUR sur : - La remise en état et extension de la centrale hydroélectrique (HPP) de Yeripao - Les concepts de maintenance pour de l'énergie centrales hydroélectriques de la SBEE.," Cotonou / Bénin, 2015.
- [215] M. Fournier, J. Mesquita, and A. Mangin, "Evaluation scientifique de l'impact de l'hydroélectricité dans le Parc naturel régional des Pyrénées ariégeoises," Rapport, Station d'écologie expérimentale du CNRS à Moulis, 09200 Saint Giron, 2010.
- [216] F. Vandewalle and J. M. Lascaux, "Etat des lieux des aménagements hydroélectriques avec modulation saisonnière du débit réservé.," Rapport final, Mission Technique Commune EDF - Agence de l'eau Adour-Garonne Etat, 2008.
- [217] A. H. J. Hounnou, F. Dubas, F. Fifatin, D. Chamagne, and A. Vianou, "Multi-Objective Optimization of Run-of-River Small- Hydropower Plants Considering Both Investment Cost and Annual Energy Generation," *World Acad. Sci. Eng. Technol. Int. J. Energy Power Eng.*, vol. 13, no. 1, pp. 17–21, 2019.
- [218] C. Blodgett, P. Dauenhauer, H. Louie, and L. Kickham, "Accuracy of energy-use surveys in predicting rural mini-grid user consumption," *Energy Sustain. Dev.*, vol. 41, pp. 88–105, 2017 [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.esd.2017.08.002>

-
- [219] G. A. Aggidis, E. Luchinskaya, R. Rothschild, and D. C. Howard, "The costs of small-scale hydro power production: Impact on the development of existing potential," *Renew. Energy*, vol. 35, no. 12, pp. 2632–2638, 2010 [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2010.04.008>
- [220] B. A. Nasir, "Design of Micro - Hydro - Electric Power Station," *Int. J. Eng. Adv. Technol.*, vol. 2, no. 5, pp. 39 – 47, 2013.
- [221] S. K. Singal and R. P. Saini, "Cost analysis of low-head dam-toe small hydropower plants based on number of generating units," *Energy Sustain. Dev.*, vol. 12, no. 3, pp. 55–60, 2008 [Online]. Available: [http://dx.doi.org/10.1016/S0973-0826\(08\)60439-1](http://dx.doi.org/10.1016/S0973-0826(08)60439-1)
- [222] O. P. Rahi, A. K. Chandel, and M. G. Sharma, "Optimization of Hydro Power Plant Design by Particle Swarm Optimization (PSO)," *Procedia Eng.*, vol. 30, pp. 418–425, 2012 [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.proeng.2012.01.880>
- [223] A. H. J. Hounnou, F. Dubas, F.-X. Fifatin, M. Aza-Gnandji, D. Chamagne, and A. Vianou, "Multi-Objective Optimization of Run-of-River Small Hydro-PV Hybrid Power Systems," in *IEEE Africon2019*, 2019.
- [224] W. BOUGHANMI, "Eco-Conception des Motorisations Electriques : Application à la Machine," Thèse, Université d'Artois – Ecole Doctorale Sciences Pour l'Ingénieur ED 072, 2012.
- [225] G. HEMERY, "Alternateurs hydrauliques et compensateurs," *Tech. l'Ingénieur / Energies / Convers. l'énergie électrique, D3540*, vol. 3, pp. 1–16, 2008.
- [226] Fiche technique Von Roll, "Fils de bobinage et fils de litz" [Online]. Available: https://www.vonroll.com/userfiles/downloads/.../Wires_brochure_FR-4_WEB.pdf
- [227] L. E. Radaorozandry, "Conception et Optimisation des Machines Synchrones avec des Modèles Analytiques en Tenant Compte de la Saturation Magnétique," Mémoire, Université Laval, 2007.
- [228] N. Bianchi, S. Bolognani, and P. Frare, "Design criteria for high-efficiency SPM synchronous motors," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 21, no. 2, pp. 396–404, 2006.

Annexes

Dimensionnement de la génératrice synchrone à double excitation

A.1 Paramètres de la génératrice synchrone à double excitation

Tableau A-1 Variables d'optimisation [173].

Désignation	Notation	Unité	Limite inférieure	Limite supérieure
Diamètre d'alésage	D	[m]	0,4	0,8
Nombre d'encoches	N_e	[-]	30	120
Nombre de paires de pôles	P	[-]	2	10
Nombre de voies	a	[-]	1	4
Facteur de puissance	FP	[-]	0,7	0,9
Taux d'hybridation	$ToHy$	[-]	0,2	0,9
Induction dans l'entrefer	B_e	[T]	0,7	1,08
Induction dans une dents statorique	B_{ds}	[T]	1,6	2,0
Induction dans la culasse statorique	B_{cs}	[T]	1,0	1,5
Induction dans un pôle du rotor	B_p	[T]	1,3	1,8
Induction dans la culasse du rotor	B_{cr}	[T]	1,0	1,5
Densité du courant statorique	J_s	[A/m ²]	$3 * 10^6$	$7 * 10^6$
Densité du courant rotorique	J_r	[A/m ²]	$3 * 10^6$	$7 * 10^6$
Intensité du courant d'excitation	I_{f0}	[A]	50	150

Tableau A-2 Paramètres fixés [147].

Désignations	Notations	Unités	Valeurs
Puissance apparente électrique	S_n	[VA]	10^6
Tension composée nominale	U_n	[V]	3000
Fréquence	f	[Hz]	50
Nombre de phases	m_{ph}	[-]	3
Perméabilité du vide	μ_0	[H/m]	$4 \times \pi \times 10^{-7}$
Facteur d'ouverture des pôles	β	[-]	0,7
Induction rémanente de l'aimant (NdFeB)	$B_{r,ai}$	[T]	1,1
Perméabilité relative de l'aimant (NdFeB)	$\mu_{r,ai}$	[-]	1,04
Masse volumique du fer	ρ_{fer}	[kg/m ³]	7600
Coefficient des pertes moyennes par Hystérésis	k_{hys}	[W.s/kg/T ²]	$1,91 \times 10^{-3}$
Coefficient des pertes moyennes par courants de Foucault	k_{Fou}	[W.s ² /kg/T ²]	$5,17 \times 10^{-6}$
Résistivité électrique du cuivre à 20°C	$\rho_{e,cu,0}$	[$\Omega \cdot m$]	$17,59 \times 10^{-9}$
Coefficient de température du cuivre	$\Delta_{r,cu}$	[%/K]	0,38
Masse volumique du cuivre	$\rho_{v,cu}$	[kg/m ³]	8900
Masse volumique de l'aimant	$\rho_{v,ai}$	[kg/m ³]	7200
Masse volumique du rotor	$\rho_{v,rot}$	[kg/m ³]	7860
Facteur de fermeture d'encoche	k_{bs}	[-]	0,5

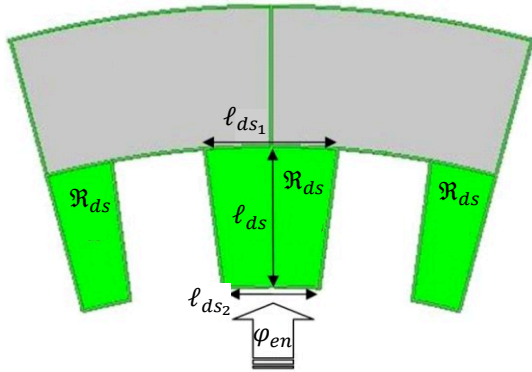
Tableau A-3 Récapitulatif des résultats de la solution B.

Désignations		Valeurs
Diamètre extérieur [m]	D_{ext}	0,937
Epaisseur de la culasse du stator [m]	e_{cs}	0,077
Diamètre de fond d'encoche du stator [m]	D_{es}	0,784
Epaisseur des becs du stator [m]	e_{bs}	0,003
Diamètre d'alésage [m]	D	0,598
Epaisseur de l'entrefer mécanique [m]	e_a	0,031
Diamètre au périphérique du rotor [m]	D_r	0,536
Epaisseur d'aimant (aimantation radiale) [m]	e_{ai}	0,025
Diamètre de fond d'aimant [m]	D_a	0,487
Epaisseur des becs du rotor [m]	e_{br}	0,039
Diamètre de fond d'encoche du rotor [m]	D_{er}	0,245
Epaisseur de la culasse du rotor [m]	e_{cr}	0,077
Diamètre intérieur [m]	D_{int}	0,092
Distance entre deux becs de dents au stator [m]	d_{bs}	0,017
Distance entre deux becs de dents au rotor [m]	d_{br}	0,106
Longueur axiale active du stator [m]	L_s	0,332
Longueur axiale active du rotor [m]	L_r	0,332
Pas d'encoches [rad]	θ_{pas}	0,175
Pas dentaire au stator [rad]	θ_{ds}	0,061
Pas polaire [rad]	θ_{par}	1,100
Facteur d'ouverture des pôles [-]	β	0,700
Largeur des pôles du rotor [rad]	θ_{pr}	0,428
Distance angulaire entre deux becs consécutifs du stator [rad]	θ_{bs}	0,056
Distance angulaire entre deux becs consécutifs du rotor [rad]	θ_{br}	0,471
Pas d'encoche au stator [rad]	θ_{encs}	0,113
Largeur angulaire de l'espace de bobinage [rad]	θ_{w_r}	0,336
Nombre d'encoches total [-]	N_e	36
Nombre de paires de pôles [-]	p	2
Nombre de phases [-]	m_{ph}	3
Nombre de voies [-]	a	1
Diamètre du fil du cuivre isolé au stator [m]	$D_{fcus,isol}$	$8,978 \cdot 10^{-3}$
Diamètre du fil du cuivre isolé au rotor [m]	$D_{fcur,isol}$	$3,875 \cdot 10^{-3}$
Nombre de spires en série par phase [-]	N_s	108
Nombre de spires au rotor par pôle [-]	N_r	133
Nombre d'encoches par pôle par phase [-]	q	3

Désignations		Valeurs
Induction dans l'entrefer [T]	B	0,700
Induction dans les dents du stator [T]	B _{ds}	2,000
Induction dans la culasse du stator [T]	B _{cs}	1,500
Induction dans les pôles du rotor [T]	B _p	1,800
Induction dans la culasse du rotor [T]	B _{cr}	1,500
Flux dans l'entrefer [Wb]	φ_e	0,076
Flux de fuite [Wb]	φ_f	0,047
Flux dans le rotor [Wb]	φ_r	0,124
Valeur efficace du courant nominal au stator [A]	I _s	192,450
Intensité du courant d'excitation crée par la bobine [A]	I _f	73,240
Densité de courant au stator [A/m ²]	J _s	3159750
Densité de courant au rotor [A/m ²]	J _r	6649000
Facteur de puissance [-]	FP	0,900
Pertes mécaniques [W]	p _{mec}	3662,065
Pertes fer dans la culasse statoriques [W]	p _{f_cs}	127,775
Pertes fer dans les dents statoriques [W]	p _{f_ds}	79,132
Pertes Joule rotoriques [W]	p _{jr}	32264,179
Pertes Joule statoriques [W]	p _{js}	18410,416
Pertes totales [W]	p _{tot}	54543,568
Puissance actives fournie à la charge [W]	P _u	900000
Rendement de la machine [%]	η	94,286
Puissance mécanique fournie par la turbine [W]	P _{mec}	954543,568
Masse de la culasse statorique [kg]	M _{cs}	523,762
Masse de dent statorique [kg]	M _{ds}	182,458
Masse totale du stator [kg]	M _{stat}	706,219
Masse du rotor [kg]	M _{rot}	266,305
Masse du cuivre [kg]	M _{cuv}	194,367
Masse des aimants [kg]	M _{ai}	65,956
Masse totale de la machine [kg]	M _{tot}	1232,848
Taux de remplissage au rotor	to _r	69,96%
Taux de remplissage au stator	to _s	64,52%
Nombre de conducteurs par encoche du stator	z _q	18
Section totale de conducteur par encoche statorique	Stc _{us}	1,139*10 ⁻³
Surface d'une encoche statorique	S _{win_s}	1,766*10 ⁻³
Section totale de conducteur par encoche rotorique	Stc _{ur}	3,138*10 ⁻³
Surface d'une encoche rotorique	S _{win_r}	4,485*10 ⁻³

A.2 Dimensions géométriques de la génératrice

A.2.1 Dimensions géométriques d'une dent du stator



$$l_{ds} = \frac{D_{es} - D}{2} \quad (A-1)$$

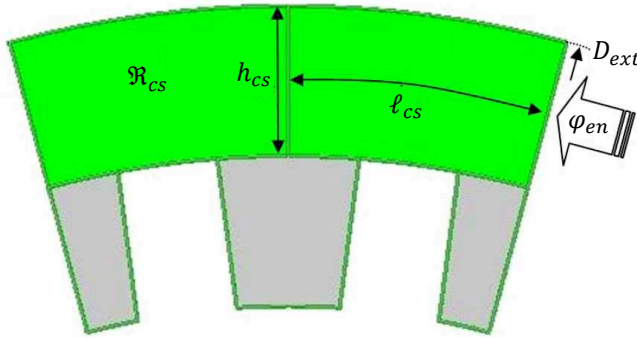
$$l_{ds1} = \theta_{ds} \times \frac{D_{es}}{2} \quad (A-2)$$

$$l_{ds2} = \theta_{ds} \times \frac{D}{2} \quad (A-3)$$

$$S_{ds} = L_s \times \frac{l_{ds1} - l_{ds2}}{\ln\left(\frac{l_{ds1}}{l_{ds2}}\right)} \quad (A-4)$$

Figure A- 1 Dimensions géométriques d'une dent du stator.

A.2.2 Dimensions géométriques de la culasse du stator

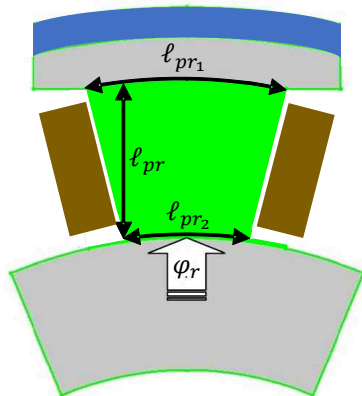


$$l_{cs} = \pi \times \frac{D_{ext} - h_{cs}}{N_e} \quad (A-5)$$

$$S_{cs} = L_s \times h_{cs} \quad (A-6)$$

Figure A- 2 Dimensions géométriques de la culasse du stator.

A.2.3 Dimensions géométriques d'un pôle du rotor



$$l_{pr} = \frac{D_a - D_{er}}{2} \quad (A-7)$$

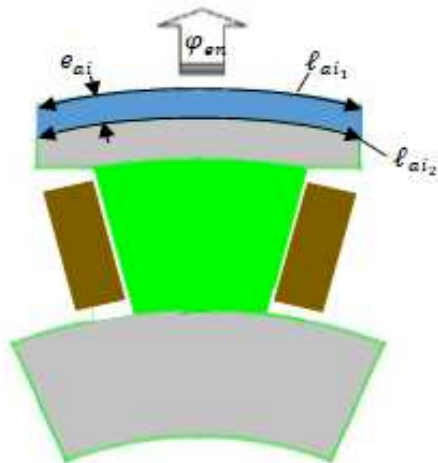
$$l_{pr1} = \theta_{pr} \times \frac{D_a - 2 \times h_{br}}{2} \quad (A-8)$$

$$l_{pr2} = \theta_{pr} \times \frac{D_{er}}{2} \quad (A-9)$$

$$S_{pr} = L_r \times \frac{l_{pr1} - l_{pr2}}{\ln\left(\frac{l_{pr1}}{l_{pr2}}\right)} \quad (A-10)$$

Figure A- 3 Dimensions géométriques d'un pôle du rotor.

A.2.4 Dimensions géométriques de l'aimant



$$l_{ai1} = \frac{\theta_{ai} \times D_r}{2} \quad (A-11)$$

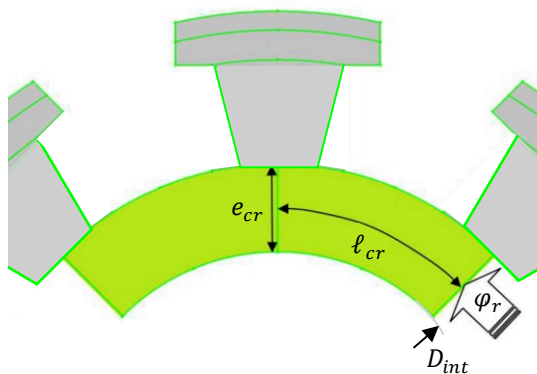
$$l_{ai2} = \frac{\theta_{ai} \times D_a}{2} \quad (A-12)$$

$$\theta_{ai} = \beta \times \frac{\pi}{P} \quad (A-13)$$

$$S_{ai} = \frac{(l_{ai1} - l_{ai2})}{\ln\left(\frac{l_{ai1}}{l_{ai2}}\right)} \times L_r \quad (A-14)$$

Figure A- 4 Dimensions géométriques de l'aimant.

A.2.5 Dimensions géométriques de la culasse du rotor



$$l_{cr} = \pi \times \frac{D_{int} + e_{cr}}{2 \times P} \quad (A-15)$$

$$S_{cr} = L_r \times h_{cr} \quad (A-16)$$

Figure A- 5 Dimensions géométriques de la culasse du rotor.

A.2.6 Hauteur d'encoche du stator

Le rapport de la hauteur d'encoche h_{es} sur le diamètre d'alésage D , varie entre 0,15 et 0,3 [224]. On prend 0,15 pour les machines de petites et moyennes puissances. Ainsi on a :

$$h_{es} = 0,15 \times D \quad (A-17)$$

A.2.7 Longueur active du rotor et celle du stator

La longueur active du rotor L_r des machines synchrones à pôle saillant, dont le nombre de paires de pôles est supérieur à 1, est déterminée en utilisant la relation [173] :

$$L_r = \frac{\pi}{4 \times P} \times \sqrt{P} \times D \quad (A-18)$$

En supposant que le facteur de concentration axiale de la longueur du stator par rapport à celle du rotor est égale à l'unité, la longueur du stator L_s est égale à celle du rotor.

$$L_s = L_r \quad (A-19)$$

A.2.8 Largeurs angulaires du stator

- Pas polaire :

$$\theta_{pas} = \frac{2 \times \pi}{N_e} \quad (\text{A-20})$$

- Largeur angulaire d'une dent du stator :

$$\theta_{ds} = \theta_{pas} \times \frac{B_e}{B_{ds}} \quad (\text{A-21})$$

- Largeur angulaire d'une encoche du stator :

$$\theta_{encs} = \theta_{pas} - \theta_{ds} \quad (\text{A-22})$$

- Largeur angulaire de bobinage au stator :

$$\theta_{ws} = \frac{\theta_{encs}}{2} \quad (\text{A-23})$$

- Facteur d'ouverture d'encoche : compris entre 0 et 1 :

$$k_{es} = \frac{\theta_{encs}}{\theta_{pas}} \quad (\text{A-24})$$

A.2.9 Largeurs angulaires du rotor

- Pas polaire :

$$\theta_{par} = \beta \times \frac{\pi}{P} \quad (\text{A-25})$$

- Largeur angulaire des pôles du rotor [174] :

$$\theta_{pr} = \beta \times \frac{\pi}{P} \times \frac{B_e}{B_p} \quad (\text{A-26})$$

- Largeur angulaire de bobinage au rotor :

$$\theta_{wr} = \frac{\theta_{par} - \theta_{pr}}{2} \quad (\text{A-27})$$

A.2.10 Pas de bobinage

- Pas complet de bobinage encore appelé pas diamétral :

$$y_Q = \frac{N_e}{2 \times P} \quad (\text{A-28})$$

avec :

N_e : le nombre d'encoches ;

P : le nombre de paires de pôles.

- Pas raccourci de bobinage :

Le type de bobinage considéré est imbriqué à pas raccourci. Le coefficient de raccourcissement est pris égal à $\frac{5}{6}$ [225] afin d'éliminer le 5^{ème} et 7^{ème} harmoniques. Ainsi, le pas raccourci est donné par :

$$y = \frac{5}{6} \times y_Q \quad (\text{A-29})$$

A.2.11 Coefficient de bobinage de la machine

Le coefficient de bobinage k_w est déterminé à partir de l'expression :

$$k_w = k_d \times k_p \quad (\text{A-30})$$

avec :

k_d , le coefficient de distribution de l'harmonique fondamentale pour un bobinage triphasé. Ce coefficient est donné par l'expression [174] :

$$k_d = \frac{1}{2 \times q \times \sin\left(\frac{\pi}{6 \times q}\right)} \quad (\text{A-31})$$

où q est le nombre d'encoches par phase par pôle et est déterminé par :

$$q = \frac{N_e}{2 \times P \times m_{ph}} \quad (\text{A-32})$$

k_p , le coefficient de l'harmonique fondamental, donné par la relation tirée de [174] :

$$k_p = \sin\left(\frac{y}{y_Q} \times \frac{\pi}{2}\right) \quad (\text{A-33})$$

A.2.12 Nombre de spires en série par phase

Le nombre de spires en série par phase est déterminé en fonction de la force électromotrice E_m , du coefficient de bobinage de la machine k_w et du flux dans l'entrefer φ_e . Son expression est donnée par :

$$N_s = \frac{\sqrt{2} \times E_m}{2 \times \pi \times f \times k_w \times \varphi_e} \quad (\text{A-34})$$

La force électromotrice f.é.m., estimée à partir de la tension nominale U_n aux bornes de l'alternateur, est déterminée en utilisant la relation :

$$E_m = k' \times \frac{U_n}{\sqrt{3}} \quad (\text{A-35})$$

où k' est un coefficient dont la valeur est comprise entre 1.03 et 1.06 [173][174].

Le flux dans l'entrefer est estimé par la relation [44] :

$$\varphi_e = B_e \times \beta \times \frac{\pi \times D}{2 \times P} \times L_s \quad (\text{A-36})$$

où β est le facteur d'ouverture polaire (Tableau A-2).

A.2.13 Nombre de conducteurs par encoche statorique

En supposant que le bobinage statorique comporte a circuits parallèles, le nombre de conducteurs par encoche statorique, est donné par la relation [44], [173] :

$$z_Q = \frac{2 \times a \times m_{ph} \times N_s}{N_e} \quad (\text{A-37})$$

Ce nombre doit être un nombre entier pair ; sinon, on en extrait un '1' et on recalcule N_s et E_m correspondants.

A.2.14 Section du fil de cuivre au stator

* Fil nu (cuivre)

La section du fil nu est calculée à partir de l'intensité du courant I_s , du nombre de voies a et de la densité du courant J_s . Son expression est donnée par :

$$S_{fcus_nu} = \frac{I_s}{a \times J_s} \quad (A-38)$$

L'intensité du courant I_s fourni à la charge est calculée par la relation :

$$I_s = \frac{S_n}{\sqrt{m_{ph}} \times S_n} \quad (A-39)$$

A partir de la section du fil nu, nous déduisons son diamètre :

$$D_{fcus_nu} = 2 \times \sqrt{\frac{S_{fcus_nu}}{\pi}} \quad (A-40)$$

* Fil isolé

En se basant sur les données du document technique de fils de cuivre utilisés pour le bobinage de machine électrique [226], dont un extrait est donné dans le Tableau A-4 , nous procédons à une interpolation linéaire pour déterminer l'expression du diamètre extérieur de fil isolé $D_{fcus,isol}$:

$$D_{fcus_isol} = 1,0081 \times D_{fcus_nu} + 0,0001 \quad (A-41)$$

A partir de D_{fcus_isol} , la section du fil isolé est déterminée par :

$$S_{fcus_isol} = \pi \times \left(\frac{D_{fcus_isol}}{2} \right)^2 \quad (A-42)$$

La section totale de fils de cuivre au stator est donnée par la relation

$$S_{tcus_isol} = z_Q \times S_{fcus_isol} \quad (A-43)$$

Tableau A-4 Isolation spéciale pour les fils de cuivre ronds émaillé [226]

$D_{fcus,nu}[m]$	$D_{fcus,isol}[m]$
0,003	0,003126
0,00315	0,003276
0,00335	0,003479
0,00355	0,003679
0,00375	0,003883
0,004	0,004133
0,00425	0,004387
0,0045	0,004637
0,00475	0,004891
0,005	0,005141

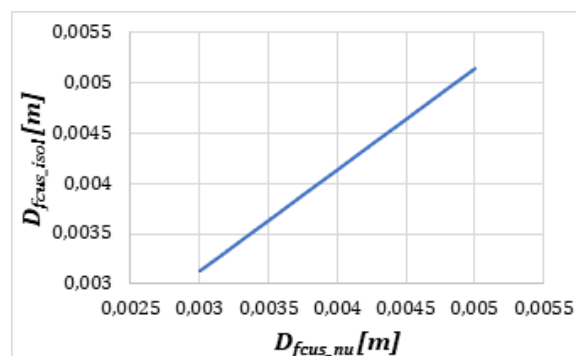


Figure A-6 courbe du diamètre du fil isolé en fonction du diamètre de fil nu.

A.2.15 Épaisseur des becs de dents statorique

Les becs des dents statoriques servent à concentrer le flux dans les dents du stator et servent de support aux bobines logées dans les encoches statoriques. Ainsi, ils jouent un rôle important. L'épaisseur des becs statoriques est exprimée par la relation [227] :

$$h_{bs} = k_{bs} \times \frac{\pi \times D}{N_e} \times \frac{k_{es}}{2} \times \frac{B_e}{B_{ds}} \quad (\text{A-44})$$

où k_{es} est le facteur d'ouverture d'encoche (A-24) et k_{bs} est facteur de fermeture d'encoche (Tableau A-2).

A.2.16 Diamètre de fond d'encoche du stator

Connaissant le diamètre d'alésage, la hauteur d'encoche et l'épaisseur des becs statoriques, on peut déterminer le diamètre de fond d'encoches D_{es} par l'expression :

$$D_{es} = D + 2 \times (h_{es} + h_{bs}) \quad (\text{A-45})$$

A.2.17 Épaisseur de la culasse du stator

En appliquant la conservation de flux entre l'entrefer et la culasse du stator, l'épaisseur de la culasse du stator h_{cs} est obtenue par la relation [227] :

$$h_{cs} = \frac{\pi \times D}{4 \times P} \times \frac{\beta}{xf} \times \frac{B_e}{B_{cs}} \quad (\text{A-46})$$

Le flux total sous un pôle se divise en deux pour rejoindre les pôles magnétiques les plus proches de chaque côté. Ainsi, le flux dans la culasse est la moitié de celui sous un pôle.

A.2.18 Diamètre extérieur du stator

Le diamètre extérieur de la machine est donné par la relation :

$$D_{ext} = D_{es} + 2 \times h_{cs} \quad (\text{A-47})$$

A.2.19 Distance entre deux becs de dent statorique

La distance entre deux becs d_{bs} de dent statorique est déterminée en fonction du facteur d'ouverture d'encoches k_{es} et du facteur de fermeture k_{bs} . [174].

$$d_{bs} = k_{es} \times (1 - k_{bs}) \times \frac{\pi \times D}{N_e} \quad (\text{A-48})$$

A.2.20 Épaisseur de l'entrefer

L'épaisseur de l'entrefer a une influence considérable sur le courant de magnétisation. En principe, plus l'entrefer est petit, plus le courant de magnétisation est faible. A ce jour, il n'existe pas de relation optimale développée pour calculer l'épaisseur de l'entrefer. Seules des méthodes empiriques sont utilisées pour l'estimer. Dans le cas des machines synchrones, l'épaisseur de l'entrefer est principalement estimée par la réaction d'induit maximale permise. En effet, il faut s'assurer que la réaction d'induit ne réduise pas excessivement la densité de flux d'une face/côté d'un pôle magnétique. Pour satisfaire cette condition, la force magnétomotrice du circuit d'armature doit être inférieure à celle du circuit de champ [173]. Cette contrainte est exprimée par la relation :

$$h_{ent} \geq \frac{1}{2} \times \alpha_{MS} \times \mu_0 \times \tau_p \times \frac{A_s}{B_e} = \gamma \times \tau_p \times \frac{A_s}{B_e} \quad (\text{A-49})$$

Où :

γ est un coefficient dont la valeur, donnée dans le Tableau A-5, dépend du type d'entrefer de la machine. Il est le produit de la largeur relative des becs des pôles α_{MS} , de μ_0 et de la constante $\frac{1}{2}$;

Tableau A-5 Valeurs du coefficient γ pour différents types d'entrefer de la machine à pôles saillants [173].

Entrefer constant	$\gamma = 7 \times 10^{-7}$
Entrefer conçu pour avoir une distribution de densité de flux sinusoïdale	$\gamma = 4 \times 10^{-7}$

τ_p est le pas polaire donné par la relation :

$$\tau_p = \frac{\pi \times D}{2 \times P} \quad (\text{A-50})$$

A_s est la charge linéique au stator estimée par la relation.[173] :

$$A_s = \frac{2 \times I_s \times N_s \times m_{ph}}{\pi \times D} \quad (\text{A-51})$$

A.2.21 Epaisseur des aimants

L'épaisseur des aimants permanents pourra être déterminée une fois les ampères-tours créés sont connus.

* Ampères tours d'excitation en charge, consommés dans l'entrefer

Les ampères tours d'excitation en charge NI_{fu} , consommés dans l'entrefer est la somme des ampères tours à vide NI_{f0} et les ampères tours de réaction d'induit NI_{fr} [44].

$$NI_{fu} = NI_{f0} + NI_{fr} \quad (\text{A-52})$$

Les ampères tours à vide sont calculés, en négligeant la saturation, par la relation [44] :

$$NI_{f0} = h_{ent} \times \frac{B_e}{\mu_0} \quad (\text{A-53})$$

Les ampères tours de réaction d'induit sont exprimés par [44] :

$$NI_{fr} = \frac{3 \times \sqrt{2}}{\pi} \times \frac{N_s}{P} \times k_w \times I_s \quad (\text{A-54})$$

* Ampères tours créés par les aimants permanents NI_{ai}

Les ampères tours créés par les aimants permanents sont calculés à partir de la connaissance du taux d'hybridation ($ToHy$). Ce dernier représente le pourcentage de NI_{ai} créés par les aimants permanents par rapport à NI_{fu} que peut créer l'inducteur (l'ensemble aimants plus bobine d'excitation). Ainsi, on obtient l'expression :

$$NI_{ai} = ToHy \times NI_{fu} \quad (\text{A-55})$$

* Epaisseur des aimants

Une fois NI_{ai} connu, l'épaisseur de l'aimant est déterminée par la relation [44] :

$$h_{ai} = \frac{\mu_0 \times \mu_{r_ai}}{B_{r_ai}} \times NI_{ai} \quad (\text{A-56})$$

A.2.22 Section du fil de cuivre au rotor

* Ampères tours créés par les bobines d'excitations

Les ampères tours d'excitation en charge NI_{fu} sont créés par les bobines d'excitation (NI_{bo}) et les aimants permanents (NI_{ai}). Ainsi, NI_{bo} est donné par la relation :

$$NI_{bo} = NI_{fu} - NI_{ai} \quad (A-57)$$

* Nombre de spires par pôle au rotor

Le nombre de spires par pôle au rotor est déduit à partir des Ampères tours créés par la bobine d'excitation et du courant d'excitation, et est donné par la relation :

$$N_r = \frac{NI_{bo}}{I_{f0}} \quad (A-58)$$

Ce nombre devant être un entier, on arrondit le résultat obtenu et on recalcule NI_{bo} , NI_{ai} et h_{ai} en utilisant respectivement les relations :

$$NI_{bo} = N_r \times I_{f0} \quad (A-59)$$

$$NI_{ai} = NI_{fu} - NI_{bo} \quad (A-60)$$

* Section du fil de conducteur nu $S_{fcur,nu}$

$$S_{fcur,nu} = \frac{I_{f0}}{J_r} \quad (A-61)$$

* Diamètre du fil de conducteur nu $D_{fcur,nu}$

$$D_{fcur,nu} = 2 \times \sqrt{\frac{S_{fcur,nu}}{\pi}} \quad (A-62)$$

* Diamètre du fil de conducteur isolé $D_{fcur,isol}$

$$D_{fcur,isol} = 1,0081 \times D_{fcur,nu} + 0,0001 \quad (A-63)$$

* Section du fil de conducteur isolé $S_{fcur,isol}$

$$S_{fcur,isol} = \pi \times \left(\frac{D_{fcur,isol}}{2} \right)^2 \quad (A-64)$$

* Section totale du conducteur isolé par pôle

La section totale du conducteur isolé par pôle est la section d'un fil du conducteur isolé $S_{fcur,isol}$ multipliée par le nombre de spires par pôle N_r .

$$S_{tcur,isol} = 2 \times N_r \times S_{fcur,isol} \quad (A-65)$$

A.2.23 Diamètre périphérique du rotor

Le diamètre périphérique du rotor D_r est déduit du diamètre d'alésage D et de l'épaisseur de l'entrefer h_{ent} , et est déterminé par la relation :

$$D_r = D - 2 \times h_{ent} \quad (A-66)$$

A.2.24 Diamètre de fond d'aimant

Le diamètre de fond d'aimant D_a se déduit de D_r et h_{ai} par la relation :

$$D_a = D_r - 2 \times h_{ai} \quad (A-67)$$

A.2.25 Epaisseur de la culasse du rotor

L'épaisseur de la culasse du rotor h_{cr} se détermine en appliquant la conservation du flux entre la culasse et l'entrefer [227]. Son expression est donnée par :

$$h_{cr} = \frac{\pi \times D}{4 \times P} \times \beta \times \frac{B_e}{B_{cr}} \quad (\text{A-68})$$

A.2.26 Epaisseur des becs du rotor

L'épaisseur des becs du rotor est égale à la valeur maximale entre les épaisseurs des becs axiaux $h_{br,axial}$ ou les épaisseurs des becs longitudinaux $h_{br,long}$ [227]. Elle est calculée en utilisant la relation :

$$h_{br} = \text{Max}(h_{br,axial}, h_{br,long}) \quad (\text{A-69})$$

avec :

$$h_{br,axial} = \frac{1}{4} \times \frac{\pi \times D}{2 \times P} \times \frac{k_{er}}{2} \quad (\text{A-70})$$

où k_{er} est le facteur d'ouverture d'encoches du rotor par pas polaire et est déterminé par la relation :

$$k_{er} = 1 - \frac{B_e}{B_p} \quad (\text{A-71})$$

$$h_{br,long} = \beta \times \frac{\pi \times D}{2 \times P} \times \frac{k_{er}}{2} \times \frac{B_e}{B_p} \quad (\text{A-72})$$

A.2.27 Distance entre deux becs du rotor

La distance entre deux becs du rotor est donnée par la relation :

$$d_{br} = \frac{1}{2} \times \theta_{br} \times (D_a - h_{br}) \quad (\text{A-73})$$

où θ_{br} est la largeur angulaire entre deux becs du rotor et est donnée par la relation :

$$\theta_{br} = \frac{\pi}{P} \times (1 - \beta) \quad (\text{A-74})$$

A.2.28 Diamètre du fond d'encoche du rotor

Le diamètre du fond d'encoche du rotor D_{er} est déterminé de manière que la somme des potentiels magnétiques soit égale à la force magnétomotrice créées. A cet effet, la méthode de réseaux de ré reluctances (Figure A-7) est utilisée pour déterminer le système d'équations(A-84) qui sera résolu par la suite.

* Calcul des ré reluctances [44] [227]

– Ré reluctance dans les dents statoriques

$$\mathfrak{R}_{ds} = \frac{l_{ds}}{\mu_{ds} \times S_{ds}} \quad (\text{A-75})$$

$$\mu_{ds} = \frac{B_{ds}}{\mu_0 * H_{ds}} \quad (\text{A-76})$$

- Réluctance dans la culasse statorique

$$\mathfrak{R}_{cs} = \frac{\ell_{cs}}{\mu_{cs} \times S_{cs}} \quad (\text{A-77})$$

$$\mu_{cs} = \frac{B_{cs}}{\mu_0 \times H_{cs}} \quad (\text{A-78})$$

- Réluctance dans les pôles rotoriques

$$\mathfrak{R}_{pr} = \frac{\ell_{pr}}{\mu_{pr} \times S_{pr}} \quad (\text{A-79})$$

$$\mu_{pr} = \frac{B_{pr}}{\mu_0 \times H_{pr}} \quad (\text{A-80})$$

- Réluctance dans la culasse rotorique

$$\mathfrak{R}_{cr} = \frac{\ell_{cr}}{\mu_{cr} \times S_{cr}} \quad (\text{A-81})$$

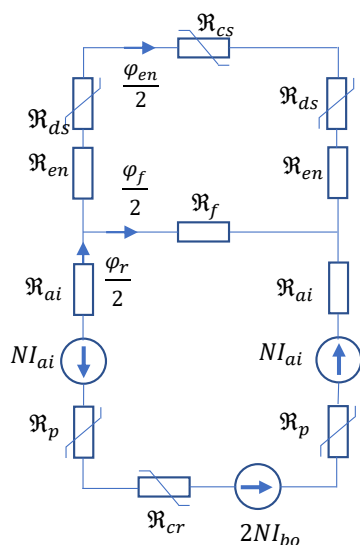
$$\mu_{cr} = \frac{B_{cr}}{\mu_0 \times H_{cr}} \quad (\text{A-82})$$

- Réluctance dans les aimants permanents

$$\mathfrak{R}_{ai} = \frac{e_{ai}}{\mu_0 \times \mu_{r,ai} \times S_{ai}} \quad (\text{A-83})$$

* Réseaux de réluctances et système d'équations

$$\begin{cases} (\mathfrak{R}_{cs} + 2 \times \mathfrak{R}_{ds} + 2 \times \mathfrak{R}_{en}) \times \frac{\varphi_e}{2} - \mathfrak{R}_f \times \frac{\varphi_f}{2} = 0 \\ (\mathfrak{R}_{cr} + 2 \times \mathfrak{R}_{ai} + 2 \times \mathfrak{R}_p) \times \frac{\varphi_r}{2} + \mathfrak{R}_f \times \frac{\varphi_f}{2} = 2 \times NI_{fu} \\ \varphi_e + \varphi_f = \varphi_r \end{cases} \quad (\text{A-84})$$



- \mathfrak{R}_{cs} : réluctance de la culasse statorique
- \mathfrak{R}_{ds} : réluctance des dents statoriques
- \mathfrak{R}_{en} : réluctance de l'entrefer
- \mathfrak{R}_f : réluctance de fuite
- \mathfrak{R}_p : réluctance des pôles rotoriques
- \mathfrak{R}_{cr} : réluctance de la culasse rotorique
- φ_r : flux dans le rotor
- φ_{en} : flux dans l'entrefer
- NI_{bo} : Force Magnétomotrice des bobines
- NI_{ai} : Force Magnétomotrice des aimants

Figure A-7 Réseaux de réluctances.

A.2.29 Calcul du diamètre intérieur du rotor

$$D_{int} = D_{er} - 2 \times h_{cr} \quad (A-85)$$

A.3 Calcul de la masse de la génératrice**A.3.1 Masse du stator***** Masse de la culasse du stator**

$$M_{cs} = V_{cs} \times \rho_{fer} \quad (A-86)$$

$$\text{avec : } V_{cs} = \frac{\pi}{4} \times (D_{ext}^2 - D_{es}^2) \times L_s \quad (A-87)$$

*** Masse de dent du stator**

$$M_{ds} = V_{ds} \times \rho_{fer} \quad (A-88)$$

$$\text{avec : } V_{ds} = S_{ds} \times L_s \quad (A-89)$$

$$S_{ds} = S_{ds1} - S_{ds2} - S_{ds3} \quad (A-90)$$

$$S_{ds1} = \frac{\pi}{4} \times (D_{es}^2 - D^2) \quad (A-91)$$

$$S_{ds2} = N_e \times \frac{\theta_{encs}}{2} \times \left(\left(\frac{D_{es}}{2} \right)^2 - \left(\frac{D}{2} + h_{bs} \right)^2 \right) \quad (A-92)$$

$$S_{ds3} = N_e \times \frac{\theta_{bs}}{2} \times \left(\left(\frac{D}{2} + h_{bs} \right)^2 - \left(\frac{D}{2} \right)^2 \right) \quad (A-93)$$

*** Masse du stator**

$$M_{stat} = M_{cs} + M_{ds} \quad (A-94)$$

A.3.2 Masse du rotor

$$M_{rot} = V_r \times \rho_{v_rot} \quad (A-95)$$

$$\text{avec : } V_r = S_r \times L_r \quad (A-96)$$

$$S_r = 2 \times p \times (S_{r_1} + S_{r_2}) + S_{r_3} \quad (A-97)$$

$$S_{r_1} = \frac{\theta_{par}}{2} \times h_{br} \times (D_a - h_{br}) \quad (A-98)$$

$$S_{r_2} = \frac{\theta_{pr}}{2} \times \left(\left(\frac{D_a}{2} - h_{br} \right)^2 - \left(\frac{D_{er}}{2} \right)^2 \right) \quad (A-99)$$

$$S_{r_3} = \pi \times \left(\left(\frac{D_{er}}{2} \right)^2 - \left(\frac{D_{int}}{2} \right)^2 \right) \quad (A-100)$$

A.3.3 Masse du cuivre

$$M_{cuv} = \rho_{v_cu} \times (V_{cu_s} + V_{cu_r}) \quad (A-101)$$

$$\text{avec : } V_{cu_s} = m_{ph} \times N_s \times V_{sps} \quad (A-102)$$

$$V_{cu_r} = 2 \times p \times N_r \times V_{spr} \quad (A-103)$$

$$V_{sps} = S_{fcus_nu} \times \ell_{m_sps} \quad (A-104)$$

$$V_{spr} = S_{fcur_nu} \times \ell_{m_spr} \quad (A-105)$$

A.3.4 Masse des aimants

$$M_{ai} = \rho_{v_ai} \times V_{ai} \quad (\text{A-106})$$

$$\text{avec :} \quad V_{cu_s} = 2 \times p \times S_{ai} \times L_r \quad (\text{A-107})$$

$$S_{ai} = \frac{\theta_{par}}{2} \times h_{ai} \times (D_r - h_{ai}) \quad (\text{A-108})$$

A.3.5 Masse totale de la machine

$$M_{tot} = M_{cs} + M_{ds} + M_{rot} + M_{cuv} + M_{ai} \quad (\text{A-109})$$

A.4 Calcul de la résistance électrique des fils conducteurs de la génératrice**A.4.1 Expression de la résistance des fils conducteurs d'une phase statorique**

$$R_{s_ph} = N_s \times R_{fcu_s} \quad (\text{A-110})$$

$$R_{fcu_s} = \rho_{e_cu} \times \frac{\ell_{m_sps}}{S_{fcus_nu}} \quad (\text{A-111})$$

ρ_{cu} : la résistivité du cuivre à une température donnée [$\Omega \cdot m$].

$$\rho_{e_cu} = \rho_{e_cu_0} \times [1 + \Delta\rho_{cu} \times (T_{cu} - T_{cu_0})] \quad (\text{A-112})$$

avec :

ℓ_{m_sps} : la longueur moyenne d'une spire de l'enroulement statorique, en mètre [m], donnée par la relation (A-113) [227], [228], en négligeant l'allongement de la longueur des têtes de bobine.

$$\ell_{m_sps} = 2 \times \left[\left(\frac{\pi}{2} \times \frac{(\ell_{ps} + \ell_{ds})}{2} \right) + L_s \right] \quad (\text{A-113})$$

$$\ell_{ds} = (D_{es} + (D + 2 \times h_{bs})) \times \frac{\theta_{ds}}{4} \quad (\text{A-114})$$

$$\ell_{ps} = (D_{es} + (D + 2 \times h_{bs})) \times \frac{\theta_{pas}}{4} \quad (\text{A-115})$$

avec :

ℓ_{ps} : la largeur d'un pas d'encoches statorique mesurée à la mi- hauteur de dents, en mètre [m] ;

ℓ_{ds} : la largeur des dents du stator, en mètre [m].

A.4.2 Résistance électrique des fils conducteurs d'un pôle rotorique

$$R_r = N_r \times R_{fcu_r} \quad (\text{A-116})$$

$$R_{fcu_r} = \rho_{e_cu} \times \frac{\ell_{m_spr}}{S_{fcu_r_nu}} \quad (\text{A-117})$$

$$\ell_{m_spr} = 2 \times \left[\left(\frac{\pi}{2} \times \frac{(\ell_{pr} + \ell_{dr})}{2} \right) + L_r \right] \quad (\text{A-118})$$

$$\ell_{dr} = (D_a - 2 \times h_{br} + D_{er}) \times \frac{\theta_{pr}}{4} \quad (\text{A-119})$$

$$\ell_{pr} = (D_a - 2 \times h_{br} + D_{er}) \times \frac{\theta_{par}}{4} \quad (\text{A-120})$$